



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
División de Estudios de Posgrado – Facultad de Ingeniería

**ESTUDIO ESTRATIGRÁFICO-GEOQUÍMICO EN
PETRÓLEO Y GAS DE LUTITAS DE LA FORMACIÓN
EAGLE FORD, NOROESTE DE VILLA HIDALGO, ESTADO
DE COAHUILA, NORESTE DE MÉXICO.**

TESIS
QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:
JOSÉ FRANCISCO MARTÍNEZ CONTRERAS

TUTOR:
DR. JOAQUIN EDUARDO AGUAYO CAMARGO
Investigador y Catedrático de la Coordinación de Posgrado, Facultad de Ingeniería
UNAM

MÉXICO, D. F. ENERO 2015

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. Padilla Y Sánchez Ricardo J.
Secretario: M.C Campos Madrigal Emiliano
Vocal: Dr. Aguayo Camargo Joaquín Eduardo
1er. Suplente: Ing. Arellano Gil Javier
2do. Suplente: M.C Santillán Piña Noé

Lugar donde se realizó la tesis: **Posgrado en Ingeniería, UNAM.**

TUTOR DE TESIS

Dr. Joaquín Eduardo Aguayo Camargo

FIRMA

Dedicatoria:

***A mi esposa Claudia Martínez Rodríguez,
A mi hijo Oswaldo Damián***

Muchas gracias por su comprensión, amor y sus palabras de aliento, además de entender y tolerar todos los momentos difíciles que hemos pasado juntos.

A mis padres Francisco Martínez Cuevas y Eva Contreras Huesca

*Por su amor y consejos de vida.
Agradezco a dios por tener unos maravillosos padres.*

Agradecimientos

A dios gracias, por ofrecerme salud y felicidad, logrando disfrutar cada momento de la vida.

A Petróleos Mexicano (PEMEX Exploración y Producción) por las facilidades en realizar estudios de posgrado, además de agradecer el permiso de difundir el conocimiento efectuado dentro de la empresa, y que se manifestó en este trabajo de tesis.

Al Ingeniero Ricardo Martínez Sierra, por su apoyo incondicional e interés, y su enseñanza de siempre continuar adelante con decisión y actitud.

Por sus invaluable aportaciones y transmisión de conocimiento del Ingeniero Rogelio Muñoz Cisneros.

El valioso tiempo proporcionado por el Dr. Joaquín Eduardo Aguayo Camargo, en la dirección, sugerencias, excelentes comentarios y esmerada revisión en este trabajo de investigación sin dejar de mencionar su invaluable enseñanza.

A mis asesores: Dr. José Ricardo Padilla y Sánchez, M.I. Emiliano Campo Madrigal, M.C. Javier Arellano Gil y M.C. Noé Santillán Piña. Muchas gracias por aceptar ser parte del jurado, sin dejar de mencionar todas las sugerencias y comentarios muy oportunos. No está por demás mencionar su ejemplo y motivación a seguir adelante.

Gracias a los Ingenieros Amador Guerra Reyna, José Enrique Escobar Hernández, Carlos, García Hernández, Karina Uribe Trejo, Marco Antonio García Ortega, Ana María Rocha Nuñez, Graciela Ramirez Villaseñor, Eloisa Navarro Fernández y el Doctor Ricardo Zavala Torres, por la transferencia de sus conocimientos, entusiasmo y acertadas opiniones.

Sin olvidar de mencionar a Ramiro Ríos Rojas, Christian Jazzamoart Villabardet Olivares, José Antonio Martínez Méndez, Enrique Prado Gómez, Idalia Teresa Cruz Gómez y Verónica González Bocanegra. Compañeros y amigos de Maestría, por ser parte importante en este proceso y que lograron de manera indirecta una motivación en lograr cumplir todos los propósitos profesionales.

Gracias a mi sobrina Fabiola Cortes Rodríguez por su valioso tiempo y apoyo incondicional durante el largo proceso de titulación.

Sin dejar de mencionar a la Universidad Nacional Autónoma de México por el ofrecimiento de sus instalaciones y profesorado de calidad.

ÍNDICE

Resumen.....	2
Abstract.....	3
CAPÍTULO 1. Introducción.....	4
1.1 Localización.....	5
1.2 Objetivos.....	7
1.2.1 Objetivo general.....	7
1.2.2 Objetivos particulares.....	7
1.3 Justificación y pertinencia.....	7
1.4 Hipótesis.....	7
1.5 Planteamiento del problema.....	8
1.6 Metodología.....	8
1.7 Antecedentes.....	9
1.7.1 Yacimientos no convencionales.....	9
1.7.2 Inicios del petróleo y gas en lutitas (shale oil/gas).....	11
1.7.3 Petróleo y gas de lutita en la Formación Eagle Ford.....	14
1.7.4 Panorama económico en yacimientos no convencionales.....	22
CAPÍTULO 2. Marco geológico regional.....	24
2.1 Evolución tectónica.....	25
2.2 Evolución paleogeográfica.....	33
CAPÍTULO 3. Estratigrafía de la Formación Eagle Ford.....	47
3.1 Introducción.....	48
3.2 Metodología de estudio.....	49

3.3 Marco geológico local.....	51
3.4 Columna estratigráfica.....	56
3.5 Carácter eléctrico.....	65
3.6 Interpretación estratigráfico-estructural.....	67
3.7 Unidades estratigráficas.....	69
3.8 Características litológicas.....	73
3.9 Litofacies.....	82
3.10 Modelo paleosedimentario de la Formación Eagle Ford.....	88
CAPÍTULO 4. Geoquímica de la Formación Eagle Ford.....	92
4.1 Proceso del petróleo y gas de lutita.....	93
4.2 Origen de la materia orgánica.....	94
4.3 Tipos de kerógeno.....	98
4.4 Determinación de la riqueza orgánica.....	101
4.5 Parámetros geoquímicos.....	110
4.5.1 Carbono orgánico total (COT) y Tmax.....	111
4.5.2 Reflectancia de vitrinita (Ro).....	114
4.5.3 Mineralogía.....	116
CAPITULO 5. Conclusiones y recomendaciones.....	127
Bibliografía.....	132

Resumen

Resumen

La industria del petróleo y gas natural desarrolló nuevas tecnologías, al demostrar que los yacimientos de aceite y gas no convencionales son viables como objetivos de exploración y explotación. En la década de los 70's, inició en Estados Unidos, una serie de estudios denominados "Shale Gas Project", precursores en el inicio del aporte en el conocimiento de este recurso. Por el incremento en los precios de petróleo se ha observado un cambio hacia plays no convencionales ricos en líquido, sobre todo por la baja en los precios de gas.

Entre los proyectos más importantes de Estados Unidos, la Formación Eagle Ford en Texas, ha sido uno de los mejores plays en lutitas gasíferas, estudiada por más de 120 años. Inicialmente fue productor de gas seco en la parte sur, posteriormente de gas húmedo y después aceite con menor presión, hacia el norte.

En México existe un gran potencial geológico prospectivo en yacimientos no convencionales hacia el noreste y oriente, en la parte continental de la gran paleocuenca del Golfo de México. Se han identificado 5 provincias geológicas con potencial de gas en lutita, entre las que destacan la secuencia de lutitas de la Formación Eagle Ford, del Cenomaniano Superior a Turoniano. La columna sedimentaria presenta 1000 m de diferencia estructural, en dirección noroeste a sureste. Estratigráficamente se reconocen dos unidades dentro de la Formación Eagle Ford: La unidad superior con espesor promedio de 173 m y la unidad inferior, de espesor promedio de 47 m.

Las unidades en la Formación Eagle Ford, presentan dos litofacies: la unidad superior consistente en el predominio de facies de caliza arcillosa con lutitas calcáreo-carbonosas; la unidad inferior predominan facies de lutita calcáreo-carbonosas y en menor proporción de caliza arcillosa.

El modelo paleosedimentario consiste en un ambiente de plataforma de mar abierto en aguas poco profundas.

La unidad superior, indica facies proximales de borde de plataforma, con abundante contenido planctónico y en la unidad inferior: presenta facies distales en facies de lutitas calcáreo-carbonosas.

Las propiedades geoquímicas y mineralógicas en las unidades superior e inferior presentan buenas expectativas con potencial en gas seco de lutitas, en la región sureste y hacia el noreste, probable potencial en petróleo de lutitas.

Abstract

The oil and natural gas industry developed new technologies, to prove that the non-conventional oil and gas fields are viable as targets of exploration and exploitation. In the Decade of the 70's, started in the United States, a series of studies called "Shale Gas Project", precursors in the beginning of the contribution to the knowledge of this resource. By the increase in oil prices has been observed a shift toward rich liquid non-conventional plays, mostly by the decline in gas prices.

Among the most important projects of the United States, the Eagle Ford formation in Texas has been one of the best plays in shale gas, studied for more than 120 years. Initially he was producer of dry gas in the southern part, later of wet gas and then oil with lower pressure, to the North.

In Mexico there is a large prospective geological potential in non-conventional deposits to the Northeast and East, in the continental part of the great paleocuenca of the Gulf of Mexico. We have identified 5 geological provinces with potential of gas in shale, including the sequence of Shale of the Eagle Ford formation from the upper Turonian-Cenomanian. The sedimentary column presents 1000 m of structural difference, northwest to southeast. Two units within the Eagle Ford formation is stratigraphically recognize: the upper unit with average thickness of 173 m and the lower unit, average thickness of 47 m.

The units in the Eagle Ford present two lithofacies: upper unit consisting of the prevalence of clayey limestone and calcareous and carbonaceous shales facies; the lower unit predominantly calcareous and carbonaceous shale and to a lesser extent clayey limestone facies.

The paleosedimentario model is in an atmosphere of open in shallow sea platform.

The upper unit: indicates proximal facies of platform, with abundant planktonic content edge and the lower unit: presents distal facies in calcareous and carbonaceous shale facies.

The geochemical and mineralogical properties in the upper and lower units have good expectations with potential in dry gas Shales, in the Southeast and Northeast, likely potential oil Shales.

Capítulo 1

Introducción

CAPÍTULO 1. Introducción

1.1 Localización

El área de estudio se localiza geográficamente en la parte noreste del estado de Coahuila, aproximadamente a 10 Km al noroeste del poblado de Villa Hidalgo, Coahuila y a 85 Km en la misma dirección de la ciudad de Nuevo Laredo, Tamaulipas; limita al noreste con la frontera internacional de México y Estados Unidos.

Comprende una superficie aproximada de 1,620 Km² (Figura 1) y pertenece a las provincias geológicas de Burgos y margen oriental de la Plataforma del Burro-Picachos (PEMEX, 2010; Ortega, et al., 1992), (Figura 2); dentro de las provincias petroleras de Burgos y Sabinas-Burros-Picachos (PEMEX, 2013), (Figura 3).



Figura 1. Ubicación del área de estudio (Google Earth, 2014)

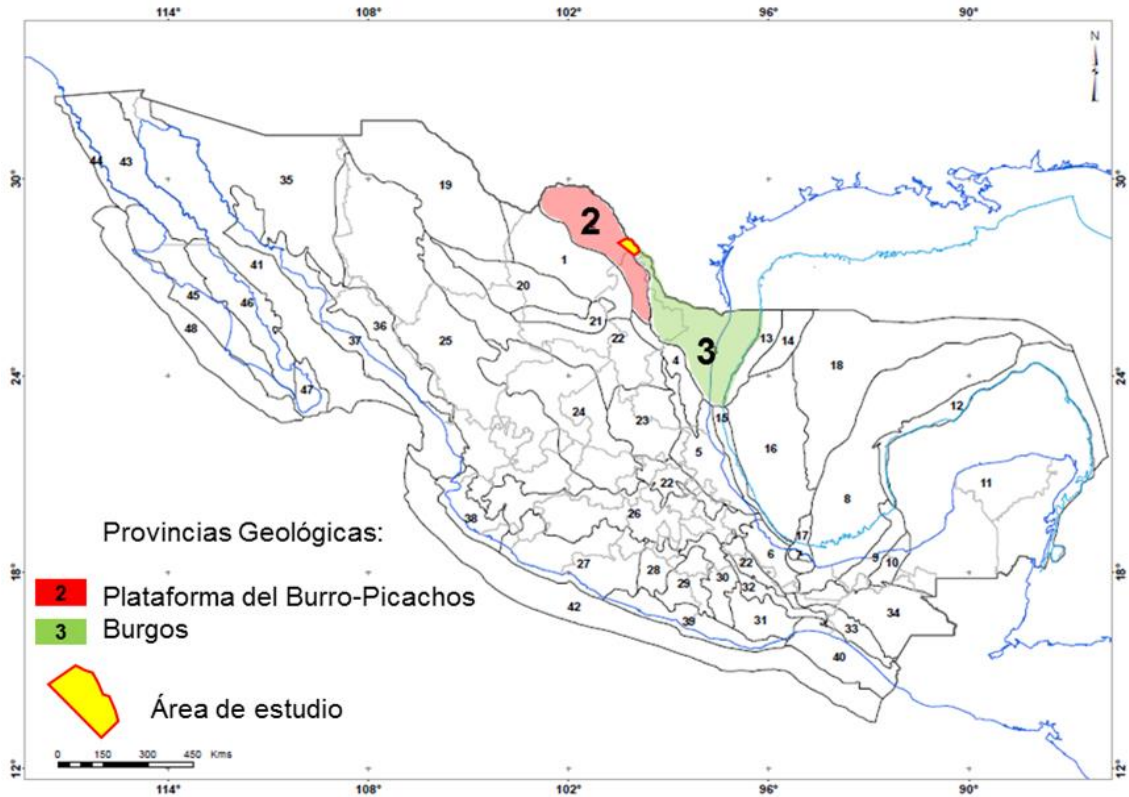


Figura 2. Provincias Geológicas de México (PEMEX, 2010; modificado de Ortega, et al. 1992).

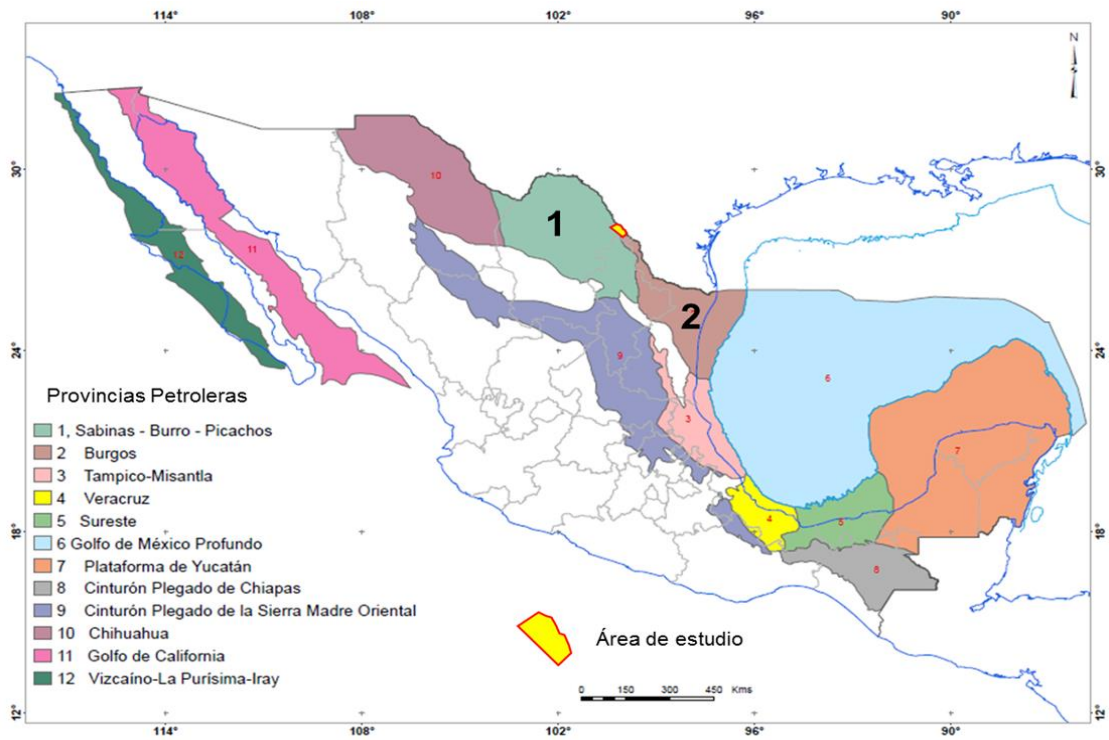


Figura 3. Provincias Petroleras de México (PEMEX, 2013)

1.2 Objetivos

2.1 Objetivo general

Definir estratigráficamente y determinar los atributos geoquímicos de petróleo y gas de lutita de la Formación Eagle Ford a nivel del Cretácico Superior (Cenomaniano-Turoniano), en la provincia de Burgos y márgenes de la plataforma de Sabinas-Burro-Picachos.

2.2 Objetivos particulares

- I. Caracterizar geológica y geoquímicamente a la Formación Eagle Ford.
- II. Definir las variaciones texturales y composicionales de las litofacies que afecten el potencial generador y de producción de la formación.
- III. Aportar información paleo-sedimentaria y geoquímica como criterios operativos para la exploración y explotación de yacimientos no convencionales.

1.3 Justificación y pertinencia

La alta y creciente demanda mundial de hidrocarburos, ha propiciado el desarrollo de importantes innovaciones tecnológicas para explorar y explotar los yacimientos no convencionales de la Formación Eagle Ford, en el Estado de Coahuila en México, donde se han perforado pozos direccionales con desarrollos horizontales de hasta 1600 m.

- La interpretación geológica, geoquímica y petrofísica de la Formación Eagle Ford, son fundamentales como criterios básicos que coadyuvan con las operaciones técnicas de exploración y de extracción de hidrocarburos en yacimientos no convencionales.
- Desde el punto de vista estratégico para la industria petrolera nacional es imperativo dimensionar, caracterizar y evaluar el potencial del Play no convencional de la Formación Eagle Ford en el área de estudio.

1.4 Hipótesis

Las facies arcillosas de la Formación Eagle Ford al noroeste del área de estudio presentan variaciones estratigráficas y geoquímicas que son atractivas como potenciales generadoras y almacenadoras de petróleo y gas, que deben ser evaluadas sistemáticamente, delimitadas y cartografiadas en el área de estudio.

1.5 Planteamiento del problema

Los problemas a resolver en formaciones arcillosas con potencial productor de aceite y gas como la Eagle Ford, son los siguientes:

Primero, es necesario determinar las características estratigráficas y geoquímicas en la Formación Eagle Ford y obtener criterios de correlación con las facies productoras que se extienden desde el noreste de Texas.

Segundo, la falta de un estudio en la distribución de las facies litológicas permitirá definir las variaciones texturales y litológicas en el petróleo y gas de lutita.

Tercero, los parámetros composicionales y mineralógicos en la clasificación de las lutitas presentan incertidumbre en los yacimientos no convencionales, en definir áreas con propiedades frágiles y dúctiles de la roca.

1.6 Metodología

Previamente se efectuó la investigación bibliográfica relacionada con la estratigrafía y geoquímica, de información especializada en el área de estudio, obteniendo la base de datos preliminar.

Esta base de datos antecedente se complementa con la información específica de pozos, como son, la correlación de cimas estratigráficas mediante registros eléctricos, bioestratigrafía, petrografía, muestreo y descripción textural y mineralógica de núcleos.

Esta información es fundamental en la integración e interpretación estratigráfica, determinación de facies sedimentarias de las lutitas, características de la mineralogía contenida en las lutitas, concentración de materia orgánica, contenido de carbono orgánico (COT) y reflectancia de la vitrinita (Ro) y posterior realización de mapas derivadas de estas interpretaciones.

Con la determinación de las propiedades estratigráficas y geoquímicas de las lutitas de la Formación Eagle Ford, se definen las variaciones en las facies litológicas, el Contenido Orgánico Total (COT) y Reflectancia de la vitrinita (Ro), esto es, parámetros que aporten información en definir posibles zonas favorables de un yacimiento no convencional potencial.

Al obtener los resultados, se analizaron y discutieron para realizar las conclusiones, mismos que constituyen este documento.

1.7 Antecedentes

1.7.1 Yacimientos no convencionales

Las rocas que en el pasado se consideraron como generadoras, hoy se consideran también como yacimientos potenciales. Cuando se consideró a los yacimientos no convencionales como plays el enfoque cambio en la búsqueda de lutitas con alto contenido de materia orgánica (Alexander et al., 2011). En el desarrollo de estos recursos, la industria del petróleo y gas se encaró con el desafío del desarrollo de nuevas tecnologías; después de tres décadas se demostró que los yacimientos no convencionales son viables como objetivos de exploración. Ahora son abastecedores abundantes de gas natural en los Estados Unidos de Norteamérica. Aunque por otro lado debido a los bajos precios actuales en el gas, existe el éxito del desarrollo de la lutita gasífera y los operadores continuaran en la innovación, en la solución de tecnologías e ingeniería para el mejoramiento de su localización y extracción eficiente (Alexander et al., 2011).

Hay dos tipos de recursos petroleros por evaluar, (Chan et al., 2010) (Figura 4):

- **Recursos convencionales**, donde existen en acumulaciones discretas de petróleo relacionado a estructuras geológicas y/o rasgos estratigráficos, afectados por condiciones hidrodinámicas basados en la flotabilidad del petróleo en agua, siendo su extracción por medio de pozos convencionales.
- **Recursos no convencionales**, en donde la acumulación de hidrocarburos se distribuye en una gran área y no es afectado por influencia hidrodinámica (también se le denomina como depósitos tipo continuo). Estos requieren de tecnología especializada para su extracción, la que se sigue perfeccionando.

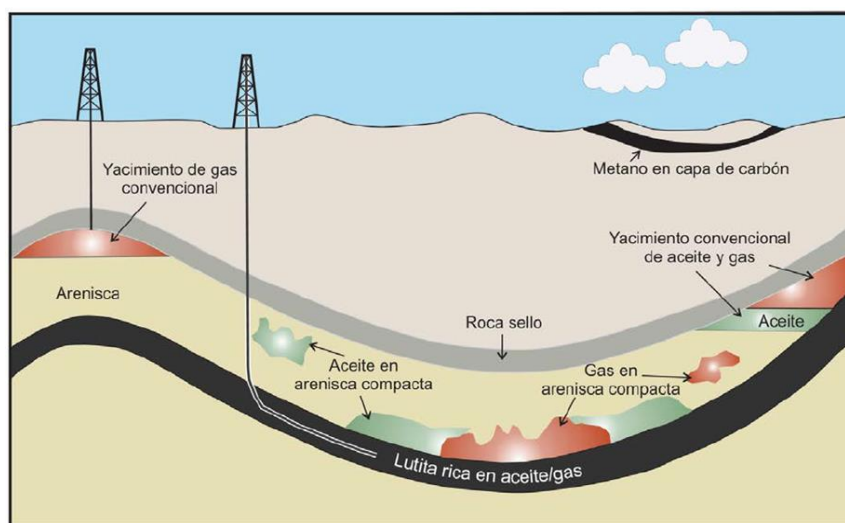


Figura 4. Relación de yacimientos convencionales y no convencionales (modificada de EIA, 2012).

las relaciones entre los recursos convencionales y no convencionales, se ilustran en el triángulo de recursos petroleros (Chan et al., 2010) (Figura 5).

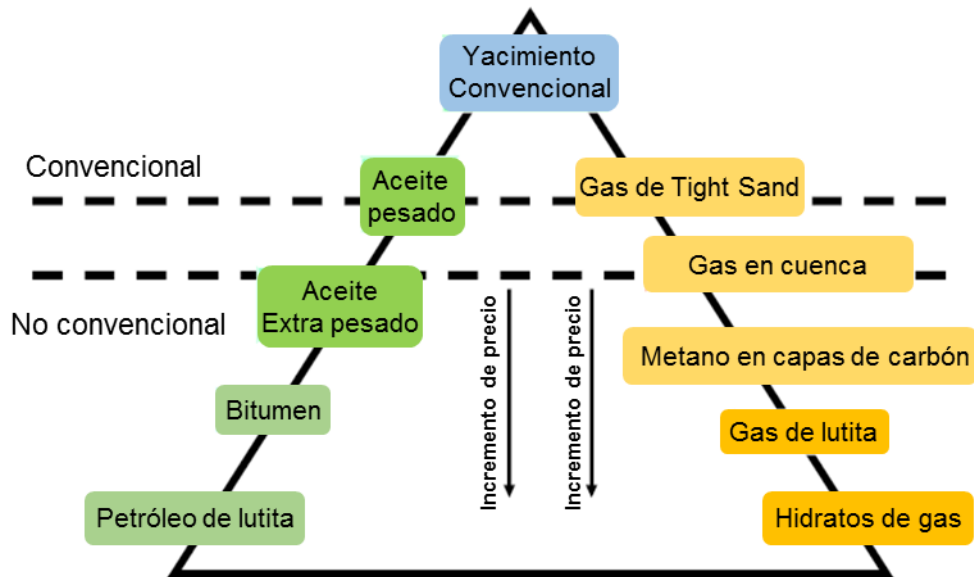


Figura 5. Triángulo de Recurso Petrolero (Chan et al., 2010).

Los yacimientos convencionales se producen a partir de depósitos de areniscas porosas y permeables o en depósitos de calizas. Los yacimientos no convencionales se producen a partir de la roca generadora de los plays convencionales. El petróleo y gas de lutita son no convencionales, por el hecho de tratarse de producir de una roca con una porosidad y permeabilidad mínima (Chan et al., 2010).

El término "play en lutitas" es relativo considerando que muchos de los plays en lutitas presentan diferentes texturas y mineralogías, sin ser el 100% de lutita como el término implica. Las variables en las propiedades de las rocas en estos plays requieren de diferentes técnicas para extraer el petróleo y el gas. Los métodos no convencionales, como el fracturamiento hidráulico y la perforación horizontal se han implementado para extraer este recurso natural (Passey et al., 2010).

Grandes volúmenes de petróleo y gas existen en los yacimientos no convencionales, aunque su recuperación comercial con frecuencia requiere una combinación de mejores tecnologías y altos precios en los productos. (Chan et al., 2010).

Según Passey et al. (2010), el término "yacimiento no convencional" cubre un amplio rango de formaciones portadoras de hidrocarburos y tipos de yacimientos que generalmente no producen tasas económicas de hidrocarburos sin estimulación. Los términos más comunes de estos yacimientos no convencionales

incluyen: en la zona de gas, areniscas compactas con gas (tight-gas), metano en capas de carbón, gas de lutitas (shale gas), e hidratos de gas; en la zona de petróleo, aceite extra pesado, bitumen y petróleo de lutitas (oil shale).

1.7.2 Inicios del petróleo y gas de lutitas (shale oil/gas)

La producción de metano en lutitas ha sido practicada en Norteamérica por más de 180 años; el primer pozo conocido en los Estados Unidos fue productor comercial de gas natural en 1821, en Fredonia, N.Y; fue un pozo excavado a pico y pala en una lutita rica en materia orgánica fracturada productor por más de 75 años (Rickman et al., 2008).

En la década de los 70's, el Departamento de Energía de Estados Unidos inició una serie de estudios denominado "Shale Gas Project", para caracterizar geológica y geoquímicamente el potencial de yacimientos no convencionales, e innovando la ingeniería para su desarrollo masivo (Askenazi et al., 2013).

Las primeras manifestaciones de aceite y gas se encontraron dentro de la Cuenca de Fort Worth mientras se perforaban pozos de agua a mediados del siglo XIX. La exploración petrolera se inició a principios del año de 1900, con el primer descubrimiento comercial de aceite (Pollastro, 2007). En 1960, el área del Arco Bend y la Cuenca Fort Worth, alcanzaron su estado de madurez en la exploración y desarrollo, con pozos enfocados a yacimientos convencionales (Pollastro, 2007).

En la década de los 80's la producción en el primer yacimiento de Estados Unidos fue denominado Barnett Shale, motivando el estudio en las lutitas del Devónico y Carbonífero de los Estados Unidos (Askenazi et al., 2013), aunque antes de los 80's, el Mississippico no era objetivo de exploración en la Cuenca de Fort Worth. En cambio, la exploración se enfocaba principalmente en rocas clásticas y carbonatos del Pensylvánico, en yacimientos convencionales. Barnett Shale fue descubierto en 1981 (Wang, 2008) con manifestaciones generalizadas de gas, y las inesperadas producciones menores en Barnett motivaron a la compañía Mitchell Energy and Development el evaluar y desarrollar a los yacimientos no convencionales de gas y petróleo en las gruesas unidades de lutitas. Las recuperaciones iniciales de gas en un inicio eran no rentables, la compañía se enfocó en la búsqueda de técnicas más efectivas para la terminación de los pozos en la Barnett Shale.

En 1996, se producía cerca de 20 BCFG anualmente, producción proveniente del campo Newark, en la parte noreste de la cuenca de Fort Worth (Pollastro, 2007) (Figura 6) y produce en más de 8 mil pozos (Wang, 2008), con producción acumulada de más de 4 Tcf; es el antecesor de todos los Shale plays. Las tecnologías clave para el éxito en la Barnett Shale giran en torno con la perforación horizontal y la estimulación por fracturamiento hidráulico (Rickman et al., 2008).

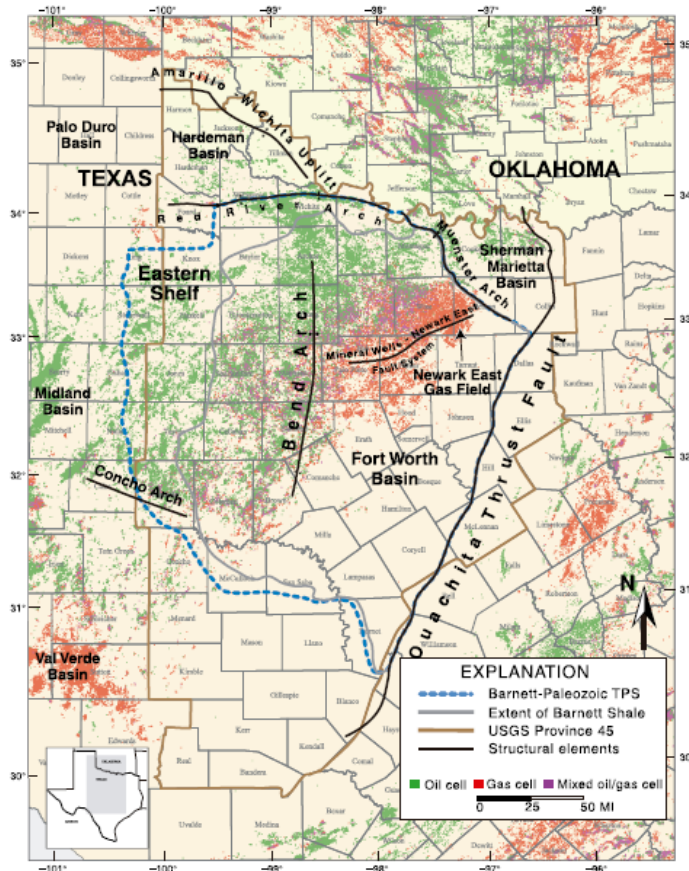


Figura 6. Distribución de Barnett Shale, en la Cuenca Fort Worth (Pollastro, 2007).

Debido al gran éxito de Barnett Shale la actividad de exploración y producción en E.U se incrementó en la última década en la lutita gasífera.

Alexander et al. (2011), menciona el procedimiento de la compañía Southwestern Energy, en el descubrimiento y desarrollo de Fayetteville Shale, localizada al norte de la cuenca de Arkoma y sur de la región Ozark en la parte central de E.U, en depósitos de plataforma marina del Mississippico (Figura 7).

Considerando que la unidad de interés tiene espesores de 50 a 550 ft (15 a 168 m) y profundidades de 1,500 a 6,500 ft (457 a 1,980 m), se efectuó un estudio geológico, desde la determinación estratigráfica y estructural, hasta la generación de un modelo 3D, agregando datos de registros geofísicos, datos geoquímicos y núcleos que sirvieron para calibrar el modelo. Todo este modelo funcionó para el desarrollo y planeación de simulaciones de perforaciones, modelado de esfuerzos y patrones de pozos horizontales.

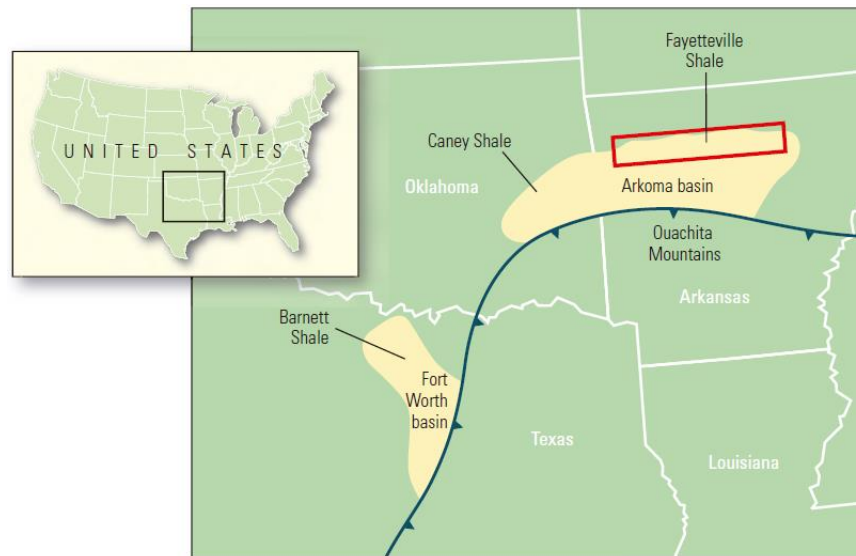


Figura 7. Ubicación de Fayetteville Shale, cuenca Arkoma (Alexander et al., 2011).

A causa de todo ese conocimiento previo y de los esfuerzos conjuntos con la planeación de pozos horizontales, se obtuvieron muchas mejoras en cuatro años y medio del 2007 al 2011; entre los que destacan, la reducción de los días de perforación de 17 a 8 días, el incremento de la longitud lateral de los pozos de 2,657 a 4,909 ft (810 a 1,500 m); se mantuvo el costo de pozos en aproximadamente 2.8 millones de dólares, se obtuvo incremento en la producción de 53.5 a 350.2 Bcf y así como un incremento en las reservas de 716 a 4,345 Bcf.

Por lo que, con un desempeño óptimo en la estimulación de fracturas e incremento en la eficiencia operacional se lograron los resultados anteriores (Alexander et al., 2011). La realidad es que todos los plays en lutitas son parecidos a cualquier yacimiento de metano en capas de carbón (coalbed methane) o arenas compactas con gas (tight sand); pero cada yacimiento es único y los métodos de estimulación y terminación están basados en sus atributos petrofísicos particulares.

Recientemente, en los últimos dos años, se ha observado un cambio hacia los plays no convencionales ricos en líquidos en Estados Unidos y Canadá, sobre todo por la baja en precios de gas e incremento en los precios del petróleo. El enfoque de las compañías operadoras es hacia la roca generadora en la que se pueda obtener recuperación de petróleo y gas (Martin et al., 2011).

El boom del Shale Oil/Gas en el mundo, es relativamente reciente a partir del éxito en este tipo de yacimientos (Askenazi et al., 2013).

1.7.3 Petróleo y gas de lutita en la Formación Eagle Ford

Del gas natural que se consumió en los Estados Unidos durante el 2011, aproximadamente el 95% se produjo en el país, por lo que, el suministro de gas natural no es tan dependiente de los productores extranjeros como es el suministro de petróleo crudo, y el sistema de entrega está menos sujeto a la interrupción (Energy Information Administration-EIA, 2012).

El pleno desarrollo del play de lutitas dentro de los Estados Unidos, le permitió a este país ser más autosuficiente en energía (EIA, 2012) (Figura 8). La Formación Eagle Ford en el sur y centro de Texas es considerado uno de los mejores plays en lutitas gasíferas (Railroad Comission of Texas-RRC, 2011), debido a las siguientes consideraciones:

- 1) Profundidades relativamente someras en la ventana de aceite.
- 2) Alto porcentaje de carbonato hace que sea más fácil el fracturamiento.
- 3) Gran extensión lateral y espesor.

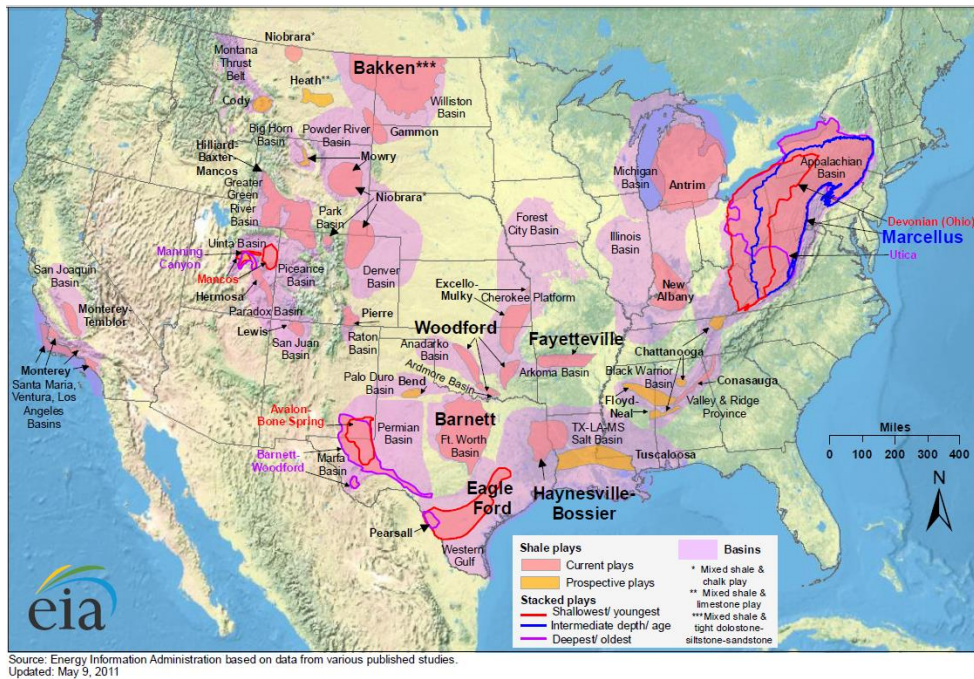


Figura 8. Desarrollo del Play de lutitas gasíferas en Estados Unidos. (EIA, 2012)

La Formación Eagle Ford se ha estudiado durante más de 120 años y fue descrita a partir de afloramientos en los alrededores de Dallas, Texas (Sellards et al, 1932). Históricamente, la Formación Eagle Ford se ha estudiado más en afloramientos (Holg n, 1976; Surles, 1987; William, 1997; Goldhammer et al, 2001; Eguiluz, 2001) que en el subsuelo.

Sin embargo, los estudios del subsuelo recientemente se han realizado con los registros y núcleos para comprender mejor a esta formación (Mullen, 2010; Adams y Carr, 2010).

Dos pozos perforados en el 2006 por Conoco y Apache iniciaron trabajos, pero los pozos no fueron perforados en la Formación Eagle Ford, sino en la Formación Austin Chalk (RRC, 2014).

La Formación Eagle Ford, utilizó significantes avances tecnológicos avanzados de perforación horizontal y fracturamiento hidráulico. Permitted su desarrollo por los altos precios de gas que prevalecieron en el 2007 y a principios del 2008.

El primer pozo en la Formación Eagle Ford fue perforado en octubre del 2008 por Petrohawk en el campo Hawkville, en el condado de La Salle en la ventana de gas (Mullen et al., 2010) (Figura 9), fue el primer pozo horizontal, STS #1, con producción inicial de 9.7 Mcf/d con un desarrollo lateral de 3200 ft (975 m); con una tendencia subparalela en la frontera sur del borde de plataforma de Sligo y se extiende hacia el norte en un amplio punto que enmarca a la cuenca de Maverick (Martin et al., 2011).

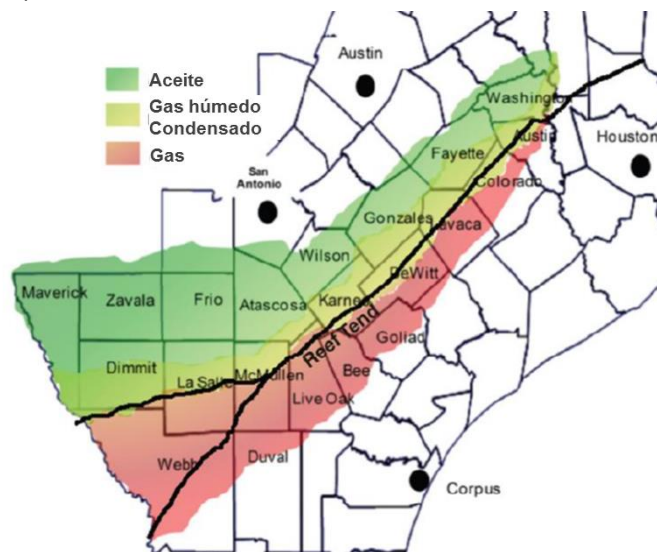


Figura 9. Primer pozo lateral en Eagle Ford, en la franja de gas seco (Mullen et al., 2010).

Uno de los grandes desafíos al intentar diseñar una terminación es conocer el tipo de hidrocarburo a producir (Mullen et al., 2010). La Formación Eagle Ford fue inicialmente productor de gas seco (verde), más tarde en gas húmedo (amarillo) y después de aceite (verde) (Figura 10). Hacia la parte norte de Eagle Ford se ubica la ventana de aceite con menor presión y altos volúmenes de aceite; la parte sur, es principalmente gas seco y a la mitad entre ambas ventanas se presenta gas húmedo o condensado (EIA, 2011).

Las terminaciones fueron diseños al estilo Barnett Shale, con tratamiento de estimulación water-frac (fracturamiento con agua) con varios grados de éxito (Mullen et al., 2010).

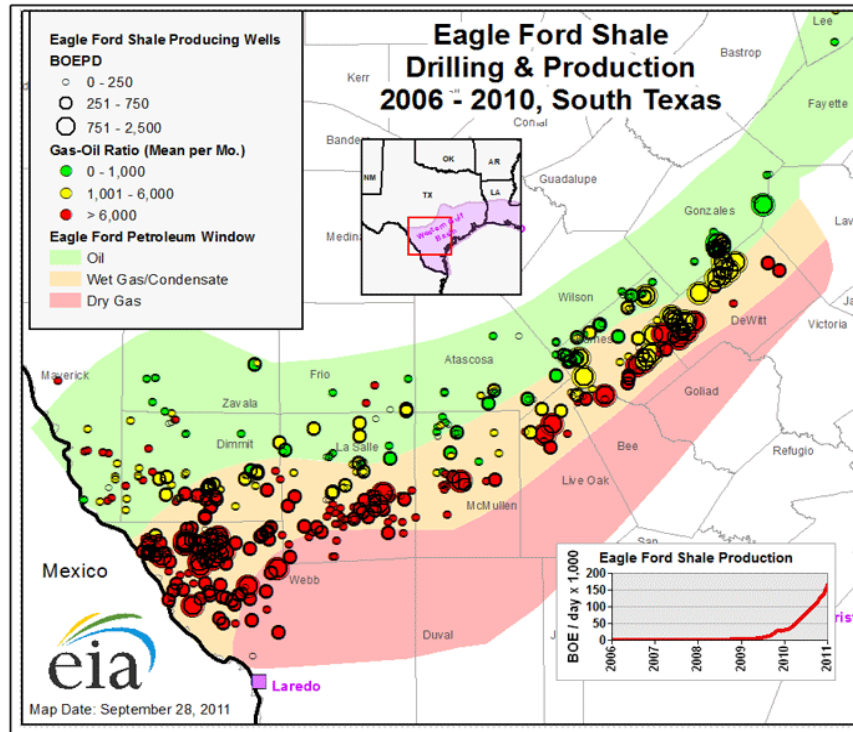


Figura 10. Distribución de ventanas de aceite, condensado y gas, en Play Eagle Ford (EIA, 2011).

Hacia el noreste, la Formación Eagle Ford finaliza dónde se adelgaza. Inicialmente el área presentó un área promedio de 102 millas (164 Km) de largo por 60 millas (97 Km) de ancho. Los altos niveles de la actividad de perforación crearon un enriquecimiento en la base de datos para la identificación de sweet spots (áreas productoras) y otros datos importantes de desarrollo de campos (Martin et al., 2011) (Figura 11).

Los pozos de aceite y condensado en la Formación Eagle Ford son aproximadamente 4,690 y en gas 2,356; con 5,305 localizaciones en espera. El play actualmente presenta un área de aproximadamente 50 millas (80.45 Km) de ancho y 400 millas (644 Km) de largo, en más de 15 condados del estado de Texas (RRC, 2014) (Figura 12).

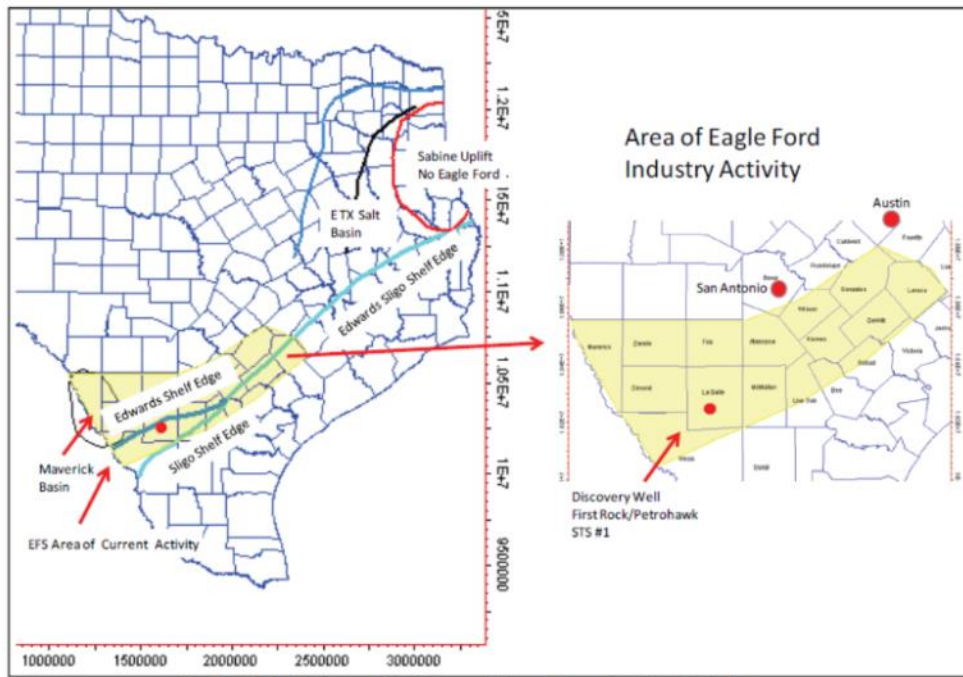


Figura 11. Área Eagle Ford, descubrimiento y rasgos geológicos (Martin et al, 2011).

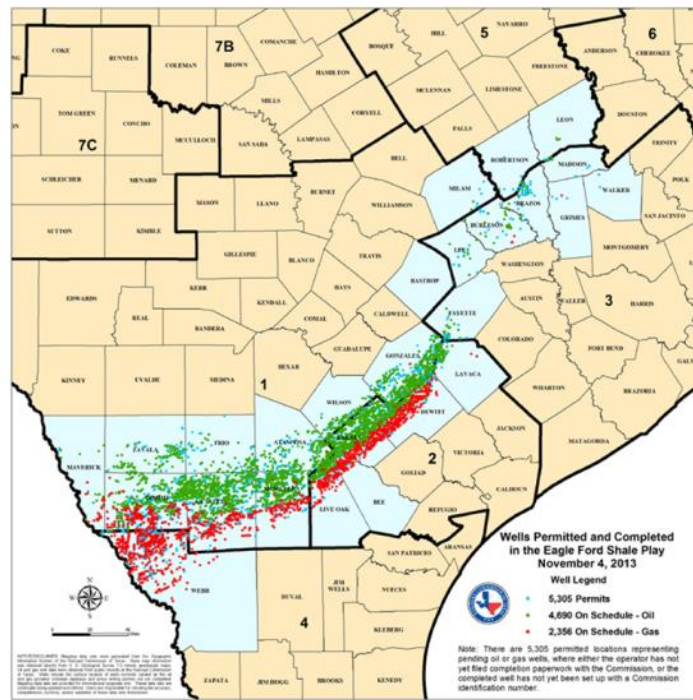


Figura 12. Distribución de pozos en play de lutitas de Eagle Ford (RRC, 2014).

En México existe un gran potencial geológico prospectivo de recursos de petróleo y gas de lutita en la parte noreste y oriente, dentro de la parte continental de la gran Cuenca del Golfo de México (EIA/ARI, 2013) (Figura 13).

Estas lutitas de origen marino, de considerable espesor, ricas en carbono orgánico total, se consideran análogos con las zonas productoras de las lutitas del Jurásico y Cretácico en el sur de Estados Unidos, en particular en las lutitas Haynesville y Eagle Ford, respectivamente (EIA, 2012) (Figura 14).

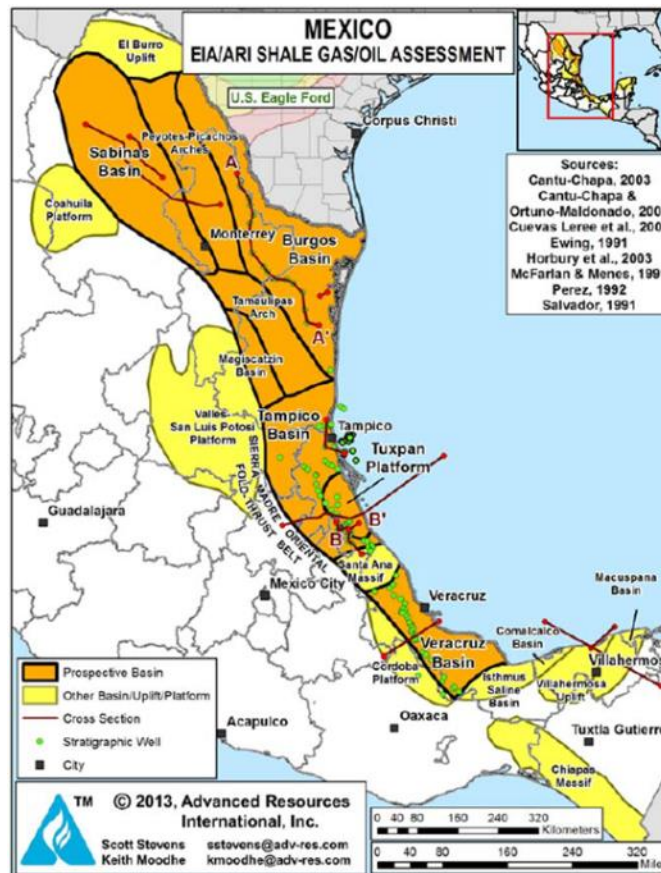


Figura 13. Distribución del potencial prospectivo en shale oil/gas en México (EIA/ARI, 2013).

Mientras que las lutitas de depósitos marinos en México parecen tener buena calidad de la roca, la estructura geológica de las cuencas sedimentarias a menudo es mucho más complejo que en Estados Unidos, en comparación con los grandes y suaves cinturones buzantes de lutitas en Texas y Louisiana; la zona de lutitas que se encuentran en el subsuelo de la zona costera oriente de México es más estrecho, menos continua y estructuralmente más deformado.

