



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS
DE LA TIERRA**

**“Evaluación del potencial del pozo A-1
del play no convencional Jurásico
Superior (Formación Pimienta) en la
Cuenca de Burgos”**

TESIS

**Que para obtener el título de
Ingeniera Geóloga**

Presenta:

Hatziry Yeyetzi Pérez Aquiahuatl

Director:

M. en C. Noé Santillán Piña



México D.F. 2014

Agradecimientos

Primero que nada a Dios por permitirme ver terminada una de mis muchas metas que tengo en la vida y por ponerme en el lugar correcto.

A mis padres por darme las bases y guiarme en este proceso de mi vida, por todo su cariño, comprensión y amor estos años; sobre todo a mi mamá, por enseñarme a ser una guerrera y por siempre alentarme a cumplir esta meta que, aunque la veía muy lejos, la pude terminar, gracias por confiar en mí. Te amo.

A mis hermanas por todo su cariño y amor. Naye, me enseñaste que nunca te debes rendir y que hay que luchar hasta el final por cumplir tus sueños; Yuri, de ti aprendí que aunque la vida no es fácil, tú puedes hacerla fácil, y que siempre hay que tener una sonrisa. De verdad, son unas guerreras, las amo y las admiro demasiado.

A mis tías y abuelos por darme el apoyo más importante que una familia puede dar: su amor, comprensión y cariño. Los amo.

A mis amigos Angy, Chuvy, Donovan, Reynaldo, Memo, Karen, Christopher, Nacho, Andrés, Poblano, Angel, Louigi y Víctor por todo este tiempo compartido, de verdad la mejor época de mi vida, por todas las aventuras y locuras que pasamos, los amo. En especial a: Ángeles Vázquez por ser mi mejor amiga y por siempre estar conmigo en todo momento, porque en el transcurso de estos años te volviste mi hermana, gracias por todo. A Chuvy por todo el apoyo que me diste, por brindarme tu amistad y ayudarme en todo. A César que aunque no estuviste como compañero de carrera, sí estuviste en esta etapa de mi vida, por brindarme tu amistad, cariño y apoyo, por convertirte en mi hermanito, te amo.

Agradecimientos

A mis maestros por compartirme sus conocimientos, su paciencia, su tiempo, sus consejos y por brindarme su amistad. A mis sinodales Ing. Martell, Ing. Arellano, Ing. Aguayo por todas las enseñanzas que me dieron. Al Ing. Arcos por su enseñanza y su amistad. Y en especial al Maestro Noé Santillán Piña por brindarme todo su apoyo en la elaboración de esta tesis, su tiempo en la corrección de la misma, pero sobre todo por su amistad.

A la Universidad Nacional Autónoma de México por ser mi segunda casa, por sus enseñanzas dentro y fuera de las aulas, por darme las herramientas para tener una mejor oportunidad laboral.

Agradecimientos

A mi madre Ofelia Aquiahuatl Sosa por ser una guerrera, "Una madre no es una persona en la que puedas apoyarte, sino una persona que hace que no necesites apoyarte en nadie".

Índice

Resumen	i
Abstract	iii
1. Generalidades	1
1.1 Introducción	1
1.2 Objetivos	3
1.3 Hidrocarburos no convencionales	3
1.3.1 Lutitas bituminosas	6
1.3.2 Arenas bituminosas	6
1.3.3 Gas en areniscas compactas	7
1.3.4 Hidratos de gas	8
1.3.5 Gas en capas de carbón	9
1.4 Trabajos geológico-petroleros previos	10
2. Lutitas Aceitíferas/Gasíferas (Shale Oil/Gas)	12
2.1 Shale oil/gas	12
2.1.1 Propiedades petrofísicas	17
2.1.2 Ambientes de formación	19
2.1.3 Generación de hidrocarburos en lutitas (contenido y tipo de materia orgánica, madurez térmica y geoquímica)	21
2.2 Antecedentes de exploración y explotación en lutitas gasíferas	26
2.2.1 Lutita Barnett, E.U.A.	26
2.2.2 Lutita Marcellus, E.U.A.	28
2.2.3 Lutita Fayetteville, E.U.A.	29
2.2.4 Lutita Woodford, E.U.A.	30
2.2.5 Lutitas gasíferas en Canadá	31
3. Yacimientos de lutitas gasíferas en México y en el mundo	33
3.1 Cuencas gasíferas en el mundo	33
3.2 Cuencas gasíferas en México	40
3.3 Potencial mundial de las lutitas gasíferas	46
4. Provincia Petrolera de Burgos	50
4.1 Ubicación	51
4.2 Marco estratigráfico y ambientes de depósito	52
4.3 Marco tectónico-estructural	61