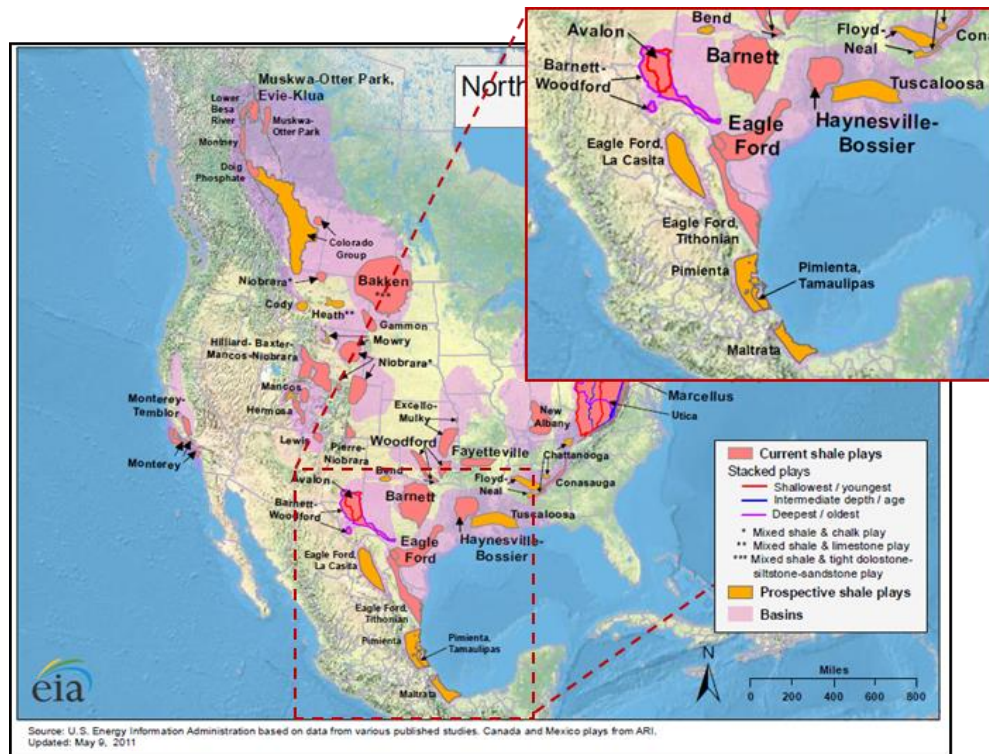


Figura 14. Distribución actual de Plays en lutitas en México (EIA, 2012).

Petróleos Mexicanos (PEMEX) ha identificado unas 200 oportunidades de recursos de gas de lutita en cinco provincias geológicas en el este de México (EIA/ARI, 2013), las regiones potenciales son:

- 1) Paleozoico en la región de Chihuahua, sin exploración de potencial.
- 2) Cretácico en la región de Sabinas-Burro-Picachos.
- 3) Cretácico en la Cuenca de Burgos.
- 4) Jurásico en Tampico-Misantla.
- 5) Sin especificar potencial de gas de lutita en Veracruz.

En 2012 Petróleos Mexicanos (PEMEX), actualizó su evaluación de recursos de petróleo y gas de lutita, esto es: 141,5 Tcf de gas de lutita (que comprenden 104,7 Tcf seco y 36,8 Tcf húmedo) y 31,9 billones de barriles de petróleo de lutita y condensado (EIA/ARI, 2013).

La exploración inicial de petróleo y gas de lutita, se inició en México a finales de 2011. PEMEX ha perforado al menos seis pozos en el play de lutitas Eagle Ford en el norte de México hasta la fecha, pero las cuencas de lutitas del sur aún no han sido probadas. A pesar de algunas zonas son favorables en la configuración geológica de la lutita, México se enfrenta a importantes obstáculos técnicos y económicos para el desarrollo de las lutitas (EIA/ARI, 2013).

El estudio de EIA/ARI (2013), describe que la actividad en México se ubica en provincia geológica de la Cuenca de Burgos (Lutitas Eagle Ford); localizada en el noreste de México, en el estado de Coahuila, directamente al sur del Río Bravo; la Cuenca de Burgos tiene una superficie terrestre aproximadamente de 24,200 millas² (62,678 Km²), con exclusión de su extensión en la plataforma continental del Golfo de México (Figura 15).

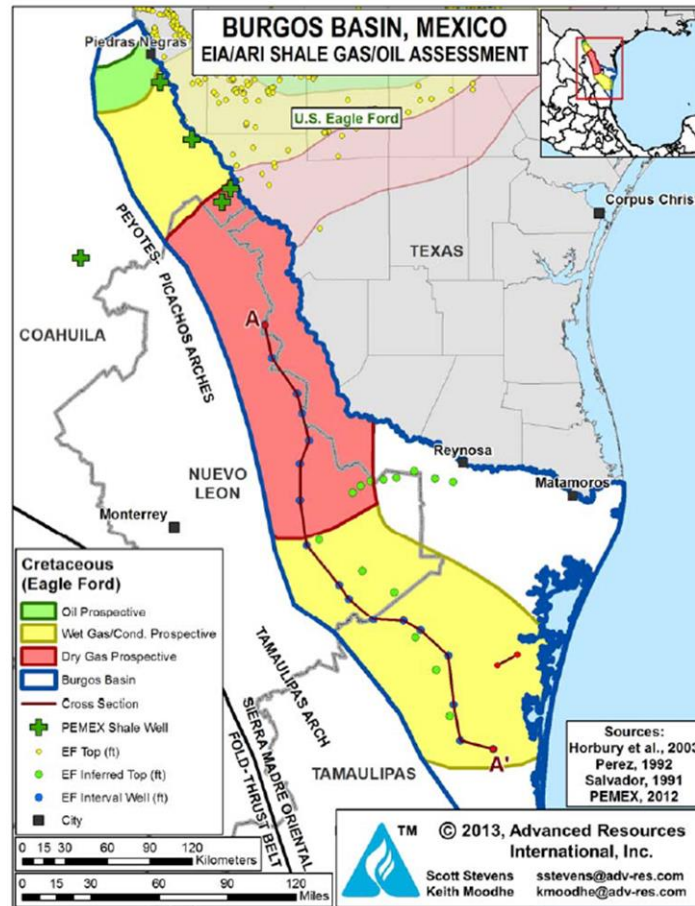


Figura 15. Áreas prospectivas en la Cuenca de Burgos en shale oil/gas (EIA/ARI, 2013).

En la Cuenca de Burgos se inició su sedimentación durante el Jurásico Temprano y durante el Jurásico Medio y Tardío se desarrolló una plataforma carbonatada restringida, con acumulación de gruesos espesores de sal que más tarde formaron un despegue estructural regional, así como diapiros aislados. La deformación estructural dio lugar durante el Cretácico Tardío en la Orogenia Laramide. Sin embargo, este evento estructural se enfocó más en la Cuenca de Sabinas y en la Sierra Madre Oriental, mientras que Burgos se mantenía estructuralmente simple y favorable para el depósito de lutitas.

Los dos prospectos principales en lutitas son: las lutitas de la Formación Eagle Ford del Cretácico (Turoniano), equivalente con la producción de Texas y del Jurásico (Tithoniano) con las formaciones La Casita y Pimienta, equivalentes con las de la Cuenca Este de Texas con la lutita Haynesville.

Con este trabajo el enfoque únicamente se realizará en el primer prospecto en lutitas de petróleo y gas de lutitas, correspondiente con la Formación Eagle Ford.

EIA/ARI (2013), menciona que las características del play de lutitas Eagle Ford es el siguiente:

- La lutita Eagle Ford continúa hacia la margen oeste de la Cuenca de Burgos, con un espesor promedio de 100 a 300 m. En la porción este de esta cuenca, la lutita se encuentra a una profundidad mayor de 5 km. El espesor neto de lutita rica orgánicamente es de 61 a 91 m, el Contenido Orgánico Total (TOC) en promedio es de 5%, Reflectancia de vitrinita (Ro) de 0.85 a 1.6% dependiendo de la profundidad, condiciones de sobrepresurización del yacimiento (se asume 0.65 psi/ft), temperatura en superficie de 20°C, con gradiente termal de 23°C/km. La porosidad es desconocida pero en base al play de lutitas Eagle Ford en Texas es de cerca de 10%.
- En la evaluación de los recursos indica que, el gas de lutita in-place (OGIP) es de 1,222 Tcf y de petróleo de lutita in-place (OOIP) es de 106 billones de barriles. Técnicamente el recurso recuperable estimado es de 343 Tcf de gas de lutita y 6.3 billones de barriles de petróleo de lutita y condensado.

En los inicios de exploración convencional de 1942 hasta la fecha, en la Cuenca de Burgos, Petróleos Mexicanos (PEMEX) descubrió 227 campos, principalmente de gas natural. Actualmente hay cerca de 3,500 pozos productores de gas natural. Los yacimientos convencionales son de baja permeabilidad con una rápida declinación de la producción de gas (EIA/ARI, 2013).

En cuanto a la exploración en yacimientos no convencionales, el primer descubrimiento en lutitas gasíferas, fue en el año 2010 y principios del 2011, al perforar el pozo Emergente-1H productor de gas seco, localizado algunos kilómetros al sur de la frontera entre los estados de Coahuila y Texas, en continuación con la tendencia de la franja productora de la ventana de gas seco de Texas. Con una profundidad vertical de 2,500 m y perforación lateral de 2,550 m, con 17 etapas de fracturamiento y un costo aproximado de 25 millones de dólares.

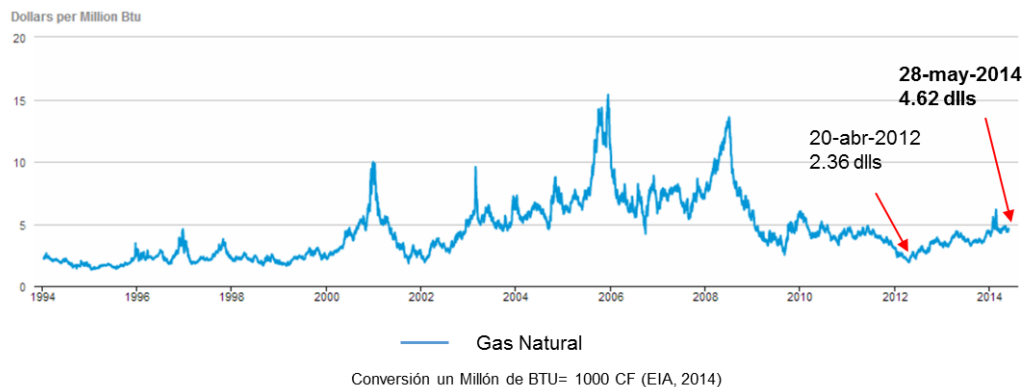
Considerando a los precios actuales del gas podría no ser económico (EIA/ARI, 2013).

Posteriormente en noviembre del 2012, se perforaron tres pozos: Nómada-1H situado en la ventana de aceite; el Habano-1H, con producción inicial de 2.771 millones de pies cúbicos de gas y 27 barriles por día de crudo, y el Montañas-1H, situados ambos en la ventana de gas húmedo (EIA/ARI, 2013).

1.7.4 Panorama económico en yacimientos no convencionales

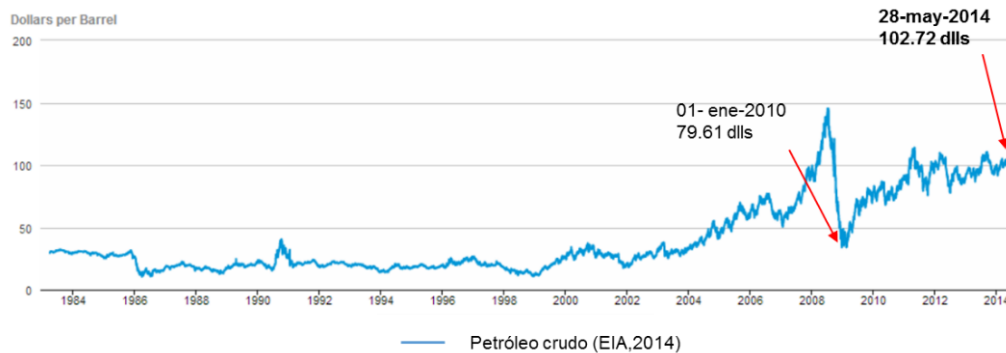
Aunque se han perforado pozos en los yacimientos no convencionales desde hace muchos años. Su explotación masiva en general, solo comenzó hace unos pocos años cuando los precios del gas subieron a niveles de más de 13 dólares por MCF (millar de pie cúbico), durante el año 2008 y se implementaron las técnicas de fracturamiento hidráulico más eficientes (García, 2013).

El incremento del suministro de gas provocó en parte la caída de los precios del gas hasta niveles de 2 dólares por MCF en el año 2012. El precio va en aumento hasta cotizarse entre los 4.64 dólares por MCF en la actualidad (EIA, 2014) (Grafica 1).



Grafica 1. Relación precio/año de Gas natural (EIA, 2014).

Los operadores han tratado de migrar a sitios en condensados o petróleo proveniente de los mismas lutitas. El resultado es que la producción de petróleo crudo ha subido aproximadamente 3 millones de barriles diarios (3 MMBOPD) durante los últimos cuatro años (García, 2013; EIA, 2014) (Grafica 2).

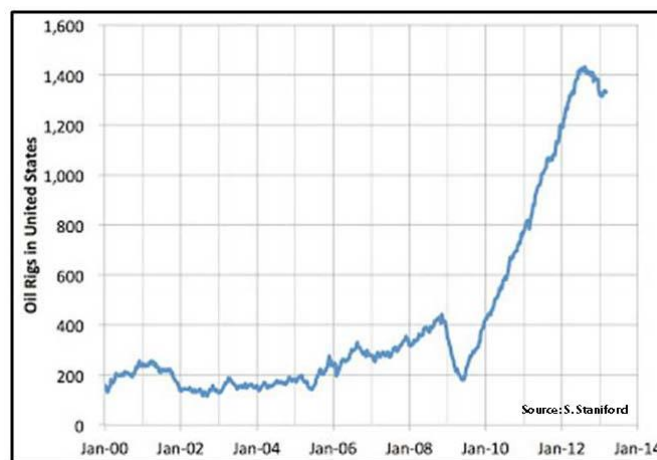


Grafica 2. Relación precio/año de Petróleo crudo (EIA, 2014).

El aumento de producción de crudo proveniente de los yacimientos no convencionales es extraordinario y no se compara con ningún incremento en ningún país, aun considerando a los yacimientos convencionales (EIA, 2014).

Para lograr esta producción el esfuerzo de perforación ha sido muy grande, se han tenido que perforar miles de pozos en todos los “Plays” de yacimientos no convencionales como son los de Barnett, Eagle Ford, Marcellus, Bakken, etc.

Lograr el aumento de la producción en estos yacimientos de rápida declinación hay que seguir perforando, además de reemplazar pozos continuamente (García, 2013). La cantidad de perforaciones parece disminuir hacia el final del 2012 (Grafica 3). Una probable razón, la disminución en los precios de gas ocurrida en este año y por otra parte, puede ser la búsqueda de nuevos yacimientos en petróleo.



Grafica 3. Relación de cantidad de perforación/año en Estados Unidos (García, 2013).

Este aumento vertiginoso de producción en USA con los yacimientos no convencionales no ha sido superado por ninguna área en el mundo (García, 2013).

Capítulo 2

Marco geológico regional

CAPÍTULO 2. Marco geológico regional

2.1 Evolución tectónica

En la reconstrucción de la evolución tectónica regional, existen varios trabajos que hacen mención sobre las fases de mecanismos que interactuaron en la región presentados por Imlay (1936, 1943, 1980), Humphrey (1956), Zwanziger (1979), Eguiluz de A. y Aranda (1984), López-Ramos (1985); que en general coinciden con el trabajo de Goldhammer et al., 2001, que muestran el escenario regional en las áreas del norte de México y Texas, conformado por la combinación de dos provincias tectono-estratigráficas:

- La provincia del Golfo de México (GOM), localizada a lo largo del borde noroeste del Golfo de México, hoy el noroeste de México y sur de Texas; el área de estudio se relaciona con la evolución de esta provincia.
- La provincia del Pacífico oeste de México (WPM), localizada al noroeste de México y oeste de Texas.

Estas provincias tectonoestratigráficas son grandes subregiones que tienen una distintiva y separada evolución tectónica, con diferentes paquetes estratigráficos resultantes. Se caracterizan por ser cinturones estructurales distintos, y con diferente composición del basamento (De Cserna, 1989; Sedlock et al., 1993; Moran, 1994).

La provincia GOM incluye: el Levantamiento Sabine, Cuenca Salina del este de Texas, Arco de San Marcos, Cuenca sur de Texas, Cuenca de Sabinas, Cuenca de Burgos, Arco Burro-Salado, Arco de Tamaulipas, Cuenca Magiscatzin, Cuenca Tampico-Misantla, Bloque de Coahuila, este de la Sierra Madre Oriental (SMO), Plataforma de Valle San Luis Potosí y Plataforma de Tuxpan (Figura 16).

La provincia WPM es distinta de la provincia GOM, su estilo de evolución de la cuenca tenía poco que ver con el Golfo de México en la evolución tectónica (es decir, la apertura y deriva del bloque de Yucatán) pero algunos patrones de relleno estratigráfico son principalmente una función de la tectónica relacionada al tectonismo mesozoico del Pacífico y el suministro de sedimentos, en oposición al dominio de eustacia del Golfo de México (Tardy et al., 1986; De Cserna, 1979, 1989; Dickinson, 1981; Limón, 1989; Moran, 1994).

La configuración estratigráfica y estructural del noreste de México representa una compleja evolución tectónica (López-Ramos, 1981; Padilla y Sánchez, 1986; Moran, 1994).

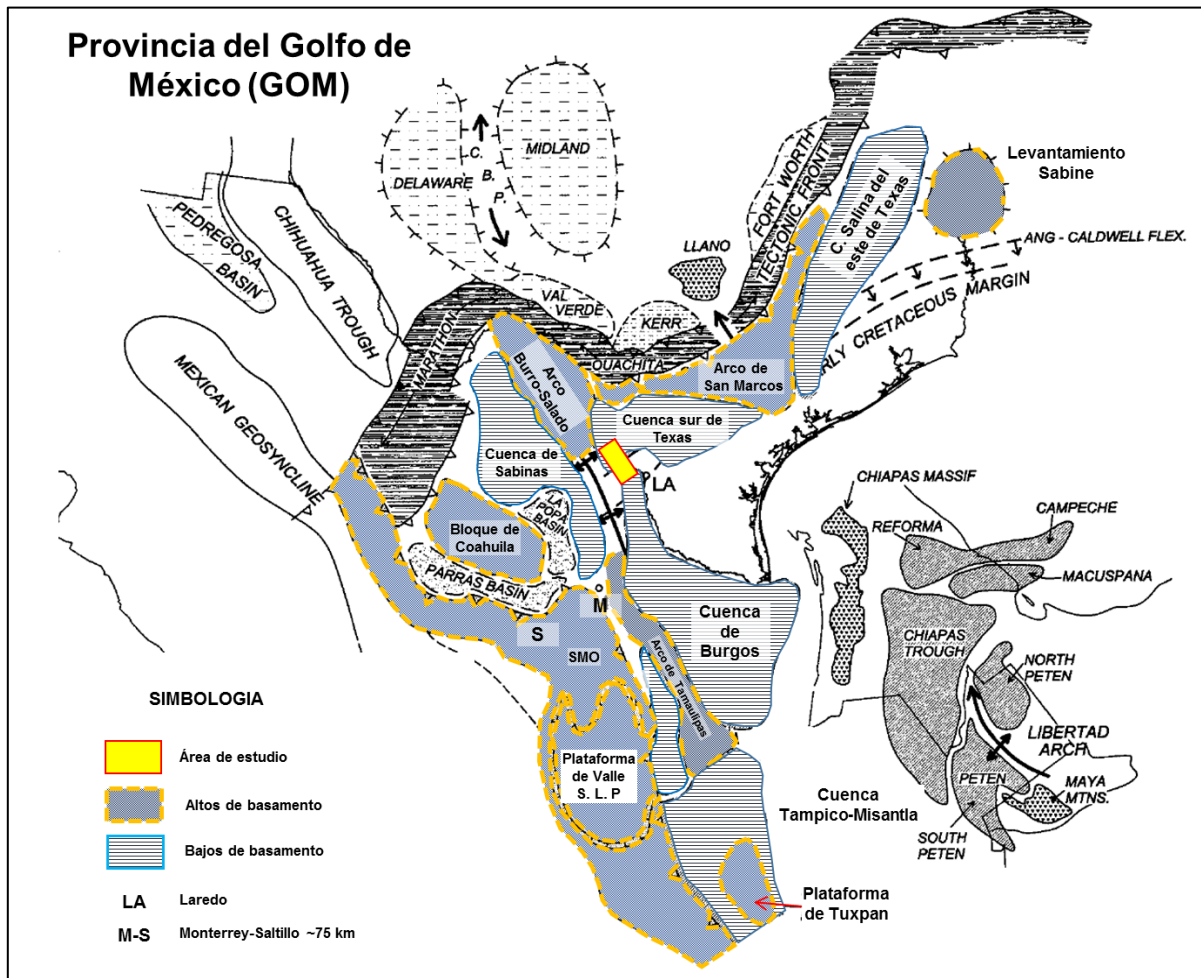


Figura 16. Provincia del Golfo de México (GOM). LA (Laredo, Texas); M (Monterrey, México) y S (Saltillo, México). Escala: Monterrey a Saltillo son 75 Km. Modificado de Goldhammer et al., 2001.

El área de estudio está influenciada por tres elementos tectónicos que presentan características estratigráficas y estructurales definidas. En conjunto forman el cinturón plegado de Coahuila con importantes rasgos del basamento paleozoico; en su mayor parte influyen en los patrones sedimentarios del Mesozoico del noreste de México (Padilla y Sánchez, 1986) (Figura 17), estos se describen a continuación:

- 1) La depresión del basamento que marca la Cuenca de Sabinas, localizada al noreste del bloque de Coahuila, contiene una sección (mayor a 6,000 m) de estratos del Jurásico al Cretácico y desarrollada inicialmente como una apertura entre dos altos de basamento, limitada al sur por la falla de San Marcos del bloque de Coahuila (Padilla y Sánchez, 1978) y al noreste por la falla La Babia (Charleston, 1981) del Arco Burro-Salado (Eguiluz y Aranda, 1984).

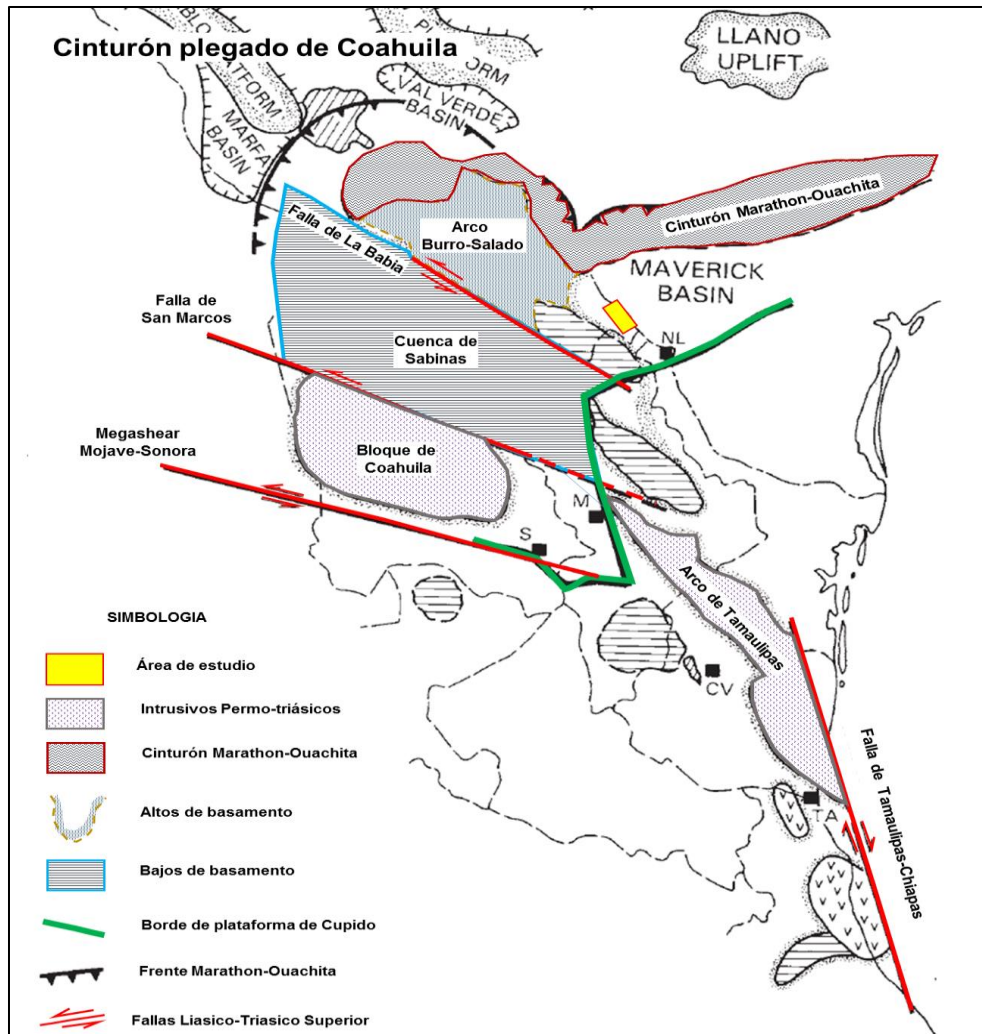


Figura 17. Cinturón Plegado de Coahuila en el noreste de México. Abreviaciones de ciudades de México: NL (Nuevo León), TA (Tampico), CV (Ciudad Victoria), S (Saltillo) y M (Monterrey). Escala entre Monterrey a Saltillo es de 75 Km. Modificado de Goldhammer et al., 1991.

- 2) El Arco Burro-Salado de tendencia noroeste a sureste ubicado al noreste de la Cuenca de Sabinas; contiene un basamento deformado de metasedimentos, posiblemente del cinturón de Ouachita-Marathon, durante una sutura generada en el Paleozoico Tardío (Wilson et al., 1984); podría ser un segmento derivado del desprendimiento de Yucatán durante la última apertura. El arco está limitado al suroeste por la falla lateral izquierda de La Babia (Charleston, 1981). Este Arco presenta diferentes nombres en la literatura como La Península El Burro-Peyotes (Wilson, 1990), Arco Salado (Telléz, 2011) y Península de Tamaulipas (Tarango, 1995).

- 3) El Arco de Tamaulipas (Zwanziger, 1979) de tendencia noroeste a sureste ubicado al sureste del área de estudio. Conformado por un basamento intrusivo Permo-Triásico (remanente de una isla de arco del Paleozoico Tardío). Limitado hacia el este por una gran falla lateral derecha, denominada falla Tamaulipas-Chiapas (Wilson, 1990); la falla se extiende a lo largo de la margen oriental desde el sur de Tampico pasando por la Faja de Oro y costa fuera de Veracruz, concluyendo al este con una falla lateral derecha entre la Placa de Yucatán y al suroeste de la Placa de Norte América; permitiendo la migración de la Placa de Yucatán, lejos de la margen de Texas-Louisiana durante la formación del Golfo de México (Marton y Buffler, 1993).

Los autores, De Cserna (1979,1989); Dickinson (1981) y Limón (1989), interpretan un desarrollo tectónico que inició en el Pérmico-Triásico con el evento orogénico Ouachita-Marathon, seguido por la apertura de Pangea durante el Triásico Tardío al Jurásico Medio.

Posteriormente, el desarrollo tectónico durante el Mesozoico del noreste de México, como hacen mención los autores Anderson y Schmidt (1983); Marton y Buffler (1993); el Golfo de México representa una cuenca de margen divergente mesozoica formada durante la apertura y extensión de Pangea, desarrollándose una margen pasiva durante el Cretácico Tardío, que culminó con la deformación de la orogenia Laramide durante el Terciario Temprano, y asociado con tectonismo evaporítico local.

Por lo tanto, los eventos regionales que influyeron dentro del marco tectónico del noreste de México, se describen con más detalle a continuación:

- Paleozoico Tardío e inicio de sutura de Pangea

Los efectos tectónicos ocurridos durante el Mississípico Tardío al Pérmico Temprano en la Placa de Norte América y la Placa de Yucatán (Wilson, 1990) (Figura 18), interpretan la localización de la zona de sutura de Pangea en el noreste de México que yace entre el cinturón Ouachita-Marathon y la zona de intrusivos permo-triásicos, estos subyacen en el bloque de Coahuila y al sur de la Cuenca de Sabinas.

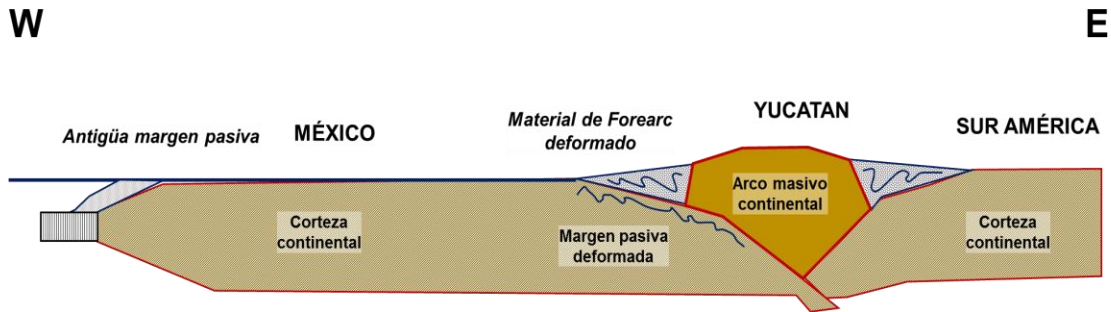


Figura 18. Modelo Tectónico durante el Paleozoico Tardío. Sección transversal aproximadamente de oeste a este (de izquierda a derecha). Basado en De Cserna (1979,1989); Dickinson (1981) y Limón (1989).

- Estado de apertura del Triásico Tardío al Jurásico Medio (Calloviano)

La apertura e inicial segmentación de Pangea (Pindell, 1985), está evidenciada por el adelgazamiento del basamento en el noreste de México, además por altos de basamento (Bloque de Coahuila, Arco Burro-Salado, Arco de Tamaulipas) y bajos de basamento (Cuenca de Sabinas, Canal de Magiscatzin y Canal de Monterrey).

Los rasgos del basamento fueron limitados con frecuencia por fallas en sentido lateral izquierda del Triásico Superior, que cortaron a través de la deformación e intrusión a rumbo durante el Permo-Triásico. El fallamiento en sentido lateral izquierdo, en conjunto con el fallamiento normal, generaron grabens de apertura y medio grabens que controlaron la distribución de las facies sucesivas (Wilson, 1990) (Figura 19). La sedimentación inicial asociada a la apertura consistió de lechos rojos y en actividad ígnea.

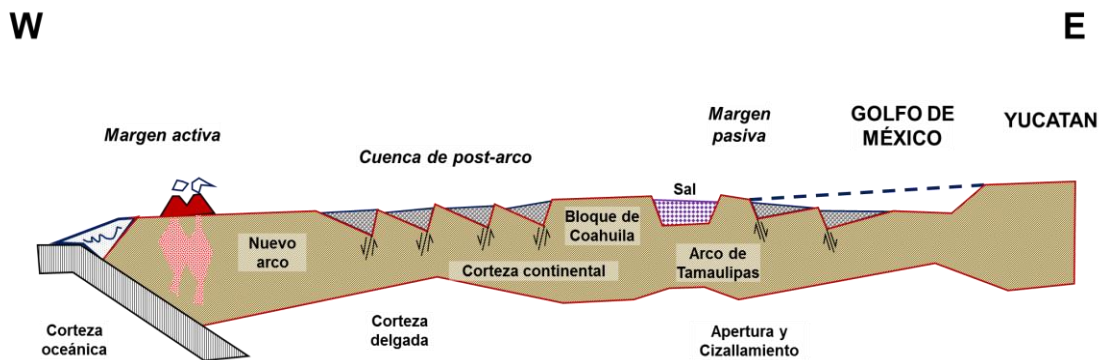


Figura 19. Modelo Tectónico durante el Triásico-Jurásico. Sección transversal aproximadamente de oeste a este (de izquierda a derecha). Wilson (1990), basado en De Cserna (1979,1989); Dickinson (1981) y Limón (1989).

La etapa de la última apertura fue hasta el Oxfordiano Temprano, donde la subsidencia (Goldhammer et al, 1991) restringió la transición de apertura-deriva hace 158.5 m.a.

La rotación en sentido de las manecillas del reloj y transporte hacia el sur del bloque de Yucatán, inició a lo largo de un desplazamiento dextral de la falla Tamaulipas-Chiapas (Pindell, 1985) y un mayor movimiento de inter-placa lateral izquierdo de la falla Megashear Mojave-Sonora, (Anderson y Schmidt, 1983), con tendencia a lo largo del borde sur del Bloque de Coahuila (Figura 17). Este movimiento mantuvo una efectiva conexión entre Norte y Sudamérica hasta el Calloviano, impidiendo cualquier flujo de las aguas marinas del Pacífico hacia las cuencas de apertura.

- Estado de deriva del Jurásico Tardío

La formación de ambientes sedimentarios marinos en el Golfo de México inició en el Oxfordiano Temprano (Pindell, 1985), considerando que el bloque de Yucatán migró esencialmente hacia el extremo sur del Arco de Tamaulipas. Como el movimiento a lo largo de esta falla finalizó, el Arco de Tamaulipas subsidó y fue eventualmente cubierto por carbonatos del Jurásico Tardío.

Durante la etapa de deriva, la distribución sedimentaria responde a la continua separación entre el Golfo de México y Yucatán, finalizando durante el Berriasiano (Pindell, 1985; Marton y Buffler, 1993).

El Arco de Tamaulipas en particular subsidó hacia un mosaico regular de islas circundantes por siliciclastos cercanos a la costa y por grainstones de alta energía que gradaron costa fuera a carbonatos micríticos de baja energía y que se formaron en los bajos del basamento (Wilson, 1990).

La sedimentación del Jurásico Superior (Tithoniano) al Cretácico Inferior (Berriasiano) reflejó una influencia reducida de altos de basamento pre-existentes, con excepción del bloque de Coahuila en el noreste de México, depositándose extensas zonas de clásticos (no marinos cercanos a la costa de la Formación La Casita) que derivaron desde el bloque de Coahuila y que rellenaron a los depósitos restantes en las partes inferiores, mientras en las áreas distales fuera de la costa se acumularon lutitas y carbonatos de aguas profundas (Formación La Caja).

Durante este tiempo, el Arco de Tamaulipas y el alto del Arco Burro-Salado subsidieron, no permitiendo la exposición de las islas, e influyeron indirectamente en la distribución de litofacies (Figura 20).

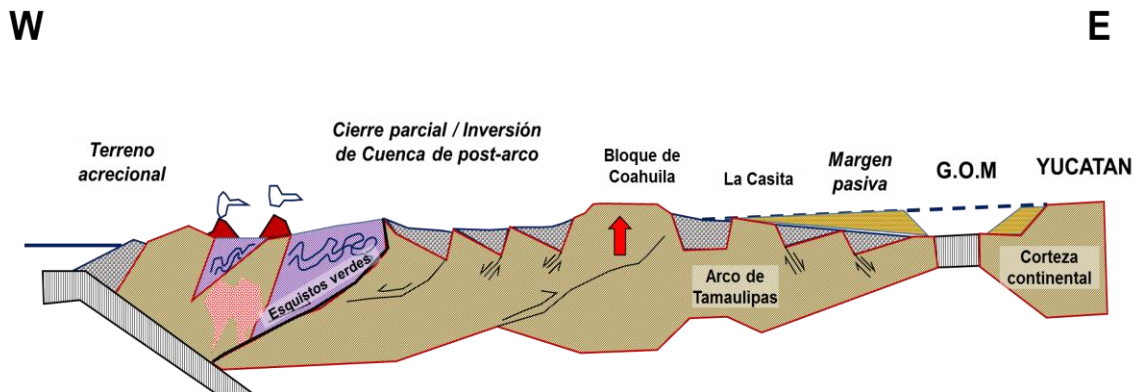


Figura 20. Modelo Tectónico durante el Jurásico Superior. Sección transversal aproximadamente de oeste a este (de izquierda a derecha). Basado en: De Cserna (1979,1989); Dickinson (1981) y Limón (1989).

- **Estado de enfriamiento del Cretácico**

El movimiento horizontal de las placas fue asociado con la apertura del Golfo de México que concluyó durante el Cretácico Inferior (Berriasiano). En ese tiempo, la margen pasiva del noroeste de México sufrió una continua desaceleración de subsidencia tectónica con el enfriamiento de la corteza (Figura 21).

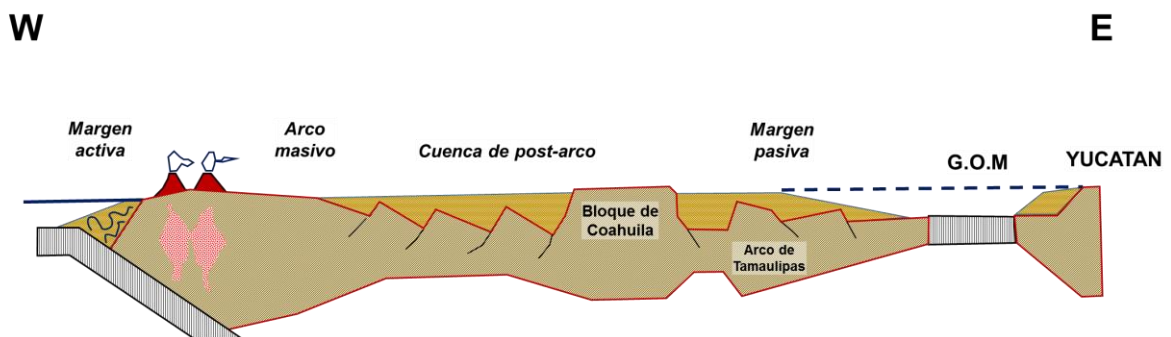


Figura 21. Modelo Tectónico durante el Cretácico Temprano. Sección transversal aproximadamente de oeste a este (de izquierda a derecha). Basado en: De Cserna (1979,1989); Dickinson (1981) y Limón (1989).

Durante este periodo, se acumularon grandes espesores de carbonatos de plataforma con un espesor en el orden de los 2,000 m, desarrollados por numerosas plataformas en el Golfo de México. Esto marcó menores pulsaciones de sedimentación clástica en la Cuenca de Sabinas en el Aptiano (Arcosa Patula; lutita de la Formación La Peña) y en la Cuenca de Maverick en el Albiano

(facies McKnight), relacionados a secuencias de segundo orden y efectos relativos en el nivel del mar (Pindell, 1985).

El Bloque de Coahuila mantuvo un alto de basamento pero no fue lo bastante expuesto para el aporte de siliciclastos. En vez de eso, controló la distribución y los patrones de progradación de las facies de carbonatos (Wilson et al., 1984 y Lehmann, 1997).

En el Cretácico Temprano, la fase siguiente de extensión de las cuencas marginales ocurrido al este del Arco de Tamaulipas y oeste del Bloque de Coahuila (Figura 22), con el “rejuvenecimiento” del canal de Chihuahua y al norte con el desarrollo de una cuenca sedimentaria, con aportes de gruesos espesores de sedimentos volcanoclásticos (Dickinson, 1981). Al este del Bloque de Coahuila, la provincia del Golfo de México experimentó subsidencia y desaceleración de la margen pasiva.

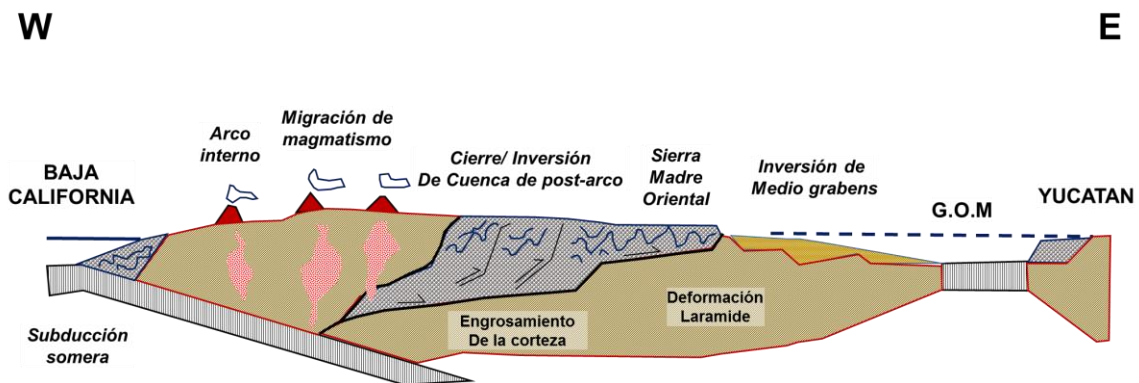


Figura 22. Modelo Tectónico durante el Cretácico tardío. Sección transversal aproximadamente de oeste a este (de izquierda a derecha). Basado en: De Cserna (1979,1989); Dickinson (1981) y Limón (1989).

En el Cretácico Tardío, la provincia del Pacífico Oeste de México (WPM) experimentó la fase de deformación laramide, con el cierre e inversión de la cuenca sedimentaria al norte y del canal de Chihuahua.

Por lo que, se manifestaron dos eventos de evolución en estas regiones, esto es, una máxima influencia tectónica sobre la estratigrafía en la Provincia del Pacifico oeste (WPG) y en la provincia este del Golfo de México (GOM) una máxima influencia eustática sobre la estratigrafía.

2.2 Evolución paleogeográfica

Durante el Triásico Tardío al Jurásico Medio (Pre-Calloviano), se presentaron patrones complejos de altos y bajos de basamento (Figura 23).

Los altos de basamento se caracterizaron por ser bloques levantados limitados por fallas:

- Compuestos por un basamento Permo-Triásico (Bloque de Coahuila; Goldhammer et al., 2001).
- Arcos anticlinales con dirección regional N-NW al S-SE, con un núcleo complejo, conformado por rocas metamórficas del Paleozoico (Arco Burro-Salado; Goldhammer et al., 2001).
- Amplias y extensas áreas positivas como el levantamiento del Llano conformado por rocas del Precámbrico.

Los bajos de basamento que sobresalen en los alrededores del área de estudio, se presentaron:

- El “canal de Monterrey” de orientación N-NW a S-SE.
- Depresiones de formas irregulares limitadas por altos de basamento de pequeñas dimensiones es la Cuenca Salina del Este de Texas.

Durante este periodo, los lechos rojos y volcanismo asociado se acumularon en sistemas de grabens limitados por fallas alrededor de todo el Golfo (Salvador, 1987, 1991 a, b).

En el noreste de México estos depósitos comprenden el Grupo Huizachal, al que Mixon et al., 1959, asigna una edad del Triásico Tardío. Las capas rojas incluyen lutitas, limolitas, areniscas de grano grueso y conglomerados (litarenitas feldespáticas y volcánicos; Bracken, 1984) que registran el relleno continental de cuencas de apertura restringidas arealmente.

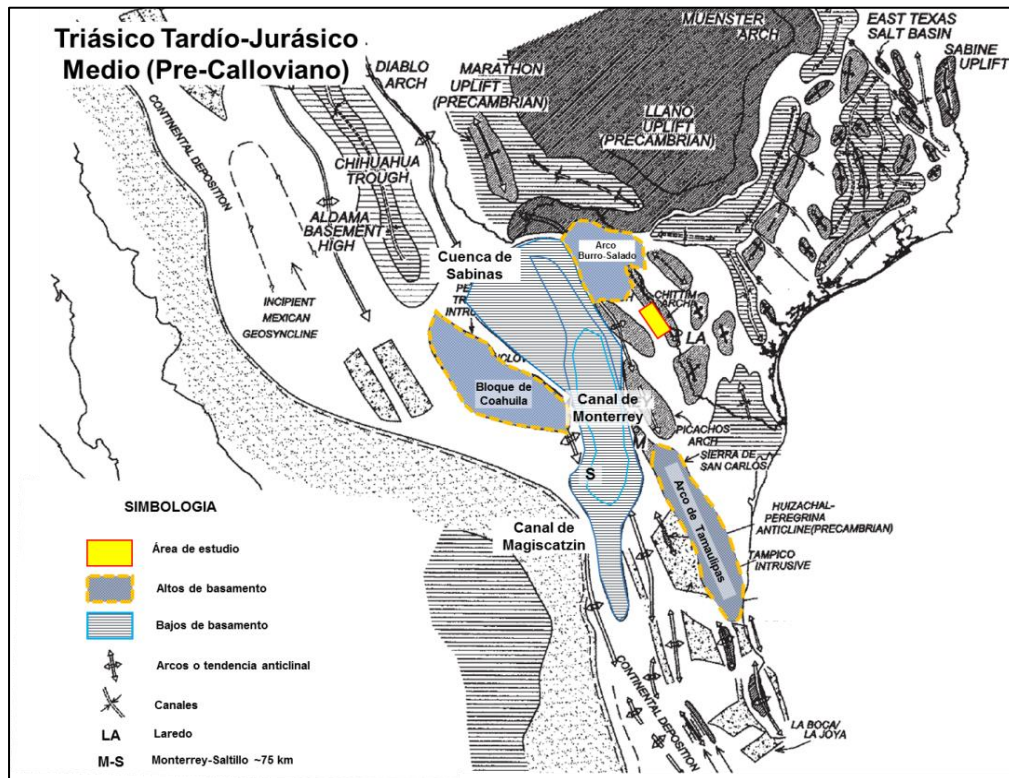


Figura 23. Mapa paleogeográfico durante el Triásico a Jurásico Medio (Pre-Calloviano). Modificado de Goldhammer et al., 2001.

Del **Calloviano al Oxfordiano Temprano** se presenta una amplia depositación de evaporitas presentes en la Cuenca Salina del Este de Texas que continúan hasta el sur de Texas, así como de continua regresión, hacia la porción más restringida de la Cuenca de Sabinas y el “canal de Monterrey” (Figura 24; Zwanziger, 1979; Padilla y Sánchez, 1986).

En el área de Monterrey-Salttillo se reconocen afloramientos de las evaporitas Minas Viejas como masas deformadas de yeso (Weide y Martínez, 1970), que sobreyacen en discordancia a los lechos rojos de la Formación Huizachal y/o basamento Paleozoico. La Formación Minas Viejas es un depósito marino marginal que marca una incursión marina inicial restringida, sin acceso al mar en las cuencas de apertura; se le asigna una edad del Jurásico Medio (Calloviano). Las secuencias más jóvenes corresponden con evaporitas del Jurásico Superior (Oxfordiano a Kimmeridgiano) designada como evaporita de la Formación Olvido (Goldhammer et al., 2001).

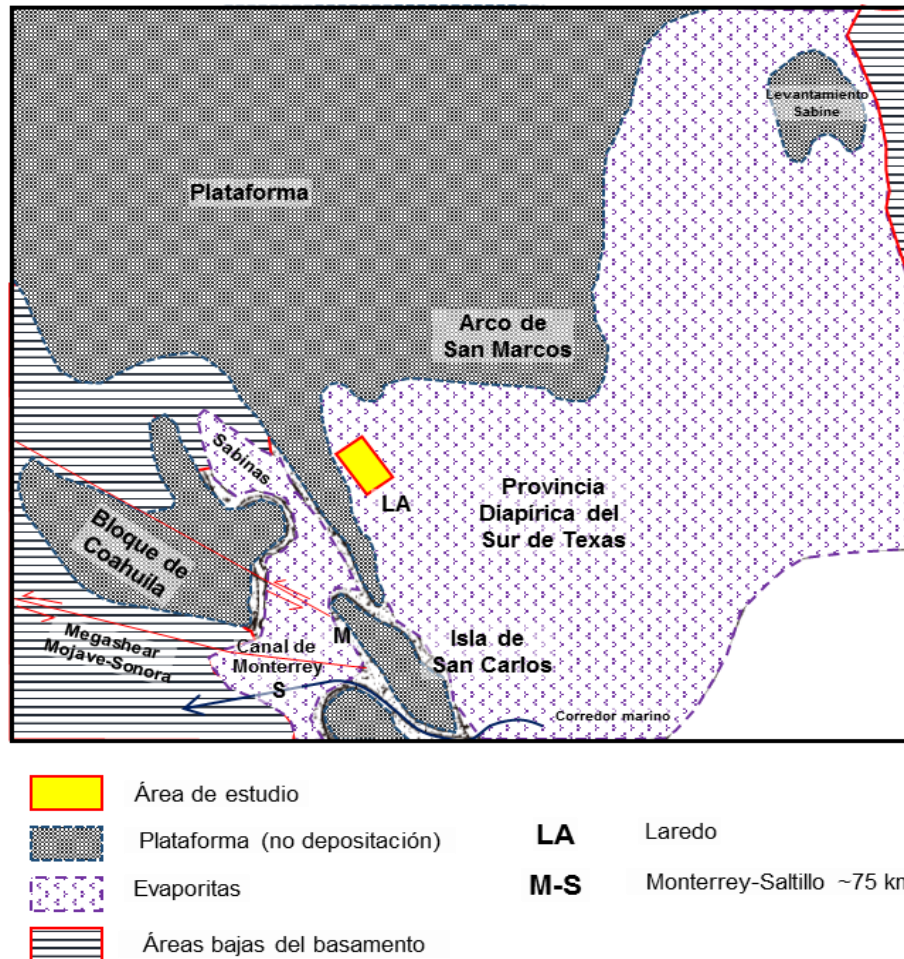


Figura 24. Mapa paleogeográfico durante el Calloviano a Oxfordiano Temprano.
Modificado de Goldhammer et al., 2001.

Durante el **Oxfordiano Medio al Kimmeridgiano** (Figura 25), se desarrollan rampas carbonatadas marinas someras con facies de grainstones de alta energía que fueron flanqueados hacia el continente, por clásticos marinos marginales cercanos a la línea de costa y gradaron pendiente abajo fuera de la rampa en lutitas marinas profundas (Zwanziger, 1979; Padilla y Sánchez, 1986).

En el este y sur de Texas, el sistema clástico bordeó regionalmente a una gran masa terrestre expuesta hacia el norte (Goldhammer, 1998 a y b).

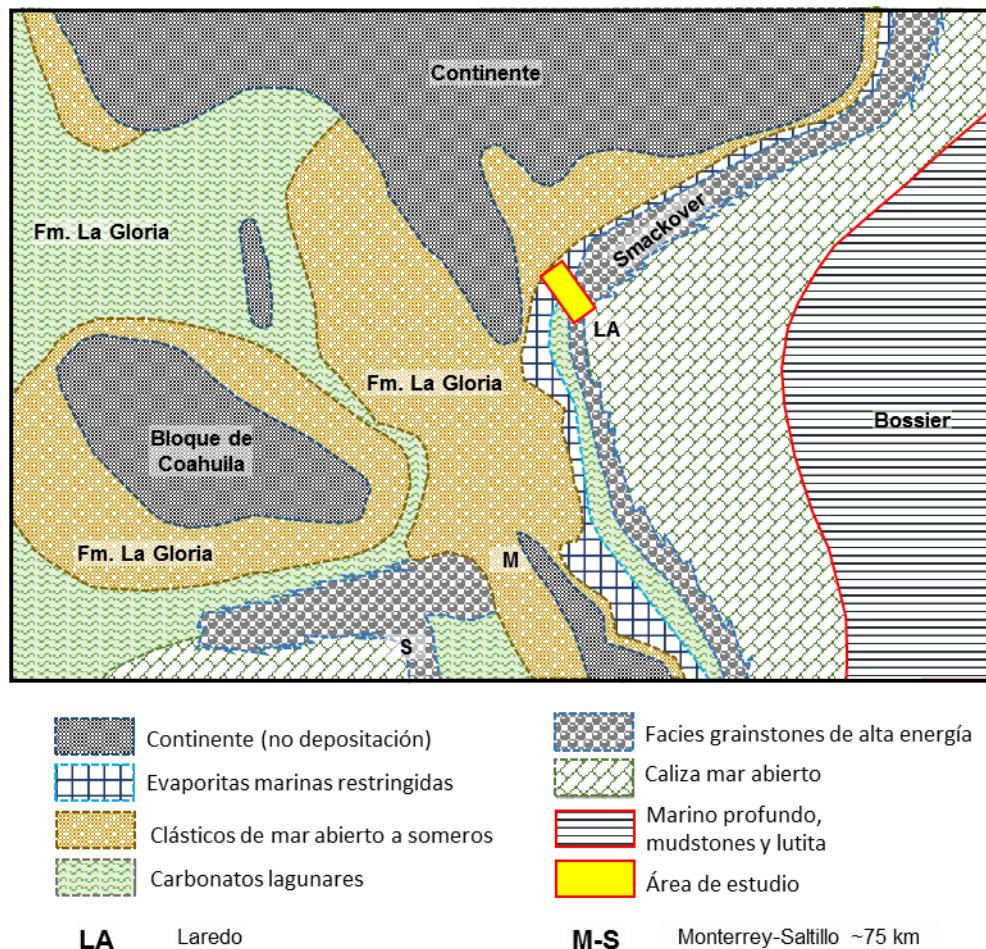


Figura 25. Mapa paleogeográfico durante el Oxfordiano Medio al Kimmeridgiano.
Modificado de Goldhammer et al., 2001.

En el noreste de México y adyacente al sur, se desarrollaron sistemas análogos de rampas carbonatadas, exponiendo al núcleo preexistente como una masa continental, desarrollándose la Formación La Gloria del Oxfordiano (Imlay, 1936) y que representa el intervalo transgresivo (Imlay, 1936), hacia la cuenca forma una delgada cuña de arenisca feldespática de fina a gruesa que descansa sobre los altos de basamento (Bloque de Coahuila y Arco de Tamaulipas; Oivanki, 1974). La Formación La Gloria sobryace en discordancia a la Minas Viejas, Lechos Rojos Huizachal y al basamento Paleozoico.

Las facies regionales durante el **Tithoniano al Portlandiano** se relacionan principalmente por una gran transgresión de segundo orden, donde los sistemas de rampas carbonatadas fueron inundados con clastos marinos de grano fino, conformando a la Formación Bossier Shale en Texas (Salvador 1987, 1991 a, b).

En el sur de Texas y en los alrededores del Golfo de México norte, la Formación Bossier del Tithoniano, cubre en algunas áreas a la Formación Haynesville del Kimmeridgiano (Goldhammer et al., 1991)

En la Cuenca Salina del Este de Texas se desarrollaron complejos arrecifes portadores de gas en la cima de sistemas de rampas (Goldhammer, 1998, a y b).

Hacia el noreste de México fue inundado con lutitas marinas y limolitas de grano fino de las formaciones La Caja, y Pimienta, como facies de mares profundos, descansando sobre altos de basamento preexistentes (Padilla y Sánchez, 1986) (Figura 26).

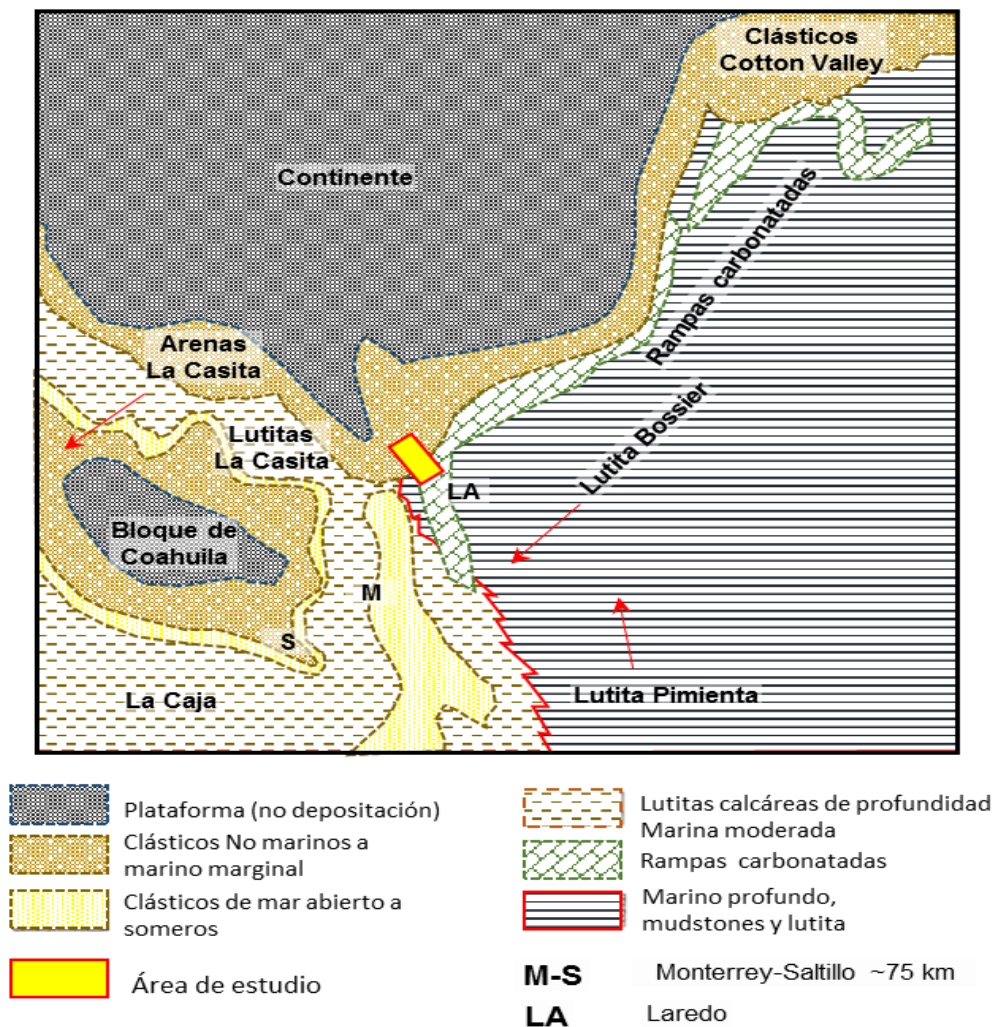


Figura 26. Mapa paleogeográfico durante el Tithoniano al Portlandiano. Modificado de Goldhammer et al., 2001.

Durante esta transgresión marina no todas las áreas fueron cubiertas, por ejemplo, el Bloque de Coahuila tuvo un levantamiento en esta etapa (Limón, 1989), como lo indican los flujos clásticos proximales de grano grueso, en los alrededores al bloque y particularmente en la Cuenca de Sabinas (Padilla y Sánchez, 1986; Zwanziger, 1979). La Formación La Casita sobreyace al arco Burro-Salado (Cantú-Chapa, 1992).

En el noreste de México, la Formación La Caja del Kimmeridgiano a Berriasiano Medio, consistente de lutitas calcáreas, limolitas y areniscas de grano fino con delgados estratos de caliza hacia la base (Fortunato, 1982; Salvador, 1987, 1991 a). Estratigráficamente echado arriba, es equivalente a sedimentos depositados durante el Tithoniano al Berriasiano fuera de la línea de costa en ambientes someros a profundos, de la Formación La Casita.

Localmente en el noreste de México, la Formación La Casita, representa un mayor flujo de clásticos (Fortunato, 1982; Salvador, 1987, 1991), provenientes del Bloque de Coahuila (Fortunato, 1982). Se correlaciona con el grupo Cotton Valley, la Formación Bossier de facies costa fuera y con la Formación Hosston del Hauteriviano (Salvador, 1987, 1991).

En el **Neocomiano**, las facies clásticas de grano grueso, marinas someras a marinas marginales (Formación Hosston) con local acumulación de carbonatos (Formación Knowles; McFarlan, 1991) bordearon una gran masa de continente en Texas (Figura 27), cambiando las facies echado abajo hacia lutitas de costa fuera y limolitas. El patrón de flujo que transportó terrígenos fue común a lo largo de toda la periferia del Golfo de México durante este periodo (Salvador, 1987, 1991; Goldhammer et al., 1991).

Por otra parte, estas facies en la Cuenca de Sabinas, perteneciente a las formaciones Barril Viejo y La Casita, se acumularon al norte del Bloque de Coahuila, variando echado abajo a facies de mar abierto de grano fino, correspondientes con las formaciones Menchaca y Taraises (Padilla y Sánchez, 1986; Echanove, 1986). Y hacia el extremo este, se depositó la Formación Tamaulipas Inferior conformado por lutitas y carbonatos marinos profundos que bordearon al antiguo Golfo de México.

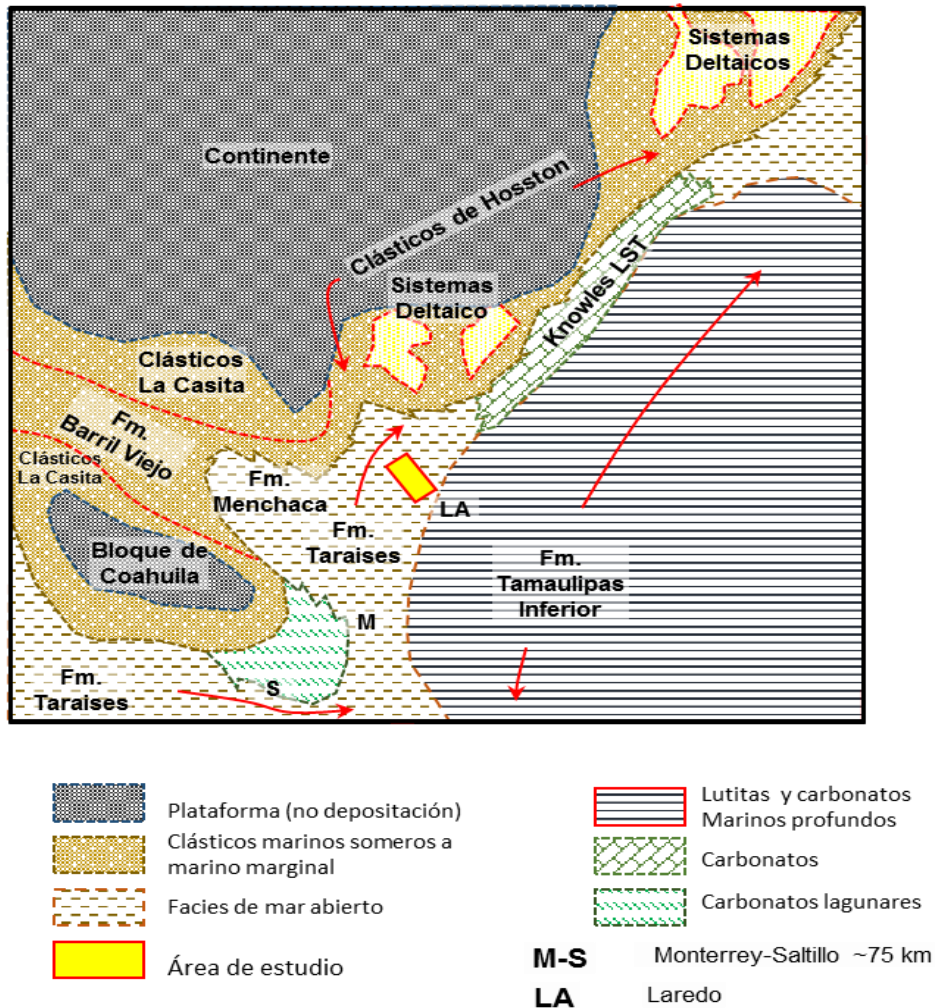


Figura 27. Mapa paleogeográfico durante el Neocomiano.

Modificado de Goldhammer et al., 2001.

Durante el **Barremiano al Aptiano Inferior**, hacia el norte, noreste y este del Bloque de Coahuila, se depositaron clastos proximales de grano grueso (Arcosa Patula y Formación La Mula) provenientes del alto del Bloque de Coahuila (Figura 28).

Esta franja clástica cambió de facies pendiente abajo, principalmente al norte, sur, y este hacia evaporitas marinas restringidas y restricción de carbonatos de marea

de la Formación La Virgen (Zwanzinger, 1979; Padilla y Sánchez, 1986); eso formó la vasta plataforma carbonatada interior de Cupido-Sligo.

Hacia el noreste de la provincia del GOM, este enorme sistema de plataforma carbonatada mantuvo un bajo relieve, favoreciendo un variado número de facies marinas someras a facies de plataforma interior, conformada por bancos de grainstones de alta energía, arenas esqueléticas calcáreas de plataforma abierta, carbonatos lodosos lagunares y facies restringidas de planicie de marea (Winker and Buffler, 1988).

Hacia el mar, en la margen del arrecife Sligo, los abanicos de talud lo componen escombros derivados de plataforma, depositándose pendiente abajo como mudstones y lutitas de cuenca de la Formación Tamaulipas Inferior.

Bordeando a la plataforma expuesta de la parte central de Texas, los clastos de granos grueso no marinos a marino somero de la Formación Hosston, se interdigital con carbonatos arrecifales de Sligo. Localmente se presentaron complejos de grainstones de alta energía que se desarrollaron sobre los antiguos altos de basamento, pertenecientes al Alto de Sabine.

La Formación Cupido se construyó sobre una progradación de bajo ángulo que generó un bajo relieve; estos bancos carbonatados sobreyacen a la Formación Taraises y es equivalente con la Formación Tamaulipas Inferior (McFarlan, 1991).

En contraste, la tendencia de la Formación Cupido sobreyació al Arco Burro-Salado hacia el noreste, indicando que esta estructura no afecta a los patrones depositacionales (Wilson, 1981).

En el **Aptiano Inferior a Superior**, toda la provincia GOM desde el este de Texas hasta Tampico experimentó una gran transgresión marina de segundo orden (Figura 29) (Winker y Buffler, 1988; McFarlan y Menes, 1991), afectando a las secuencias del sistema carbonatado de Sligo-Cupido, inundándose con lutitas de aguas profundas y terrígenos de grano fino derivados de tierras altas distales al norte y oeste.

En Texas, este evento transgresivo es bien documentado por el Grupo Pearsall, que incluye algunos parches carbonatados (Bebout y Loucks, 1977) que mantuvieron con esto el control de la mayor elevación del nivel del mar. Asimismo, hacia el sureste del Bloque de Coahuila se presentaron construcciones carbonatadas en la parte basal correspondientes a la Formación La Peña.

Este bloque fue casi inundado y somero, por lo que las porciones del bloque sumergido se convirtieron en sitios para el depósito de carbonatos restringidos (facies de la Formación Las Uvas; Lehmann et al., 1998).

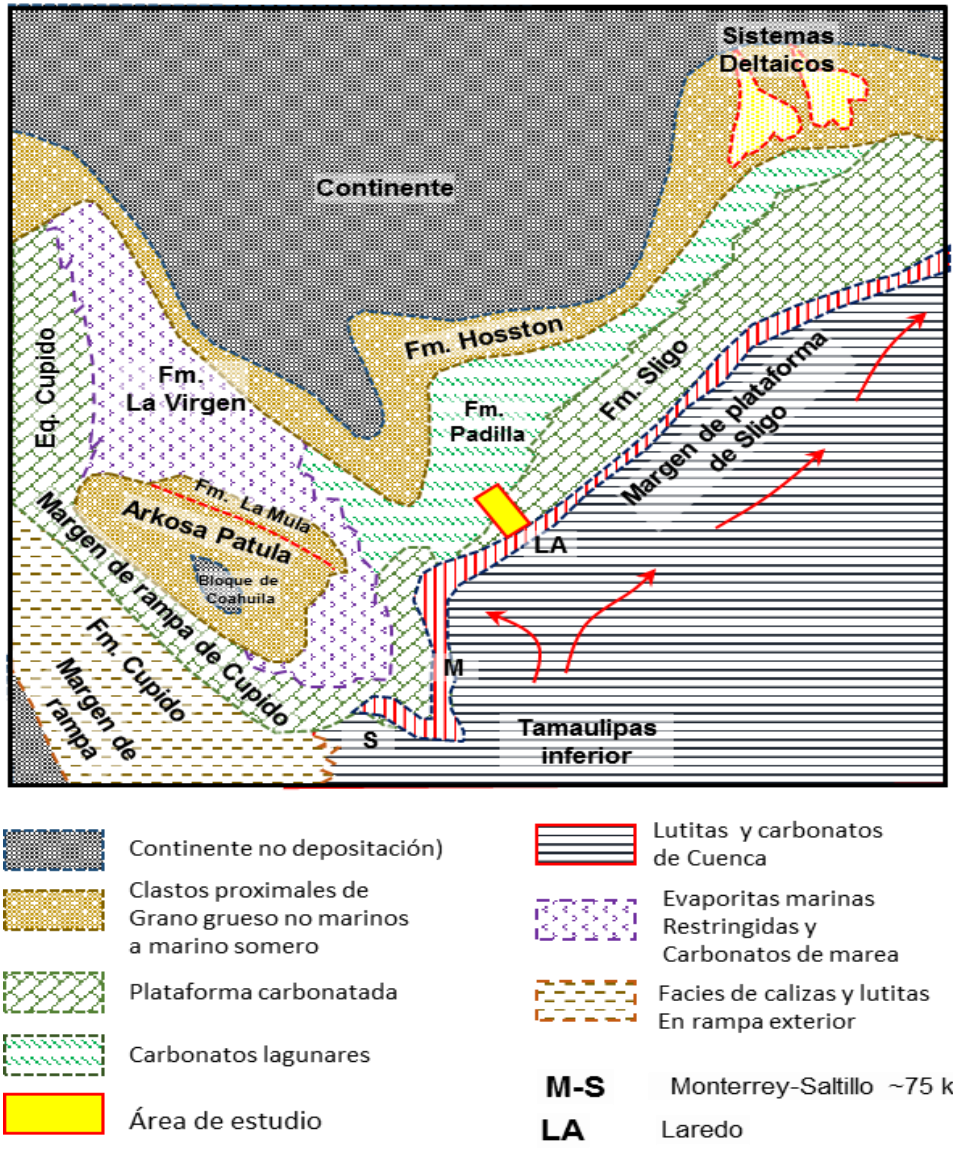


Figura 28. Mapa paleogeográfico durante el Barremiano al Aptiano Inferior. Modificado de Goldhammer et al., 2001.

La Formación La Peña es del Aptiano Superior (Tinker, 1982) y se correlaciona en E.U con el Grupo Pearsall y cubre a la Formación Cupido en aparente conformidad, preservando el relieve topográfico bajoyacente hasta el final en tiempo de la Formación Cupido (Tinker, 1982).

Hacia el sur y este, el equivalente profundo de facies de cuenca a la Formación La Peña es la Formación Otates, que consiste de lutitas de color negro y calizas silíceas, arcillosas de color oscuro en estratos delgados.

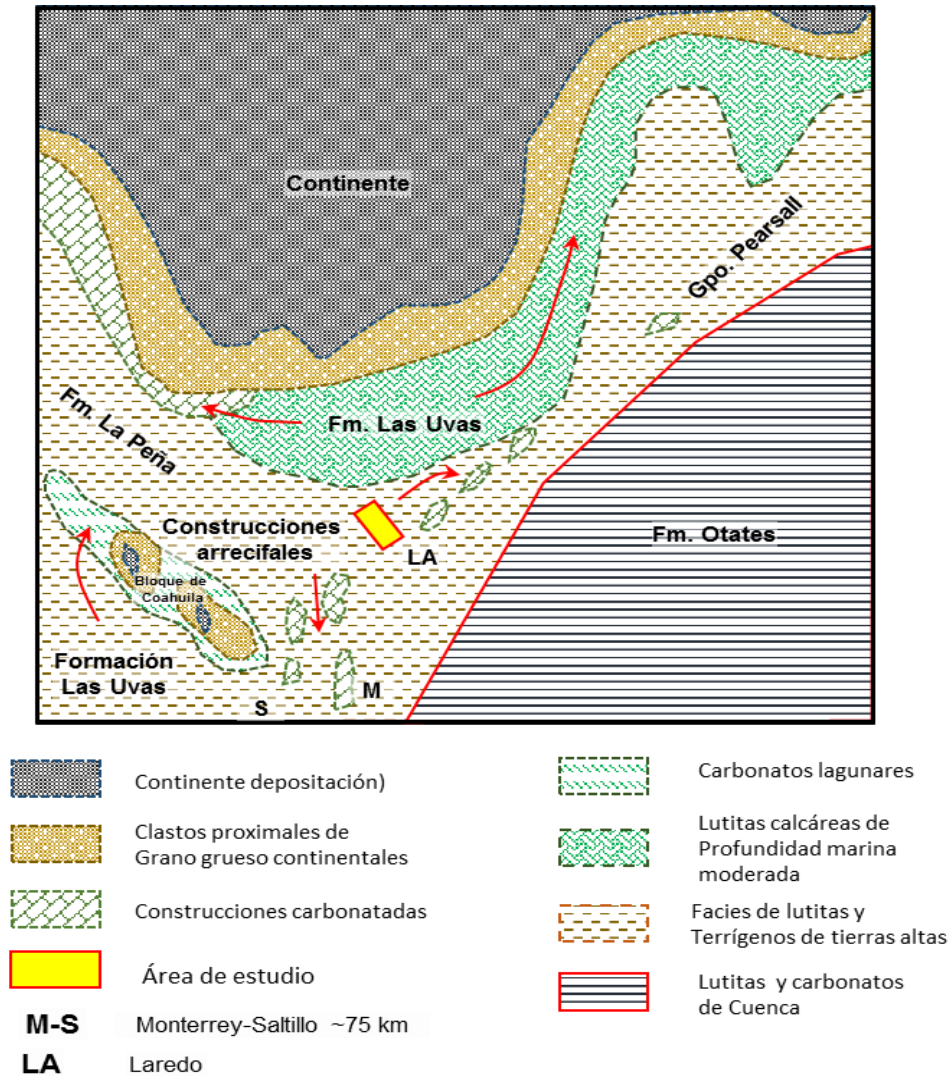


Figura 29. Mapa paleogeográfico durante el Aptiano Inferior a Superior.
Modificado de Goldhammer et al 2001.

En el **Albiano** se distribuye una gran plataforma carbonatada de mar abierto, extenso y somero, que se distribuyó esencialmente al noreste sin interrumpirse hasta la Cuenca Salina del Este de Texas (Figura 30) y mucho más al este.

La margen sureste de Sabinas formó un embayamiento (Embayamiento Ocampo por Cantú-Chapa et al., 1985) separando a los carbonatos de la Formación Aurora con el complejo de Glen Rose-Fredericksburg-Stuart City de la parte sur central de Texas (Wilson, 1984; Bebout y Loucks, 1977).

Hacia el noreste en Texas, se distribuyó este enorme sistema carbonatado, separado por clastos derivados de la costa, pertenecientes al Grupo Washita y que excedieron casi toda la masa continental previamente expuesta de Texas, con la excepción de pequeñas porciones de los levantamientos del Llano y Marathon.

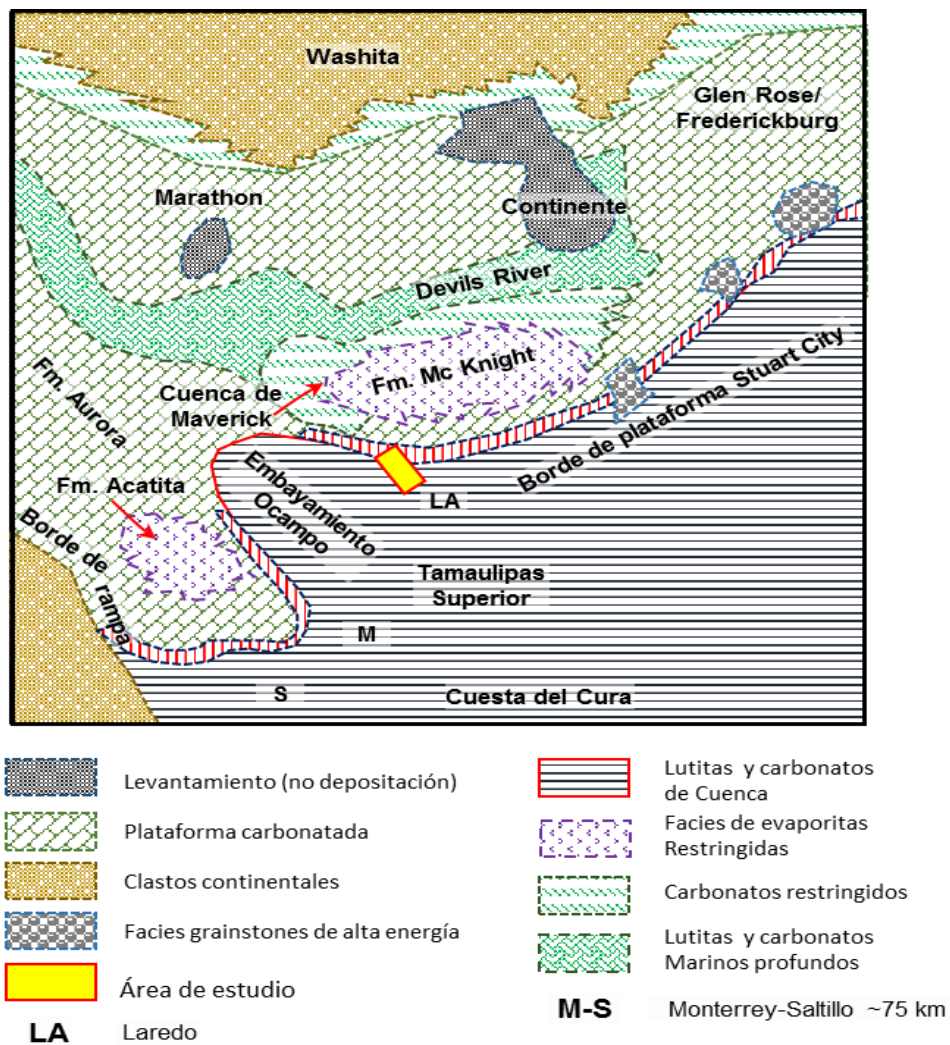


Figura 30. Mapa paleogeográfico durante el Albiano.
Modificado de Goldhammer et al., 2001.

En la margen de plataforma de Stuart City-Edwards en Texas, se formó un bajo relieve en el borde de los arrecifes (Wilson, 1990) o rampas marginales (Kerans et al., 1995; Zahm, 1997), localizadas pendiente arriba desde la margen de Sligo en el Sur de Texas.

Pendiente abajo del borde de plataforma del Albiano y de las plataformas aisladas, se depositaron lutitas marinas profundas, y mudstones de la Formación Tamaulipas Superior.

La Formación Aurora demarca la segunda mayor fase del desarrollo en el Cretácico de una plataforma carbonatada en el noreste de México (Lehmann, 1997; Wilson, 1981; Lehmann et al., 2000). La Formación Aurora y su equivalente de facies de cuenca, es la Formación Tamaulipas Superior del Albiano. Los carbonatos de la Formación Aurora fueron depositados sobre una rampa carbonatada, de suave echado y bajo ángulo que bordeó al Bloque de Coahuila en el sur de la Cuenca de Sabinas (Smith, 1981; Lehmann et al., 1998).

La Formación Tamaulipas Superior, se correlaciona con la Formación Atascosa del sur de Texas y cambia a facies de mudstone a wackestone pelágicos, de color oscuro, silíceo, de estratificación delgada, correspondiente a la Formación Cuesta del Cura (Smith, 1981).

Durante Cretácico Superior en el **Cenomaniano**, la provincia del GOM fue inundada por eventos eustáticos de primer y segundo orden que conectaron el Golfo de México con el continente hacia el noroeste (Figura 31) (McFarlan y Menes, 1991).

Localmente en el noreste de México y sur de Texas, algunas construcciones arrecifales (pináculos) del Albiano Tardío al Cenomaniano Temprano mantuvieron la transgresión en la región. Hacia el sureste, las plataformas del Albiano retrocedieron y fueron cubiertas de igual manera.

En el área de Monterrey-Salttillo, afloran facies basales que se asignan a la Formación Cuesta del Cura, del Albiano Tardío al Cenomaniano (Smith, 1981) y consiste de carbonatos pelágicos de aguas profundas y lutitas que se acumularon en el frente de aguas someras, bordes arrecifales, y plataformas del Albiano al Cenomaniano (Stuart City y Aurora). Estas equivalen a las formaciones Georgetown - Del Rio - Buda del sur de Texas (Smith, 1981).

El Grupo Indidura (del Cenomaniano al Santoniano) contiene dos formaciones denominadas como Agua Nueva y San Felipe, equivalentes a las formaciones Eagle Ford y Austin Chalk (Smith, 1981; Winker y Buffler, 1988); este paquete de depósitos pelágicos de aguas profundas con promedios de 300 a 400 m de espesor consisten de calizas pelágicas de textura Mudstone y Wackestone (radiolarios, globigerínidos) intercalados con lutitas que esencialmente cubren a toda el área suroeste del Golfo, significando el pico del highstand en el Albiano al Cenomaniano.

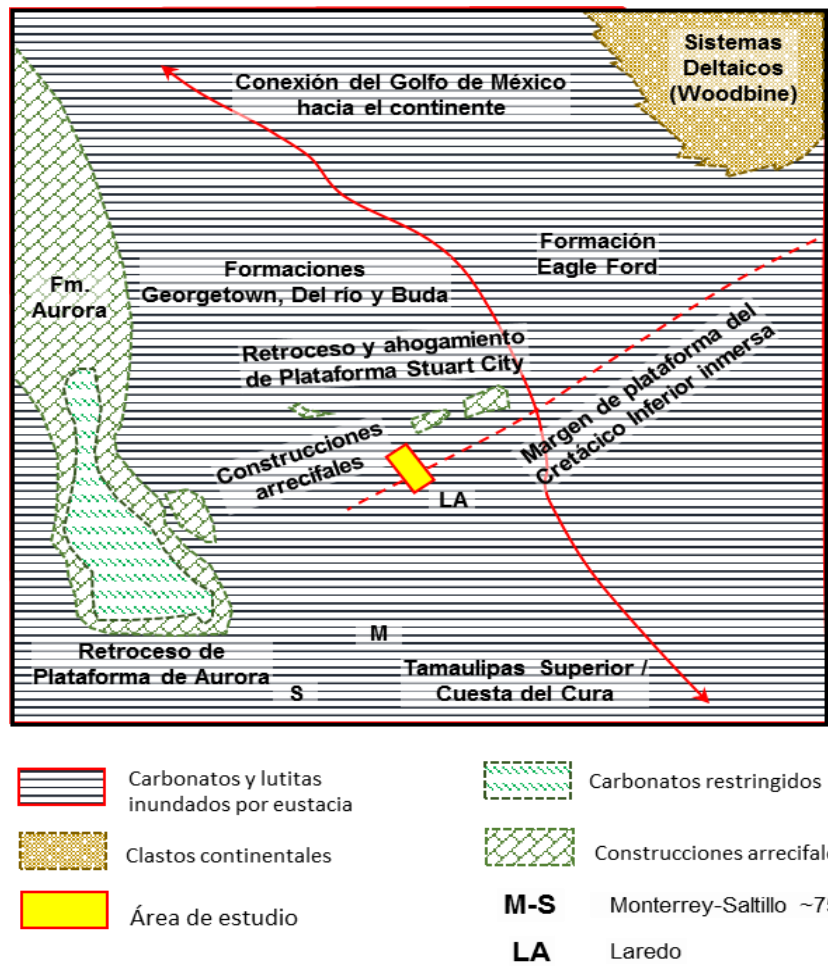


Figura 31. Mapa paleogeográfico durante el Cenomaniano. Modificado de Goldhammer et al., 2001.

Al final del **Cenomaniano** y hasta el **Maestrichtiano**, la relación de facies y paleogeografía en ambas provincias WPM y GOM cambiaron drásticamente, como resultado de la fase de deformación laramide (Figura 32) (De Cserna, 1989; Sedlock et al., 1993; Morán, 1994). En ese tiempo, el desarrollo y migración del cinturón plegado de la Sierra Madre Oriental ocurrió de oeste a este (Surler, 1987).

En el noreste de México, las cuencas tipo foreland del Maestrichtiano se desarrollaron en el frente de avance de la Sierra Madre (Área Sabinas) (Padilla-Sánchez, 1986).

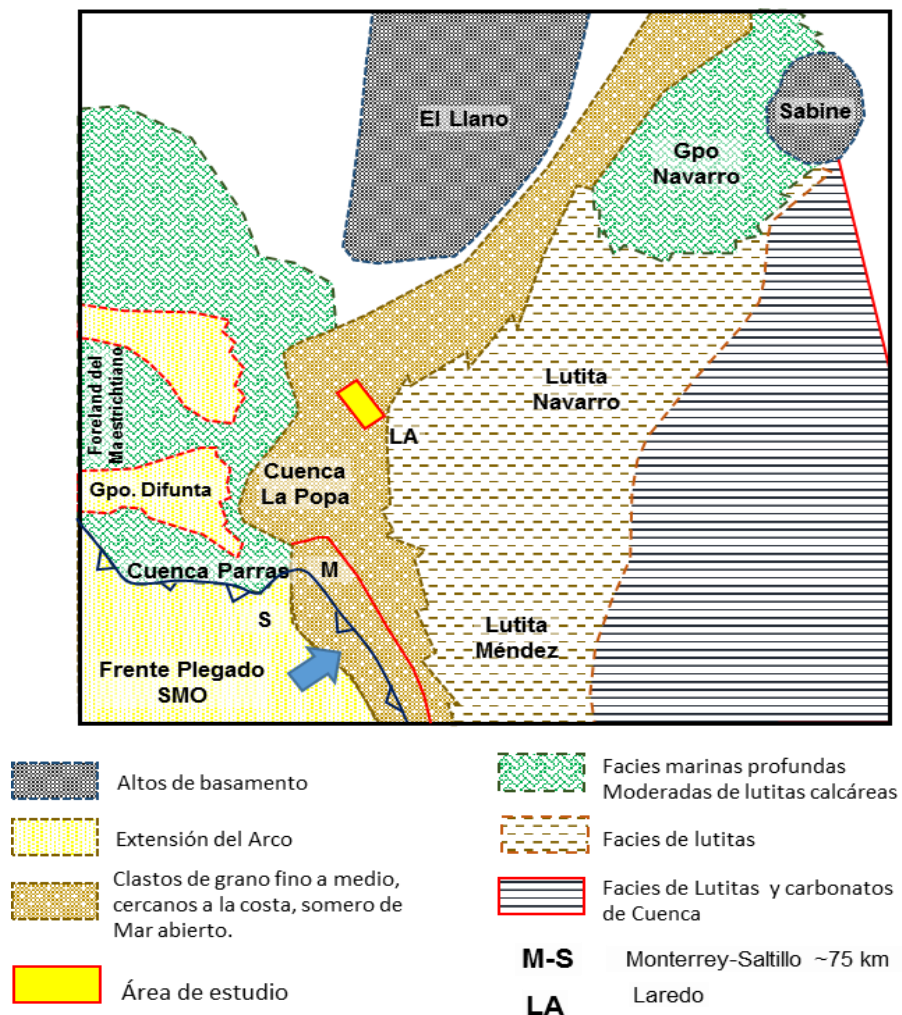


Figura 32. Mapa paleogeográfico durante el Maestrichtiano. Modificado de Goldhammer et al., 2001.

Capítulo 3

Estratigrafía de la Formación Eagle Ford

CAPÍTULO 3. Estratigrafía de la Formación Eagle Ford

3.1 Introducción

El sistema del Cretácico Superior en el área de estudio, es dominado por depósitos clásticos terrígenos. La Formación Eagle Ford (nombre acuñado por Hill, 1887; a lutitas argiláceas en la región de Cross Timbers del norte de Texas); existe en el subsuelo en toda el área de estudio. La formación se depositó bajo condiciones complejas tectono-sedimentarias durante el Cretácico Superior (Cenomaniano-Turoniano). En escasos estudios de áreas locales se ha descrito e interpretado parcialmente a los ambientes sedimentarios, sin considerar a detalle las facies de depósito a nivel regional, como es en este trabajo.

Las formaciones que conforman a la columna estratigráfica, desde el basamento del Permo-Triásico hasta las del Cretácico Superior; en este trabajo, solo se describen de manera descriptiva sus características generales de depósito. El interés se centra principalmente en la Formación Eagle Ford, como yacimiento no convencional. Por lo que, entre otros objetivos se consideran las variaciones lito-estratigráficas con relación al tiempo geológico, así como la extensión geográfica y variaciones paleogeográficas de la Eagle Ford, dentro del marco geológico regional para interpretar sus variaciones y distribución de las litofacies y de sus espesores en el área de estudio.

Algunas de las litofacies de la Formación Eagle Ford son productoras de petróleo, condensado y gas en condiciones locales; mientras que otras litofacies se reconocen como extensión de las rocas generadoras asociadas con los mayores campos petroleros en Estados Unidos. Por lo que, en México, el análisis efectuado por la EIA (2013) indica que se tiene un excelente potencial para desarrollar las reservas en petróleo y gas de lutita almacenado en rocas marinas. EIA (2013) menciona que la distribución de las rocas generadoras de lutita es a lo largo del borde de la región del Golfo de México, con inversiones técnicamente recuperables, estimados en 545 Tcf de gas natural y de 13.1 billones de barriles de aceite y condensado, que son potencialmente mayores que las reservas probadas de los yacimientos convencionales. Las lutitas de la Formación Eagle Ford al noroeste de la Cuenca de Burgos, tiene ventanas de aceite y gas que se extienden desde el sur de Texas y se introducen hacia el norte de México, con reservas estimadas de 343 Tcf y 6.3 billones de barriles probables, técnicamente recuperables de aceite y gas en lutita (Tabla I).

El estudio de EIA (2013) considera la existencia de un enorme potencial en el play de lutitas y aún más, en las proximidades del área de estudio, que con base a las características geológicas, se espera encontrar este recurso petrolero.

Aceite de lutita				Gas de lutita				
Basic Data	Basin/Gross Area	Burgos 62,649 km ²		Basin/Gross Area	Burgos 62,649 km ²			
	Shale Formation	Eagle Ford Shale		Shale Formation	Eagle Ford Shale			
	Geologic Age	M. - U. Cretaceous		Geologic Age	M. - U. Cretaceous			
	Depositional Environment	Marine		Depositional Environment	Marine			
Physical Extent	Prospective Area (km ²)	1553	25,888	Prospective Area (km ²)	1553	25,888	17,345	
	Thickness (m)	Organically Rich	61	61	Thickness (m)	Organically Rich	61	91
		Net	49	49		Net	49	64
	Depth (m)	Interval	1006-1219	1219-5000	Depth (m)	Interval	1006-1219	1219-5000
Average		1067	2290	Average		1067	2290	3200
Reservoir Properties	Reservoir Pressure	Highly Overpress.	Highly Overpress.	Reservoir Pressure	Highly Overpress.	Highly Overpress.	Highly Overpress.	
	Average TOC (wt. %)	5.0%	5.0%	Average TOC (wt. %)	5.0%	5.0%	5.0%	
	Thermal Maturity (% Ro)	0.85%	1.15%	Thermal Maturity (% Ro)	0.85%	1.15%	1.60%	
	Clay Content	Low	Low	Clay Content	Low	Low	Low	
Resource	Oil Phase	Oil	Condensate	Gas Phase	Assoc. Gas	Wet Gas	Dry Gas	
	OIP Concentration (MMbbl/km ²)	16.96	5.79	GIP Concentration (Bcf/km ²)	8.38	28.74	73.74	
	Risked OIP (B bbl)	15.8	89.8	Risked GIP (Tcf)	7.8	446.4	767.5	
	Risked Recoverable (B bbl)	0.95	5.39	Risked Recoverable (Tcf)	0.9	111.6	230.2	

Tabla I. Propiedades de los yacimientos y recursos de México en petróleo y gas de lutita (EIA/ARI, 2013).

Mientras que las lutitas de depósitos marinos en México parecen tener buena calidad de la roca, la estructura geológica de las cuencas sedimentarias en general son complejas, ya que su zona de lutita costera es más estrecha, menos continua y estructuralmente más perturbada (EIA/ARI, 2013). En contraste, con la franja costera de E.U.A, que se caracteriza morfológicamente por su extensión suavemente buzante en cinturones de lutita, tanto en los estados de Texas como en Louisiana.

3.2 Metodología de estudio

La Formación Eagle Ford del Cretácico Superior (Cenomaniano-Turoniano) en el área de estudio, podría ser equivalente a la que tiene producción en Texas, por lo que se considera existe potencial de petróleo y gas en lutita en el noreste de México (SGM-PEP, 2012) (Figura 33). Para determinar la posible extensión del yacimiento hacia México es necesario estudiar las relaciones estratigráficas y sedimentológicas de estos yacimientos, por medio de la información de tres pozos denominados: Pozo-A, Pozo-B y Pozo-C, perforados en la Formación Eagle Ford,

para determinar las características geológicas y la distribución geográfica del yacimiento no convencional, del sureste al noroeste en las inmediaciones al límite fronterizo entre México y Estados Unidos.

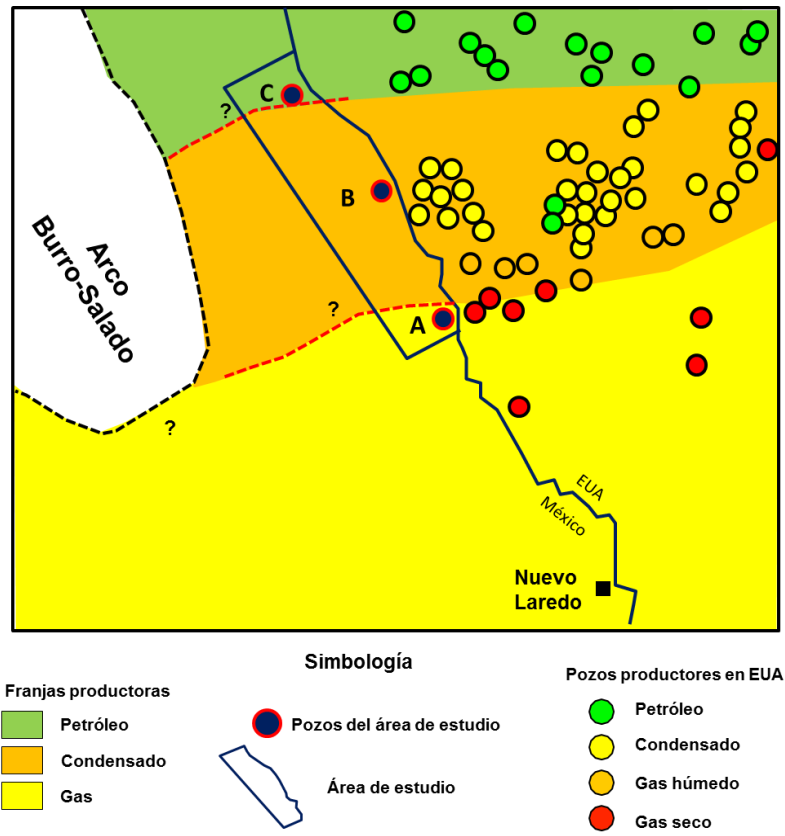


Figura 33. Esquema de localización de pozos del área de estudio, modificado de SGM-PEP, 2012.

La información disponible en los pozos perforados incluye: estudios de reconocimiento de campo; análisis de núcleos (muestreo de tapones, y determinaciones de laboratorio en contenido mineralógico); en la columna litológica (muestras de canal y láminas delgadas) y estratigráfica (análisis paleontológicos y bioestratigráficos); análisis de registros eléctricos (cimas estratigráficas, espesor y carácter eléctrico), manifestaciones, registros de hidrocarburos, así como, la revisión existente del acervo antecedente. En particular, las estructuras sedimentarias primarias y las litofacies fueron descritas aplicando el sistema de clasificación propuesto por Dunham (1962).

Para establecer el modelo geológico en el área de estudio, entre las relaciones estratigráficas y sus paleoambientes sedimentarios durante el Cenomaniano–Turoniano; se consideraron las características paleogeográficas

regionales (Goldhammer et al., 2001) descritas en el Capítulo II de este trabajo; y dentro del marco estratigráfico del noreste de México.

Con esta información se trazó una sección estratigráfico-estructural, un mapa de isopacas, la distribución de litofacies y el modelo paleosedimentario, para entender el entorno paleográfico con base en la distribución de las facies de la Formación Eagle Ford.

3.3 Marco geológico local

La evolución tectónica desde el suroeste hasta el oeste de Estados Unidos, noreste de Louisiana, e inclusive el noreste de México, fue consecuencia de la actividad laramídica en México (Adams et al., 2010); generándose grandes conjuntos de pliegues asimétricos, levantamientos y hundimientos tectónicos.

El Arco Burro-Peyotes al noreste de México, y los elementos al suroeste y noreste de Estados Unidos, como el Anticlinal Chittum y el Arco de San Marcos, respectivamente; están separados por la Cuenca de Maverick al suroeste de Estados Unidos y por la Cuenca de Burgos al sur y Cuenca de Sabinas al suroeste de México (Figura 34).

La sedimentación en la Formación Eagle Ford guarda una correspondencia directa en cuanto a su espesor relativo, incrementándose hacia los depocentros de las Cuencas de Burgos en México y Maverick en Estados Unidos; se interpreta una etapa importante de subsidencia diferencial de estas cuencas durante el depósito de la formación. A su vez, tanto el Arco de San Marcos como el Arco Burro-Salado, estuvieron activos durante este período geológico, debido a que en sus proximidades y sobre ellos, esta formación, tiende a presentar un adelgazamiento substancial (Telléz et al., 2011).

Hacia la porción sureste del área de estudio, el depósito de la Formación Eagle Ford, está fuertemente influenciado por el límite que representa el borde de la plataforma del Albiano (Portal de Anáhuac), zona que marca el límite hacia sedimentos de ambientes más profundos de la Formación Agua Nueva (Telléz et al., 2011). Hacia el sur de Texas es la continuación de la margen de plataforma de Stuart City.

En la Cuenca Cenozoica de Burgos en México, el límite norte corresponde con el desarrollo del borde de la plataforma del Aptiano Superior, como continuación hacia el noreste de Texas con la margen de plataforma de Sligo.

Echanove (1986) indica que la distribución paleo-sedimentaria durante este periodo, está íntimamente ligada al comportamiento de las formaciones subyacentes; respectivamente a las facies arrecifales y de plataforma de las formaciones Cupido (área Nuevo Laredo) y Tamaulipas Inferior en facies de mar abierto en el resto de la provincia.

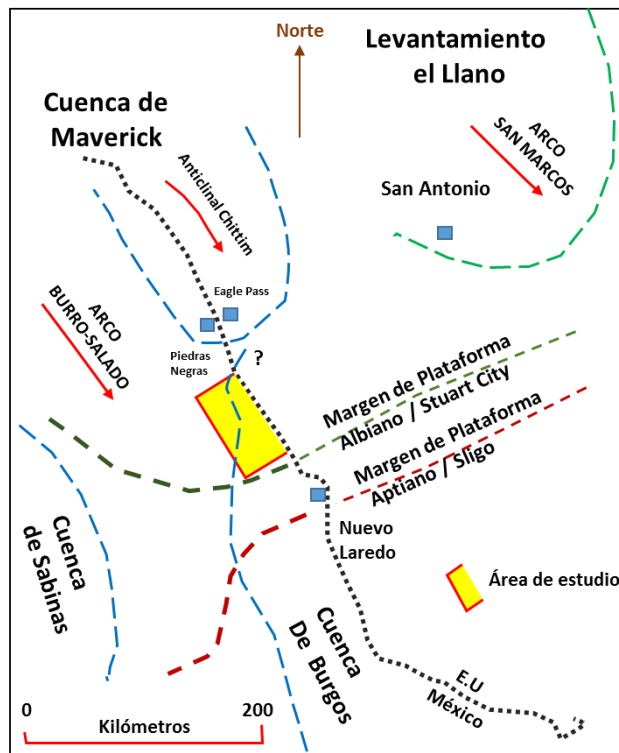


Figura 34. Esquema paleogeográfico Regional, modificado de Goldhammer et al., 2001.

Por las características estructurales corresponde a un amplio y pronunciado monoclinial, con caída al oriente profundizándose de manera significativa y flexionándose al sur, alcanzando profundidades de aproximadamente 4500 metros, o aún mayores (Telléz et al., 2011).

En la mayor parte de estado de Texas se encuentra expuesta la Formación Eagle Ford, excepto en donde el Cretácico Superior corresponde con áreas topográficamente altas, como ocurre en los alrededores del Arco de San Marcos (parte Central de Texas); el Cretácico Superior y el Cenozoico no se presentan debido a que las rocas de esta edad no se depositaron, o bien, a que posteriormente se erosionaron (Adams et al., 2010) (Figura 35). En esta zona, la Formación Eagle Ford contiene facies de caliza, que incluyen grainstones de

foraminíferos y pelecípodos que varían a facies de packstone y grainstones de peloides (Dawson, 1997). Se interpreta un ambiente de depósito de bahías y lagunas entre crecimiento de deltas desde el norte al noreste, o bien, como una biomícrita de foraminíferos de ambientes lagunares que fueron protegidos por barreras discretas en la bahía (Silver, 1963). Las áreas lagunares se relacionan con aguas tranquilas ubicadas a lo largo del borde del Arco de San Marcos donde solo el límite del flujo de clásticos fue posible. Además se tienen múltiples capas delgadas de bentonita están interestratificadas entre las calizas lagunares (Adams et al., 2010).

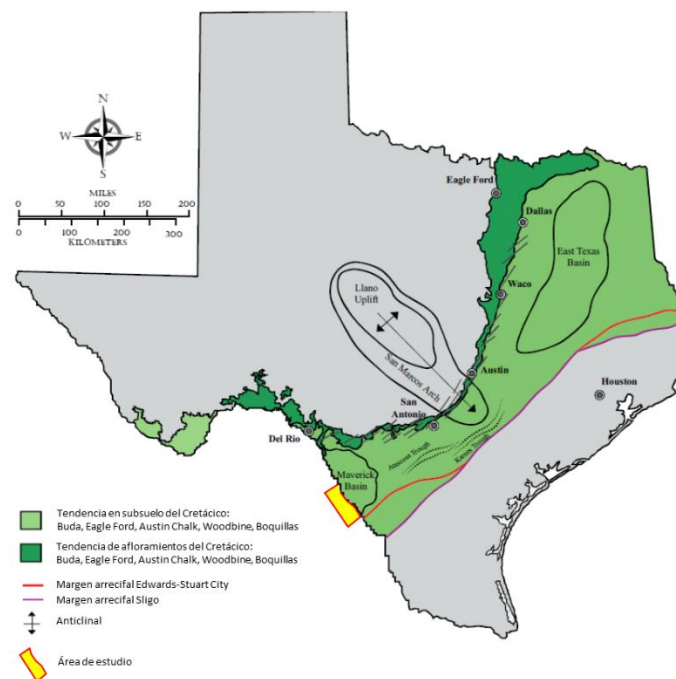


Figura 35. Distribución de la Formación Eagle Ford y formaciones equivalentes en afloramiento y en el subsuelo, modificado de Winker y Buffler, 1988.

Por otra parte, en algunos horizontes estratigráficos de la Formación Eagle Ford contiene capas volcánicas (ubicados en los estados de Arkansas y Oklahoma); que fueron depositadas en aguas superficiales (Ross et al., 1928; Adkins, 1932). La naturaleza transgresiva en los sedimentos de la Formación Eagle Ford puede contribuir mayoritariamente a la probable preservación de los depósitos volcánicos. Hazzard en 1939, realizó un argumento convincente para la edad de estas rocas volcánicas en base a identificaciones de ammonites.

Describió tres capas volcánicas de arenas tobáceas en el estado de Arkansas, basado en plantas fósiles encontradas entre las lutitas; lo que consideró nombrar como "Punto Central Volcánico" del suroeste del estado de Arkansas como equivalente con la Formación Tuscaloosa al noroeste de Louisiana y, con la Formación Eagle Ford al noreste de Texas.

En el sureste de Texas, la Formación Eagle Ford ha sido estudiada por zonificación de amonitas en afloramientos de las áreas de Austin y Dallas, Texas, E.U., estableciendo la cima de esta formación por la presencia de *Colpoceles austinensis* y su base por *Romaniceras loboense* (Kennedy 1988, Kennedy and Cobban, 1990).

En el Sur de Texas, la Formación Eagle Ford estratigráficamente subyace a la Formación Austin Chalk, aunque localmente el contacto entre éstas es discordante. En algunas áreas tiene más la apariencia de una no conformidad más que una discontinuidad con presencia de pirita, huesos de pez, nódulos de fosfato, y otros indicadores de exposición subaérea y de no depósito (Adams et al., 2010).

Hacia el norte de México y oeste de Texas, en los condados de Terrell y Val Verde, la Formación Eagle Ford es equivalente a la Formación Boquillas (Freeman, 1961); ésta sobreyace discordantemente a calizas de la Formación Buda y a la Formación Austin Chalk que le sobreyace conformablemente.

Donovan y Staerker (2010) (Figura 36), identificaron dos ciclos sedimentarios transgresivos-regresivos que corresponden con la subdivisión de la Formación Boquillas en:

1) Unidad inferior: Rocas Pens, consistente de 150 pies (46 metros) de espesor de limolitas calcáreas de color gris con calizas de textura mudstone. Identificando además, tres diferentes facies: A) calizas con laminación cruzada con delgadas intercalaciones de mudstone calcáreo, B) mudstones calcáreos ricos en materia orgánica con interstratificación de calizas y C) capas gruesas de caliza con interstratificación de mudstone calcáreo.

2) Unidad superior: Rocas Langtry, consistente de 38 pies (12 metros) de caliza cristalina y delgadas intercalaciones de caliza cretosa (chalky); con las facies: D) arcillas-calcárea con calizas nodulares con equinoideos y, E) calizas en capas delgadas con interstratificación de mudstones calcáreos.

Márquez (1953), menciona que en la parte comprendida entre la Serranía del Burro y Villa de Acuña, las rocas del Turoniano son representadas por la Formación Eagle Ford, existiendo un marcado hiatus en la cima de la Formación Buda (Fher, 1930).

En el Lomerío Los Peyotes se deduce el mismo hiatus por la ausencia de la Formación Eagle Ford Inferior (Fher, 1930). Con base en secciones interpretadas y de espesores medidos por Fher (1930), indica que la Formación Eagle Ford es de 200 a 280 metros de espesor y puede ser dividida en tres diferentes complejos litológicos:

- Eagle Ford Superior: calizas con laminación delgada.
- Eagle Ford Medio: lutitas calcáreas-arenosas con areniscas, yeso y calizas.
- Eagle Ford Inferior: lutitas calcáreas de color oscuro, laminación delgada, con *Inoceramus*.

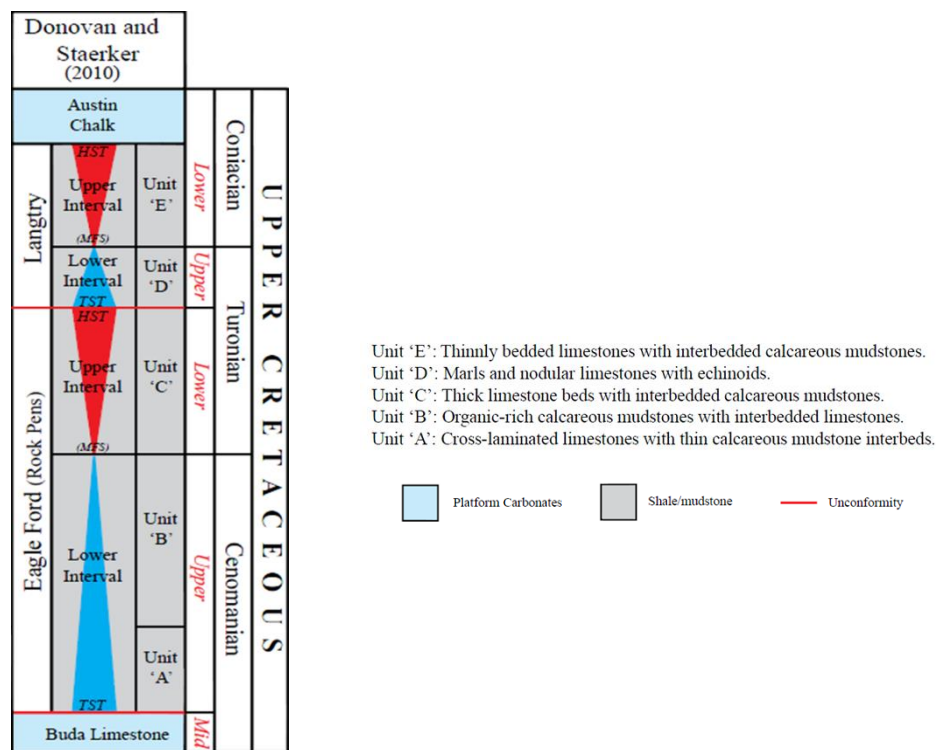


Figura 36. Comparaciones e interpretaciones de la Formación Boquillas con Eagle Ford al oeste de Texas. Donovan y Staerker (2010).

Las rocas de las formaciones Austin, Eagle Ford y Buda no afloran en el área de estudio, solo es posible identificarlas en el subsuelo. Sin embargo, hacia la parte oeste del Pozo-C, en el Lomerío Los Peyotes, perteneciente al paleoelemento del Burro-Salado, aflora la Formación Eagle Ford (Díaz, 1952) (Figura 37).

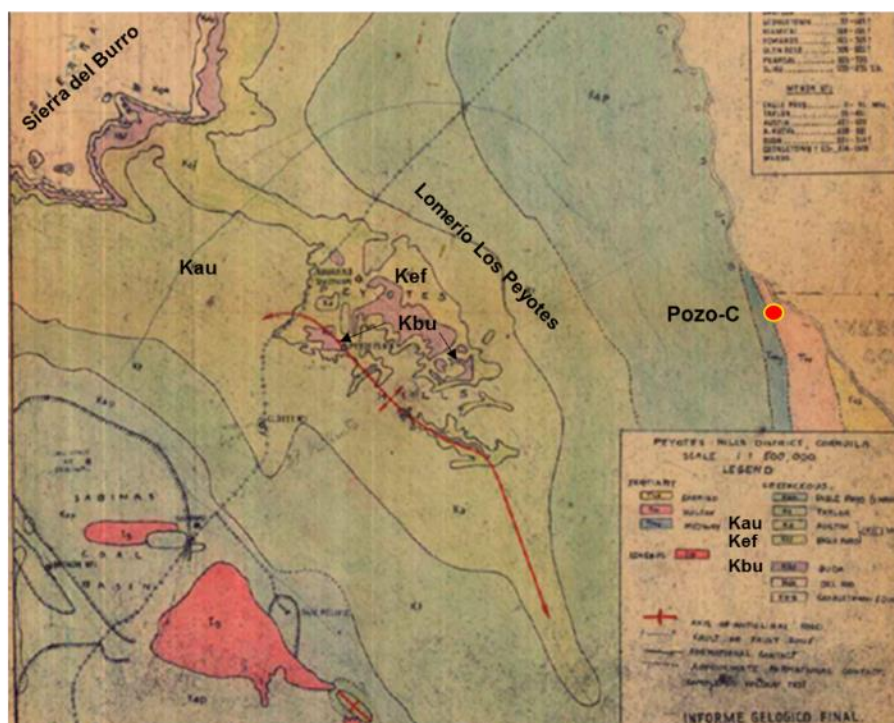


Figura 37. Mapa geológico del área de Lomerío Los Peyotes, indica afloramientos de las formaciones Austin, Eagle Ford y Buda. (Díaz, 1952; Esc 1:500,000)

3.4 Columna estratigráfica

En el área de estudio se correlaciona la porción norte de la Cuenca de Burgos y la margen oriental del Arco Burro-Salado y contienen una columna sedimentaria a partir del Cretácico Superior (Cenomaniano) hasta el Cuaternario (Holoceno) (modificado de Quezada et. al., 1999; Eguiluz, 2001 y Hackley et al., 2009b) (Figura 38).

Se reconocen varias unidades formacionales dentro de estas provincias, en donde Echanove (1986), realiza una interpretación en la columna sedimentaria basada en el conjunto estructural y sedimentario que actuó en diferentes etapas geológicas, y que a continuación se mencionan:

Al basamento paleozoico, lo constituyen metasedimentos o rocas intrusivas cristalinas pre-jurásicas, le sobreyacen discordantemente al basamento, una secuencia de areniscas, lutitas y conglomerados rojizos de origen continental, correspondientes al Grupo Huizachal, datado como Triásico-Jurásico Medio y se consideran como consecuencia de la Tafrogenia Palizada del Triásico.

COLUMNAS ESTRATIGRÁFICAS									
ERA	SISTEMA	SERIE	PISO	EDAD EN MILLONES DE AÑOS	Cuenca de Sabinas (*) (**)	Serranía Burro-Picachos Coahuila (*)	Área de estudio	Cuenca de Burgos (*)	Oeste de Texas (***)
		Holoceno		-0.01	ALUVIÓN	ALUVIÓN	ALUVIÓN	ALUVIÓN	ALUVIÓN
		Pleistoceno	Calabriano	-2					
		Eoceno	Ypresiano	-55			WILCOX	WILCOX	WILCOX
		Paleoceno	Thanetiano	-58					
			Daniano	-65		MIDWAY	MIDWAY	MIDWAY	MIDWAY
		Superior	Maestrichtiano	-65	ESCONDIDO	ESCONDIDO	ESCONDIDO	ESCONDIDO	ESCONDIDO
			Campaniano	Olmos	-71	OLMOS	OLMOS	OLMOS	OLMOS
				San Miguel	-71	SAN MIGUEL	SAN MIGUEL	SAN MIGUEL	SAN MIGUEL
			Turoniano	Upson	-84	UPSON	UPSON	UPSON	UPSON
				Santoniano	-86	AUSTIN	AUSTIN	AUSTIN	AUSTIN
				Coniaciano	-89	EAGLE FORD	EAGLE FORD	EAGLE FORD	EAGLE FORD
			Cenomaniano	Sup	-93.5				
		Med		-94	BUDA	BUDA	BUDA	BUDA	

(*) Tomado de Quezada et al., 1999; (**) Eguluz de Antuñano, 2001; (***) Hackley et al., 2009b; colores utilizados en base a Gradstein et al., 2004; Palmer et al., 1999.




 NO DEPÓSITO  DISCORDANCIA  CAMBIO DE FACIES

Figura 38. Columnas estratigráficas análogas al área de estudio. Modificado de Quezada et al., 1999; Eguluz, 2001; Hackley et al., 2009b.

Echanove (1986), menciona que el inicio del proceso de sedimentación en la Provincia de Burgos, se remonta desde el Jurásico Superior (Calloviano u Oxfordiano), con el hundimiento lento y paulatino de los paleolementos Burros-Picachos y San Carlos-Las Cruillas, correspondientes al Archipiélago Jurásico de Tamaulipas. Esto originó una extensa plataforma con una transgresión, en una superficie erosionada de relieve moderado, depositándose carbonatos y evaporitas en las zonas marinas-someras de las formaciones Metate, Novillo-Zuloaga, y Olvido.

A fines del Oxfordiano se acentuó la subsidencia, generándose una transgresión mayor, con la invasión marina de áreas emergidas, acción que provocó el arrastre de gran cantidad de materia orgánica vegetal y abundantes terrígenos removidos y transportados mar adentro, además formando depósitos de carbonatos finos con grado variable de terrígenos y abundancia de carbón diseminado, correspondientes a las formaciones La Casita y Pimienta, de edad jurásica superior (Kimmeridgiano y Tithoniano), respectivamente.

Hacia la parte noroccidental de la provincia de Burgos, prevalecieron ambientes de plataforma, favoreciendo el depósito de una secuencia calcárea, con delgadas intercalaciones de sedimentos calcáreo-arcillosos, que constituyen a la Formación Taraises.

Durante el Hauteriviano Superior, Barremiano y Aptiano Inferior se mostraron diferentes períodos de relativa inestabilidad, favoreciendo el desarrollo continuo de un frente arrecifal vertical y progradante. Se distinguen tres facies: plataforma, complejo arrecifal (hacia el noreste de la provincia de burgos), y prevalecieron condiciones en el desarrollo de bancos, calizas biógenas y de una estructura arrecifal; esta secuencia se denomina como Formación Cupido. En ambos lados de este complejo arrecifal prevalecieron ambientes de mar abierto, depositándose carbonatos finos correspondientes a la Formación Tamaulipas Inferior.

En el Aptiano Superior, se presenta una reactivación de las áreas continentales, ocasionando un notable cambio en la sedimentación. En este periodo persistieron ambientes marinos, depositándose una secuencia delgada calcáreo-arcillosa y calcáreo-arcillo-carbonosa, con alto contenido de materia orgánica, de la Formación La Peña. La distribución de esta formación está ligada al comportamiento de la Formación Cupido, sobreyaciendo la Formación La Peña a las facies arrecifales y de Plataforma de la Formación Cupido (cercano al área de estudio).

En el Cretácico Medio durante el Albiano Inferior a Medio, aumenta el ritmo de subsidencia, incrementándose los eventos transgresivos marinos, estableciéndose una amplia y extensa plataforma de bajo relieve y de hundimiento lento, predominando ambientes marinos externos de mar abierto con el depósito de una potente secuencia de carbonatos finos (lodos calcáreos) con nódulos de pedernal y abundante presencia del foraminífero *Colomiella sp.* Se depositó una secuencia de estratificación media a gruesa de la Formación Tamaulipas Superior.

En el Albiano Superior y Cenomaniano Inferior, disminuye el ritmo de subsidencia, con periodos de estabilidad, originándose una distribución sedimentaria-estratigráfica, en el resto de la margen occidental de la provincia; con una

secuencia tripartita, calcárea en la base y en la cima, separadas por una unidad areno-arcillosa.

El predominio de ambientes marinos externos en la secuencia constituyen al Grupo Washita, con la definición de tres unidades formacionales: Georgetown, Del Río y Buda. La secuencia refleja una sedimentación cíclica transgresiva-regresiva-transgresiva, que inicia con el depósito durante el Albiano Superior con carbonatos finos de estratificación gruesa a media de facies de mar abierto que representan a la Formación Georgetown.

A principios del Cenomaniano, un gran basculamiento ocurre hacia el oriente de la provincia de Burgos, probablemente asociado a los movimientos iniciales del levantamiento del continente occidental (Sierra Madre) y el Arco el Burro-Salado, al noroeste); movimientos que originaron una regresión hacia el oriente, con predominio de ambientes someros y el depósito de secuencias de lutita y areniscas calcáreas con alto contenido de óxido de hierro, con abundante fauna de aguas someras y templadas, conformando a la Formación Del Río. Le precede una secuencia calcárea de carbonatos finos con estratificación media a gruesa de plataforma externa, reflejando un ciclo transgresivo durante el Cenomaniano Medio con la Formación Buda.

A partir del Cretácico Superior se reconocen seis unidades formacionales que constituyen a la Supersecuencia 3 (Goldhammer, 2001). En su base es la Formación Eagle Ford (Roemer, en Sellards et al., 1932), seguido por la Caliza Austin (Schumard, en Sellards et al., 1932); la Lutita Upson (Dumble, 1892); y progresivamente las arenas más gruesas de las formaciones San Miguel, Olmos y Escondido (Dumble, 1892).

En el Cretácico Superior, continúa el levantamiento y/o el basculamiento regional del Continente Occidental (Sierra Madre) y la regresión gradual marina hacia el oriente.

En este marco regresivo, durante el Cenomaniano Superior y Turoniano, existió un ambiente marino de aguas someras en el que se depositó una potente secuencia de sedimentos predominantemente arcillo-carbonosos con alto contenido de materia orgánica, interestratificados rítmicamente con calizas arcillosas (Eguiluz, 2001). Este intervalo condensado representa una de las más grandes y rápidas elevaciones del nivel del mar en la historia de la tierra asociados con este límite (93.5 m.a) (McGarity, 2013); presentándose en diversos intervalos, abundancia de microfósiles planctónicos que llegan a constituir packstone y en ocasiones hasta grainstone microfosilífero (Telléz et al., 2011). Estos depósitos conforman a la Formación Eagle Ford y representa el TST (Transgressive System Tracts), depositado en un ambiente con presencia de *Inoceramus labiatus*,

Clavhedbergella simplex, *Hedberg* Nerítico medio (Eguiluz, 2001), indicado por la *ella amabilis*, *Rotalipora cushmani*, y *R. greenhornesis*. (Eguiluz, 2001). El depósito de la Formación Eagle Ford se relaciona con una plataforma abierta con influencia distal desde la región NE de Texas, de un sistema fluvio-deltaico de edad cenomaniense inferior, en donde se depositaron secuencias de clásticos proximales de la Formación Woodbine (Telléz et al., 2011).

En el Coniaciano y Santoniano las características regresivas se tornan moderadas depositándose una secuencia predominantemente calcáreo-arcillosa con intercalaciones de sedimentos calcáreos finos, de estratificación delgada a media, con una amplia interestratificación delgada de tobas (Eguiluz, 2001) y que representa a la Formación Austin en la porción noroccidental de la provincia. La presencia de *Inoceramus onduluplicatus*, indica una edad del coniaciense al santoniense (Eguiluz, 2001). Los cambios de facies en la Formación Austin son similares en aquellas que describen a la Formación Eagle Ford, representando ambientes depositacionales similares. La principal diferencia entre las dos formaciones es el alto contenido en carbonato de calcio en la Formación Austin, causado por un cambio en el clima y/o una plataforma somera durante un ciclo progradante, que se desarrolló con un nivel eustático alto (Eguiluz, 2001).

Durante el Campaniano y el Maestrichtiano, continuó el movimiento regresivo con periodos de reactivación y oscilaciones del fondo marino, las condiciones de sedimentación del área cambian de manera drástica (Echanove, 1986), al manifestarse en el área, la influencia de los primeros movimientos de la Orogenia Laramide, que ocasionan un basculamiento del área hacia el sureste y, con ello, el inicio de la erosión de las regiones emergidas al occidente y el depósito de facies cada vez más clásticas, conforme evoluciona, en tiempo y espacio, este fenómeno tectonosedimentario (Eguiluz, 2001). Se establecen en la porción noroccidental de la provincia (cercano al área de estudio), condiciones de una plataforma oscilante, de ambientes marinos internos a medios e inclusive externos; mientras que en resto de la provincia, las condiciones fueron de mar abierto y de aguas profundas depositándose una potente secuencia arcillo-arenosa con intercalaciones variables de cuerpos arenosos de espesor delgado a medio y con la presencia de capas delgadas a medias de carbón; por lo que, la columna sedimentaria depositada durante este período geológico está compuesta por las formaciones Upson, San Miguel, Olmos y Escondido (Telléz et al., 2011).

La Formación Upson consiste de una lutita negra laminada, con una misma distribución areal como en las unidades subyacentes del Cretácico Superior. Se interpreta un ambiente depositacional de pro-delta dentro con un ciclo de inundación, durante un desarrollo inicial de una cuenca tipo foreland durante la etapa laramide (Eguiluz, 2001).

La Formación San Miguel son facies de frente de delta, consistente de unidades progradacionales de lutita y arena, texturalmente de arenas finas y más gruesas hacia la cima, donde se han interpretado canales distributarios en los registros eléctricos. La Formación San Miguel se interpreta del Santoniano Tardío a Campaniano Temprano considerando interestratificaciones marinas que contienen *Globotruncana sp.* Y *Heterohelicos sp.* (Eguiluz, 2001).

La Formación Olmos consiste de estratificaciones gruesas, con areniscas de grano grueso a medio. El carácter en los registros eléctricos es de canales distributarios y barras. La presencia de *Globotruncana elevata*, *G. roseta*, y *G. stautiformis* marca un componente marino tardío de este ciclo y sugiere ser del Campaniano (Eguiluz, 2001).

La Formación Escondido consiste de areniscas conglomeráticas con varios ciclos de lutita y carbón cercanos a la base, que sugieren fluctuaciones en una planicie de inundación oscilante con un espesor de 800 m. Los registros eléctricos indican la presencia de numerosos cuerpos de areniscas canalizadas caracterizadas por estratificación cruzada y rápidos cambios laterales de facies que impiden la correlación entre los pozos. Se le asigna ser del Maestrichtiano. La secuencia comprendida de las formaciones Olmos hasta Escondido, representa un mayor ciclo regresivo (Eguiluz, 2001).

Según Echanove (1986), a finales del Cretácico y principios del Terciario, ocurrió una serie de movimientos intensos provocados por los efectos de la Orogenia Laramide, que provocó el plegamiento y levantamiento de las rocas mesozoicas. En la provincia del Burro-Picachos la deformación fue moderada, por la presencia del elemento subyacente; se establece en la provincia de Burgos una amplia y extensa plataforma terciaria, de bajo relieve e inclinada hacia el oriente; se inició el depósito de una potente secuencia sedimentaria clástica, arcillo-arenosa, con intercalaciones variables de cuerpos arenosos, delgados a medios, de origen múltiple. La sedimentación fue principalmente marina somera y de carácter cíclico transgresivo-regresivo, constituyendo una marcada progradación secuencial hacia el oriente de la provincia de Burgos.

Durante el Terciario, no se realizaron movimientos tectónicos sobresalientes en la Provincia de Burgos; por ejemplo, en el Paleoceno y Eoceno, se reflejan pulsaciones de los efectos finales de la Orogenia Laramide (Echanove, 1986).

En el Paleoceno se inicia una gran trasgresión hacia el poniente, que favorece el depósito discordante de areniscas basales y de ambientes someros, sobre una superficie cretácica erosionada. A este depósito, lo sobreyace una secuencia arcillo-arenosa marina, con aislados y delgados cuerpos arenosos alargados, de distribución restringida y de ambientes de plataforma media a externa, equivalentes al Paleoceno Medio, se les considera pertenecientes a la Formación Midway (Echanove, 1986).

En el periodo Paleoceno Medio al Eoceno Inferior dentro de un marco cíclico regresivo-transgresivo, progradante hacia el oriente y predominado un ambiente de plataforma interna a media, se depositaron sedimentos arcillo-arenosos con intercalaciones variables de areniscas. Estos cuerpos arenosos presentan características de barras costeras de desarrollo múltiple, alargada, de espesor variable y de amplia distribución; esta secuencia pertenece a la Formación Wilcox (Echanove, 1986).

Durante el Cuaternario dominan los depósitos aluviales y fluvio-aluviales continentales (Echanove, 1986).

El mapa geológico (SGM, 2007), indica afloramientos de rocas del Cretácico Superior de las formaciones: Upson, San Miguel, Olmos, Escondido y rocas del Terciario de las formaciones: Paleoceno Midway, Paleoceno Wilcox y Eoceno Wilcox; cubiertas en partes por aluvi3n del Cuaternario (Figura 39).

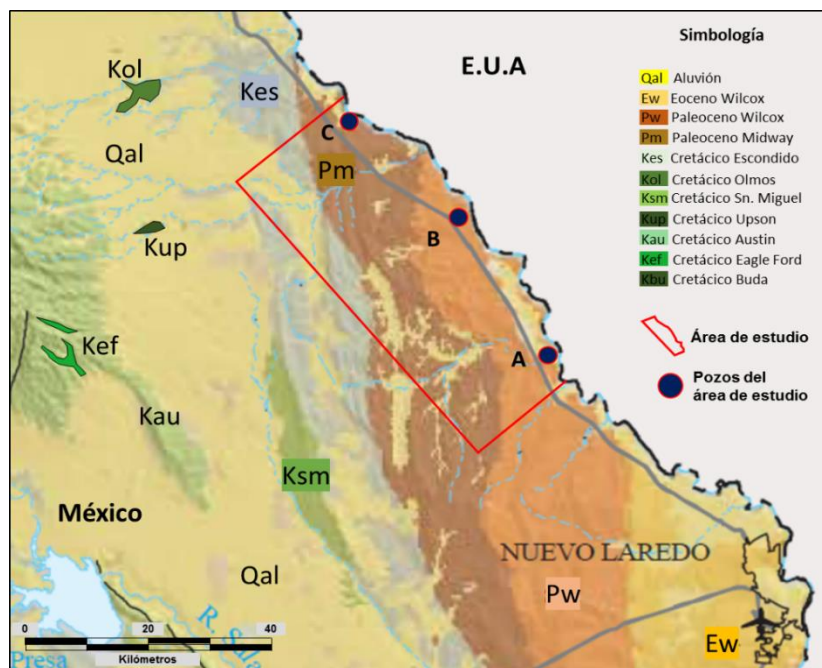


Figura 39. Mapa geológico del área de estudio. SGM, 2007.

Las características geológicas en las formaciones Austin Chalk y Eagle Ford dentro del área de estudio, solo se reconocen en el subsuelo. Sin embargo, en el mapa muestra afloramientos de estas formaciones, ubicados hacia el suroeste.

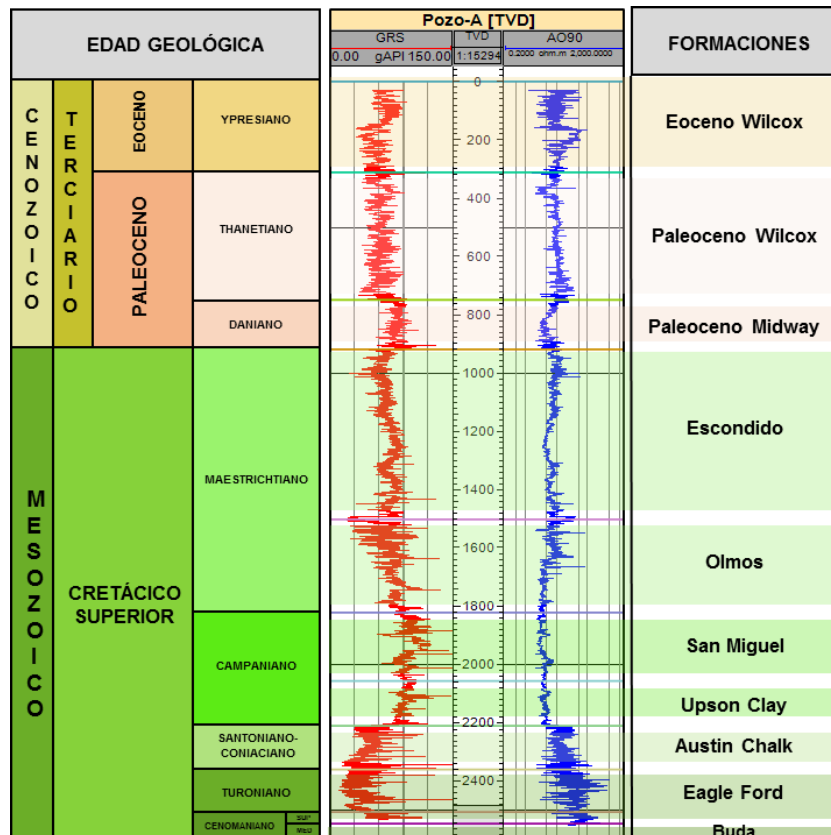
Conocer su condición estratigráfica de la Formación Eagle Ford, en el subsuelo como yacimiento no convencional de aceite y gas de lutita, es importante para un entendimiento de su distribución y extensión de sus facies.

A continuación se caracterizará la información geológica, obtenida de tres pozos perforados en el área de estudio, denominados como Pozo-A, Pozo-B y Pozo-C, para entender su distribución estratigráfica y litológica dentro de la Formación Eagle Ford.

Pozo-A

Perforado a una profundidad total de 2,550 m, con objetivo de yacimiento no convencional en la Formación Eagle Ford para comprobar la posible extensión en la producción de Estados Unidos en gas seco (PEMEX, 2011).

La columna estratigráfica, es conformada por sedimentos del Terciario de la Formación Eoceno Wilcox del Eoceno, hasta el Cretácico Superior de la Formación Buda del Cenomaniano Medio (Figura 40).



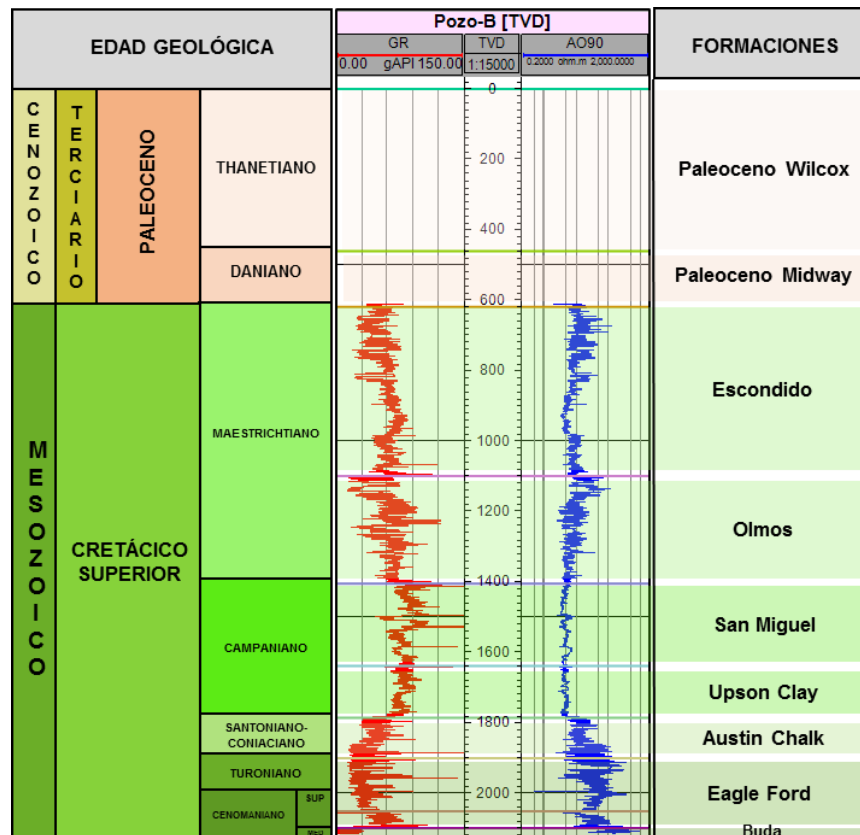
Profundidad total: 2,550 mv

Figura 40. Columna estratigráfica y registro tipo del Pozo-A, (Martínez, 2014).

Pozo-B

Perforado a una profundidad de 2130 m, con objetivo en la Formación Eagle Ford como yacimiento no convencional para comprobar la extensión de Estados Unidos en producción de condensado (PEMEX, 2012).

La columna estratigráfica está conformada por sedimentos de la Formación Paleoceno Wilcox hasta la Formación Buda del Cenomaniano Medio (Figura 41).



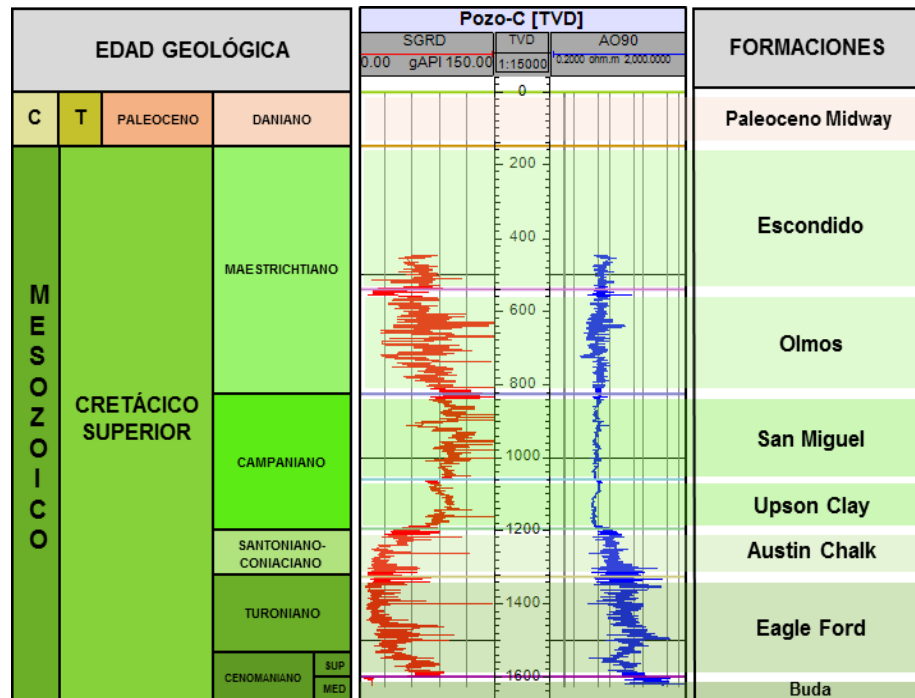
Profundidad total: 2,130 mv

Figura 41. Columna estratigráfica y registro tipo del Pozo-B, (Martínez, 2014).

Pozo-C:

Perforado a 1,628 m, con objetivo en la Formación Eagle Ford como yacimiento no convencional, con la finalidad de comprobar la extensión proveniente de Estados Unidos en la producción de aceite (PEMEX, 2011).

La columna estratigráfica está conformada por sedimentos de la Formación Paleoceno Midway hasta la Formación Buda del Cenomaniano Medio (Figura 42).



Profundidad total: 1,628 mv

Figura 42. Columna estratigráfica y registro tipo del Pozo-C; C= Cenozoico, T= Terciario, (Martínez, 2014).

3.5 Carácter eléctrico

El carácter en la respuesta eléctrica, en la cima de la Formación Eagle Ford con la base en la Formación Austin, generalmente es gradual y concordante (Figura 43). El contacto entre las formaciones Austin y Eagle Ford, es la última sección calcáreo-arcillosa en la base, con transición a la cima de un cuerpo calcáreo, respectivamente.

Las facies litológicas en la cima de la Formación Eagle Ford presentan una variación calcáreo-arcillosa en el sureste, a más calcárea hacia el noroeste.

La Formación Eagle Ford en estos pozos representa en general intercalaciones de cuerpos de caliza y horizontes de arenisca que varían a facies de limolitas con predominio de estratificaciones de lutitas.

Young et al., (1985), observó que al sur de Texas, presentan un cambio brusco y discordante, como resultado de la presencia de una superficie de erosión asociada a una discordancia regional.

Esta discordancia marca el límite del Turoniano-Coniaciano (89 m.a).

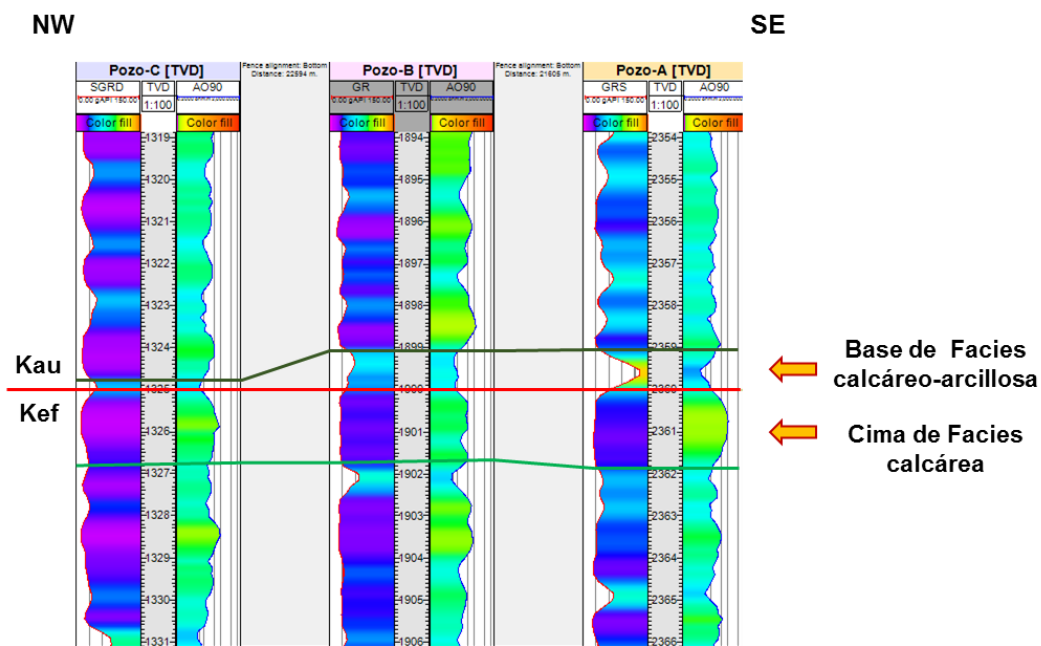


Figura 43. Contacto estratigráfico gradual y concordante en las formaciones Austin y Eagle Ford, (Martínez, 2014).

La base de la Formación Eagle Ford con la cima en la Formación Buda, presenta un cambio brusco y discordante, observado en los Pozos B y C, un cambio drástico en el predominio de cuerpos carbonatados con respecto a las facies de lutita (Figura 44).

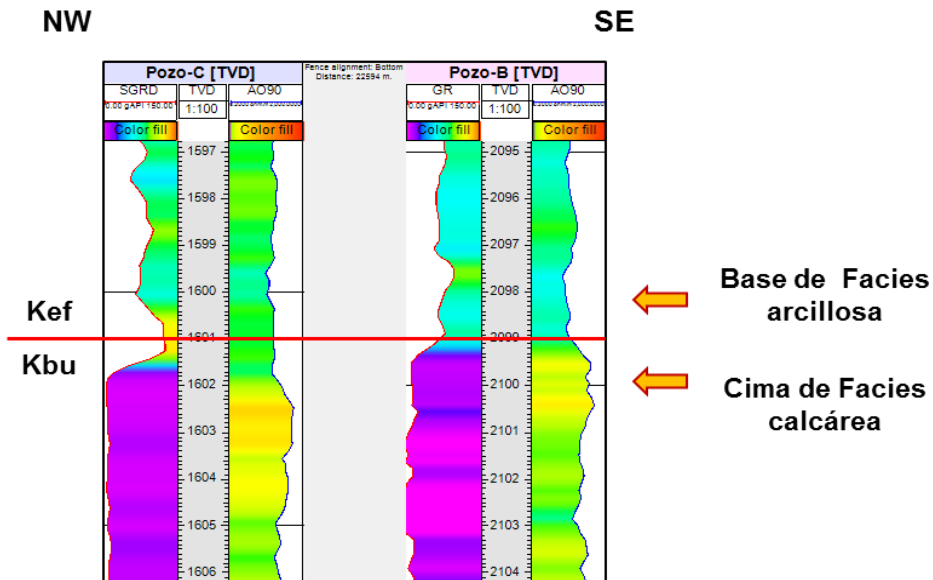


Figura 44. Contacto estratigráfico brusco y discordante en formaciones Eagle Ford y Buda, (Martínez, 2014).

3.6 Interpretación estratigráfico-estructural

Las características estructurales en los pozos A, B y C, se representan en una sección estratigráfico-estructural, de orientación noroeste a sureste (NW-SE), con espaciamentos de los pozos a cada 22 km aproximadamente, con nivel de referencia en superficie.

Los tres pozos presentan una estratigrafía que mantiene un espesor generalmente constante de la columna sedimentaria (Figura 45). La relación de espesores a nivel Eagle Ford, indican una disminución en dirección noroeste a sureste.

La diferencia estructural en la columna sedimentaria en dirección noroeste a sureste, es de 1000 m aproximadamente, interpretando el probable inicio de la profundización de la Cuenca de Burgos en esta dirección.

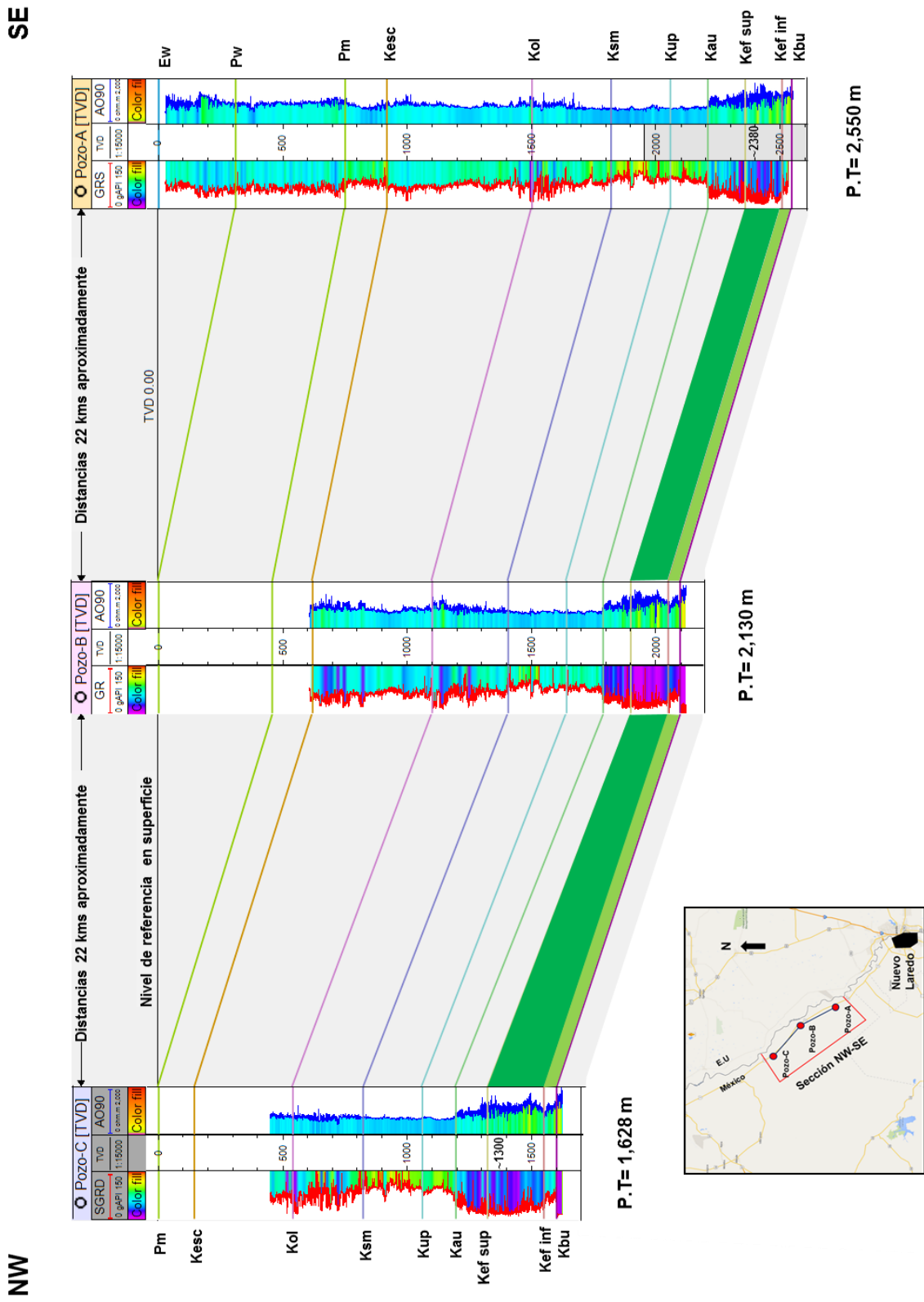


Figura 45. Sección estratigráfico-estructural NW-SE, (Martínez, 2014).

La distribución y el espesor regional de la Formación Eagle Ford en el mapa de isopacas, muestra un engrosamiento de la secuencia en la porción noroccidental del área de estudio, debido a que el Pozo-C muestra un espesor de 276 m, interpretando la influencia de mayor aporte sedimentario hacia la Cuenca de Maverick (Figura 46).

Gradualmente la secuencia se adelgaza hacia el sureste, como se indica en el Pozo-B con espesor de 199 m y en el Pozo-A de espesor de 185 m, producto de la posible cercanía con el borde de plataforma del Albiano.

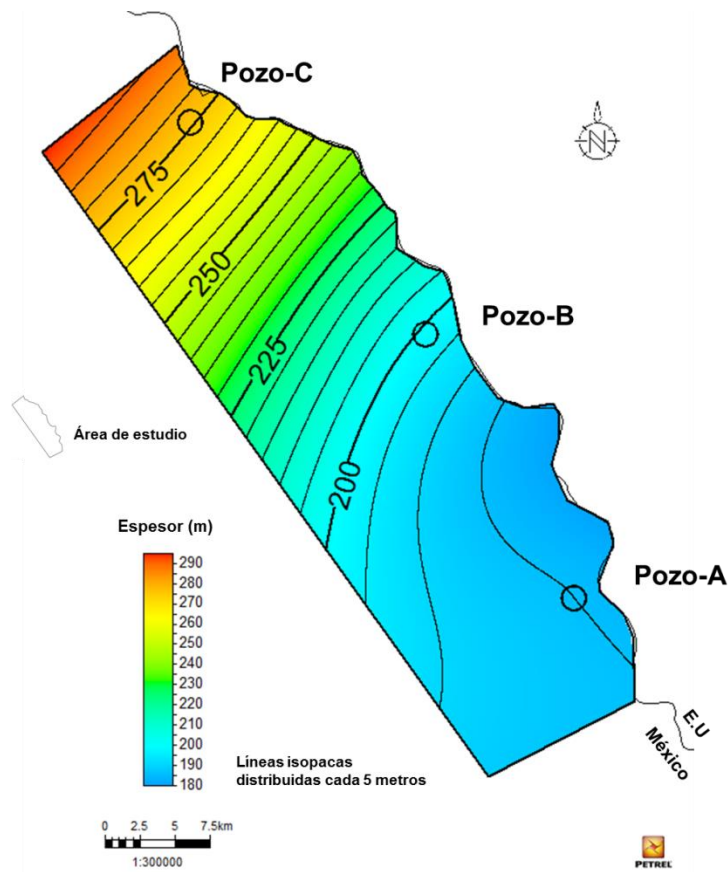


Figura 46. Mapa de isopacas de la Formación Eagle Ford, (Martínez, 2014).

3.7 Unidades estratigráficas

La distribución de facies y espesor en la Formación Eagle Ford en el área de estudio muestran características distintivas que se interpretan en la sección estratigráfica (Figura 47), reconociendo dos unidades estratigráficas, denominadas como unidad superior y unidad inferior. El nivel de referencia en la sección estratigráfica es la unidad superior de Eagle Ford.

NW

SE

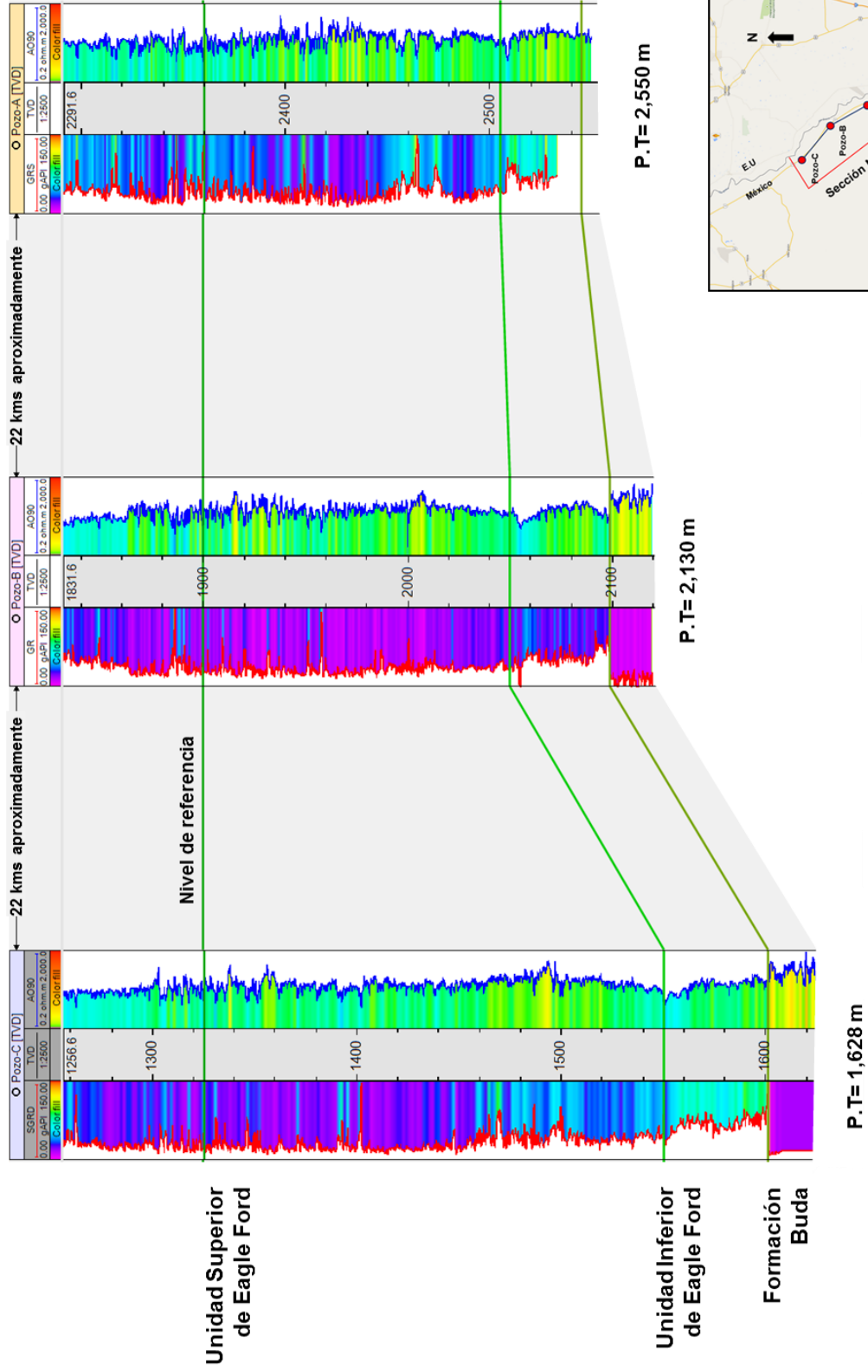


Figura 47. Unidades estratigráficas: superior e inferior, en la Formación Eagle Ford, (Martínez, 2014).

Estas unidades formacionales presentan una analogía en estudios geológicos efectuados por Donovan y Staerker (2010), hacia el sureste y noroeste de Texas, respectivamente.

La unidad superior fue depositada durante una regresión marina (Dawson, 2000) y consiste de intercalaciones de calizas con lutitas, los registros eléctricos muestran valores de rayos gamma de 20 API (color violeta) y valores en rayos gamma de 40 API (color azul oscuro a claro), respectivamente; hacia la base de la unidad varia a lutita con delgadas intercalaciones de caliza, con valores promedio de rayos gamma de 20 a 30 API (en colores azul claro y de menor proporción azul marino a violeta).

La depositación de la unidad inferior ocurrió durante un Transgressive System Tract de segundo orden (Dawson, 1997); conformada principalmente por lutitas intercaladas con calizas. En la sección, exhiben respuesta de rayo gamma de lecturas 30 a 50 API hacia la base (color azul claro).

La distribución y el espesor de las unidades superior e inferior, ilustra su comportamiento en los mapas de isopacas (Figuras 48 y 49), indicando que el espesor de la unidad superior es variable.

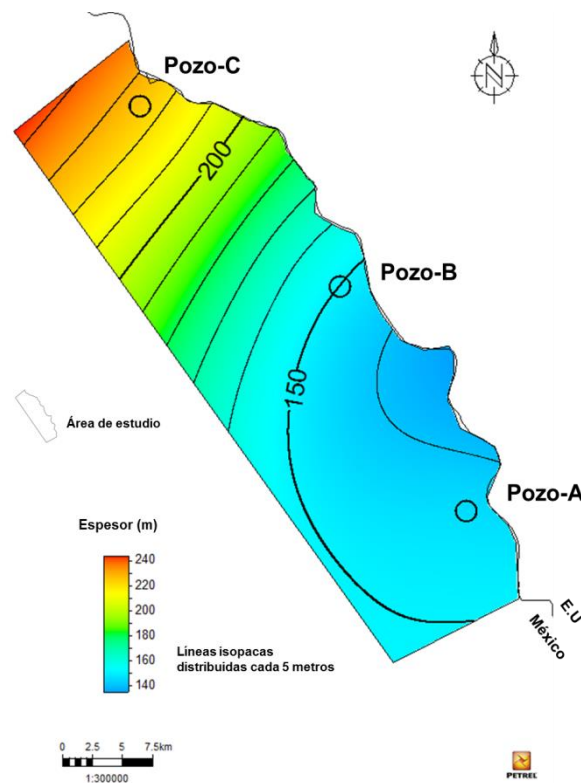


Figura 48. Mapa de isopacas de la unidad superior de Eagle Ford, (Martínez, 2014).

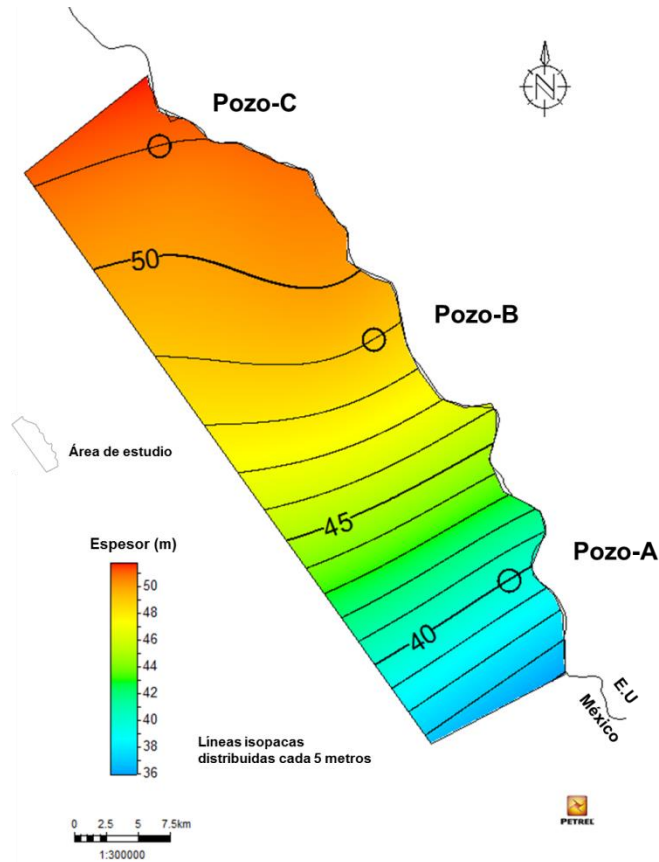


Figura 49. Mapa de isopacas de la unidad inferior de Eagle Ford, (Martínez, 2014).

Con espesor de 225 m en el Pozo-C, disminuyendo el espesor hacia el sureste, debido a que el Pozo-B lo conforma un espesor de 150 m y en el Pozo-A, es de 145 m; en la unidad inferior se observa una ligera disminución, el Pozo-C es de un espesor de 51 m; el Pozos-B con espesor de 49 m y en el extremo sureste del área de estudio en el Pozo-A, indica un espesor de 40 m.

La sedimentación de estas unidades, estuvo sujeta a una importante etapa de subsidencia diferencial ocurrida durante el depósito de esta formación, interpretando que, tanto el Arco de San Marcos, como el Arco Burro-Salado estuvieron activos durante este período geológico y que el espesor guarda una correspondencia entre el borde de plataforma del Albiano y depocentro de la Cuenca de Maverick (Telléz et al. 2011).

3.8 Características litológicas

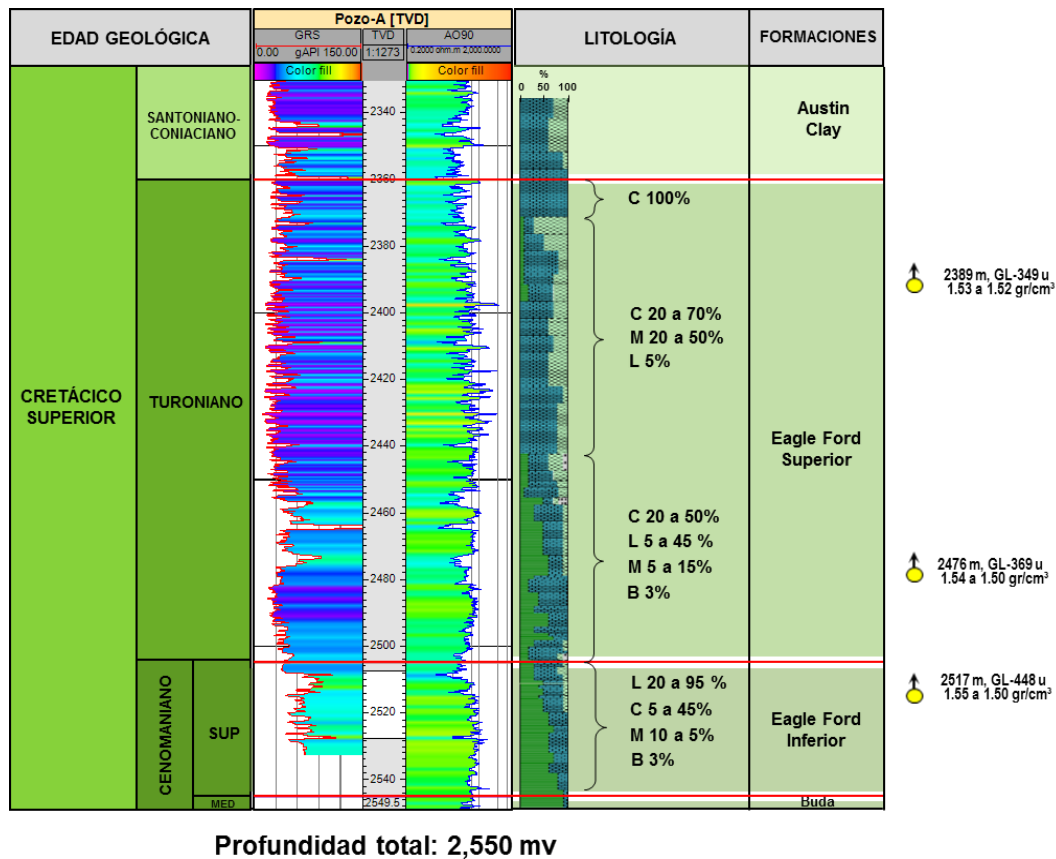
Pozo-A

Las características litológicas de la Formación Eagle Ford, en el intervalo de 2360 a 2545 m del registro de hidrocarburos (PEMEX, 2011) (Figura 50). Presentan cuatro intervalos identificados por el porcentaje de cada tipo de roca: caliza, lutita, marga y bentonita. Durante el análisis estos intervalos se presentaron diferencias porcentuales, que indican una diferencia en los tres primeros intervalos con respecto al cuarto intervalo.

- Primer intervalo de 2360 a 2375 m, conformado por un 100% de caliza de textura mudstone de color café claro a gris oscuro, matriz ligeramente arcillosa y carbonosa, bioclastos e intraclastos indeterminados.
- Segundo intervalo de 2375 a 2445 m, presenta intercalación de caliza de textura mudstone de color gris claro a café claro, matriz carbonosa, bioclastos e intraclastos indeterminados en un 20 a 70%; intercalado con caliza arcillosa (marga) de color gris oscuro de matriz carbonosa y ligeramente arenosa. En la parte superior del intervalo (2360 a 2375 m), presenta facies de lutita en un 5%.
- Tercer intervalo de 2445 a 2505 m, conformado por caliza de textura mudstone a wackestone de color negro a tonalidades en gris oscuro y café claro, matriz arcillosa y carbonosa, bioclastos e intraclastos indeterminados y pirita diseminada, de un 20 a 50%; intercalado con lutita en un 5 a 45% de color negro de matriz carbonosa, ligeramente arenosa y calcárea, bandeamiento muy fino de pirita; disminuye el porcentaje de 15 a 5% de caliza arcillosa, color gris oscuro de matriz ligeramente arenosa (de 2445 a 2480 m) de 15 a 5%, en la parte superior del intervalo, presenta algunas capas de bentonita de aproximadamente el 3%.
- El cuarto intervalo de 2505 a 2545 m, presenta una transición y predominio de lutita de color negro, matriz carbonosa y ligeramente arenosa, se incrementa de 20 a 95% sobre la caliza que decrece de 45 a 5% de textura mudstone a packstone en algunas partes grainstone de color negro, matriz carbonosa, bioclastos e intraclastos indeterminados y pirita diseminada. Este intervalo en su parte superior define un cambio compuesto por calizas arcillosas de color gris oscuro, matriz carbonosa y ligeramente arenosa, en

un porcentaje de 10 a 5% intercalado por ligeras capas de bentonita en un 3%, de color verde claro.

Se identificaron, tres manifestaciones de hidrocarburos en el Pozo-A, en la parte superior e inferior de la Formación Eagle Ford, de 130 a 300 unidades de gas lodo (GL).



Simbología

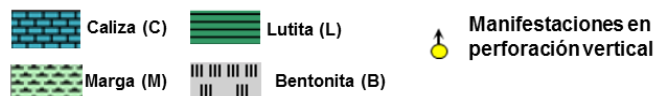
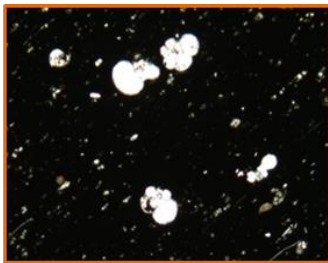


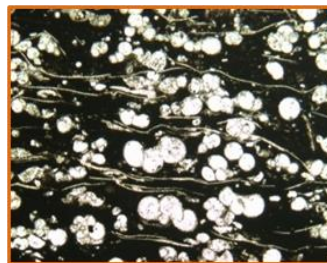
Figura 50. Manifestaciones, registro litológico y registros eléctricos en el Pozo-A, (Martínez, 2014).

A continuación se presentan las características litológicas contenidas en dos núcleos convencionales continuos (PEMEX, 2011): el núcleo-1 de 2491 a 2500 m y el núcleo-2 de 2500 a 2519 m; pertenecientes a la Formación Eagle Ford, que indican la siguiente descripción (Figura 51):

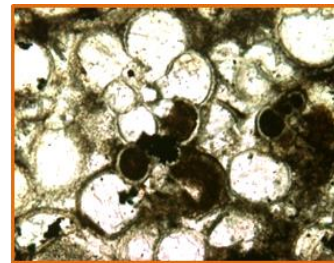
Conformado por facies de lutita calcárea de color negro, presenta bandas de materia orgánica y zonas con estructura microlaminar; con minerales de calcita, pirita y dolomita; intercalados con bandeamiento de facies de textura mudstone a packstone microfósilífero, de color gris oscuro a negro, de matriz arcillosa y algunos minerales de microdolomía. Los microfósiles descritos, se ubican principalmente en la biozona de *Helvetoglobotruncana helvética*, predominan los foraminíferos planctónicos *Whiteinella spp.*, *Hedbergella delrioensis*, *Globigerinelloides spp.*, *Heterohelix sp.*, *Clavihedbergella sp.*, radiolarios y con algunos fragmentos de *Inoceramus sp.* Indican una edad de Turoniano-Cenomaniano, en un paleoambiente de Cuenca.



Lutita negra, microlaminar, carbonosa, con foraminíferos planctónicos como *Hedbergella sp.* 25x-snx.



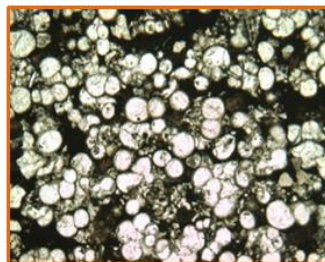
Wackestone microfósilífero, arreglo laminar, presencia de *Whiteinella sp.* 25x-snx.



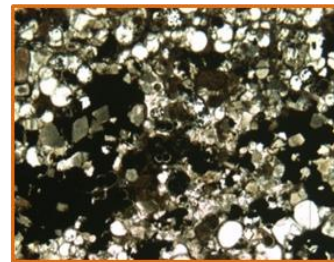
Foraminíferos planctónicos clasificación *Globigerinelloides sp.* 25x-snx.



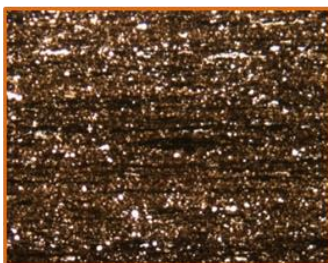
Lutita de color negro de matriz carbonosa, fragmento clasificado *Inoceramus.* 25x-nx.



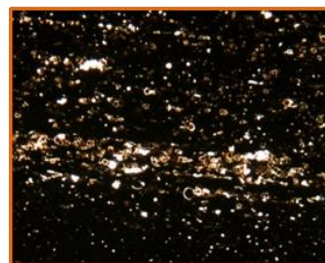
Packstone microfósilífero, arcilloso, compuesto por abundantes foraminíferos planctónicos. 25x-snx.



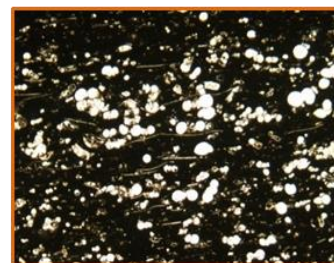
Packstone con abundantes microfósiles, algunos piritizados, con dolomía (rombos). 25x-snx.



Lutita calcárea, microlaminar, de color café oscuro, abundancia menor de microfósiles planctónicos, con bandas de materia orgánica. 25x-snx.



Lutita microlaminar, de color negro, bituminosa, acomodo horizontal de microfósiles planctónicos. 100x-snx.



Lutita calcárea microlaminar, arreglo horizontal de abundantes microfósiles planctónicos. 25x-snx.

Figura 51. Descripción petrográfica de núcleos convencionales en la Formación Eagle Ford del Pozo-A. Simbología: resolución (25x) y sin nicoles cruzados (snx), (Martínez, 2014).

El espesor en la Formación Eagle Ford en el Pozo-A, es de aproximadamente 185 metros.

Resultado del análisis de núcleos y registro de hidrocarburos, se observan dos unidades de características diferentes dentro de la Formación Eagle Ford: la unidad superior de 2360 a 2505 m, es calcáreo graduando hacia la base en arcilloso y la unidad inferior de 2505 a 2545 m, predominantemente arcilloso con intercalaciones calcáreas.

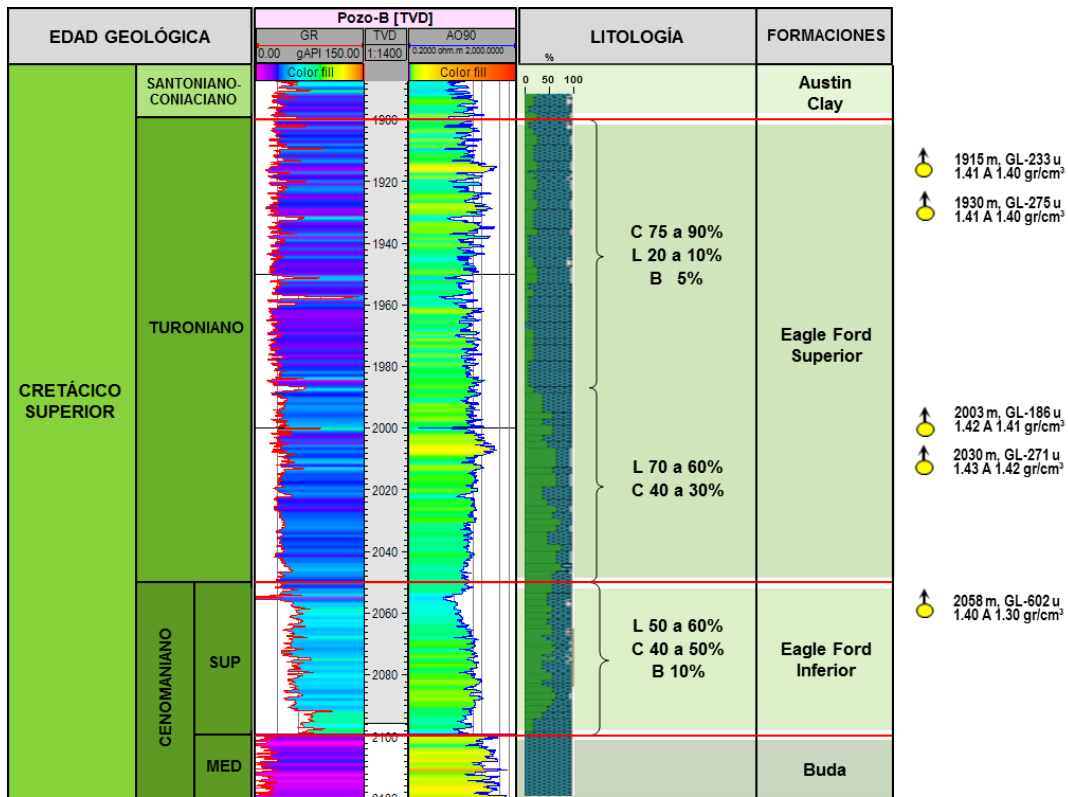
Pozo-B

El análisis descriptivo en la columna litológica obtenida del registro de hidrocarburos (PEMEX, 2012) (Figura 52), en el intervalo de 1900 a 2099 m de la Formación Eagle Ford, se interpretan tres intervalos, que indican valores promedio porcentuales en el contenido de caliza, lutita y bentonita.

- Primer intervalo de 1900 a 1986 m, presenta un 75 a 90% de caliza de textura mudstone a wackestone de color café claro con tonalidades en café oscuro, de matriz arcillosa y carbonosa, con microfracturas selladas por calcita, con bioclastos e intraclastos indeterminados; interestratificado con un 20 a 10% de lutita de color café oscuro a gris oscuro de tonalidades en negro, matriz bituminosa, ligeramente calcárea, hacia la base del intervalo es ligeramente arenosa y compacta, con pirita diseminada; presenta capas de bentonita de color café claro con pirita diseminada en un 5% en la parte superior en el intervalo de 1900 a 1952 m.
- Segundo intervalo de 1995 a 2050 m, conformado por un incremento en la lutita de color café a gris oscuro de tonalidades en negro, matriz bituminosa, ligeramente calcárea y pirita diseminada en 70 a 60% interestratificado con caliza de textura mudstone a wackestone de color café a gris oscuro con tonalidades en café claro, matriz arcillosa y carbonosa, de bioclastos e intraclastos indeterminados en un 40 a 30%.
- Tercer intervalo de 2050 a 2099 m, indica porcentajes casi iguales de 50 a 60% de lutita café a gris oscuro de tonalidades en negro, de matriz bituminosa, ligeramente arenosa y calcárea, bioclastos y pirita diseminada; intercalado con caliza de textura mudstone a wackestone de color café oscuro a gris oscuro de tonalidades en café claro, de matriz carbonosa y arcillosa, con bioclastos e intraclastos indeterminados en un 40 a 50%, con incremento de bentonita de color café claro con pirita diseminada en un 10%. Hacia la base de este intervalo se observa decremento en la lutita cambiando a facies de caliza de textura mudstone a wackestone con

variación a packstone de color gris claro, microfracturas selladas por calcita, bioclastos indeterminados y pirita diseminada en un 100%, perteneciente a la Formación Buda.

El Pozo-B presentó cinco manifestaciones de hidrocarburos, distribuidas en la Formación Eagle Ford, de 186 a 602 unidades de gas lodo.



Profundidad total: 2,130 mv

Simbología

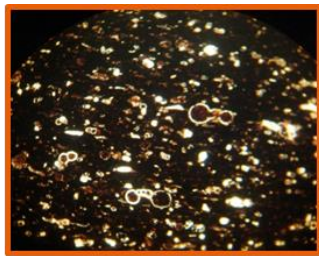
Caliza (C)
 Lutita (L)
 Bentonita (B)
 Manifestaciones

Figura 52. Manifestaciones, registro litológico y registros eléctricos en el Pozo-B, (Martínez, 2014).

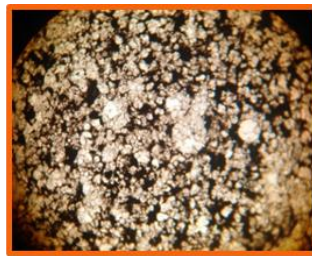
La descripción litológica del núcleo convencional a una profundidad de 2070 a 2088.54 m, dentro de la Formación Eagle Ford (PEMEX, 2012) (Figura 53), presenta las características siguientes:

Conformado por facies de wackestone a packstone de color café oscuro a negro de tonalidades en gris a gris oscuro, de matriz arcillosa y materia orgánica, con

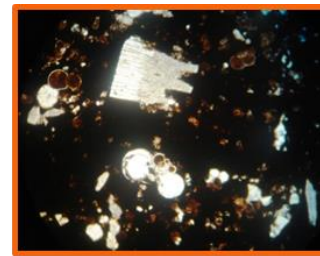
intercalaciones delgadas de facies de lutita en color negro, matriz calcárea, presenta bentonita de color café claro (2070.5 m), se describen capas de minerales de feldespato y cuarzo identificadas como material volcanoclásticos (2077 m). Contiene microfauna planctónica que presentan cámaras recristalizadas y selladas con materia orgánica. El contenido microfósil, del intervalo 2070 a 2078 m corresponde con la biozona *Whiteinella archaeocretacea* Cenomaniano Tardío) y mientras el conjunto de la profundidad 2078 m determina la biozona *Rotalipora cushmani* (Cenomaniano Medio). Se identificaron además *Hedbergella delrioensis*, *Phithonella ovalis*, *Heterohelix spp.*, y fragmentos de *Inoceramus sp.*, Se interpreta un ambiente de depósito de Talud.



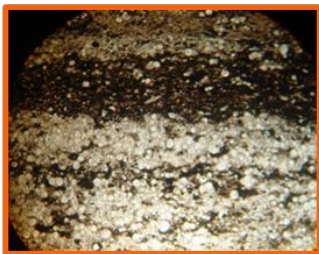
Wackestone de color café oscuro a negro. Presenta *Helvetoglobotruncana helvética*. 10x, snx



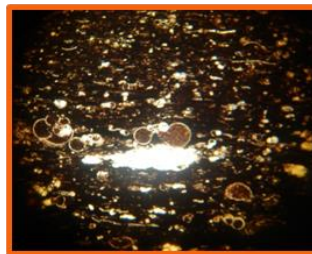
Wackestone de color café oscuro, matriz arcillosa y esparita, microfauna con cámaras recristalizadas de *Hedbergella sp.*, y *Whiteinella sp.* 2.5x y snx.



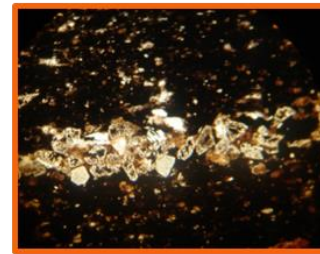
Lutita de color negro. Arriba: *Inoceramus sp.* Abajo: *Whiteinella archaeocretacea*. Alrededor: cámaras recristalizadas o rellenas de materia orgánica. 2.5x y snx.



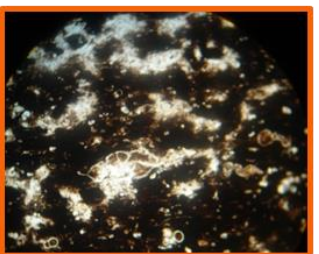
Wackestone a packstone de color café oscuro, con esparita. Bandas recristalizadas de microfósiles planctónicos de *Whiteinella archaeocretacea*. 10x y snx.



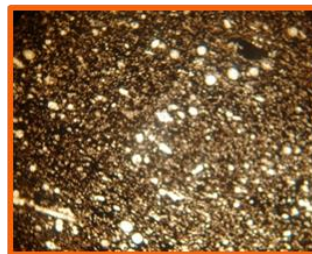
Wackestone de color café oscuro a negro, de matriz con materia orgánica. Al Centro: *Whiteinella paradubia* con cámaras selladas por materia orgánica. 2.5x y snx.



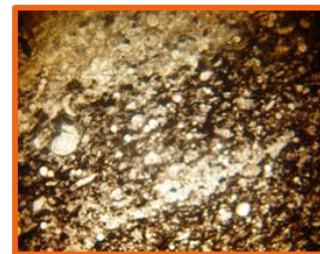
Wackestone de color negro, matriz arcillosa, con presencia de minerales de cuarzo y feldespato (volcanoclásticos). 10x y snx.



Lutita de color negro, matriz calcárea, materia orgánica y esparita. Con *Rotalipora sp.* 2.5x y snx.



Wackestone de radiolarios de color café oscuro en matriz arcillosa con esparita y cámaras recristalizadas. 2.5x y snx.



Wackestone a packstone de color café claro a negro, de matriz arcillosa, con esparita, radiolarios y cámaras recristalizadas de planctónicos. 2.5x y snx.

Figura 53. Descripción petrográfica de núcleo convencional de la Formación Eagle Ford en el Pozo-B. Simbología: resolución (25x) y sin nicóles cruzados (snx), (Martínez, 2014).

El espesor en la Formación Eagle Ford en el Pozo-B, es de aproximadamente 199 metros.

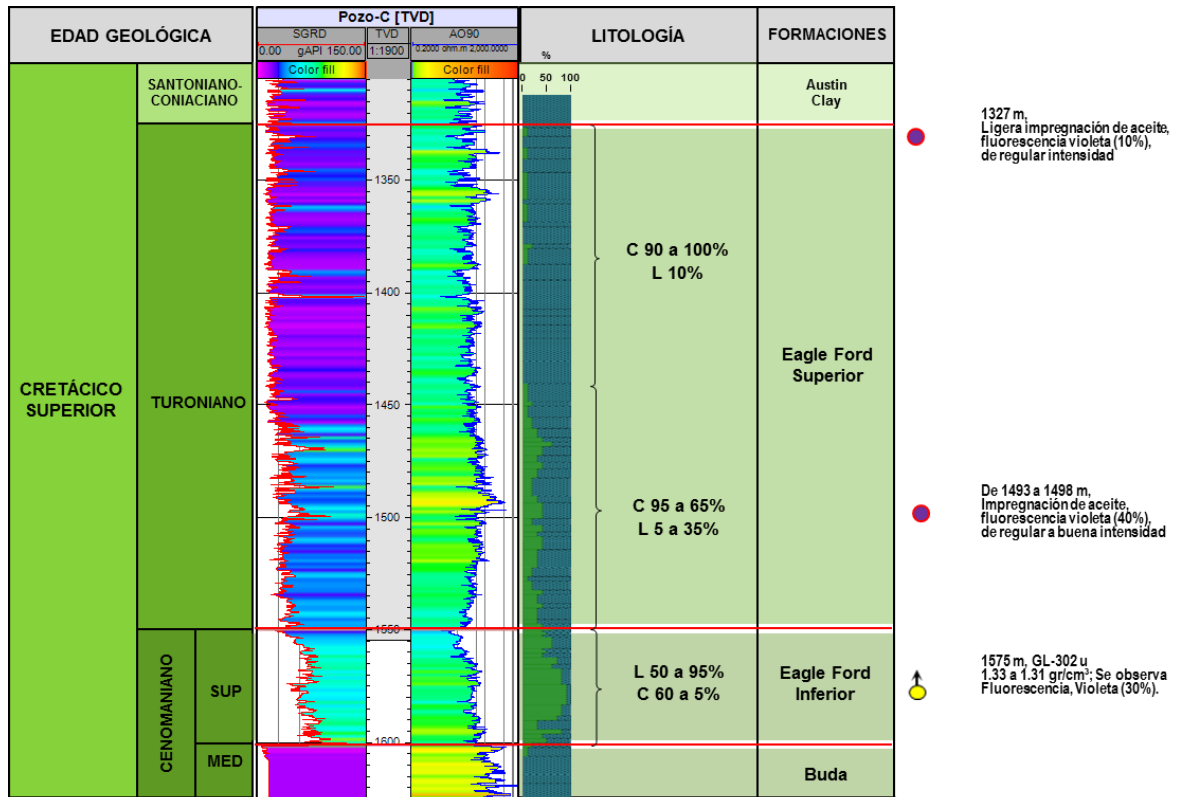
Con base en las observaciones de registro de hidrocarburos y núcleos convencionales, se distinguen dos unidades dentro de la Formación Eagle Ford: la unidad superior correspondiente al intervalo de 1900 a 2050 m, con predominio calcáreo hacia la cima, variando gradualmente hacia la base en arcilloso; la unidad inferior del intervalo de 2050 a 2099 m, presenta una litología con un ligero predominio arcilloso con respecto al calcáreo.

Pozo-C

Considerando las aportaciones en el registro de hidrocarburos (PEMEX, 2011) de las características litológicas en la Formación Eagle en el intervalo de 1325 a 1601 m. Se interpretan tres intervalos litológicos conformados por caliza y lutita (Figura 54)

- Primer intervalo (1325 a 1440 m) es compuesto caliza de textura mudstone a wackestone de color café claro a gris claro, con microfracturas selladas por calcita y bioclastos e intraclastos indeterminados, con presencia de pirita diseminada en un porcentaje de 90% hacia la parte superior (1325 a 1385 m) y 100% hacia la base del intervalo (1385 a 1440 m); interestratificado en su parte superior del intervalo por un 10% de lutita de color gris oscuro, matriz calcárea, presenta impregnación de aceite con fluorescencia de color violeta (10%) de regular intensidad a 1327 m.
- Segundo intervalo (1440 a 1550 m) conformado por caliza en porcentaje de 95 a 65%, de textura mudstone con variación a wackestone y packstone, de color gris oscuro a negro de tonalidades en café claro, matriz ligeramente carbonosa, microfracturas selladas por calcita, pirita diseminada, presenta impregnación de aceite con fluorescencia de color violeta (40%) de regular a buena intensidad (1493 a 1498 m); interestratificado por lutita de color gris oscuro a negro de matriz carbonosa en un porcentaje de 5 a 35%.
- Tercer intervalo (1550 a 1601 m) presenta lutita en un porcentaje incrementándose hacia la base del intervalo de 50 a 95%, de color gris oscuro a negro de matriz carbonosa y calcárea; en contacto discordante con caliza con un porcentaje decreciente de 60 a 5%, de textura mudstone a wackestone con variación a packstone de color café a gris oscuro de tonalidades en negro, de matriz carbonosa, intraclastos y bioclastos indeterminados, con pirita diseminada, perteneciente a la Formación Buda.

El registro de hidrocarburos, indica manifestaciones de aproximadamente 302 unidades de gas lodo (GL) hacia la parte basal de la Formación Eagle Ford. Se observaron impregnaciones de aceite de regular a buena intensidad, en la parte superior y media de la formación.



Profundidad total: 1,628 mv

Simbología

Caliza (C)
 Lutita (L)
 Manifestaciones
 Impregnación de aceite

Figura 54. Manifestaciones e impregnación de aceite, registro litológico y registros eléctricos en el Pozo-C, (Martínez, 2014).

Las características litológicas en el núcleo convencional dentro de la Formación Eagle Ford, a la profundidad de 1545 a 1564 m (PEMEX, 2011) (Figura 55), son las siguientes:

Presenta facies de textura wackestone de color café oscuro, matriz arcillosa con horizontes de facies de limolitas; intercalado con facies de lutita de color negro de matriz calcárea, con capas de facies de textura wackestone a packstone y grainstone (1549.6 m) de color café oscuro a tonalidades en rojo, abundante

materia orgánica y pirita diseminada; el cambio de facies es notable en la parte intermedia del núcleo (1551 m) al mostrar facies de lutitas de color café de tonalidades en negro y rojo, matriz calcárea y bituminosa (1558 m) intercalado con horizontes de limolita. Se identificaron algunos horizontes de material volcánico descritos como toba cristalina con fenocristales de feldespatos (1548.36 y 1550. 50 m).

Se identificaron abundantes ejemplares de *Hedbergella delrioensis*, *Whiteinella archaeocretacea*, *Globigerinelloides sp.*, *Heterohelix spp.*, *Pithonella spp.*, *Rotalipora spp.*, *Whiteinella spp.*, y radiolarios (1549 m), depositados en forma laminar e intercalados con finas bandas de materia orgánica (intervalo 1551 a 1564 m). La abundancia de microfósiles y de materia orgánica determina un paleoambiente de Cuenca.

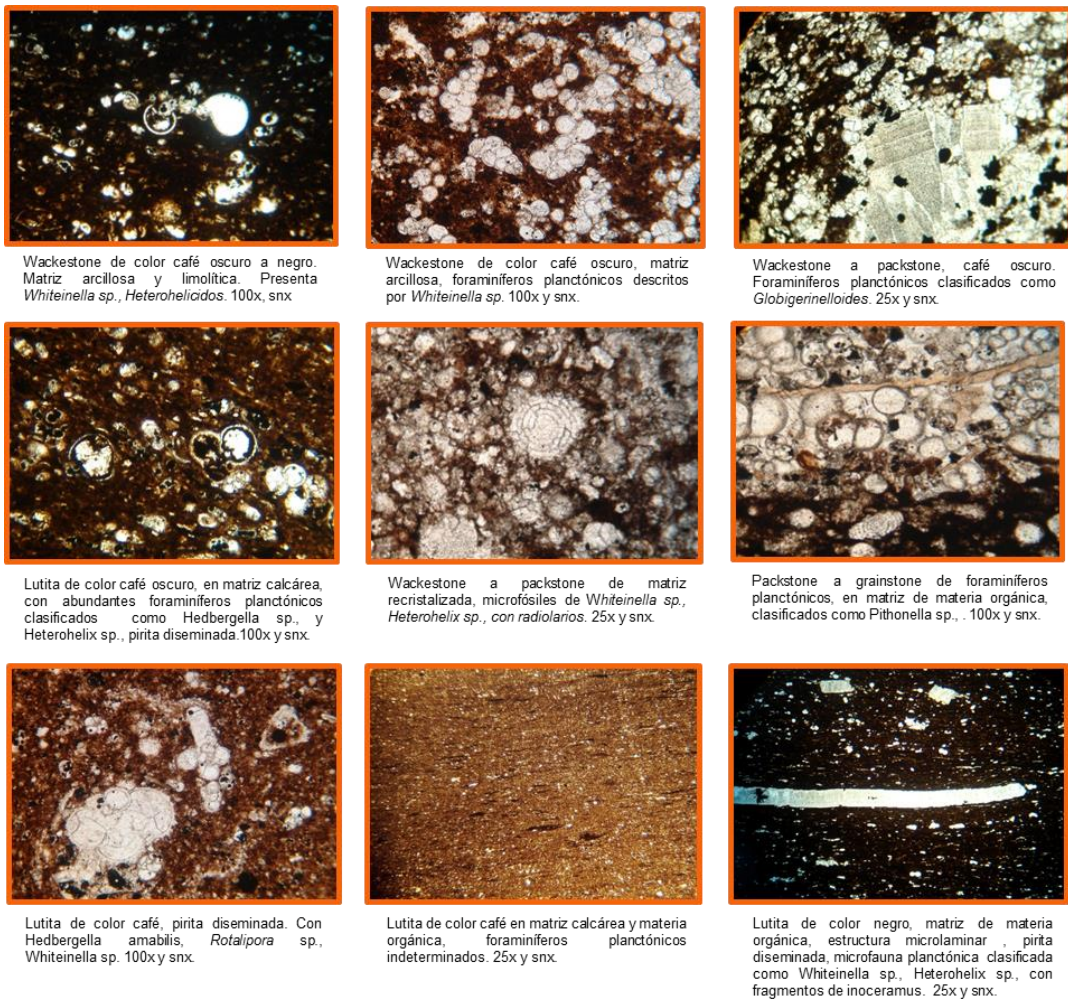


Figura 55. Descripción petrográfica en núcleos convencionales de la Formación Eagle Ford en el Pozo-A. Simbología: resolución (25x) y sin nicoles cruzados (snx), (Martínez, 2014).

El espesor en la Formación Eagle Ford en el Pozo-C, es de aproximadamente 276 metros.

Dos unidades se identificaron dentro de la Formación Eagle Ford, con base al análisis del registro de hidrocarburos y descripción de núcleos, lo componen, la unidad superior de 1325 a 1550 m, en la cima es calcárea graduando hacia la base en arcilloso; la unidad inferior de 1550 a 1601 m, es predominantemente arcilloso con bajo contenido calcáreo.

3.9 Litofacies

Por otro lado, se identificaron cuatro litofacies que conforman las unidades superior e inferior, respectivamente; caracterizando el color, textura, tipo de grano, estructuras sedimentarias, rasgos diagenéticos y contenido biótico.

Resultado del análisis de cuatro núcleos (66 metros lineales en total) y de láminas delgadas observadas (200 láminas aproximadamente), obtenidos de los tres pozos mencionados, con las características siguientes:

Unidad superior:

- **Facies de caliza arcillosa de microfósiles:**

Facies predominante, conformado por textura wackestone a packstone microfósilífero, en algunas partes se observa textura grainstone, la distribución irregular de las texturas probablemente es por bioturbación, de color café oscuro a gris oscuro de tonalidades en negro, consiste de matriz micrítica, arcillosa detrítica y carbonosa, cementante calcáreo (microesparíta), estratificación bandeada, laminar y microlaminar, presenta tenues rizaduras, y algunos horizontes de limolitas.

Con minerales secundarios de pirita diseminada, calcita, dolomía y microdolomía. Presenta bentonita de color café claro.

- **Facies de lutita calcáreo-carbonosa:**

Lutita de color café oscuro a gris oscuro de tonalidades en negro, matriz micrítica arcillosa, detrítica, bituminosa, calcárea y arenosa. Compacta, de estratificación laminar y microlaminar. Bandeamiento de materia orgánica.

En las dos facies, la microfauna descrita, se ubica principalmente en la biozona de *Helvetoglobotruncana helvética*, con predominio de foraminíferos planctónicos del

género *Whiteinella* *Dicarinella* y *Hedbergella* entre ellos *Whiteinella* *archaeocretacea*, *Hedbergella* *delrioensis*, *Globigerinelloides* *sp.*, *Heterohelix* *sp.*, *Clavihedbergella* *sp.*, *radiolarios* tipo *Frustrella* *sp.*, y con algunos fragmentos de *Inoceramus*.

Unidad inferior:

- **Facies de lutita calcáreo-carbonosa:**

Predominio de estas facies hacia la parte intermedia de la Unidad Inferior, presenta lutitas calcáreas de color negro con tonalidades en café y rojo, matriz de micrita, bituminosa, arcillosa y detrítica, de estructura laminar y microlaminar.

- **Facies de caliza arcillosa de microfósiles:**

Constituido por textura wackestone a packstone microfósilífero arcilloso de color gris oscuro a negro, consiste de matriz de micrita, arcillosa y carbonosa. Cementante calcáreo (microesparita).

En ocasiones la abundancia de microorganismos, muestra un cambio textural a grainstone, los foraminíferos presentan una abundancias en disposición laminar y fino bandeamiento de materia orgánica.

La microfauna planctónica descrita en ambas facies de la Unidad Inferior Eagle Ford consiste de: *Hedbergella* *delrioensis*, *Whiteinella* *sp.*, *Whiteinella* *archaeocretacea*, *Heterohelix* *sp.*, *Pithonella* *sp.*, *Helvetoglobotruncana* *helvética*, *Rotalipora* *sp.*, *Radiolarios* tipo *Frustrella* y *Globigerinelloides* *sp.*, y fragmentos de *Inoceramus* *sp.*

La distribución actual de esta facies en la unidad inferior, se identificó hacia la porción NNW, en el área denominada Potrero de Arriba, en el Lomerío de Peyotes en afloramientos expuestos en su totalidad, presentando sus características estratigráficas y sedimentológicas (Figura 56; Telléz et al., 2011).



Contacto de la Formación Buda y Unidad inferior Eagle Ford. Se observa un cambio brusco y concordante con calizas de la Formación Buda. Rancho Potrero de Arriba. (Telléz et al., 2011)



Afloramiento de la Unidad inferior Eagle Ford en la localidad Rancho Potrero de Arriba. (Telléz et al., 2011)

Figura 56. Afloramientos en las localidades de Lomerío de Peyotes. Téllez et al, 2011.

La diagénesis ha tenido generalmente un efecto de menor importancia en las unidades inferior y superior. La diagénesis temprana consiste predominantemente en la micritización y la recristalización del grano. El cemento originado en la calcita se formó, sobre todo sellando esqueletos de los foraminíferos. La pirita se observa en todas las muestras; la pirita se asocia a los foraminíferos y al material orgánico alterado en la matriz.

Algunas zonas indican fracturas y cementación posterior de la calcita (unidad inferior) (PEMEX, 2011).

La interpretación de la distribución de las litofacies en las unidades superior e inferior, se ilustra en una sección estratigráfica con nivel de referencia en la unidad superior de Eagle Ford, con base en el análisis de los registros de hidrocarburos, la respuesta eléctrica y núcleos convencionales, señalando que las facies varían en dirección de sureste a noroeste en el área de estudio (Figura 57).

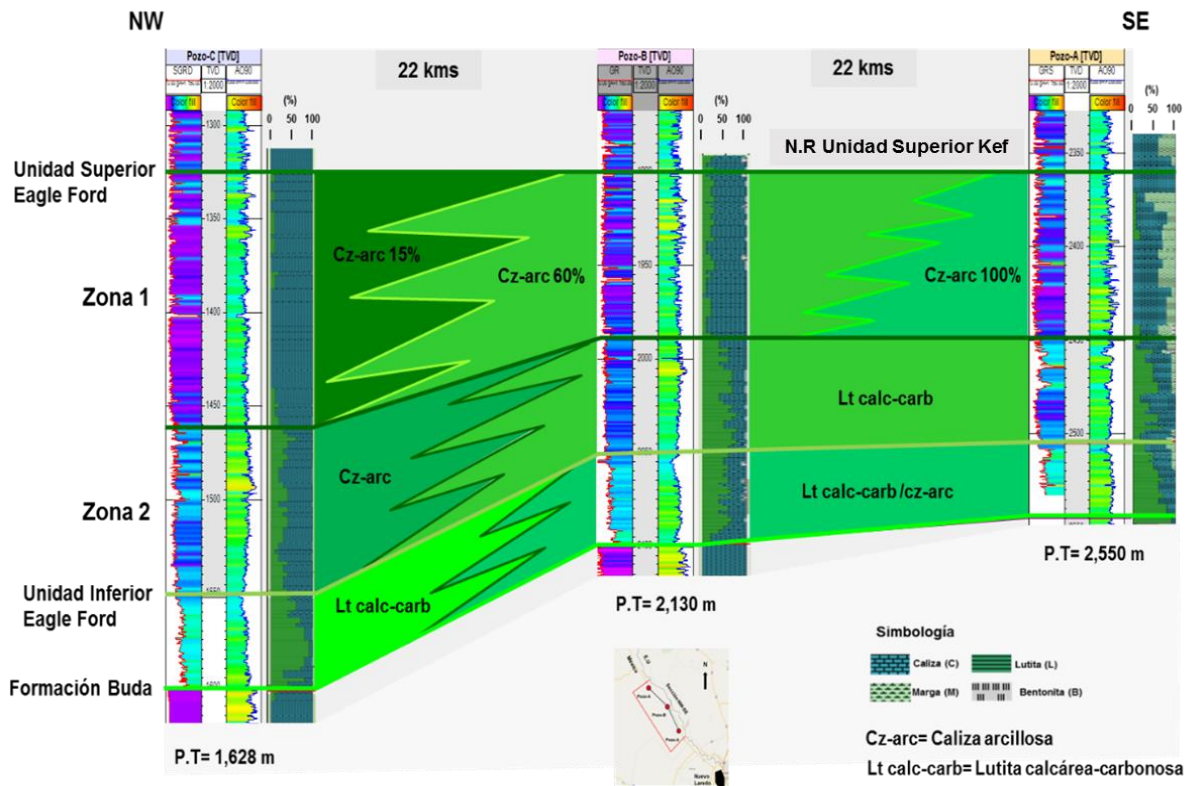


Figura 57. Sección estratigráfica con la distribución de Litofacies en la Formación Eagle Ford, (Martínez, 2014).

La **unidad superior** se dividió en dos zonas con características distintivas en las facies litológicas:

Zona 1 (Figura 58): Al sureste, presenta facies de caliza arcillosa (pozos-A y B) con disminución gradual en el contenido de arcilla de 100 a 15% (porcentajes visuales) hacia el noroeste, predominando facies calcáreas ligeramente arcillosas (Pozo-C).

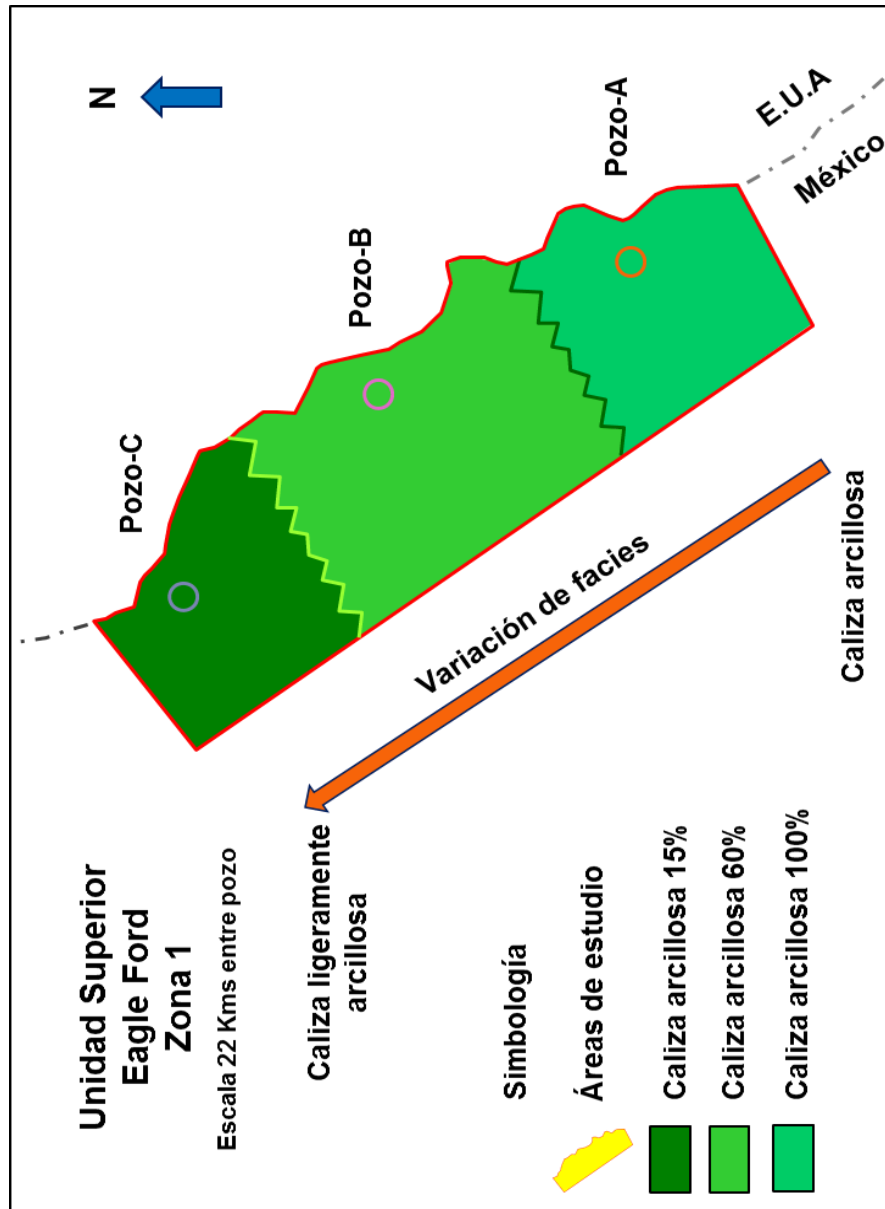


Figura 58. Litofacies unidad superior de Eagle Ford en zona 1, (Martínez, 2014).

Zona 2 (Figura 59): Presenta dos facies, con predominio en dirección sureste de lutita calcárea-carbonosa (pozos A y B), mostrando variación, a facies de caliza arcillosa (Pozo-C) hacia el noroeste.

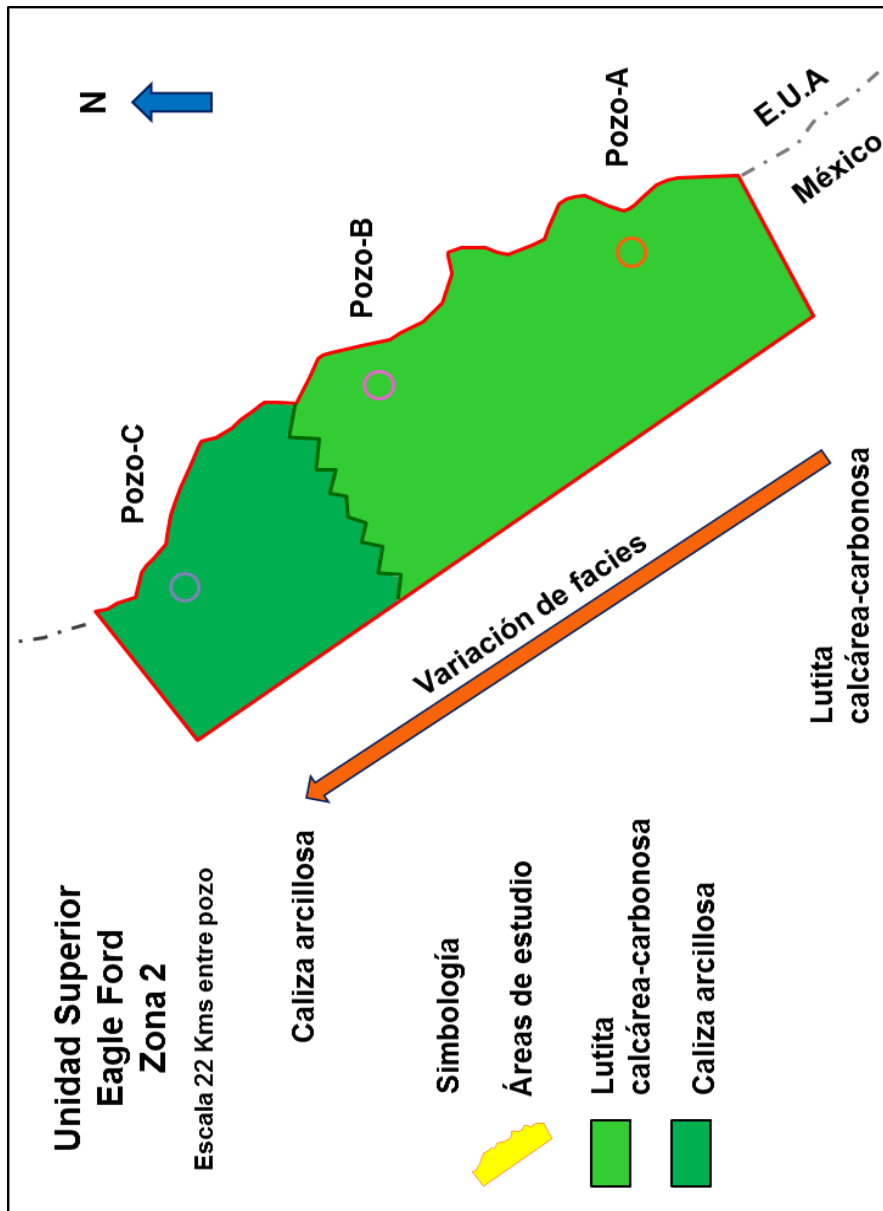


Figura 59. Litofacies unidad superior de Eagle Ford en zona 2, (Martínez, 2014).

La **unidad inferior** presenta dos litofacies, hacia el sureste una facies conformada por lutita calcáreo-carbonosa con caliza arcillosa (pozos A y B); hacia el noroeste predominan las facies de lutita calcáreo-carbonosa (Figura 60).

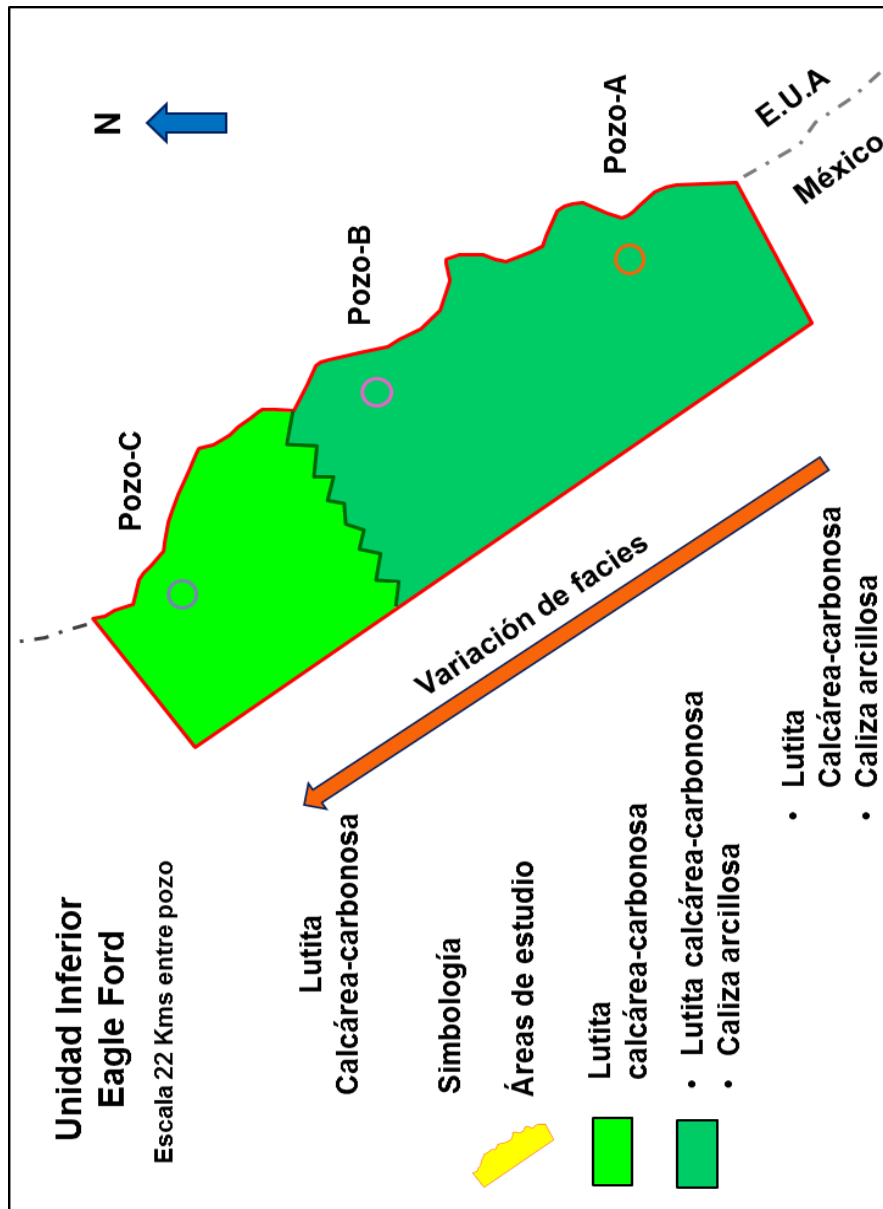


Figura 60. Litofacies unidad inferior de Eagle Ford, (Martínez, 2014).

3.10 Modelo paleosedimentario de la Formación Eagle Ford

El análisis de la variación lateral y vertical en las facies de la Formación Eagle Ford ayuda a definir tendencias que corresponden a las condiciones de depósito durante el Cenomaniano Superior al Turoniano. Las facies definidas en este estudio representan ambientes de mar abierto; a más detalle por estudio bioestratigráfico define un ambiente de cuenca (Pozos A y C) y Talud (Pozo-B), de depósitos calcáreo-arcillosos, con sedimentos de grano fino y estructura laminar.

La evidencia que apoya las condiciones del fondo marino con deficiencia de oxígeno, son: 1) color oscuro, 2) alto contenido orgánico, 3) abundancia de foraminíferos planctónicos e *Inoceramus*, 4) la ausencia de organismos bentónicos, y 5) finas laminaciones planares (Flügel, 2010).

Las laminaciones planares en contraste con las laminaciones truncadas y onduladas indican una sedimentación primaria por suspensión y gradual hundimiento de pelágicos y hemipelágicos con eminente retrabajo por corrientes de baja energía (Tucker, 2001).

Los procesos que se infieren en sedimentos de baja energía incluyen suspensión de hemipelágicos y de terrígenos conformados por cuarzo, plagioclasas, feldespato potásico y minerales de arcilla; la suspensión pelágica de foraminíferos planctónicos, y materia orgánica provenientes de ambientes oxigenados contribuyen a la sedimentación de la Formación Eagle Ford.

Surles (1987), menciona que debido a la naturaleza altamente orgánica, la abundancia de laminaciones y la ausencia de foraminíferos bentónicos, los modelos paleosedimentarios de la Formación Eagle Ford generalmente implican ambientes de aguas profundas.

Las laminaciones en los sedimentos ricos en materia orgánica sin fauna bentónica no son indicadores batimétricos, aunque los sedimentos tienen las características siguientes:

- 1) sedimentación orgánica alta.
- 2) sedimentación de clásticos arenosos baja;
- 3) preservación orgánica alta, sugiriendo condiciones anóxicas altas en la interfaz agua- sedimento.
- 4) carencia de bioturbación, debido a la falta de organismos bentónicos, sugiriendo aguas anóxicas del fondo.
- 5) actividad de las corrientes y oleaje, mínimo.
- 6) ocurrencia de variaciones cíclicas en el aporte sedimentario.

En los eventos paleogeográficos, Echanove (1986), menciona el retiro gradual o regresión de los mares hacia el oriente, por basculamiento y/o levantamiento regional del continente desde la parte occidental (Sierra Madre Oriental), durante el Cenomaniano Superior y Turoniano, existió un ambiente marino de aguas someras en el que se depositó una secuencia de sedimentos predominantemente arcillo – carbonosos con alto contenido de materia orgánica y con intercalaciones calcáreo – arcillosas, de estratificación delgada de la Formación Eagle Ford.

Por otra parte, las Cuencas de Maverick y Burgos en dirección noroeste y sureste, respectivamente actuaron como controladores estructurales regionales sobre el desarrollo de los perfiles de depósito y que fueron responsables en la distribución geográfica de las facies.

En las unidades superior e inferior de la Formación Eagle Ford predominan facies de lutita calcárea-carbonosa con estructuras laminares que contienen foraminíferos calcáreos, seguido de facies de calizas arcillosa, interpretando un engrosamiento hacia la Cuenca de Maverick y un adelgazamiento hacia el borde de plataforma del Albiano hacia el sureste. Los ambientes distales, muestran un decrecimiento en la variabilidad de las facies.

Surles (1987), menciona que las rocas de la Formación Eagle Ford eran producto de la sedimentación de aguas generalmente menores a 100 metros de profundidad.

Por lo tanto, en base a las observaciones anteriores de los autores citados, el modelo paleosedimentario que mejor se ajusta es el de un **ambiente de plataforma de mar abierto en aguas poco profundas** (Figura 61), a nivel de las unidades superior e inferior de la Formación Eagle Ford, presentando las evidencias siguientes:

- La unidad superior de la Formación Eagle Ford, muestra variaciones litológicas en facies proximales hacia el borde de plataforma al sureste, exhibiendo minerales de calcita y abundante conjunto faunístico planctónico.

Esta fauna vivió en ambientes más oxigenados y proximales, transportados por oleaje. Las facies incluyen wackestone con estructura laminada, capas de packstone de foraminíferos y packstone de *Inoceramus*. La concentración de material esquelético y micro-rizaduras, es una evidencia de episodios de persistente retrabajo y transporte de corrientes de fondo. La distribución irregular en la textura probablemente indica bioturbación.

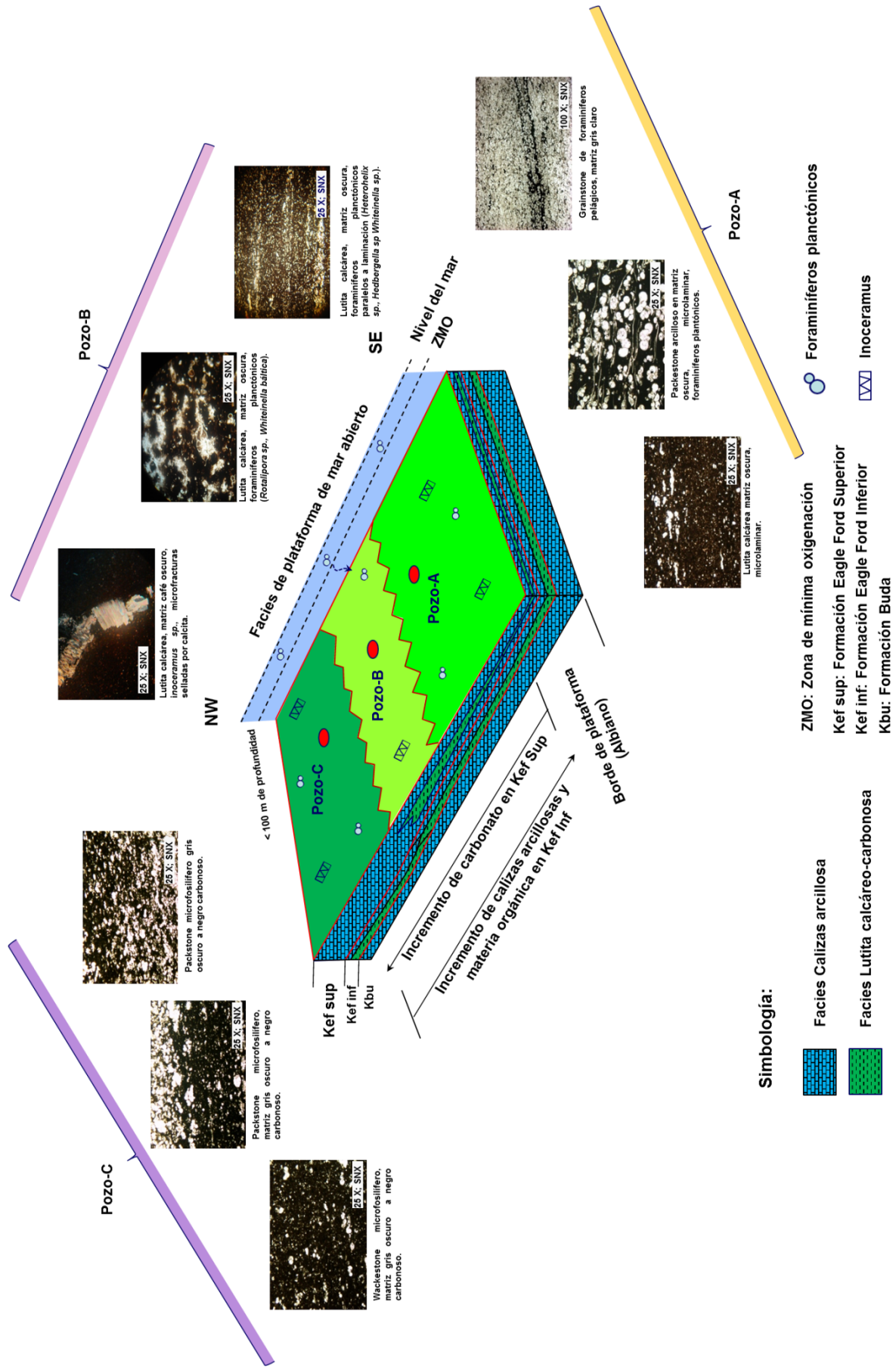


Figura 61. Modelo paleosedimentario de la Formación Eagle Ford, (Martínez, 2014).

Distalmente hacia el noroeste, muestran una marcada transición entre facies proximales y distales, indicando facies de packstone de foraminíferos a facies de lutitas calcáreas con foraminíferos conformados en estructura laminar.

El contenido de carbonato es más alto hacia el noroeste, resultado del decrecimiento en el flujo de terrígenos.

- La unidad inferior en la Formación Eagle Ford, indica que los equivalentes distales en estas rocas consisten de facies de lutitas calcáreo-carbonosas.

La fuente de sedimentos son predominantemente foraminíferos planctónicos calcáreos de estructura laminar fina del tamaño de limo, derivados de ambientes oxigenados sobreyacientes. Estas rocas muestran decrecimiento de minerales terrígenos (cuarzo), lejos del borde de plataforma hacia el noroeste y por otra parte, las calizas arcillosas y materia orgánica hacia el sureste se incrementan.

La falta de bioturbación y contenido de pirita, indican condiciones anóxicas que persistieron durante la sedimentación de esta unidad inferior.

Capítulo 4

Geoquímica de la Formación Eagle Ford

CAPÍTULO 4. Geoquímica

4.1 Proceso del petróleo y gas de lutita.

El petróleo de lutita, se obtiene de una roca porosa que contiene bitumen transformado en aceite y gas natural a más profundidad. El petróleo de lutita normalmente se encuentra a poca profundidad (Estrada, 2013).

La producción de petróleo no convencional a partir de bitumen requiere la aplicación de calor. En las lutitas bituminosas, la materia orgánica forma parte de la matriz inorgánica, de forma que sólo una parte está químicamente unida a los constituyentes minerales. Para obtener aceite, la lutita bituminosa puede ser quemada de manera directa. En los Estados Unidos ha habido problemas con esa técnica porque sus formaciones de lutitas tienen baja porosidad y permeabilidad. Además, la lutita quemada puede desarticularse, lo que provocaría que la combustión no fuese homogénea en todo el horizonte de interés (Allix et al., 2011).

El proceso más común para procesar bitumen es el “*retorting*” o destilación destructiva en hornos que realizan la pirólisis (Qian y Wang, 2006). Esto puede hacerse en plantas afuera del pozo y, si las condiciones del yacimiento lo permiten, también dentro de él mediante inyección de vapor para permitir que el bitumen fluya hacia la cabeza del pozo. En el “*retorting*” de superficie debe extraerse primero la lutita bituminosa.

Actualmente casi todos los procesos de pirólisis y *retorting* se basan en el calentamiento directo con fuente de calor con gas. Debido al bajo coeficiente de conductividad del calor en la roca, el tiempo de purificación es mayor, pudiendo durar varias horas. En las partículas de aceite más pequeñas, la velocidad de calentamiento es mayor. Existen otros métodos de extracción del aceite de la lutita bituminosa (McCarthy et al., 2011). En algunos casos se emplea energía eléctrica para aplicar calor *in situ*. Para ello se realizan perforaciones verticales donde se instalan los calentadores eléctricos. Otros procedimientos se basan en la inyección de vapor a altas temperaturas por conducto de pozos horizontales, bombeando el bitumen hacia un segundo pozo horizontal ubicado debajo del primero. Este proceso demanda menor consumo de energía y garantiza una mayor tasa de recuperación, un 70% contra un 25% a 30% de otros métodos de inyección de vapor. La producción de petróleo a partir de arenas bituminosas requiere de alto consumo de agua, de dos a tres barriles por barril de bitumen. Reciclada, el porcentaje de agua disminuye a medio barril por uno de crudo.

Por otra parte, las formaciones de gas de lutitas son las estructuras de menor permeabilidad, por lo que requieren mayor esfuerzo para llegar a los poros que almacenan el gas.

El gas de lutita puede contener dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno o radón radiactivo, además de metano, según las características del depósito. El gas es igual al de los yacimientos convencionales, pero el método de producción es distinto. Su extracción no siempre es rentable mediante pozos verticales por su flujo débil. Tanto la producción de gas de arenas compactas como la de lutitas se realizan por conducto de pozos horizontales con fracturamiento hidráulico (Estrada, 2013).

La fracturación hidráulica requiere bombeo de fluidos a los pozos para aumentar la presión y fracturar la roca. A fin de mantener abierta la fractura, la inyección es sustituida por arena de alta permeabilidad. Los pozos horizontales crean mayor área de superficie en contacto con el depósito que los pozos verticales. Esto permite mayor eficiencia de transferencia de gas y recuperación del yacimiento.

El potencial de gas y petróleo de una roca de lutita está en función de su volumen (espesor y extensión de área), riqueza orgánica (cantidad y tipo de materia orgánica) y madurez térmica (tiempo de exposición de la roca al calor).

Durante la fase de exploración para hidrocarburos, la localidad (profundidad y extensión lateral) de estas formaciones ricas en materia orgánica es de esencial importancia para entender todo el sistema de hidrocarburos que pueden, o no, estar presentes en una cuenca sedimentaria.

4.2 Origen de la materia orgánica

Las lutitas son rocas de grano fino que se forman por compactación, con partículas menores a 4 micras de diámetro, aunque pueden contener cantidades variables de partículas de limo, por arriba de 62.5 micras de diámetro (Passey et al., 2010). Aproximadamente el 60% de los sedimentos de la Corteza Terrestre consisten de lutitas, además de ser considerado la roca generadora de la mayoría de los yacimientos convencionales en el mundo (Alexander et al., 2011).

Las lutitas se forman de lodo y con frecuencia se refieren como lodos finos, que exhiben un amplio rango de composición mineral de arcillas, cuarzo, feldespatos y minerales pesados. Son laminadas (en capas muy finas) y fisiles, significa que

pueden romperse en hojas a lo largo de sus laminaciones. Dependiendo de su madurez y mineralogía, pueden ser fácilmente fracturados (Alexander et al., 2011).

Entre los minerales de arcilla más comunes encontrados en los sistemas detríticos son la caolinita, clorita, illita y esmectita (Passey et al., 2010), (Figura 62).

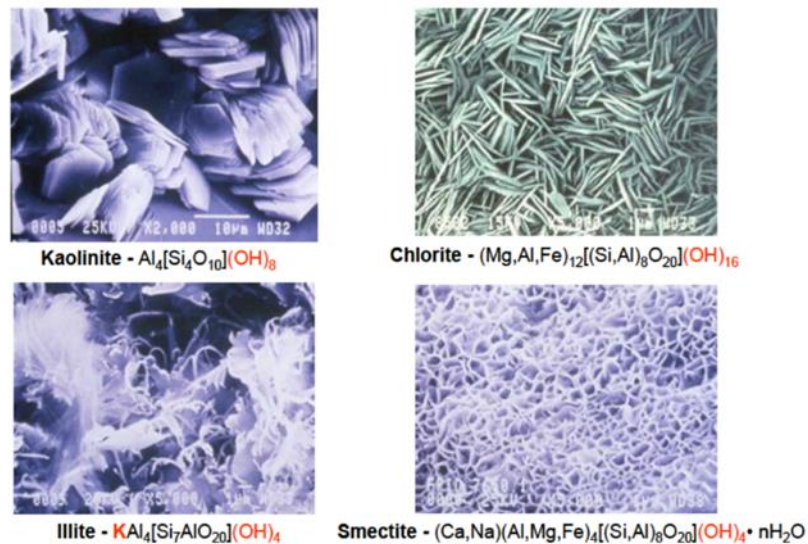


Figura 62. Lutitas características en rocas sedimentarias. Tomado de Passey et al., 2010.

Pocas lutitas pueden ser consideradas como plays de hidrocarburos. El objetivo para la exploración de lutitas de aceite y gas es que son ricos en materia orgánica, que al ser preservada eventualmente generan hidrocarburos, que se mantienen atrapados en la matriz de la roca por su ultra baja permeabilidad y no permiten que exista migración. Las formaciones de lutitas ricas en materia orgánica se formaron bajo condiciones específicas, de altos niveles de materia orgánica y bajos niveles de oxígeno, diferenciándose de otros depósitos de lutitas (Alexander et al., 2011).

Estos sedimentos pueden haberse depositado en ambientes marinos, lacustre, o en asociación a pantanos. El tipo de materia orgánica depositado, y últimamente preservado en el lodo, depende del ambiente de depósito (Passey et al., 2010).

La materia orgánica consiste principalmente de plantas y animales, depositados en el fondo de los lagos u océanos y se convirtieron en alimento para otros animales y bacterias. Sin embargo, en ambientes anóxicos con bacterias anaeróbicas,

el consumo de materia orgánica es menos eficiente, logrando que los sedimentos retengan casi todo el material orgánico original. No obstante, aún en estos ambientes, los microorganismos anaeróbicos pueden alimentarse de la materia orgánica sepultada, produciendo metano biogénico durante el proceso (Boyer et al., 2007).

Ejemplo análogo actual en la creación de posibles recursos de lutitas en aceite y gas, es la Cuenca del Mar Negro (Figura 63), en donde el sedimento acumulado es sepultado y compactado en la parte más profunda de una cuenca, sujeto por otra parte al incremento de la presión y temperatura (Lueschen, 2011). Las laminaciones también se desarrollan, indicador de condiciones anóxicas y falta de bioturbación, relacionadas con ambientes depositacionales de baja energía (McCarthy et al., 2011).

En ambientes marinos profundos, estos procesos pueden ser muy lentos y comprenden periodos de tiempo muy grandes. Las acumulaciones de algunos centímetros pueden tomar miles de años (Alexander et al., 2011).

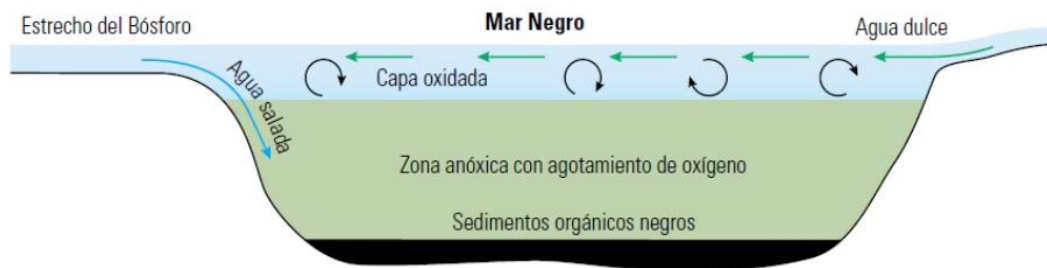


Figura 63. Cuenca del Mar Negro, análogo en las condiciones en la creación posibles recursos de lutitas. Modificado de Lueschen, 2011.

La acumulación de rocas ricas en materia orgánica, es una función compleja de la interacción de muchos procesos. Bohacs et al., (2005), menciona que una exitosa predicción se requiere de la integración de tectónica de placas, la geodinámica, el desarrollo estructural de cuenca con reconstrucciones de condiciones de paleoambientes basado en modelos para la ocurrencia, distribución y carácter del potencial de las rocas generadoras o de yacimientos de aceite y gas de lutitas.

Passey et al., (2010), indica que la acumulación de la materia orgánica en diferentes ambientes sedimentarios es controlada por tres variables: la producción, destrucción y dilución, que a continuación se definen (Figura 64):

- **Producción:** La producción orgánica proporciona el material básico sobre el que los ecosistemas actúan. Sus controles primarios fundamentales son las tasas de suministro de energía solar, los nutrientes y el agua. Indica una relación entre la entrada de nutrientes y el crecimiento de la población de varias clases de organismos: los productores primarios generan el material rico en carbón orgánico, y los consumidores secundarios tales como los radiolarios proporcionan el material frágil (p.ej sílice).

Sin embargo, la producción raras vez es suficiente por sí misma de generar significantes acumulaciones orgánicas, porque tanto en tasas muy bajas y muy altas de producción son perjudiciales para la acumulación de rocas ricas en materia orgánica: en otras palabras, tasas muy bajas no pueden mantenerse con tasas de destrucción por organismos consumidores y tasas muy altas permiten una significativa dilución por material biogénico que no es rico en hidrógeno (testas, conchas y huesos).

- **Destrucción:** La destrucción de la materia orgánica ocurre por medio de la ingestión de metazoarios, respiración microbial, y oxidación inorgánica. La mayoría de la materia orgánica es consumida en la zona fótica; al menos el 10% escapa por arriba de los 50 o 100 metros de columna de agua. La mayoría de la materia orgánica que alcanza el piso marino es consumida por metazoarios y microbios en algunos decímetros por arriba de la columna de sedimentos. Los oxidantes que degradan a la materia orgánica son el oxígeno, sulfato, nitrato y fierro, principalmente.

El factor clave para la preservación de la materia orgánica es el mantener la concentración de baja oxidación en un sistema de poro-agua en los sedimentos. Las tasas de sepultamiento deben ser lo suficientemente rápidas para limitar el tiempo de exposición oxidante y mover la materia orgánica fuera de la zona somera y ubicarla en el piso marino, evitando una mayor degradación activa y una reactivación relativamente rápida de la oxidación.

- **Dilución:** Las rocas ricas en materia orgánica requieren de una concentración importante de materia orgánica para funcionar como una efectiva fuente de hidrocarburos de yacimientos en aceite y gas de lutita. La dilución de la materia orgánica por material que no es rico en hidrógeno es el control predominante sobre significantes acumulaciones de materia orgánica debido a que este tiene un amplio rango de tasas de acumulación de masa y

variaciones del tamaño de grano (Bohacs et al., 2005). La dilución puede ser tanto clástico como biogénico o ambos.

Esto define que, significativo enriquecimiento de materia orgánica ocurre donde la producción de materia orgánica es maximizada, la destrucción es minimizada, y la dilución por material clástico o biogénico es optimizado, en un área con suficiente tasa de acomodo para acumular significativo espesor de sedimentos (Passey et al., 2010).

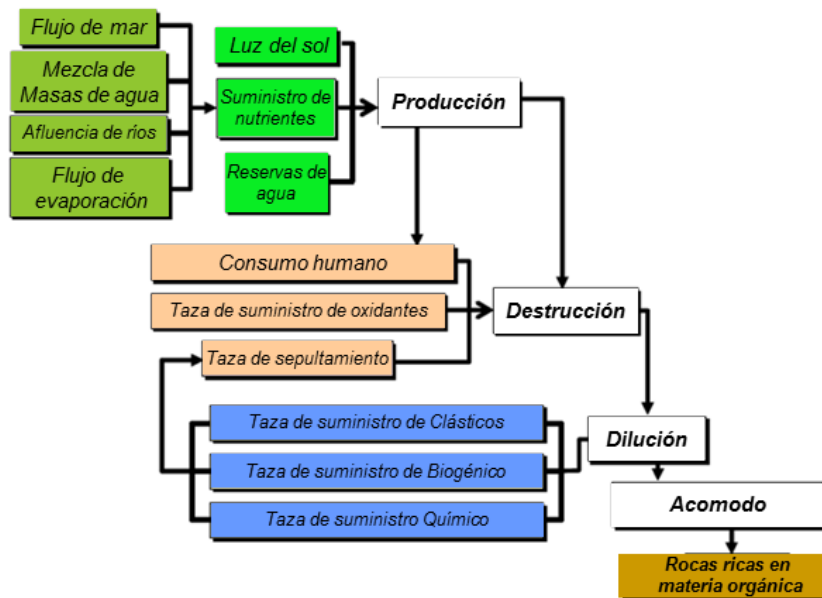


Figura 64. Proceso de producción, destrucción y dilución orgánica. Tomado de Passey et al., 2010.

4.3 Tipos de kerógeno

A partir de estos, se puede formar una diversidad de compuestos orgánicos. El peso de los sedimentos sobreyacentes ocasiona la compactación y expulsión de fluidos en la roca, formándose la litificación. La materia orgánica se cocina lenta y parcialmente, transformándose en kerógeno (esto es, un material insoluble en que se generan hidrocarburos tanto petróleo como gas). Dependiendo de los materiales orgánicos se generan diferentes tipos de kerógeno (Boyer, 2007).

El kerógeno se clasifica en cuatro tipos principales (Figura 65), basado en la proveniencia de los macérales específicos (en otras palabras son los constituyentes reconocibles microscópicamente de la materia orgánica, que se encuentra en los carbones y el kerógeno, en forma análoga a los constituyentes minerales de una roca) (McCarthy et al., 2011).

Los geoquímicos Tissot y Welte (1984), utilizaron las relaciones de hidrógeno a carbono y oxígeno a carbono para describir los varios tipos de materia orgánica (o kerógeno) en lodos ricos en materia orgánica que han generado mucho de los residuos de aceite y gas en yacimientos convencionales en el mundo.

- El kerógeno **Tipo I y Tipo II** son materiales algáceos y herbáceos, con restos planctónicos re-elaborados por acción bacterial que habita el sedimento, de ambientes lacustres y en algunos caso de ambientes reductores marinos de profundidad moderada (McCarthy, 2011).

Presenta altas relación del índice de hidrógeno (HI), y por lo general producen aceite durante la fase de maduración termal asociado con el sepultamiento, tiempo, y temperatura (Passey et al., 2010).

- El kerógeno **Tipo III** en su mayoría está compuesto de material maderaceo/carbonoso, depositado en ambientes marinos o no marinos, someros a profundos, con mayor relación del índice de oxígeno (OI) (McCarthy, 2011), y genera principalmente gas seco durante la maduración termogénica.

Si los hidrocarburos son generados desde estas rocas, se le denomina como “rocas generadoras” (Passey et al., 2010).

- El kerógeno **Tipo IV** es generado a partir de materia orgánica residual presente en sedimentos más antiguos, alterado por procesos de meteorización subaérea, combustión u oxidación biológica en pantanos o suelos.

Posee alto contenido de carbono y falta de hidrógeno. Se lo considera una forma de “carbono muerto,” prácticamente sin potencial para la generación de hidrocarburos (Tissot y Welte, 1984).

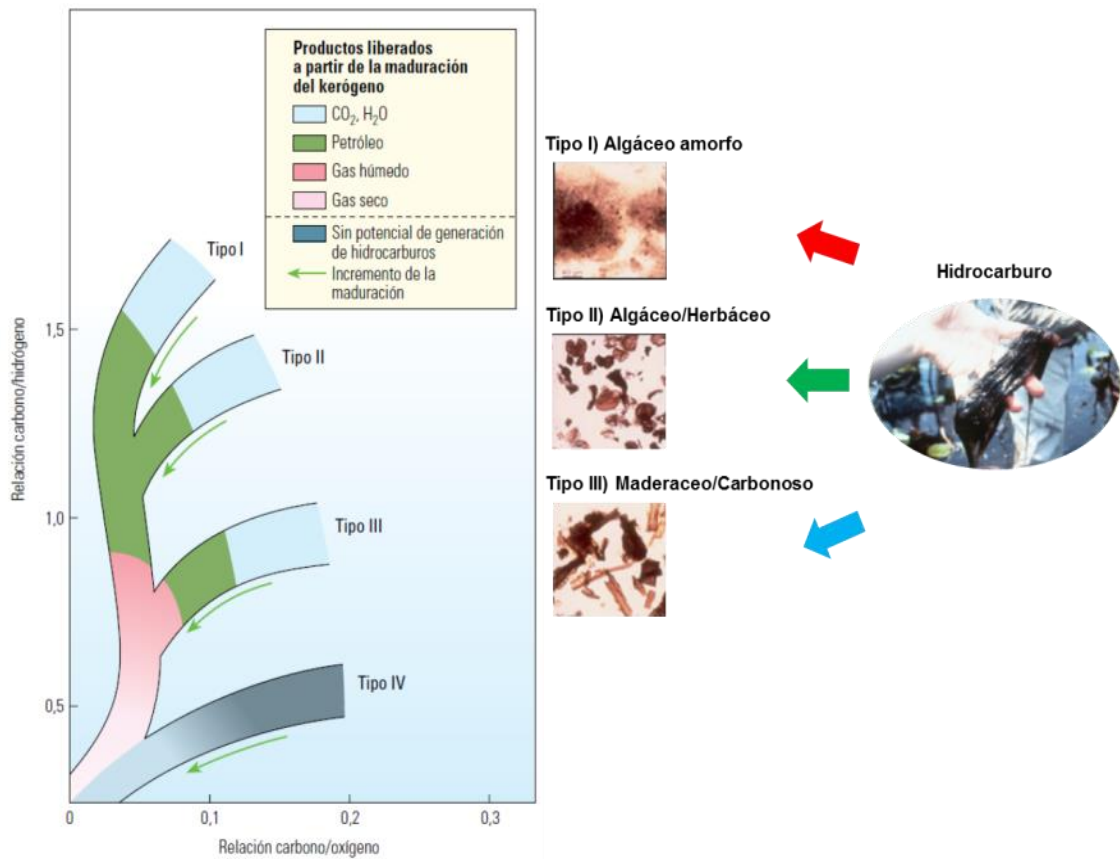


Figura 65. Principales tipos y de trayectorias de maduración del kerógeno, mostrado en el diagrama de Van Krevelen. Modificado de Passey et al., 2010 y McCarthy et al., 2011.

En las etapas de maduración en la generación de hidrocarburos, Alexander et al., (2011) (Figura 66), señala que el kerógeno, inicia con el incremento de presión y temperatura, inferior a los 50°C, en una zona inmadura, donde el gas o metano biogénico es liberado durante la etapa de diagénesis temprana, fundamentalmente a través de la actividad biológica.

Al aumentar la profundidad de sepultamiento y maduración, el kerógeno pasa por un mayor incremento de presión y temperatura en rangos de 50°C a 150°C, causando enlaces químicos que se rompen dentro de la lutita y el kerógeno, generándose la ventana de aceite o gas húmedo. Esta etapa de maduración es referida como catagénesis.

La etapa final, se denomina metagénesis, con incremento en la profundidad de sepultamiento, el rango de temperaturas es de 150°C a 200°C y aún mayores. El petróleo remanente se divide (Craqueo), liberando inicialmente gas y luego formas

más simples, perteneciendo a la ventana de gas seco. Durante esta etapa, el metano o el gas seco, evoluciona en otros gases incluyendo CO_2 , N_2 y H_2S . El calor y los cambios químicos pueden transformar el kerógeno en carbón.

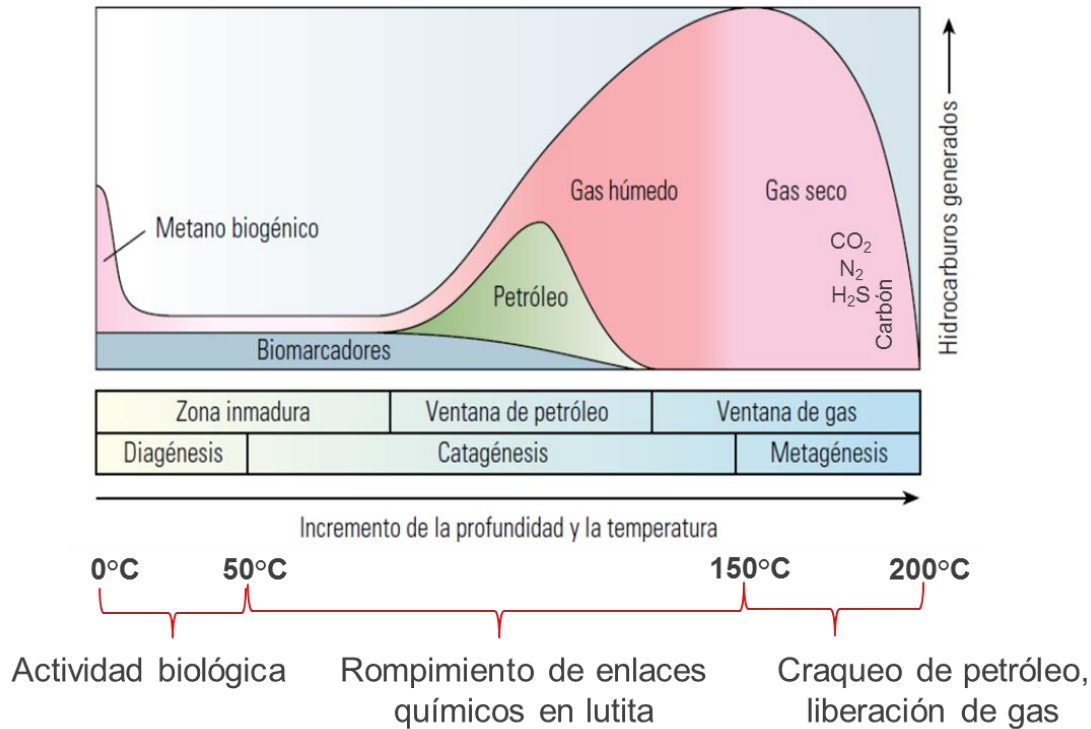


Figura 66. Etapas de maduración en la generación de hidrocarburos.
Tomado de Alexander et al., 2011.

4.4 Determinación de la riqueza orgánica

El potencial generador de las rocas es determinado básicamente a través del análisis geoquímico de las muestras de lutita. El objetivo principal en las pruebas es determinar si las muestras son ricas en materia orgánica y si son capaces de generar hidrocarburos. En general, cuanto mayor es la concentración de materia orgánica en una roca, mejor es su potencial de generación (Boyer et al., 2007).

Passey et al., (2010), señala que numerosas técnicas geoquímicas se han desarrollado para caracterizar la riqueza de la materia orgánica en los yacimientos no convencionales.

Los parámetros de importancia relacionados a la calificación de una buena calidad en la roca generadora, generalmente se obtienen del:

- % en peso (%wt), de Carbono Orgánico Total (COT).
- Nivel de maduración actual y pasado de la formación, expresado por la Reflectancia de Vitrinita (Ro).
- Tipo de materia orgánica (si el producto termogénico primario será aceite, gas o una mezcla de ambos).

Las técnicas analíticas de las muestras son: el Carbono Orgánico Total (COT), Tmax, Reflectancia de la vitrinita (Ro) y la mineralogía, interpretada en base a la descripción y análisis detallado de núcleos, petrografía de láminas delgadas, y difracción de Rayos X (XRD). A continuación se describen:

- Carbono orgánico total (COT)

Es el carbón orgánico que una lutita orgánica debe contener y que gobierna el recurso potencial de la misma (Alexander et al., 2011). El carbono total en una muestra de lutita incluye tanto carbón orgánico (procede del material biogénico) como inorgánico (procede de los minerales) (Jarvie, 1991).

Para obtener el COT, una pequeña porción de la muestra de roca (un gramo), es tratada con ácido fosfórico para remover el carbón inorgánico. Los sedimentos se secan y entonces se combustionan de 1,350 °C a 1,200 °C en un horno de inducción de alta frecuencia. El carbono contenido en el kerógeno se convierte en CO y CO₂. Las fracciones de carbono liberado se miden en un detector infrarrojo. Los volúmenes de gas son convertidos a mediciones de COT y se registran como un porcentaje en peso de la roca (McCarthy et al., 2011). Si esta prueba de clasificación inicial detecta muestras de suficiente riqueza orgánica, las mismas se someten a pruebas adicionales (Boyer et al., 2007).

No es fácil adquirir datos de núcleos en grandes intervalos, comúnmente los petrofísicos usan datos de pozo obtenidos de los registros geoquímicos y convencionales para cuantificar el volumen del kerógeno en la roca y entonces calcular los valores de COT de estos datos. La validación de los modelos, se calibran con datos petrofísicos y de núcleos.

En la Tabla II, se observa la relación entre carbono orgánico total (% en peso) versus el Potencial de recursos, en el que:

- Los valores altos de COT son orgánicamente más ricas con un rango de 2% a mayores de 4%.

Carbono orgánico total, % en peso	Potencial de recursos
> 4	Excelente
2 a 4	Muy bueno
1 a 2	Bueno
0.5 a 1	Regular
< 0.5	Pobre

Tabla II. Relación de carbono orgánico total y el potencial de los recursos. Modificado de Alexander et al., 2011.

La medición del COT es la primera clasificación para la cuantificación de la riqueza orgánica. Estos valores indican una escala semi-cuantitativa del potencial de generación de petróleo. El valor del COT indica la cantidad, pero no la calidad de la materia orgánica. Se evalúan tres componentes (McCarthy et al., 2011):

- El carbón de la materia orgánica extraíble, que proviene del craqueo térmico del kerógeno.
- El carbono residual, que es la porción del kerógeno que no posee potencial para la generación de petróleo y gas porque su estructura química condensada contiene muy poco hidrógeno.
- El carbono convertible, contenido en el kerógeno, representa el potencial de generación del petróleo remanente de una roca.

- Tmax

Si esta prueba de clasificación inicial demuestra la existencia de suficiente contenido orgánico, la roca se somete a pruebas adicionales para establecer la calidad y madurez de la materia orgánica, utilizando el método de pirólisis, que consiste en el calentamiento de la materia orgánica en ausencia de oxígeno, permitiendo que los hidrocarburos se separen en compuestos más simples y más livianos (Espitalié et al., 1977), obteniéndose mediciones en un analizador de pirólisis Rock-Eval para la evaluación de rocas generadoras, que consiste en someter a las muestras de rocas a altas temperaturas de aproximadamente de 50 a 100 mg de roca pulverizada, en hornos de pirólisis y de oxidación, con calentamientos programados por etapas de 100°C a 850°C (McCarthy et al., 2011),

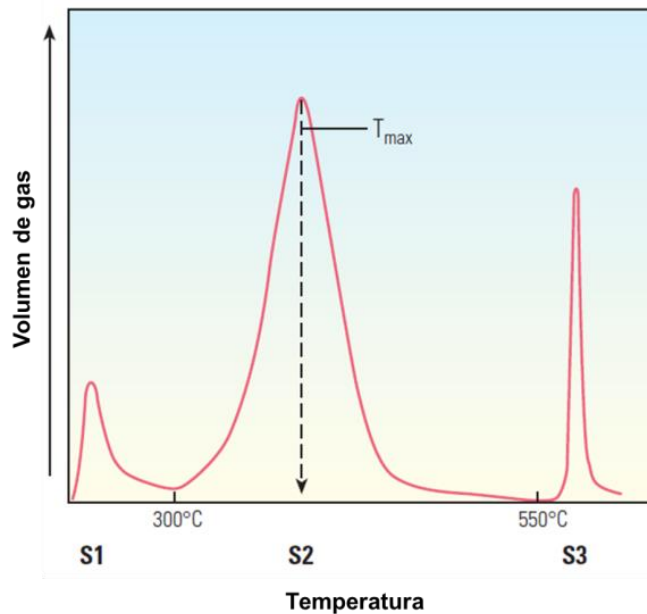
puede llevarse a cabo en unos 20 minutos (Boyer et al., 2007). Posteriormente se registran en una gráfica denominada pirograma (McCarthy et al., 2011).

Los resultados ayudan a los geoquímicos a caracterizar el tipo de materia orgánica presente en una roca generadora y a determinar la evolución térmica de una muestra, y su potencial para la generación de hidrocarburos residuales (Espitalié y Bordenave, 1993).

Durante la primera etapa, cualquier volumen de petróleo y gas libre generado previamente por el bitumen es destilado y liberado de la roca. En la siguiente etapa, se generan los compuestos de hidrocarburos a través del craqueo térmico del kerógeno insoluble. A medida que las temperaturas aumentan, el kerógeno libera CO₂ además de hidrocarburos (Peters, 1986).

Estas mediciones, junto con la temperatura, se registran tres picos resultantes en un pirograma. Estos picos permiten interpretar la abundancia relativa del hidrógeno, carbono y oxígeno presentes en el kerógeno, que se definen a continuación (McCarthy et al., 2011) (Grafica 4):

- El primer pico (S1), registra los hidrocarburos libres que son expulsados de la matriz de la roca sin separar el kerógeno durante la primera etapa de calentamiento a una temperatura de 300°C. Estos hidrocarburos se generaron en el subsuelo, pero son expulsados de la roca durante el proceso de pirólisis.
- El segundo pico (S2), alcanza una temperatura de 550°C, se liberan los hidrocarburos volátiles formados por craqueo térmico. Esta curva representa el potencial petrolero residual de la roca, o la cantidad de hidrocarburos que podría seguir produciendo en la roca si continuara el proceso de sepultamiento y maduración (Boyer et al., 2007). Esta lectura puede tener implicaciones importantes para la evaluación del petróleo de lutitas.
- El tercer pico (S3), representa los miligramos de CO₂ que se libera a partir del craqueo térmico del kerógeno durante la pirólisis a temperaturas de 300 a 390°C (Alixant et al 1998).



Grafica 4. Pirograma resultante del proceso de pirólisis programado. Picos de gas contra temperatura. Tomado de Boyer., 2007.

La temperatura a la que se detecta la máxima emisión de hidrocarburos corresponde al pico S2, y se conoce como T_{max} . Las temperaturas del proceso de pirólisis también se registran y produce un pico, T_{max} , que representa la temperatura del horno de pirólisis durante el período de máxima generación de hidrocarburos.

El valor de T_{max} se alcanza durante la segunda etapa de la pirólisis, en que el craqueo del kerógeno y los hidrocarburos pesados producen el pico S2 (Peters y Cassa, 1994), y la maduración térmica de una muestra puede vincularse con el valor de T_{max} (Tabla III).

Etapa	T_{max} (°C)
Inicio de la generación de petróleo	~ 430
Kerógeno Tipo I	~ 435
Kerógeno Tipo II	~ 440
Kerógeno Tipo III	~ 445
Inicio de la generación de gas	~ 460
Gas húmedo	~ 460 a 480
Gas Seco	~ 480

Tabla III. Criterio de evaluación de T_{max} . Modificado de Peters y Cassa, 1994.

El conocimiento de la cantidad de calor necesaria para formar los diversos compuestos químicos en la roca puede ayudar a los geoquímicos a comprender la historia de la roca y el grado de madurez térmica que ya ha experimentado.

El valor de T_{max} no debe confundirse con las temperaturas geológicas, pero puede resultar útil para caracterizar la evolución térmica de la materia orgánica (Peters y Cassa, 1994).

- Reflectancia de vitrinita (R_o)

Es una función de la historia depositacional y madurez termal en la materia orgánica. Como el kerógeno es expuesto a temperaturas altamente progresivas con el tiempo, la vitrinita (material de la pared celular y tejidos leñosos de los vegetales preservados en la roca), experimenta alteraciones irreversibles y desarrolla mayor reflectancia (Peters y Cassa, 1994), (Figura 67; microfotografía de USGS, 2011).

Las medidas de la reflectancia de la vitrinita (R_o) se desarrollaron originalmente para clasificar la madurez del carbón. Ahora se utiliza en evaluar la madurez del kerógeno con las etapas correspondientes de temperaturas que se extienden desde la diagénesis temprana hasta el metamorfismo; rango que abarca la secuencia de generación, preservación y destrucción del hidrocarburo en la roca (Senftle y Landis, 1991).



Figura 67. Vitrinita en carbón bituminoso. Fotografía con luz blanca incidente, en inmersión de aceite. Tomado de USGS, 2011.

Se determina la reflectividad, mediante mediciones en microscopio de por lo menos 30 granos de vitrinita de la muestra de roca (Alexander et al., 2011).

Los valores generalmente varían de 0 a 3% (Alexander et al., 2011) (Tabla IV):

- Mediciones mayores de 1.5% corresponde con rocas generadoras de gas seco, un indicador positivo para el gas de lutitas.
- Los valores de maduración intermedio de 1.1% a 1.5%, indica presencia de gas con tendencia creciente hacia la generación de petróleo.
- Valores entre 0.8% a 1.1% indican gas húmedo.
- Valores de Ro entre 0.6 y 0.8% indican petróleo.
- Inferior a 0.6% es indicativo de un kerógeno inmaduro, que no ha sido expuesto a las condiciones térmicas suficientes durante un periodo de tiempo adecuado para la conservación de la materia orgánica en hidrocarburos.

Askenazi et al., 2013 (Tabla 4), mencionan que las áreas con mayores posibilidades para que la unidad de interés pueda ser considerada como potencial yacimiento no convencional, son aquellas que cumplen con las siguientes condiciones:

- Zona de petróleo de lutita, de 0.7 a 1.2%.
- Zona de gas húmedo de lutita, de 1.2 a 1.35%.
- Zona de gas de lutita, de 1.35 a 3.2%.

Reflectancia de la vitrinita (Ro)		Reflectancia de la vitrinita (Ro) en Yacimientos no convencionales	
> 1.5%	gas seco	3.2 a 1.35%	gas de lutita
1.1 a 1.5%	gas con tendencia creciente a generación de petróleo	1.35 a 1.2%	gas húmedo de lutita
0.8 a 1.1%	gas húmedo	1.2 a 0.7%	petróleo de lutita
0.6 a 0.8%	petróleo		
<0.6%	kerógeno inmaduro	(Askenazi et al., 2013)	

(Alexander et al., 2011)

Tabla IV. Comparación de Reflectancia de la vitrinita (Ro). Tomado de Alexander et al., 2011 y Askenazi et al., 2013. .

Existen otros métodos para determinar la madurez termal de la roca como el Tmax de pirólisis, índice de alteración termal y fluorescencia que puede emplearse ante la baja confiabilidad de los datos de vitrinita.

Inicialmente, el petróleo y el condensado se consideraban indicadores negativos para el desarrollo de petróleo de lutitas, en estos casos los valores de Ro más bajos pueden ser considerados como indicadores positivos (Alexander et al., 2011).

Los objetivos actuales para la exploración de los yacimientos de petróleo y gas de lutita son rocas generadoras sobremaduras con tendencia de aceite, por lo que, los yacimientos no convencionales de petróleo y gas de lutita son simplemente rocas ricas en materia orgánica altamente maduras, que pasan a través de una maduración termogénica primaria, pero que han retenido suficiente gas residual para ser de interés económico.

- Mineralogía

Las lutitas pueden tener una compleja mezcla de minerales, y el éxito o el fracaso de un recurso potencial dependen de la concentración relativa de los constituyentes; las muestras de núcleos proporcionan una gran cantidad de información sobre la geoquímica y mineralogía, pero están limitadas a la ubicación específica de donde se extrajeron las muestras. Por lo que, la mineralogía se determina a partir de los datos petrofísicos adquiridos por los registros eléctricos en el pozo, calibrándose posteriormente con los datos de núcleos (Alexander et al., 2011).

Es un parámetro muy útil para determinar su fragilidad y ductilidad. Los parámetros para medir la resistencia y deformación de una roca, es el Modulo de Young y el Modulo de Poisson's. Una roca dúctil es aquella que sufre una deformación plástica antes de romperse con una fuerza determinada. Estos parámetros se obtienen en el laboratorio en ensayos de comprensión triaxiales (módulos estáticos), ensayos de velocidad ultrasónica (módulos dinámicos).

Para una lutita prospectiva debe presentar valores altos en el módulo de Young ($>3.5 \times 10^6$ psi) y bajos valores del módulo de Poisson's (<0.25) (Askenazi et al., 2013).

El contenido de cuarzo, carbonato y arcilla determinan de manera significativa los parámetros elásticos y por consiguiente la eficiencia de la fractura hidráulica que estimulará a la roca.

Las lutitas arenosas o limosas con alto porcentaje de cuarzo y carbonato tienden a ser más frágiles y fracturables, dando como resultado un gran número de fracturas inducidas de pequeña escala cuando son estimuladas.

En cambio, las lutitas más puras tienden a comportarse de manera dúctil frente a la estimulación hidráulica. Como valor de corte se utiliza un porcentaje de arcilla menor al 40% para que la roca sea considerada fracturable (Askenazi et al., 2013).

En un diagrama ternario (representado por cuarzo, arcilla total y carbonato), Passey et al., (2010), presenta a los plays Barnett y Eagle Ford de Estados Unidos, que contrastan con la composición de una limolita calcárea con alto porcentaje de arcilla y contenido de gas. Los actuales plays tienden a yacer bajo la línea de arcilla del 50%. Los plays en gas de lutita pueden contener un porcentaje mayor del 50% de cuarzo o carbonato y tienden a ser de carácter más quebradizo y responden bien a las actuales prácticas de estimulación de pozos (Figura 68).

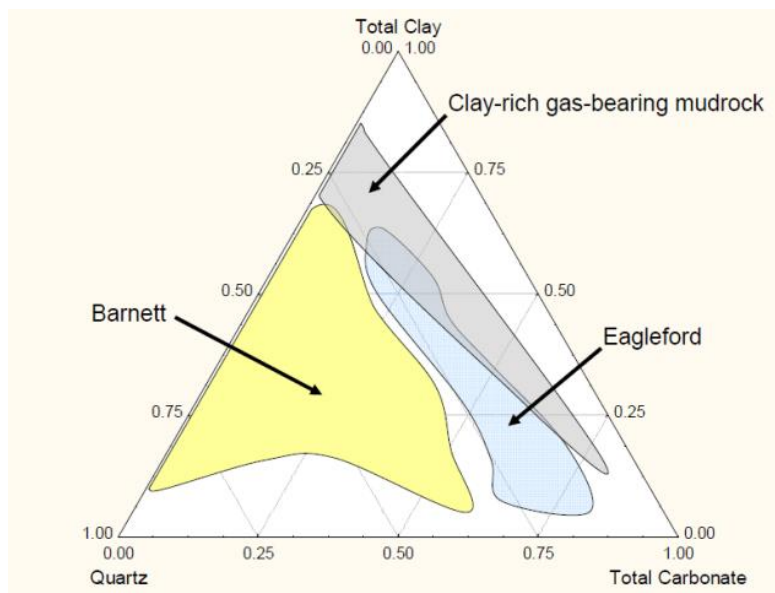


Figura 68. Composición mineralógica variable en cada yacimiento de gas de lutita. Tomado de Passey et al., 2010.

En el caso del play Eagle Ford en Estados Unidos, predomina el contenido en carbonato, con valores de 45 a 65% y el contenido de arcilla ronda entre 20 y 30% (Askenazi et al., 2013).

Desde una perspectiva de estimulación, no todo el cuarzo es de igual origen en los yacimientos de gas en lutitas. La mayoría de los componentes de cuarzo efectivo parecen ser recristalizados a sílice opalino biogénico, que forma una continua estructura de cuarzo cementado (Jarvie et al., 2007).

Las variaciones mineralógicas en las lutitas no solo ocurren a una escala de metros, sino también ocurren a escala de mm a cm.

A causa de que la materia orgánica se convierte en kerógeno y es depositado al mismo tiempo como una roca inorgánica de granos minerales, el volumen ocupado por el kerógeno presenta un volumen con porcentaje mucho más alto (vol%) que el indicado por el porcentaje en peso (wt%), esto es a causa de la baja densidad de grano de la materia orgánica, comúnmente con densidad de 1.1 a 1.4 gr/cm³, comparado con minerales formadores de roca con densidades de 2.6 a 2.8 gr/cm³.

4.5 Parámetros geoquímicos

Conjuntando los parámetros en la determinación de un play no convencional en petróleo y gas de lutita con potencial generador, Askenazi et al., 2013, señalan que éstos deben cumplir con una serie de requisitos que los hacen económicamente viables, y deben tener las siguientes características:

- Riqueza Orgánica (COT >2% en gas de lutita, kerógeno tipo II y III).
- Madurez Térmica (>0.7 Ro%).
- Espesor (>30 m) y extensión areal.
- Fracturabilidad (contenido de arcillas <40%).
- Sobrepresión.
- Profundidad.
- Instalaciones de superficie.

Por otra parte PEMEX, 2011, agrega los siguientes parámetros:

- Tmax= 440 (petróleo de lutita).
- Litología de carbonatos arcillosos con propiedades mecánicas favorables para el fracturamiento.

En cuanto a los pozos A, B y C, en el área de estudio se analizaron los siguientes parámetros fundamentales para evaluar la calidad en la roca generadora, utilizando los parámetros de COT, Tmax, Ro, y mineralogía.

Los resultados se obtuvieron de análisis de laboratorio en núcleos convencionales (PEMEX, 2011), con tapones muestreados a cada metro aproximadamente; permitiendo comprender la distribución de la riqueza orgánica en la Formación Eagle Ford en las unidades superior e inferior y su posibilidad como potencial de yacimientos en petróleo y gas de lutita.

4.5.1 Contenido orgánico total (COT) y Tmax

Pozo-A

El registro geoquímico en las unidades superior e inferior de la Formación Eagle Ford (Figura 69), muestra que el potencial generador en la unidad superior en el contenido de Carbono Orgánico Total (COT) son rangos de 2 a 4%, con un promedio de 3%; observando un incremento hacia la unidad inferior de 3 a 6% con un promedio de 4%; con categoría en ambas unidades de excelente. El potencial de hidrocarburos (S2) en ambas unidades es muy pobre, varía entre 0.1 y 0.5 mg HC/g roca con un promedio de 0.3 mg HC/g roca.

El tipo de hidrocarburo potencial presente para las unidades de la Formación Eagle Ford indica parámetros semejantes, estos es, el Índice de Hidrógeno (IH) presenta rangos de 4 a 8 mg HC/g COT, con un promedio de 7 mg HC/g COT, indicando la presencia de un kerógeno remanente de tipo III-IV característico de gas seco. Además, la Temperatura Máxima de Pirólisis (Tmax) es de 609 °C, con un promedio de 592 °C, ubicándose en la ventana de **gas seco**.

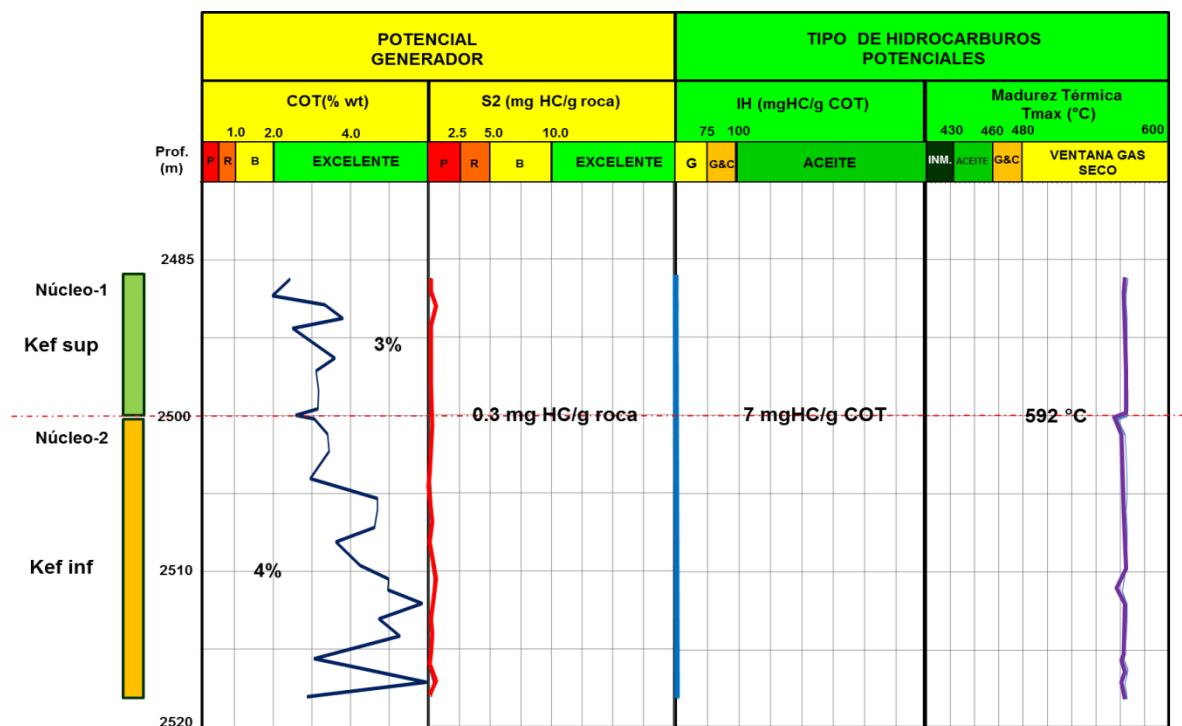


Figura 69. Registro geoquímico del Pozo-A. Modificado de PEMEX, 2011.

Pozo-B

El registro geoquímico es únicamente a nivel de la unidad inferior de la Formación Eagle Ford, por lo que los parámetros indican (Figura 70) un potencial generador del contenido de Carbono Orgánico Total (COT) con rangos de 3 a 6%, con un promedio de 4.7%, con categoría de excelente. El potencial contenido de hidrocarburos residuales (S2) contenido, varía entre 1.4 y 2.4 mg HC/g roca con un promedio de 1.8 mg HC/g roca, con categoría de pobre.

El tipo de hidrocarburo potencial indica, que el Índice de Hidrógeno (IH) presenta rangos de 30 a 61 mg HC/g COT con un promedio de 38 mg HC/g COT, corresponde con la presencia de un kerógeno de tipo III-IV precursor de gas seco con potencial casi agotado. Por último, la Temperatura Máxima de Pirólisis (Tmax) es de 507 °C, con un promedio de 506 °C, ubicándose en la ventana de generación de **gas seco**.

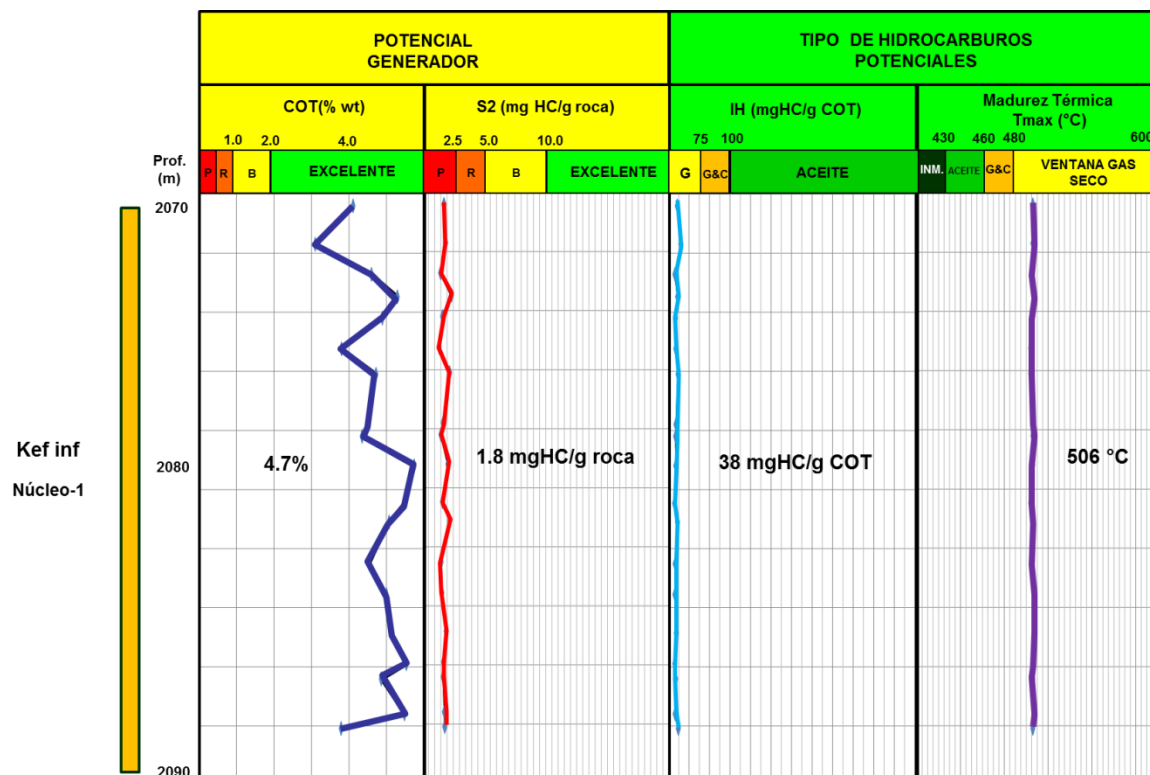


Figura 70. Registro geoquímico del Pozo-B. Modificado de PEMEX, 2011.

Pozo-C

En las unidades superior e inferior de la Formación Eagle Ford, el registro geoquímico (Figura 71) presenta un potencial generador que indica un contenido de Carbono Orgánico Total (COT) con rangos de 1.69 a 2.15% con un promedio de 1.95%, para la unidad superior; hacia la unidad inferior indica un incremento gradual hacia la base del núcleo de 1.24 a 4.98%, con un promedio de 2.71%; en ambas unidades de la Formación Eagle Ford presenta la categoría de bueno a excelente. El potencial de hidrocarburos residuales (S2) contenido, en la unidad superior es de 0.33 a 0.92 mg HC/g roca, con promedio de 0.62 mg HC/g roca; en la unidad inferior se observa un ligero incremento de 0.23 y 2.42 mg HC/g roca con un promedio de 1.37 mg HC/g roca; ambas unidades son de categoría de pobre.

El tipo de hidrocarburo potencial indica, el Índice de Hidrógeno (IH) en la unidad superior presenta rangos de 19 a 43 mg HC/g COT con promedio de 31.8 mg HC/g COT; para la unidad inferior muestra un incremento hacia la parte inferior con rangos de 19 a 70 mg HC/g COT con un promedio de 48 mg HC/g COT; los parámetros en ambos miembros corresponden con la presencia de un kerógeno de tipo III-IV precursor de gas seco con potencial casi agotado. Por otro lado, la Temperatura Máxima de Pirólisis (Tmax) en la unidad superior es de 441 a 447 °C; se observa un incremento hacia la base de la unidad inferior de 416 a 467 °C, con un promedio de 454 °C; ubicándose a las unidades de la Eagle Ford en la ventana de generación de **aceite**.

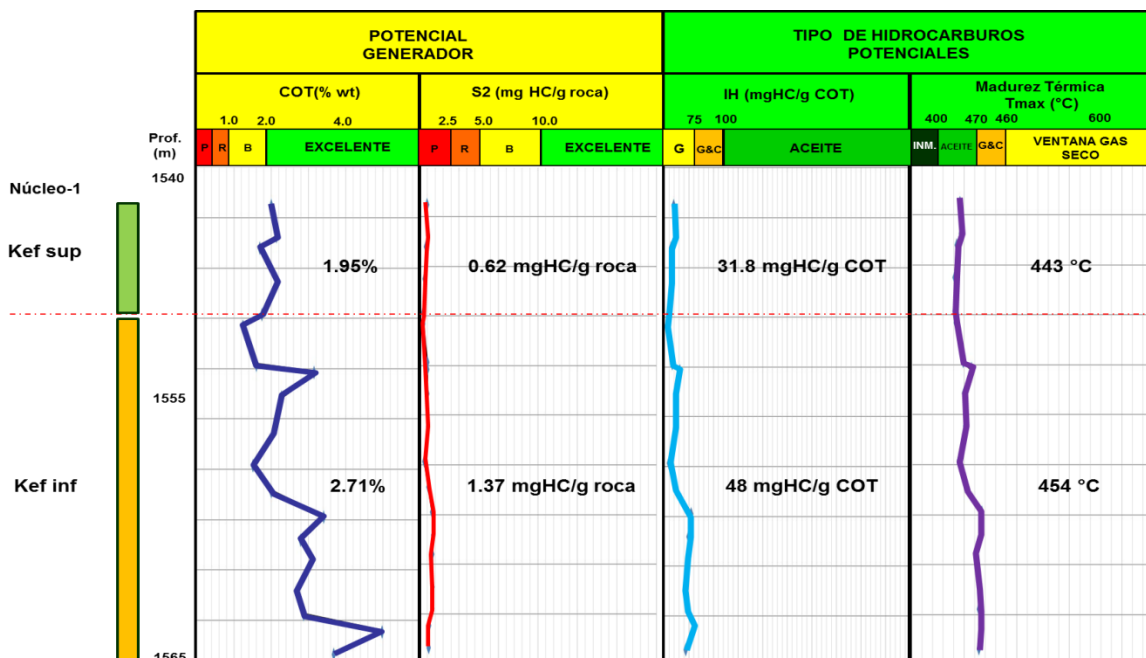


Figura 71. Registro geoquímico del Pozo-C. Modificado de PEMEX, 2011.

En resumen (Tabla V), los pozos dentro del área indican buenos a excelentes valores de COT, principalmente hacia la unidad inferior de la Formación Eagle Ford; sin embargo, los indicadores de S2 e IH del potencial generador y tipo de hidrocarburo, indican una categoría pobre y con gas agotado, respectivamente; por lo que, estos indicadores podrían ser de una roca de bajo contenido generador. Por otra parte, el valor de Tmax señala un hidrocarburo potencial de gas seco hacia la parte sureste en los pozos A y B; y hacia el noroeste en el pozo-C muestra una variación hacia la categoría de aceite. El tipo de kerógeno para las unidades superior e inferior es del tipo III y IV, proveniente de material compuesto de material maderaceo/carbonoso y, el generado a partir de materia orgánica residual presente en sedimentos más antiguos (PEMEX, 2011).

Potencial de petróleo y gas de lutita						
Pozos del área	Unidades Eagle Ford	Potencial generador		Tipo de Hc's potenciales		Categoría
		COT (%wt)	S2 (mg HC/g roca)	IH (mg HC/g COT)	Tmax (°C)	
Pozo-A	Superior	3	0.3	7	592	Gas Seco
	Inferior	4				
Pozo-B	Superior	----	----	----	----	Gas Seco
	Inferior	4.7	1.8	38	506	
Pozo-C	Superior	1.95	0.62	31.8	443	Aceite
	Inferior	2.71	1.37	48	454	
Categoría		Bueno a excelente	Pobre	Gas agotado		

Tabla V. Resumen del potencial de petróleo y gas de lutita (Martínez, 2014).

4.5.2 Reflectancia de la vitrinita (Ro)

Con respecto a la madurez térmica, los valores de reflectancia de la vitrinita indican la máxima temperatura a la que fue sometida la roca madre y permite definir el tipo de hidrocarburo que la roca madre ha generado (Askenazi et al., 2013).

De los análisis de laboratorio de muestras de núcleos convencionales, se utilizaron fragmentos de materia carbonosa y algácea, además de fragmentos de bitúmenes de formas esféricas (PEMEX, 2011), en la Formación Eagle Ford, presenta las siguientes características:

Pozo-A: presenta materia orgánica fósil, laminar del tipo algáceo y carbonoso, con intercalación de foraminíferos (Figura 72). El grado de madurez en Ro es maduro, de valores obtenidos de 0.80 a 0.95% (PEMEX, 2011), clasificado con un potencial generador en **gas húmedo** (Alexander et al., 2011); aunque por otra parte, con base en Askenazi et al., (2013), es **petróleo de lutita**.

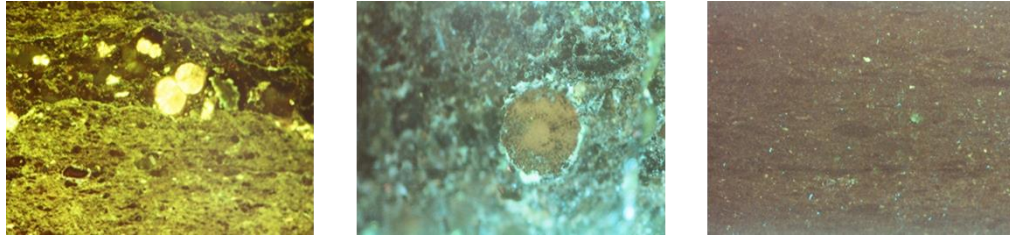


Figura 72. Laminas delgadas del pozo-A, Ro equivalente en 0.80 a 0.95%. (10 µm; Luz transmitida); tomado de PEMEX (2011).

Pozo-B: Conformado por una roca calcárea, rica en partículas de tamaño de arcilla y pirita; de matriz con abundantes compuestos orgánicos, de grano fino de bitumen; presenta kerógeno primario (tipo III) y bitumen esférico depositado en espacios porosos de foraminíferos, en algunas zonas presenta kerógeno granular y material algáceo amorfo (tipo IV) (Figura 73); El grado de madurez en Ro es sobremaduro, con valor de 1.66%, se clasifican en la generación de **gas seco** (Alexander et al., 2011) o **gas de lutita** (Askenazi et al., 2013), respectivamente.

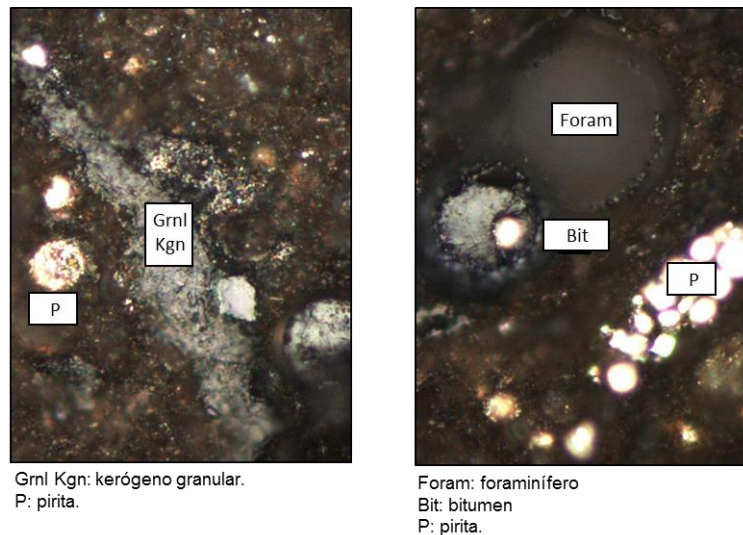


Figura 73. Laminas delgadas del pozo-B; Ro equivalente en 1.66%. (10 µm; Luz transmitida); tomado de PEMEX (2011).

Pozo-C: Constituido por rocas calcáreas y arcillosas orgánicas de tipo algáceo, laminar, intercalada con foraminíferos. El grado de madurez en R_o es maduro, con valor de 0.94% (Figura 74). En la clasificación de Alexander et al., (2011), es **gas húmedo** y con base en Askenazi et al. (2013), se ubica en un **petróleo de lutita**.

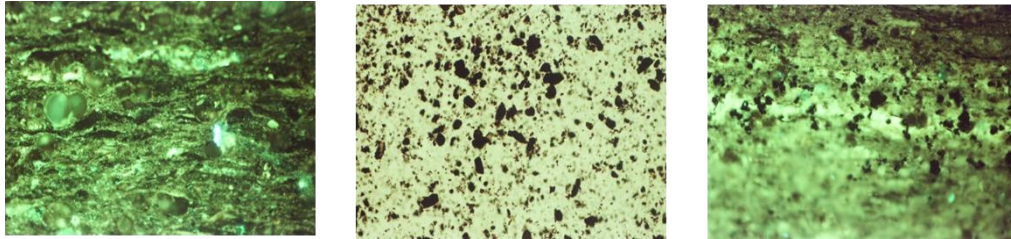


Figura 74. Muestras del pozo-C, R_o equivalente de 0.94%. (100 μm ; Luz transmitida); tomado de PEMEX (2011).

Se observa que los valores de reflectancia de vitrinita y el grado de madurez, en los pozos no indican un tipo de ventana de hidrocarburo definida; tomando en consideración que la diferencia estructural existente de aproximadamente 1000 m, puede modificar la presión y temperatura en la calidad orgánica de la roca. Por lo tanto, la determinación en la reflectancia de la vitrinita ($R_o\%$), debe ser tomada con cierta reserva (Figura 75).

La variación en los valores de R_o efectuados en el laboratorio, depende del tipo de materia orgánica o maceral observado que provoquen diferencias en los valores de la reflectancia en la vitrinita y madurez termal (Figura 76). Como alternativa se consideran los valores de madurez termal de T_{max} .

4.5.3 Mineralogía

La mineralogía de una lutita de petróleo y gas, es otro parámetro muy útil para determinar su fragilidad / ductilidad. El contenido de cuarzo, carbonato y arcilla determinan de manera significativa los parámetros elásticos y por consiguiente cuan eficientemente la fractura hidráulica estimulará la roca (Askenazi et al., 2013).

Por lo tanto, las características mineralógicas de roca total (% en peso), que se presenta en la Formación Eagle Ford derivan del análisis de difracción de Rayos X (XRD) e imágenes del microscopio electrónico (SEM) de núcleos convencionales (PEMEX, 2011). Ambos parámetros están expresados como el porcentaje en peso (% en peso) de la roca analizada.

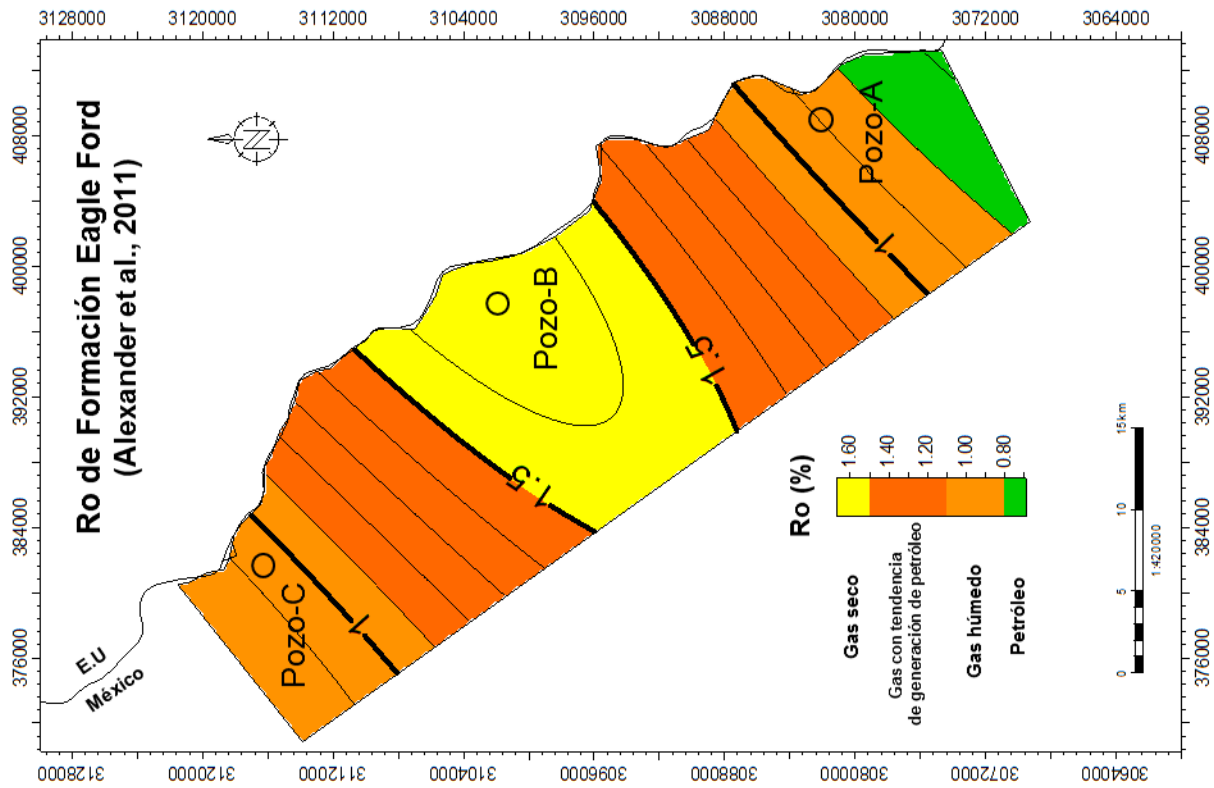
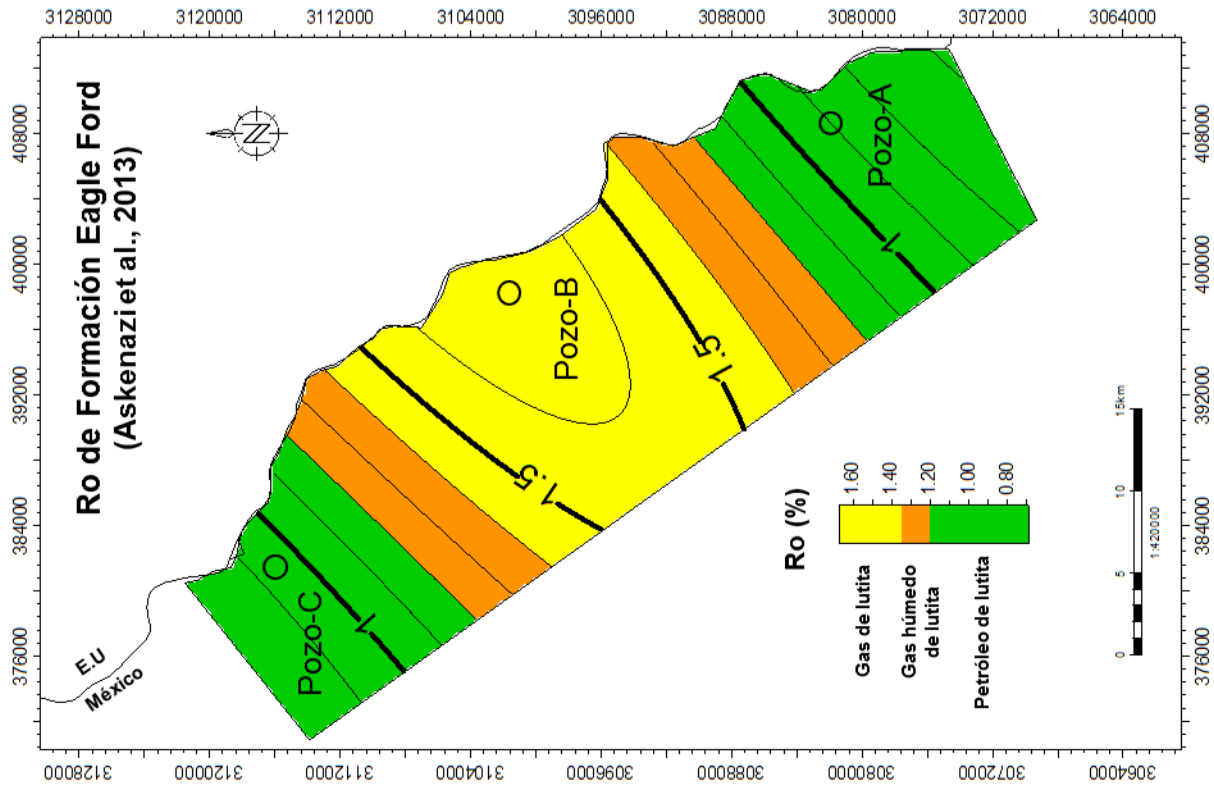


Figura 75. Mapa de Reflectancia de vitrinita (Ro%), en la Formación Eagle Ford (Martínez, 2014). Rango de valores con base en Alexander et al., 2011 y Askenazi et al., 2013.

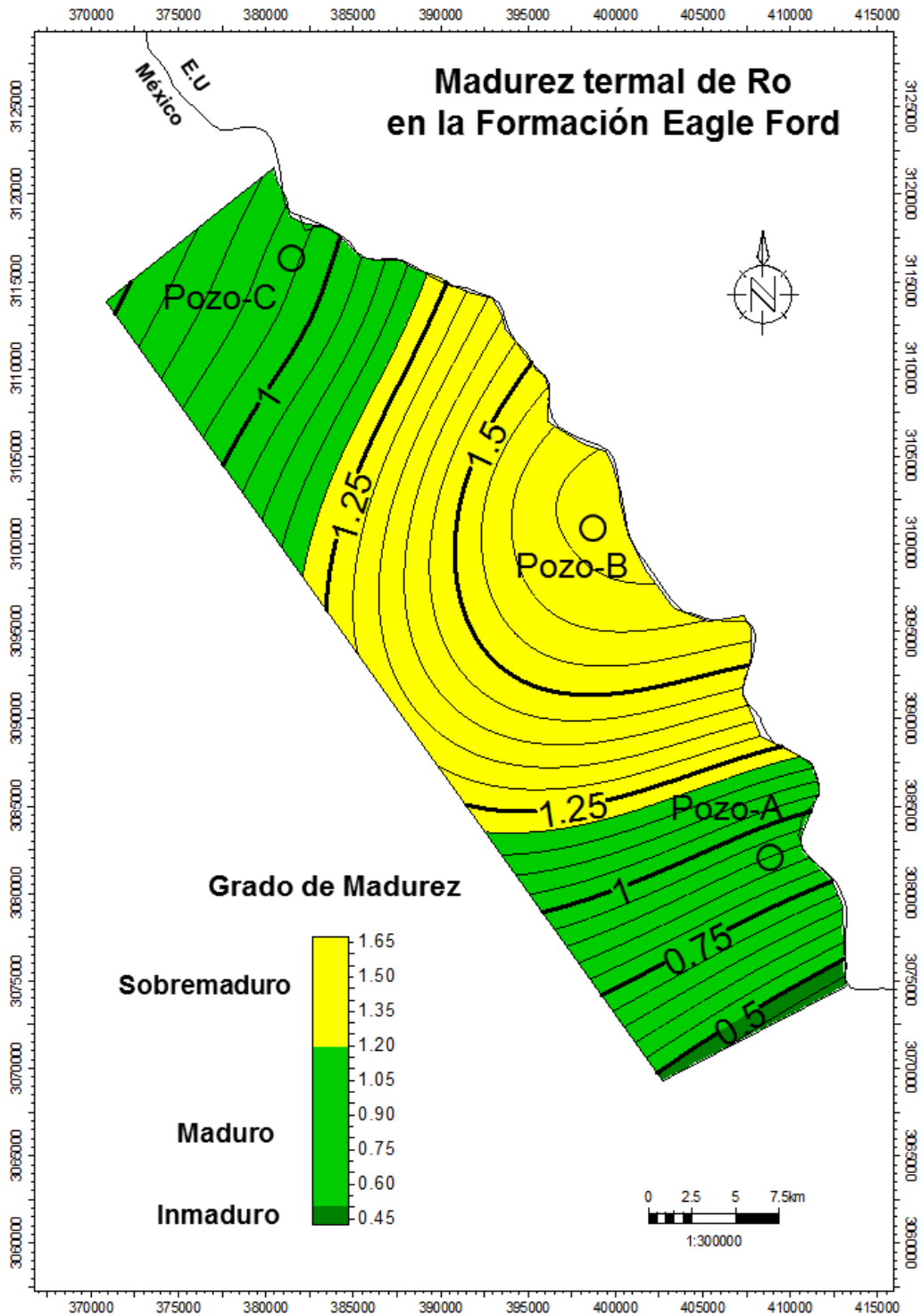
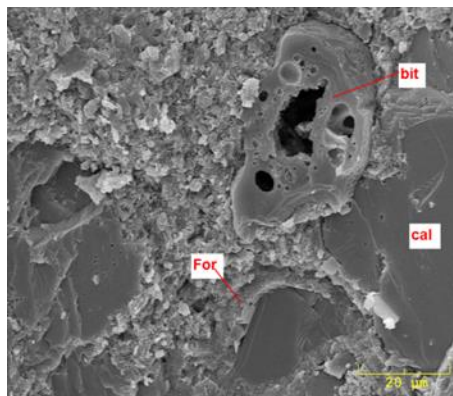


Figura 76. Mapa madurez termal en la Formación Eagle Ford (Martínez, 2014).

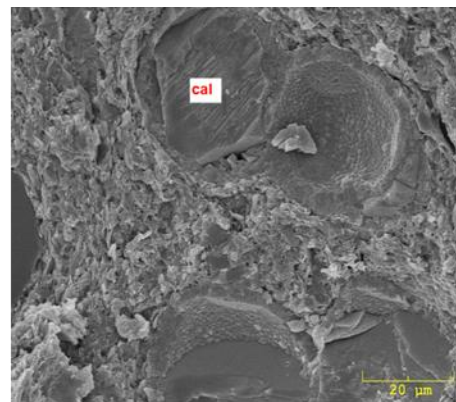
Cabe mencionar que las características mineralógicas de las unidades superior e inferior son semejantes en composición, por lo que se considera mencionar sólo Formación Eagle Ford. Por lo tanto, los pozos dentro del área de estudio presentan las siguientes características mineralógicas:

Pozo-A

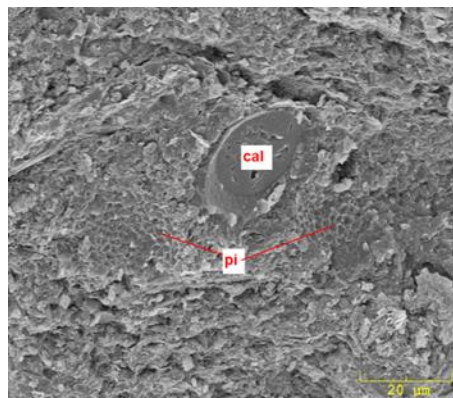
En facies de calizas arcillosas y lutitas calcáreo-carbonosas, en las imágenes SEM del núcleo convencional (PEMEX, 2011). En general presentan microporosidad asociada con matriz de arcilla detrítica (siliciclástica) y mícrita (arcilla calcárea) (Figura 77). Además de poros intraesqueletales en foraminífero (For), sellado por calcita (cal), pirita y bitumen (bit).



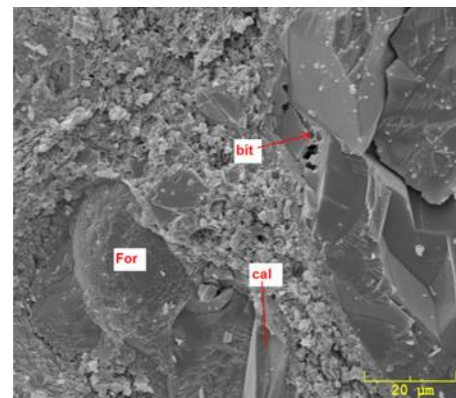
Calcita 82%, cuarzo 9% y arcilla 3%.



Calcita 70%, cuarzo 10% y arcilla 7%.



Calcita 63%, cuarzo 17% y arcilla 8%.



Calcita 72%, cuarzo 17% y arcilla 4%.

Figura 77. Imágenes de microscopio electrónico con microporosidad, en el pozo-A (Martínez, 2014).

La mineralogía determinada promedio obtenida de catorce análisis de XRD del núcleo convencional (Figura 78) es 65% de calcita, 14% de cuarzo, 14% de arcilla y 7% de otros minerales (feldespatos, plagioclasas y pirita, principalmente).

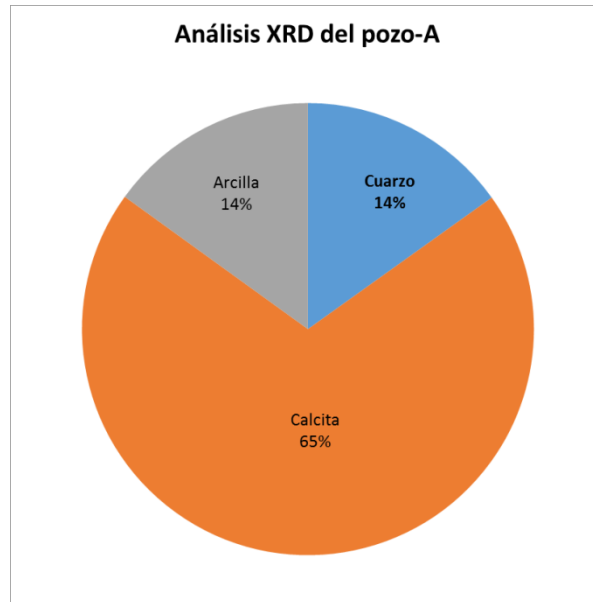


Figura 78. Relación de porcentaje de los minerales y abundancia de arcillas en pozo-A (Martínez, 2014).

Pozo-B

Presenta facies de calizas arcillosas de textura wackestone a packstone, en algunas se identificó grainstone, en las imágenes SEM del núcleo convencional (PEMEX, 2011) (Figura 79). En general presentan una matriz micrítica y arcilla detrítica (MDa), con foraminíferos planctónicos (ForP), las áreas intraesqueletales se presentan sellados por calcita (cal1) y arcilla autigénica, en ocasiones presenta pirita (pi).

La mineralogía promedio se tomó en doce análisis de XRD del núcleo convencional (Figura 80) determinando 54% de calcita, 19% de arcilla, 18% de cuarzo y 9% de otros minerales (feldespatos, plagioclasas y pirita, principalmente).

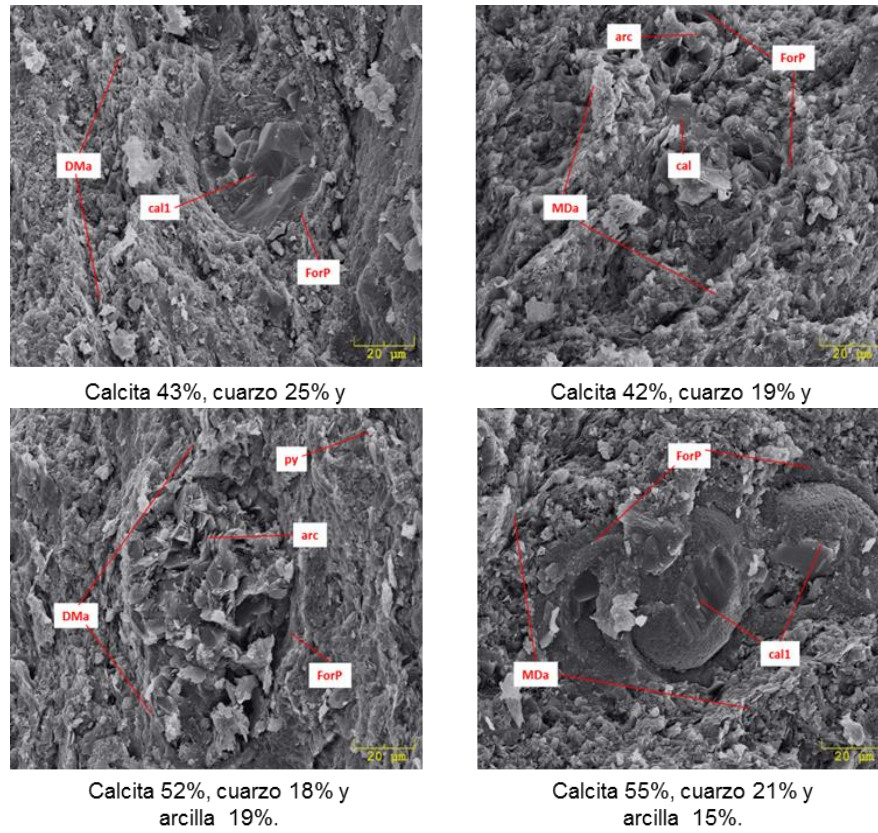


Figura 79. Imágenes de microscopio electrónico en el pozo-B (Martínez, 2014).

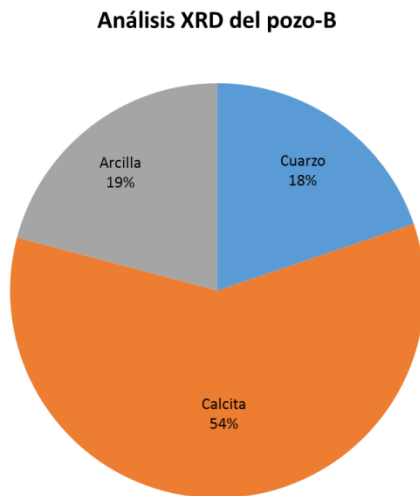
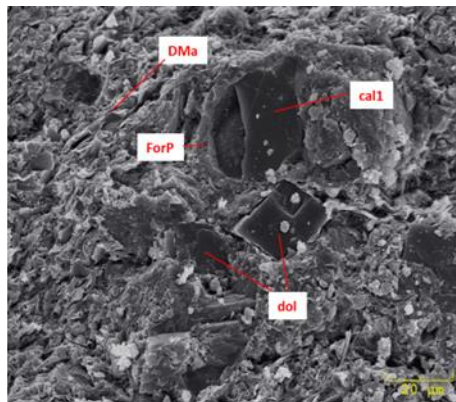


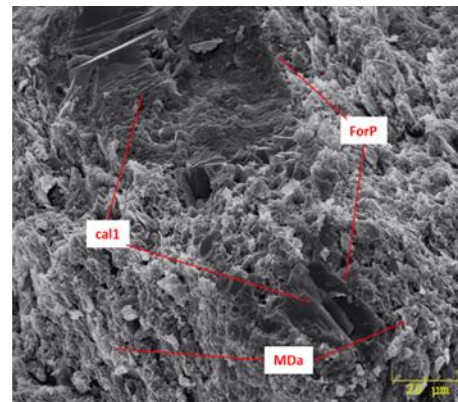
Figura 80. Relación de porcentaje de los minerales y abundancia de arcillas en pozo-B (Martínez, 2014).

Pozo-C

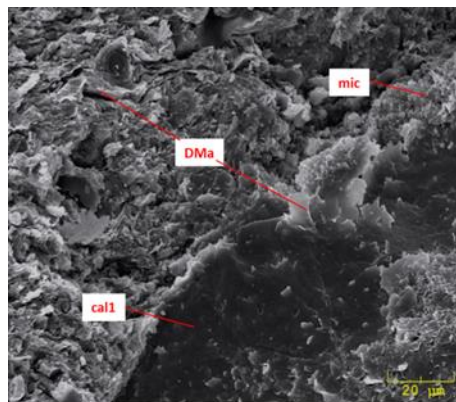
Se observaron facies de calizas arcillosas con textura wackestone; en las imágenes SEM del núcleo convencional (PEMEX, 2011) (Figura 81), presentan en general, una matriz arcillosa detrítica (MDa) y micrítica, con foraminíferos planctónicos (ForP), sellados por calcita (cal1) y dolomita autógena (dol).



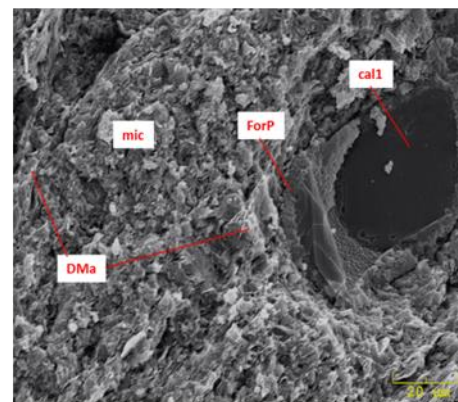
Calcita 57%, cuarzo 17% y arcilla 19%.



Calcita 46%, cuarzo 14% y arcilla 25%.



Calcita 50%, cuarzo 12% y arcilla 22%.



Calcita 49%, cuarzo 23% y arcilla 20%.

Figura 81. Imágenes microscopio electrónico de pozo-C (Martínez, 2014).

La mineralogía promedio se obtuvo en doce análisis de XRD del núcleo convencional (Figura 82); determinando: 46% de calcita, 24% de arcilla, 19% de cuarzo y 11% de otros minerales (feldespatos, plagioclasas y pirita, principalmente).

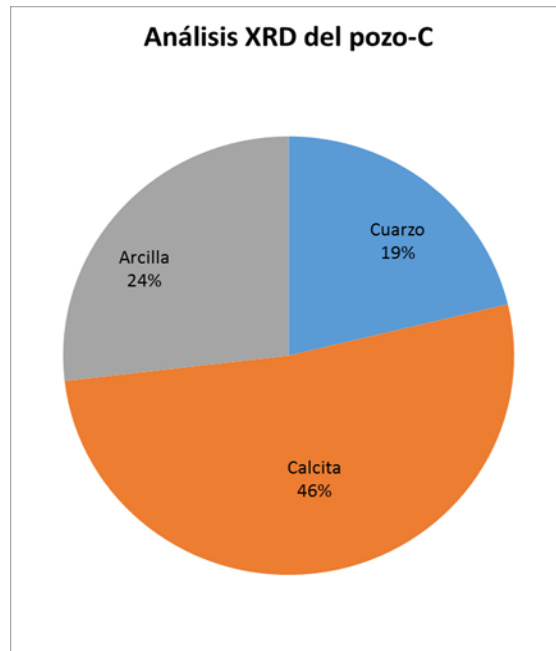


Figura 82. Relación del porcentaje de los minerales y abundancia de arcillas en pozo-C (Martínez, 2014).

El contenido mineralógico, indica el predominio de calcita (cta) con un 65% en el pozo-A, disminuyendo gradualmente hacia el pozo-C con 46%; el cuarzo (Qz) presenta un incremento hacia el pozo-C de 14 a 24% y la arcilla (arcill) se mantiene ligeramente constante, observándose un ligero aumento del pozo-A hacia el pozo-C de 14 a 24%.

Estos valores indican condiciones semejantes con el play Eagle Ford en Estados Unidos (Passey et al., 2010), con predominio en el contenido de carbonato con valores de 45 a 65% y en arcilla de 20 y 30%.

Se considera que, por los contenidos de calcita, cuarzo, y valores menores de 40% en arcilla (Askenazi et al., 2013), en las unidades superior e inferior de la Formación Eagle Ford, se considera ser una roca **frágil y fracturable**, lo que podría resultar en un gran número de fracturas inducidas.

Por lo tanto, las propiedades determinadas (Tabla VI), permitieron definir a la Formación Eagle Ford como posible play no convencional en petróleo y gas de lutita, por las siguientes características:

Propiedades geoquímicas y mineralógicas en la Formación Eagle Ford								
Pozos del área	Unidades Eagle Ford	COT (%wt)	Ro (%)	Tmax (°C)	Kerógeno	Mineralogía (%)	Propiedad geomecánica	Ventana
Pozo-A	Superior	3	0.9*	592	III-IV	cta-65 Qz-14 arcill-14	frágil fracturable	Gas Seco
	Inferior	4		609				
Pozo-B	Superior	2.5**	1.66*	520**	III-IV	cta-54 Qz-18 arcill-19	frágil fracturable	Gas Seco
	Inferior	4.7		506				
Pozo-C	Superior	1.95	0.94*	443	III-IV	cta-46 Qz-24 arcill-19	frágil fracturable	Aceite
	Inferior	2.71		454				

(*) valores que deben ser tomados con reserva. Ver texto para referencia.

(**) valores interpretados. Ver Figura 83 a.

Tabla VI. Propiedades geoquímicas y mineralógicas en la Formación Eagle Ford (Martínez, 2014).

Las unidades superior e inferior **presentan buenas expectativas** en sus propiedades geoquímicas y mineralógicas (Figura 83 a y b).

Pero, con base en la interpretación en los mapas de propiedades geoquímicas, se considera a la **unidad inferior de la Formación Eagle Ford**, la que presenta mejores condiciones, con parámetros que indican un mayor porcentaje en los valores en el Contenido Orgánico Total (COT) de 2.71 a 4.7 %.

Por otra parte, al presentar incertidumbre los valores de reflectancia de vitrinita (Ro), se consideró a las temperaturas de Tmax, para definir las ventanas de hidrocarburos, indicando por lo tanto, un potencial en **gas seco** en los pozos-A y B (609°C y 506 °C, respectivamente); y en el pozo-C (con 454°C), se interpreta una **ventana de aceite**.

Entre los pozos B y C se interpreta un intervalo de temperaturas Tmax de 480° C a 460° C, respectivamente, correspondiente con la ventana de **gas húmedo**, en la unidad inferior de la Formación Eagle Ford. Hacia la unidad superior de la Formación Eagle Ford, se interpreta una reducción en las temperaturas Tmax, en gas húmedo.

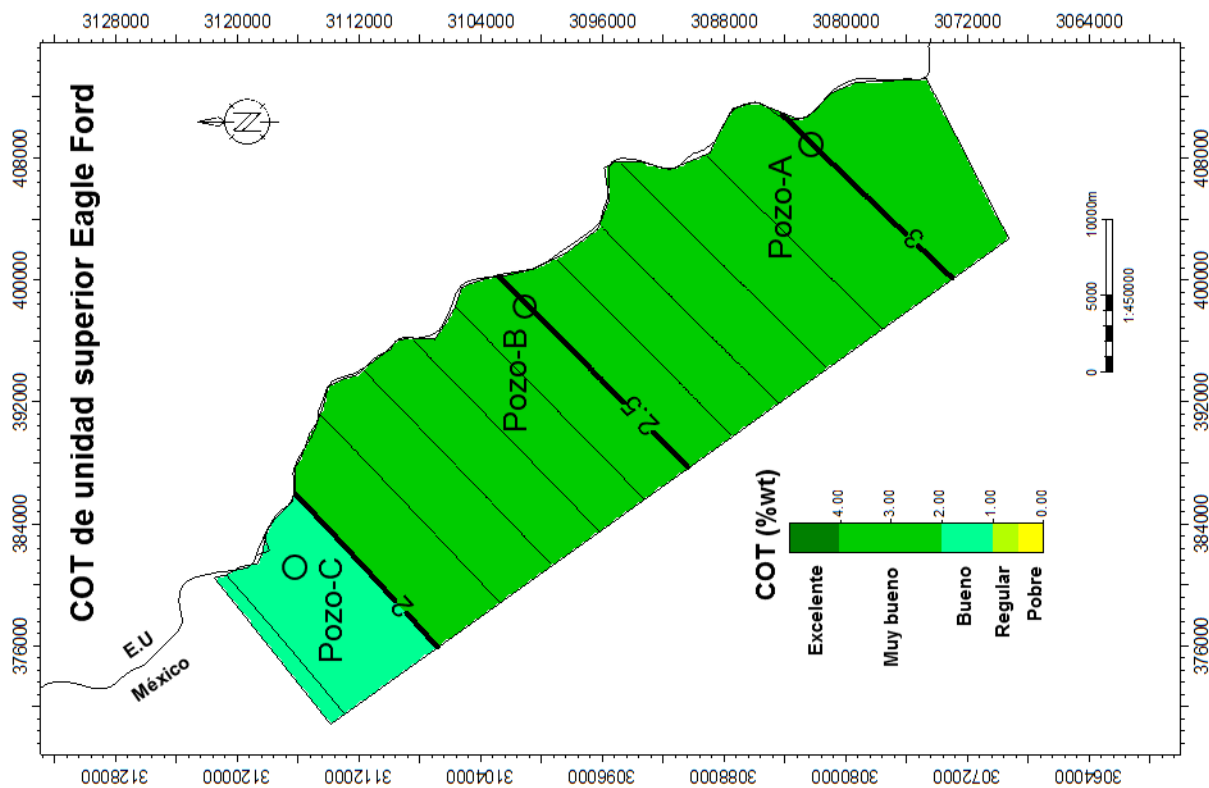
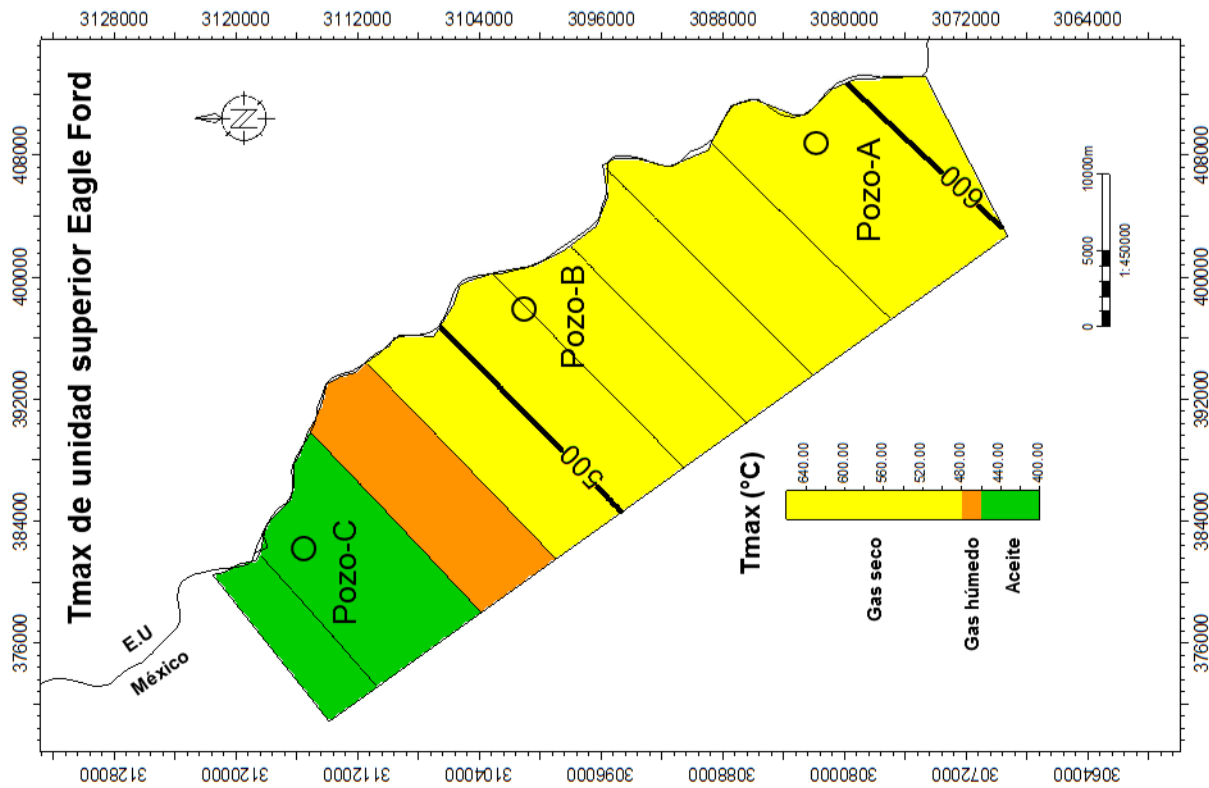


Figura 83 a. Mapa de COT y Tmax de unidad superior Eagle Ford (Martínez, 2014)

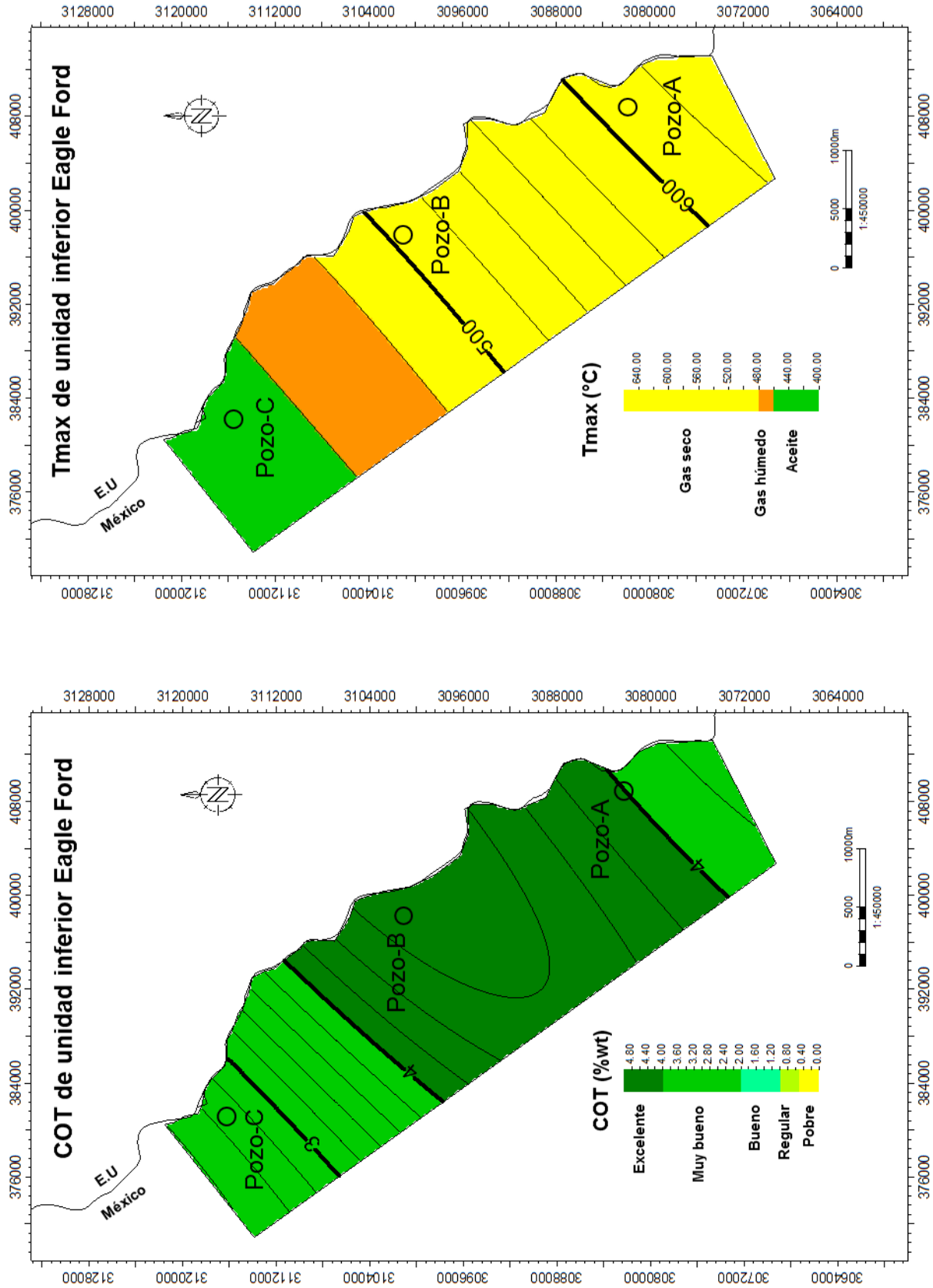


Figura 83 b. Mapa de COT y Tmax de unidad inferior Eagle Ford (Martinez, 2014)

Capítulo 5

Conclusiones y Recomendaciones

CAPÍTULO 5. Conclusiones y Recomendaciones

5.1 Conclusiones

Los yacimientos no convencionales tradicionalmente eran considerados solamente como rocas generadoras, pero al desarrollar técnicas y criterios específicos resultaron viables como objetivos de exploración y producción.

Particularmente en el play Eagle Ford se encontraron yacimientos no convencionales, donde iniciaron operaciones durante el año 2008, utilizando perforación y fracturamiento hidráulico en sentido horizontal; considerado costoso en su momento por los precios altos del gas.

En México, se inició en el año 2011, la exploración y extracción de gas en yacimientos no convencionales en la Formación Eagle Ford del Cretácico Superior (Cenomaniano-Turoniano), en la porción noreste de México.

Con las características litológicas, estratigráficas y estructurales en los pozos perforados A, B y C, se comprobó la posible extensión proveniente del suroeste de Texas en Estados Unidos, de las ventanas de gas seco, condensado y aceite hacia el noreste de México.

Estratigráficamente la Formación Eagle Ford presenta una secuencia de sedimentos predominantemente arcillo-carbonosos con alto contenido de materia orgánica, intercalados con calizas arcillosas.

El espesor en la Formación Eagle Ford hacia el noroeste es de 276 m, interpretando que es producto de un mayor aporte sedimentario que deriva hacia la Cuenca de Maverick y en dirección sureste el espesor varía gradualmente a 185 m, infiriendo que este es un adelgazamiento influenciado por la posible cercanía con el borde de plataforma del Albiano.

La columna sedimentaria presenta una diferencia estructural de aproximadamente 1000 m, presentando el pozo A mayor profundidad de la Formación Eagle Ford, ubicado al sureste, infiriendo que la carga sedimentaria puede ocasionar mayor presión y mayor maduración en la materia orgánica; hacia la dirección noroeste, el pozo C es el más somero, por lo que se interpreta que la carga sedimentaria provoque menor presión y menor maduración de la materia orgánica.

En los pozos A, B y C, en la Formación Eagle Ford se reconocieron dos unidades estratigráficas con características propias:

- Unidad superior, depositada en una regresión marina, conformada por intercalaciones de calizas con lutitas hacia la cima y en la base de la unidad

presentan lutitas con intercalaciones delgadas de calizas, con espesor promedio de 173 m.

- Unidad inferior, depositada en un sistema transgresivo de segunda orden, conformada principalmente por lutitas intercaladas con calizas, con un espesor promedio de 47 m.

Se identificaron en las unidades de la Formación Eagle Ford las siguientes litofacies:

- Unidad superior: facies de caliza arcillosa con microfósiles y facies de lutita calcáreo-carbonosa.
- Unidad inferior: predominio de facies de lutita calcáreo-carbonosa y en menor proporción, facies de caliza arcillosa con microfósiles.

Las facies son más calcáreas en el noroeste y gradúan a facies arcillosas hacia el sureste.

Las facies en las unidades de la Formación Eagle Ford, representan ambientes de mar somero de condiciones anóxicas, evidenciado por: 1) color oscuro, 2) alto contenido orgánico, 3) abundancia de foraminíferos planctónicos e *Inoceramus*, 4) ausencia de bentónicos y 5) laminaciones finas planares.

La unidad superior presenta facies proximales, que se extienden hacia el borde de plataforma en dirección sureste y faunísticamente abundan los foraminíferos planctónicos, característicos de ambientes oxigenados y proximales, transportados por oleaje.

La unidad inferior presenta cambio de facies desde lutitas calcáreo-carbonosas someras al noroeste hasta calizas arcillosas y materia orgánica hacia el sureste. Los sedimentos con foraminíferos planctónicos calcáreos, fueron transportados desde ambientes marinos abiertos hasta ambientes con oleaje y corrientes mínimas en zonas someras. La falta de bioturbación y el alto contenido de pirita en los sedimentos indican condiciones anóxicas en el piso marino.

Durante el Cenomaniano Superior a Turoniano, se interpreta un modelo paleosedimentario con predominio de un ambiente de plataforma en mar abierto, de aguas poco profundas, en condiciones anóxicas.

Las propiedades orgánicas en las unidades de la Formación Eagle Ford en los pozos A, B y C, tienen las características siguientes:

- Unidad superior: el contenido orgánico es de 1.95 a 3%, es de bueno a excelente; la madurez térmica (Tmax), indica un rango de 592 a 443°C (posible generación de gas seco y aceite); kerógeno del tipo III y IV de material carbonoso y algáceo.
- Unidad inferior: el contenido orgánico de 2.71 a 4.7, es excelente; madurez térmica (Tmax) de 609 a 454°C (posible generación de gas seco y aceite); kerógeno tipo de III-IV de material carbonoso y algáceo.

El contenido mineralógico en ambas unidades de la Formación Eagle Ford, muestra de sureste a noroeste una disminución de calcita de 65 a 46%, un incremento de cuarzo de 14 a 24% y, de arcilla de 14 a 19%. Aun así, ambas unidades tenderían a comportarse de manera dúctil y responderían bien a una estimulación hidráulica.

Con base en la interpretación en los mapas de propiedades geoquímicas, se considera a la **unidad inferior de la Formación Eagle Ford**, la que presenta mejores condiciones, con parámetros que indican un mayor porcentaje en los valores en el Contenido Orgánico Total (COT) de 2.71 a 4.7 %.

Por lo tanto, en la unidad inferior de la Formación Eagle Ford, los valores de Reflectancia de vitrinita (Ro), indican incertidumbre sobre la posible ventana de hidrocarburos; pero considerando los valores de las temperaturas de Tmax, es posible definir el siguiente potencial existente en el área:

- Potencial en **gas seco** en los pozos-A y B (609°C y 506 °C, respectivamente)
- En el pozo-C (con 454°C), se considera potencial de **aceite**.
- Y entre los pozos B y C se interpreta un intervalo de temperaturas Tmax de 480° C a 460° C, respectivamente, correspondiente con la ventana de **gas húmedo**.

No se elimina la posibilidad de un posible potencial en la unidad superior de la Formación Eagle Ford, que aunque indicó una disminución en el porcentaje de Contenido Orgánico Total (COT) y temperaturas Tmax, se presentan zonas de posible existencia de hidrocarburos en gas y aceite.

5.2 Recomendaciones

Los datos obtenidos del análisis de núcleos como el tipo de kerógeno, Contenido Orgánico Total (COT), la madurez orgánica (R_o y T_{max}) y mineralogía, son importantes parámetros, que pueden ayudar a calibrar y disminuir la incertidumbre en una evaluación petrofísica.

Los valores de R_o indican diferencias en su medición obteniendo una clasificación diferente a lo propuesto por Alexander et al. (2011) y Askenazi et al. (2013); por lo que se recomienda efectuar un segundo análisis de reflectancia de la vitrinita en un laboratorio alternativo.

Las propiedades petrológicas y mineralógicas de rocas de los yacimientos de lutitas, podrían vislumbrar zonas favorables de ser fracturadas, por lo tanto es recomendable en futuros pozos, considerar efectuar un análisis de Difracción de Rayos X (XRD), obtención registros de imágenes y sísmico dipolar.

Bibliografía

Bibliografía

Adams, R. L., and J. P. Carr. 2010. *Regional depositional systems of the Woodbine, Eagle Ford, and Tuscaloosa of the U.S. Gulf Coast*. Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions, v. 60, p. 3-27.

Adkins, W. S., 1932, *The Mesozoic systems in Texas; part 2 of the geology of Texas*, v. 1, stratigraphy, in E. H. Sellards, W. S. Adkins, and F. B. Plummer, University of Texas Bulletin No. 3232, 1007 p.

Akram Megal S., 2010, *Accounting for adsorbed gas and its effect on production behavior of shale gas reservoirs*. Thesis Master of Science, Texas A&M University. Petroleum Engineering, p. 1-127.

Alexander Tom, Baihly Jason, Boyer Chuck, Clark Bill, Jochen Valerie Le Calvez, Joel, Lewis Rick, Thaeler John, Toelle Brian, 2011, *Shale Gas Revolution*, Oilfield Review Autumn. Schlumberger, vol. 23, no. 3, p. 40-55.

Alixant J-L, Frewin N, Nederlof P y Al Ruwehy N, 1998, Characterization of the Athel Silicilyte Source Rock/Reservoir: Petrophysics Meet Geochemistry, Transcripciones del 39o Simposio Anual sobre Adquisición de Registros de la SPWLA, Keystone, Colorado, p. 1-30.

Allix P., Burnham A., Fowler T., Herron M., Kleinberg R., Symington B., 2011, *Extracción del petróleo contenido en las lutitas*, Schlumberger, Oilfield Review invierno, Vol. 22, no., 4, p. 1-12.

Ambrose, R. J., Hartman, R. C., Díaz-Campos, M., Akkutlu, I. Y., y Sondergeld, C. H., 2010, *New Pore-Scale Considerations for Shale Gas in Place Calculations*. SPE 131772, presentado en la Conferencia de Gas No Convencional de la SPE, Pittsburgh, Pensilvania, EUA, p. 1-20.

Anderson, T. H., and V. A. Schmidt, 1983. The evolution of Middle America and the Gulf of Mexico–Caribbean Sea region during Mesozoic time: Geological Society of America Bulletin, v. 94, p. 941–966.

Anderson, B., Barber, T., Luling, M., Sen. P., Taherian, and Klein, J., 2008, *Identifying Potential Gas-Producing Shales from Large Dielectric Permittivities Measured by Induction Quadrature Signals*, SPWLA Symposium, Edinburgh, Scotland, 25-28 May, 2008, p. 1-23.

Archie, G. E., 1942, *The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics*, American Institute Mining, Metallurgical, and Petroleum Engineering. 146, p. 54-62.

Askenazi Andres, Biscayart Pedro, Cáneva Matías, Montenegro Soledad y Moreno Marcos, YPF S.A, 2013, *Analogía entre la Formación Vaca Muerta y Shale Gas/Oil Plays de EEUU*. Society of Petroleum Engineers, SPE number, p.1-20.

Aquihuatl, P., & Yeyetzi, H., 2014. Evaluación del potencial del pozo A-1 del play no convencional Jurásico Superior (Formación Pimienta) en la Cuenca de Burgos.

Bebout, D. G., and R. G. Loucks, eds., 1977, *Cretaceous carbonates of Texas and Mexico: University of Texas*, Bureau of Economic Geology Report of Investigations 89, 332 p.

Bhuyan, K., and Passey, Q. R., 1994, *Clay Estimation from GR and Neutron-Density Porosity Logs*," SPWLA 35th Annual Logging Symposium, June 19-22, 1994, Paper DDD.

Bohacs, K.M., 1998, *Contrasting Expressions of Depositional Sequences in Mudstones from Marine to Non-marine Environs*, in Schieber, J., Zimmerle, W., and Sethi, P., eds., *Mudstones and Shales*, vol. 1, Characteristics at the Basin Scale: Stuttgart, Schweizerbart'sche Verlagsbuchhandlung, p. 32–77.

Bohacs, K. M., Grawbowski, G. J., Carroll, A. R., Mankeiwitz, P. J., Miskell-Gerhardt, K. J., Schwalbach, J. R., Wegner, M. B., and Simo, J. A, 2005, *Production, Destruction, and Dilution – the Many Paths to Source-Rock Development*, SEPM Special Publication 82, p. 61-101.

Bracken, B., 1984, Environments of deposition and early diagenesis, La Joya Formation, Huizachal Group red beds, northeastern Mexico, in W. P. S. Ventress et al., eds., *The Jurassic of the Gulf rim: Gulf Coast Section*, Society for Sedimentary Geology (SEPM), Proceedings of the Third Annual Research Conference, p. 19–26.

Boyer C., Kieschnick J., Suárez Rivera R., Lewis E. Richard, 2007, *Producción de gas desde su origen*, Oilfield Review Winter. Schlumberger. P. 1-14.

Cantú-Chapa, C. M., R. Sandoval-Silva, and R. Arenas-Partida, 1985, *Evolución sedimentaria del Cretácico Inferior en el norte de México*: Revista del Instituto Mexicano del Petróleo, v. 17, p. 14–37.

Cantú-Chapa, A., 1992, *The Jurassic Huasteca series in the sub-surface of Poza Rica, eastern Mexico*: Journal of Petroleum Geology, v. 15, p. 259–282.

Chan Phillip, Etherington John R., Aguilera Roberto. 2010. *A process to Evaluate Unconventional Resources*. SPE- 134602, Society of Petroleum Engineers, p. 1-12.

- Charleston, S., 1981, A summary of the structural geology and tectonics of the state of Coahuila, Mexico, in C. I. Smith, ed., Lower Cretaceous stratigraphy and structure, northern Mexico: West Texas Geological Society Publication 81-74, p. 28–36.
- Dawson, W. C., 1997, *Limestone microfacies and sequence stratigraphy: Eagle Ford Group (Cenomanian-Turonian) north-central Texas outcrops*: Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions, v. 47, p. 99-105.
- De Cserna, Z., 1979, *Cuadro tectónico de la sedimentación y magmatismo en algunas regiones de México durante el Mesozoico: Programas y resúmenes del V Simposio sobre la Evolución Tectónica de México*: Revista del Instituto de Geología, Universidad Nacional Autónoma de México, p. 11–14.
- De Cserna, Z., 1989, An outline of the geology of Mexico, in A. W. Bally and A. R. Palmer, eds., *The Geology of North America—An overview*, v. A: Geological Society of America, p. 233–264.
- Díaz G. Teodoro, 1952, *Geología Estructural del Anticlinal Peyotes*. Informe inédito PEMEX, p. 1-52.
- Dickinson, W. R., 1981, *Plate tectonic evolution of the Southern Cordillera*, in W. R. Dickinson and W. D. Payne, eds., *Relations of tectonics to ore deposits in the southern Cordillera*: Arizona Geological Society Digest, v. 14, p. 113–135.
- Donovan, A.D., and Staerker, T.S., 2010, *Sequence stratigraphy of the Eagle Ford (Boquillas) Formation in the subsurface of South Texas and outcrops of West Texas*: Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions, v. 60, p. 861-899.
- Dunham, R. J, 1962, *Classification of Carbonates-Rocks According to Depositional Texture. Classification of Carbonate Rocks*. American Association of Petroleum Geologists Memoir, 1, p. 50-121.
- Echanove E. Oscar, 1986, *Geología petrolera de la Cuenca de Burgos (parte I), consideraciones geológico-petroleras*. Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros (AMGP), Vol. XXXVIII, Núm. 1, p. 1-74.
- Eguiluz de Antuñano, S., and M. Aranda-García, 1984, *Economic oil possibilities in elastic rocks of the Neocomian along the southern margin of the Coahuila Island*, in J. L. Wilson, W. C. Ward, and J. Finneran, eds., *A field guide to Upper Jurassic and Lower Cretaceous carbonate platform and basin systems, Monterrey-Salttillo area, northeast Mexico: Gulf Coast Section*, Society for Sedimentary Geology (SEPM), p. 43–51.

Eguiluz de Antuñano, S., 2001. *Geologic evolution and gas resources of the Sabinas Basin in northeast Mexico*, in C. Bartolli, R. T. Buffler, and A. Cantú-Chapa, eds., *The Western Gulf of Mexico Basin: Tectonics, sedimentary basins and petroleum systems: AAPG Memoir 75*, p. 241-270.

Energy Information Administration (EIA), 2012. Recuperado de http://www.eia.gov/energy_in_brief/article/about_shale_gas.cfm

Energy Information Administration (EIA), 2014. Recuperado de <http://www.eia.gov/dnav/ng/hist/rngc1d.htm>
<http://www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=PET&s=RCLC1&f=D>

EIA/ARI, 2013. *World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment, II. México*. ARI (Advanced Resources International, Inc.), p. II-1-II-26.

Escalera A. José Antonio, 2010. *Estrategia, logros y desafíos de la exploración petrolera en México*. Academia de Ingeniería (ai) México, p. 1-67.

Espitalié J., y Bordenave M. L., 1993, *Rock-Eval Pyrolysis*, editions Bordenave: Applied Geochemistry. Paris: Éditions Technip, p. 237-261.

Espitalié J., Madec M., Tissot B., Mennig J. J., y Leplat P., 1977, *Source Rock Characterization Method for Petroleum Exploration*, OTC-2935, de la Conference Annual of Technology Marine, Houston, TX., p. 1-20.

Estrada H. Javier, 2013, *Desarrollo del gas lutita (Shale Gas) y su impacto en el mercado energético de México: Reflexiones para Centroamérica*, CEPAL Sede Subregional en México, cooperación alemana-Naciones Unidas, p. 1-118.

Fher W. R., 1930. *Reconnaissance report on area between Piedras Negras Villa Acuña and the Sierra del Burro –N.E de Coahuila*. Informe inédito PEMEX. 11-12 p.

Flügel, E., 2010, *Microfacies of carbonate rocks*, 2nd. Edition, New York, Springer-Verlag, ISBN 3-540-22016-X, p. 983.

Fortunato, K. S., 1982, *Depositional framework of the La Casita Formation (Upper Jurassic–lowermost Cretaceous) near Saltillo, Coahuila, Mexico*: Master's thesis, University of New Orleans, 198 p.

Freeman, V.L., 1961, *Contact of Boquillas Flags and Austin Chalk in Val Verde and Terrell Counties, Texas*, American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v. 45, p. 105-107.

García S, Roberto, 2013, *Auge en los yacimientos no convencionales en Norte América*. Recuperado de <http://www.nejasayoil.com>

Goldhammer, R. K., 1998a, *Second-order accommodation cycles and points of "stratigraphic turnaround": Implications for high-resolution sequence stratigraphy and facies architecture of the Cotton Valley Lime/Haynesville of the East Texas Salt Basin (abs)*: AAPG 1998 Annual Convention, Salt Lake City, Utah.

Goldhammer, R. K., 1998b, *Second-order accommodation cycles and points of "stratigraphic turnaround": Implications for carbonate buildup reservoirs in Mesozoic carbonate systems of the East Texas Salt Basin and south Texas*, in W. D. Demis and M. K. Nelis, eds., West Texas Geological Society Publication 98-105, p. 11–27.

Goldhammer R. K., P. J. Lehmann, R. G. Todd, J. L. Wilson, W. C. Ward, and C. R. Johnson, 1991, *Sequence stratigraphy and cyclostratigraphy of the Mesozoic of the Sierra Madre Oriental, northeast Mexico, a field guidebook*: Gulf Coast Section, Society for Sedimentary Geology (SEPM), 85 p.

Goldhammer, R. K., and C. A. Johnson. 2001. *Middle Jurassic-Upper Cretaceous paleogeographic evolution and sequence-stratigraphic framework of the northwest Gulf of Mexico rim*, in C. Bartolini, R. T. Buffler, and A. Cantú-Chapa, eds., *The western Gulf of Mexico Basin: Tectonics, sedimentary basins, and petroleum systems*: AAPG Memoir 75, p. 45-81.

Google Earth, 2014. *Localización de áreas. Data SIO, NOAA, U.S. Navy, NGA, GEBCO*. Recuperado de <http://www.google.es/intl/es/earth/index.html>

Gradstein F.M., Ogg J.G., Smith A.G., 2004. *A Geologic Time Scale*, Cambridge University Press. En referencia a los colores utilizados de acuerdo a Commission for the Geologic Map of the World (www.cgmw.org).

Guthrie, J.M., and Bohacs, K.M., 2009, *Spatial Variability of Source Rocks: a Critical Element for Defining the Petroleum System of Pennsylvanian Carbonate Reservoirs of the Paradox Basin, SE Utah*. In W.S Houston, L.L. Wray, and P. G Moreland, eds., *The Paradox Basin Revisited – New Developments in Petroleum Systems and Basin Analysis*, RMAG 2009 Special Publications – the Paradox Basin, p. 95-130.

Hackley, P.C., Dennen, K.O., Gesserman, R.M., and Ridgley, J.L., 2009b, *Preliminary Investigation of the Thermal Maturity of Pearsall Formation Shales in the Maverick Basin, South Texas*. U.S. Geological Survey AAPG Search and Discovery Article No. 110081.

- Hazzard, R. T., 1939, *The Centerpoint Volcanics of southwest Arkansas, a facies of the Eagle Ford of northeast Texas*: Shreveport Geological Society 14th Annual Fieldtrip Guidebook, Louisiana, p. 133-151.
- Hill, R. T., 1887, *The topography and geology of the Crosstimbers and surrounding regions in North Texas*: American Journal of Science, v. 33, no. 196, p. 291-303.
- Holguín Quiñones Noel. 1976. Estudio Geológico del Prospecto Santa Elena. Petróleos Mexicanos, informe inédito, p. 42-44.
- Humphrey, W. E., 1956, *Tectonic framework of northeast Mexico*: Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions, v. 6, p. 25–35.
- Imlay, R. W., 1936, *Evolution of the Coahuila Peninsula, México, part IV, geology of the western part of the Sierra de Parras*: Geological Society of America Bulletin, v. 47, p. 1091–1152.
- Imlay, R. W., 1943, *Jurassic formations of the Gulf regions*: AAPG Bulletin, v. 27, p. 1407–1533.
- Imlay, R. W., 1980, *Jurassic paleobiography of the conterminous United States in its continental setting*: U.S. Geological Survey Professional Paper 1062, 134 p.
- Jarvie, D. M., 1991, *Total Organic Carbon (TOC) Analysis*, edition Merrill R.K: Source and Migration Processes and Evaluation Techniques. Tulsa: AAPG, p. 113-118.
- Jarvie, D.M., Hill. R. J., Ruble, T. E., and Pollastro, R.M., 2007, *Unconventional Shale-gas Systems: The Mississippian Barnett Shale of North-central Texas as One Model for Thermogenic Shale-gas Assessment*, AAPG Bull. 91, p. 475-499.
- Kennedy, W.J., 1988, *Late Cenomanian and Turonian ammonite faunas from northeast and central Texas*. Special Paper in Paleontology 39:1-13.
- Kennedy, W.J. and Cobban, 1990, *Cenomanian ammonite faunas from the Woodbine Formation and lower part of the Eagle Ford Group, Texas*. Paleontology 33: p. 75-154.
- Kerans, C., W. M. Fitchen, L. C. Zahm, and K. Kemper, 1995, *High frequency sequence framework of Cretaceous (Albian) carbonate ramp reservoir analog outcrops, Pecos River Canyon, northwestern Gulf of Mexico Basin*: Field guidebook for the Carbonate Reservoir Characterization Research Laboratory, the Bureau of Economic Geology, University of Texas at Austin, 67 p.

Lehmann, C. T., 1997, Sequence stratigraphy and platform evolution of Lower Cretaceous Barremian-Albian carbonates of northeast Mexico: Ph.D. dissertation, University of California at Riverside, 261 p.

Lehmann, C., D. A. Osleger, and I. P. Montanez, 1998, *Controls on cyclostratigraphy of Lower Cretaceous carbonates and evaporites, Cupido and Coahuila platforms, northeastern Mexico*: Journal of Sedimentary Research, v. 68, p. 1109–1130.

Lehmann, C., D. A. Osleger, and I. P. Montanez, 2000, *Sequence stratigraphy of Lower Cretaceous (Barremian-Albian) carbonate platforms of northeastern Mexico: Regional and global correlations*: Journal of Sedimentary Research, v. 70, p. 373–391.

Limón G., M., 1989, *Evaluación geológico-geoquímica de la provincia de Chihuahua*: Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, v. 38, p. 3–58.

López-Ramos, E., 1981, *Paleogeografía y tectónica del Mesozoico en México*: Universidad Nacional Autónoma de México, Revista del Instituto de Geología Revista, v. 5, no. 2, p.158–177.

López-Ramos, E., 1985, Geología de México (3a Edición), Tomo 2: México City, Librerías Conacyt, 454 p.

Loucks, R.G. y Ruppel, S.C., (2007): *Mississippian Barnett Shale: Lithofacies and depositional setting of a deep-water shale-gas succession in the Fort Worth Basin, Texas*. AAPG Bulletin, Vol. 91, No. 4, p. 589-601.

Lueschen, H, 2011, *Black Sea Sediments*, Recuperado de <http://www.mbgc.icbm.de/HolgerL/BlackSea.html>

Márquez C. Benjamín. 1953. *Corte geológico de la Serranía del Burro y Sierra del Carmen entre Villa Acuña y Boquillas, norte de Coahuila*. Informe inédito PEMEX, p. 30-31.

Martin Ron, Baihly Jason, Malpani Raj, Lindsay Garret, y Atwood W. Keith. 2011. *Understanding Production from Eagle Ford-Austin Chalk System*. Society of Petroleum Engineers. SPE 145117, p. 1-28.

Marton, G., and R. T. Buffler, 1993, The southeastern Gulf of Mexico in the framework of the opening of the Gulf of Mexico Basin, in J. L. Pindell and B. F. Perkins, eds., *Mesozoic and Early Cenozoic development of the Gulf of Mexico and Caribbean region, a context for hydrocarbon exploration*: Gulf Coast Section, Society for Sedimentary Geology (SEPM), 13th Annual Research Conference Proceedings, p. 51–67.

- Martínez C. J. Francisco., 2014. *Estudio estratigráfico-geoquímico en petróleo y gas de lutitas de la Formación Eagle Ford, noroeste de Villa Hidalgo, Estado de Coahuila, noreste de México.* Tesis de maestría. UNAM., p. 1-335.
- McCarthy Kevin, Rojas K., Niemann M., Palmowski D., Peters K., Stankiewicz A., 2011, *La geoquímica básica del petróleo para la evaluación de las rocas generadoras.* Oilfield Review, verano 2011:23, no. 2, p. 1-12.
- McFarlan, E., and L. S. Menes, 1991, Lower Cretaceous, in A. Salvador, ed., *The Geology of North America*, v. J: Geological Society of America, p. 181–204.
- McGarity Heather Anne, 2013, *Facies and Stratigraphic Framework of the Eagle Ford Shale in South Texas:* Thesis University of Houston, p. 7-21.
- Meyer, B. I., and Nederlof, M. H., 1984, Identification of Source Rocks on Wireline Logs by Density/Resistivity and Sonic Transit Time/Resistivity Cross plots, AAPG Bulletin, 68, p. 121-129.
- Mixon, R. B., G. E. Murray, and G. T. Diaz, 1959, *Age and correlation of Huizachal Group (Mesozoic), state of Tamaulipas, Mexico:* AAPG Bulletin, v. 43, p. 757–771.
- Moran Zenteno, D., 1994. *The geology of the Mexican Republic: AAPG Studies in Geology no. 39*, 160 p.
- Mullen J., 2010. *Petrophysical Characterization of the Eagle Ford Shale in South Texas.* Canadian Society for Unconventional Gas / Society of Petroleum Engineers. CSUG/SPE 138145, p. 1-19.
- Mullen J., Lowry J. C, Nwabuoku K. C. 2010. *Lessons Learned Developing the Eagle Ford Shale.* Society of Petroleum Engineers. SPE 138446, p. 1-14.
- Oivanki, S. M., 1974, *Paleodepositional environments in the Upper Jurassic Zuloaga Formation (Smackover), northeast Mexico:* Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions, v. 24, p. 258–278.
- Ortega-Gutiérrez, Fernando, Mitre-Salazar, Luis M., Roldán-Quintana, J., Aranda-Gómez, José J., Morán-Zenteno, Dante, Alaníz-Alvarez Susana, A., Nieto-Samaniego, Ángel F. 1992. *Texto Explicativo de la Quinta Edición de la Carta geológica de la República Mexicana, Escala 1:2´000,000.* Instituto de Geología, Universidad Nacional Autónoma de México y el Consejo de Recursos Minerales, de la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal.
- Padilla y Sánchez, R. J., 1978, *Geología y Estratigrafía (Cretácico Superior) del límite suroeste del estado de Nuevo León:* Revista del Instituto de Geología, Universidad Nacional Autónoma de México, v. 2, no. 1, p. 37–44.

- Padilla y Sánchez, R. J., 1986, *Post-Paleozoic tectonics of northeast Mexico and its role in the evolution of the Gulf of Mexico*: Geofísica Internacional, v. 25, no. 1, p. 157–206.
- Palmer A.R., Geissman John, 1999. *Geologic Time Geological*. The Geological Society of America. Product code CTS004.
- Passey Q. R, Bohacs K. M, Esch W. L, Klimentidis R., y Sinha S., 2010. *From Oil-Prone Source Rock to Gas-Producing Shale Reservoir-Geologic and Petrophysical Characterization of Unconventional Shale Gas Reservoirs*. SPE- 131350, Society of Petroleum Engineers, p. 1-29.
- Pemex Exploración y Producción (PEMEX), 2010. *Provincias Geológicas de México*. Subdirección Técnica de Exploración. Informe Inédito, p. 1-18.
- Pemex Exploración y Producción (PEMEX), 2011. *Informe de hidrocarburos y paleontológico en pozos de la región noreste*. Informe Inédito, p.1-15.
- Pemex Exploración y Producción (PEMEX), 2012. *Informe de hidrocarburos y paleontológico en pozos de la región noreste*. Informe Inédito, p.1-20.
- Pemex Exploración y Producción (PEMEX), 2013. *Provincias Petroleras de México*. Subdirección Técnica de Exploración. Informe Inédito, p. 1-10.
- Peters, K. E., Cassa, M. R., 1994, *Applied Source Rock Geochemistry*, ed. Magoon and Dow: The Petroleum System-From Source to trap. Tulsa: The American Association of Petroleum Geologists, AAPG Memoir 60, p. 93-120.
- Peters, K. E., 1986, *Guidelines for Evaluating Petroleum Source Rock Using Programmed Pyrolysis*, AAPG Bulletin 70, no. 3 (marzo), p. 318-329.
- Pindell, J. L., 1985, *Alleghenian reconstructions and subsequent evolution of the Gulf of Mexico, Bahamas, and proto-Caribbean*: Tectonics, v. 4, p. 1–39.
- Pollastro Richard M., 2007. *Total petroleum system assessment of undiscovered resources in the giant Barnett Shale continuous (unconventional) gas accumulation, Fort Worth Basin, Texas*. AAPG Bulletin, V. 91, No. 4, p. 551-578.
- Pourciau Cardneaux, Austin, 2012. *Mapping of the oil window in the Eagle Ford Shale play of southwest Texas using thermal modeling and log overlay analysis*. Thesis, B.S., University of Mississippi, p. 1–83.
- Quezada Muñeton Juan M. y Sarmiento Bravo Rolando. 1999. *Tabla de Correlación Estratigráfica de la República Mexicana*. Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros (AMGP). Departamento General de Integración Geológica, Petróleos Mexicanos.

Qian Jialin y Jianqiu Wang, 2006, "World Oil Shale Retorting Technologies", *International Conference on Oil Shale: "Recent Trends in Oil Shale"*, Jordan, Paper RTOS-A118, China Petroleum University, Beijing, China, p. 1-20.

Railroad Commission of Texas (RRC), 2014, Eagle Ford Information. Recuperado de <http://www.rrc.state.tx.us/eagleford/index.php>

Rickman Rick, Mullen Mike, Petre Erick, Grieser Bill, and Kundert Donald, 2008. *A practical use for shale petrophysics for stimulation design optimization: all shale plays are not clones of the Barnett Shale*. SPE-115258, Society of Petroleum Engineers. p. 1-11.

Ross, C. S., H. D. Miser, H. D., and L. W. Stephenson, 1928, *Water-laid volcanic rocks of Early Cretaceous age in southwestern Arkansas, southeastern Oklahoma, and northeastern Texas*: U.S. Geological Survey Professional Paper 154, p. 175-202.

Salvador, A., 1987, *Late Triassic–Jurassic paleogeography and origin of Gulf of Mexico Basin*: AAPG Bulletin, v. 71, p 419–451.

Salvador, A., ed., 1991a, *The Gulf of Mexico Basin*: Geological Society of America, The geology of North America, v. J, 568 p.

Salvador, A., 1991b, Triassic-Jurassic, in A. Salvador, ed., *The Gulf of Mexico Basin*: Geological Society of America, The geology of North America, v. J, p. 131–180.

Salvador, A., 1991c, *Origin and development of the Gulf of Mexico basin*, in A. Salvador, ed., *The Gulf of Mexico Basin*: Geological Society of America, The geology of North America, v. J, p. 389–444.

Sedlock, R. L., Ortega-Gutiérrez Fernando, and Speed R. C., 1993, *Tectonostratigraphic terranes and tectonic evolution of Mexico*: Geological Society of America Special Paper 278, 153 p.

Sellards, E. H., Adkins, W. S., and Plummer, F. B. 1932. *The Geology of Texas*. The University of Texas Bulletin. Bureau of Economic Geology, No. 3232, Vol. I, Stratigraphy, p. 422.

Senftle, J. T., y Landis, C. R., 1991, *Vitrinite Reflectance as a Tool to Assess Thermal Maturity*, edition Merrill, R.K: *Source and Migration Processes and Evaluation Techniques*. Tulsa: AAPG, p. 119-125.

Servicio Geológico Mexicano (SGM), 2007, *Carta Geológica de la República Mexicana*, sexta edición.

Silver, B. A., 1963, *The Bluebonnet Member, Lake Waco Formation (Upper Cretaceous), Central Texas—A lagoonal deposit*: Baylor Geologic Studies Bulletin 4, Waco, Texas, 46 p.

Sociedad Geológica Mexicana-PEMEX (SGM-PEP), 2012, *Aceite y Gas en Lutitas, avances en la evaluación de su potencial en México*. Informe inédito. p. 1-62.

Smith, I. C., 1981, *Review of the geologic setting, stratigraphy, and facies distribution of the Lower Cretaceous in northern Mexico*, in C. I. Smith, ed., *Lower Cretaceous stratigraphy and structure, northern Mexico*: West Texas Geological Society Publication 81-74, p. 1–27.

Surles, M. A. 1987. *Stratigraphy of the Eagle Ford Group (Upper Cretaceous) and its Source-Rock Potencial in East Texas Basin*. Baylor Geological Studies, Bulletin No. 45, p. 1-61.

Tarango-Ontiveros, G., 1995, *Monografía Petrolera de la Cuenca de Sabinas, compilado y condensado, Informe Interno, PEMEX Exploración y Producción, Región Norte*, p. 1-60.

Tardy, M., J.-C. Carfantan, and C. Rangin, 1986, *Essai de synthèse sur la structure du México*: Bulletin Geological Society of France, v. 6, p. 1025–1031.

Telléz M. Mariano H., Alvarado C Adalberto, González G. Anselmo V., Leyva B. Elba N., Lara R. Joel, Robles A. Juan P., 2011, *Evaluación Geológico-Geoquímico de las lutitas gasíferas del Play K. Eagle Ford-Agua Nueva, en la Plataforma de Tamaulipas y la Cuenca de Sabinas y Burgos: un Play No Convencional*. Informe inédito PEMEX. p. 1-70.

Thyburg, B., Jahren, J., Winje, T., Bjorlykke, K., and Faleide, J. I., 2009, *From Mud to Shale: Rock Stiffening by Microquartz Cementation*, EAGE First Break, 27, February 2009, p. 53-59.

Tinker, S. W., 1982, *Lithostratigraphy and biostratigraphy of the Aptian La Peña Formation, northeast Mexico and South Texas (Part 1), and the depositional setting of the Aptian Pearsall–La Peña formations, Texas subsurface and northeast Mexico: Why is there not another Fairway Field? (Part 2)*: Master's thesis, University of Michigan, Ann Arbor, 80 p.

Tissot, B. P., and Welte, D. H., 1984, *Petroleum Formation and Occurrence*, Springer-Verlag: New York, p. 699.

Tucker, M.E., M.E., 2001, *Sedimentary petrology: An introduction to the origin of Sedimentary rocks*, 3rd. Edition, Blackwell Publishing, Oxford, p. 262.

U.S Geological Survey (USGS), 2011, *Photomicrograph Atlas*. Recuperado de: <http://energy.usgs.gov/Coal/OrganicPetrology/PhotomicrographAtlas.aspx>

- Wang Fred. 2008. *Production Fairway: Speed Rails in Gas Shale*. Presented at the 7th Annual Gas Shale Summit, Dallas, Texas, 6-7 May.
- Weidie, A. E., and J. D. Martinez, 1970, *Evidence for evaporate diapirism in northeastern Mexico*: AAPG Bulletin, v. 54, p. 655–661.
- William C. Dawson, 1997. *Limestone Microfacies and Sequence Stratigraphy: Eagle Ford Group (Cenomaniano-Turoniano) North-Central Texas Outcrops*. Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions. Vol. XLVII, p. 99-106.
- Wilson, J. L., 1981, *Lower Cretaceous stratigraphy in the Monterrey-Salttillo area*, in C. I. Smith, ed., *Lower Cretaceous stratigraphy and structure, northern Mexico*: West Texas Geological Society Publication 81-74, p. 78–84.
- Wilson, J. L., W. C. Ward, and J. Finneran, eds., 1984, *A field guide to Upper Jurassic and Lower Cretaceous carbonate platform and basin systems, Monterrey-Salttillo area, northeast Mexico*: Gulf Coast Section, Society for Sedimentary Geology (SEPM), 76 p.
- Wilson, J. L., 1990, Basement structural controls on Mesozoic carbonate facies in northeastern Mexico: A review, in M. Tucker et al., eds., *Carbonate platforms, facies, sequences and evolution*: International Association of Sedimentologists Special Publication no. 9, p. 235–255.
- Winker, C. D., and R. T. Buffler, 1988, *Paleogeographic evolution of early deep-water Gulf of Mexico and margins, Jurassic to Middle Cretaceous (Comanchean)*: AAPG Bulletin, v. 72, p. 318–346.
- World Energy Council (WEC), 2007, *Energy Information: “Survey of Energy Resources 2007”*, World Energy Council, Energy Information Centre.
- Young, K., and C. M. Woodruff, Jr. 1985, *Austin Chalk in its type area stratigraphy and structure*: Austin Geological Society Guidebook 7, Texas, 88 p.
- Zahm, L. C., 1997, *Depositional model and sequence stratigraphic framework for upper Albian/lower Cenomanian carbonate ramp, western Comanche shelf, Texas*: Master’s thesis, University of Texas at Austin, 134 p.
- Zwanzinger, J. A., 1979, *Provincias Mesozoicas Productoras en el Noreste de México*: Ingeniería Petrolera, v. 19, no. 3, p. 35–40