Índice

4.3.1 Geología estructural	61
4.3.2 Evolución tectónica	65
4.4 Plays no convencionales	67
4.4.1 Plays en el área de Burgos	69
4.4.1.1 Formación Eagle Ford (Play Cretácico Superior)	70
4.4.1.2 Formación Pimienta (Play Jurásico Superior)	72
5. Pozo no Convencional A-1	79
5.1 Localización	79
5.2 Espesor de unidades y litofacies	83
5.3 Descripción litológica del Núcleo 1 / Petrografía	86
5.3.1 Litología del Núcleo 1 (2104.0-2121.66 m.)	87
5.3.2 Petrografía	88
5.4 Análisis geoquímico	104
5.5 Interpretación sísmica	114
Conclusiones y Recomendaciones	119
Bibliografía	121

Resumen

Hoy en día la industria global de la energía está enfrentándose a un crecimiento tanto de los precios como de la demanda. Por este motivo, en algunas partes del mundo ya no es suficiente producir aceite y/o gas sólo de yacimientos convencionales, por lo que se han estado desarrollando tecnologías para extraer aceite/gas de yacimientos no convencionales con buenos resultados técnicos y económicos.

Uno de los principales yacimientos no convencionales son las lutitas aceítíferas/gasíferas (Shale Oil/Gas), que son un fenómeno que ha cobrado importancia a nivel mundial al contribuir de manera sustancial a la producción de hidrocarburos, tanto que países como México están empezando a explorar cuencas sedimentarias que en su columna estratigráfica tienen lutitas, con el propósito de extraer estos recursos, teniendo amplias posibilidades de éxito.

Existen seis tipos de yacimientos no convencionales: lutitas bituminosas, arenas bituminosas, gas en areniscas compactas, hidratos de gas, gas metano del carbón y lutitas aceítíferas/gasíferas.

Cabe mencionar que un factor importante a considerar en el estudio de estas últimas, es el conocimiento de sus propiedades petrofísicas, las cuales están determinadas por el ambiente de formación en donde se da este tipo de yacimiento, así como por las condiciones geológicas para que la lutita genere aceite y gas.

Dichas condiciones favorables han generado secuencias importantes de lutitas gasíferas a nivel mundial, destacando, en el caso de México, los probables yacimientos en las cuencas de Chihuahua, Sabinas-Burro-Picachos, Burgos, Tampico-Misantla y Veracruz.

Resumen

Las lutitas aceitíferas/gasíferas representan un recurso importante en la Cuenca de Burgos, en donde destaca el potencial del Play Jurásico Superior Pimienta, el cual fue evaluado mediante el estudio del pozo A-1, realizando el análisis de las unidades y litofacies presentes en el núcleo 1, al cual se le realizó una descripción litológica y petrográfica, información que fue complementada con análisis geoquímicos.

El potencial del pozo A-1 del Play no convencional del Jurásico Superior es bueno, lo cual se sustenta, primero, por la litología que mostró el núcleo 1, que está compuesta de lutitas carbonosas y calizas arcillosas; y, en segundo lugar, por la geoquímica presentada: COT de 2.0% a 4.0 %, lo que significa que es muy bueno; y Ro que varía entre 0.7 a 0.9, lo que representa que es maduro.

Abstract

Global energy industry is facing up a growth in prices and demand, that's why it is not enough to produce oil and/or gas from conventional deposits only. Due to this, some technologies have been developed to extract oil/gas from non-conventional deposits, having good results.

One of the main non-conventional deposits is the shale oil/gas that has become very important on contributing to the production of hydrocarbons; that's why countries as Mexico started to explore shale areas to extract this resource successfully.

There are six types of non-conventional deposits: bituminous shales, oil sands, tight sandstones gas, gas hydrates, coalbed methane, and shale oil/gas.

It is important to mention that there is a relevant factor to be considered on studying shale oil/gas, the knowledge of its petrophysical properties, which are determined by the environment of the deposit, as well as geological conditions that make shales produce oil and gas. These conditions have generated important sequences of shale oil/gas in the whole world, such as the deposits located in the basins of Chihuahua, Sabinas-Burro-Picachos, Burgos, Tampico-Misantla, and Veracruz in Mexico.

Shale oil/gas is an important resource in Burgos Basin, whose potential was evaluated from a study of the A-1 well by analyzing the units and lithofacies of the core 1. Once a lithological and petrographic description of the core was made, information was complemented with a geochemical analysis.

Abstract

The potential of the A-1 well is good. First, the lithology of the core 1 is composed by carbonaceous shales and clay limestones; secondly, the geochemistry shows the TOC from 2.0 % to 4.0%, that is good; and also the Ro varies between 0.7 and 0.9, which represents its high maturity.

Capítulo 1

Generalidades

1.1 Introducción

El negocio del aceite/gas en lutitas es un fenómeno que ha cobrado importancia a nivel mundial a partir de la búsqueda de soluciones para la demanda futura de energéticos.

El aceite/gas en lutitas ha tomado fuerza a partir de la década de los 90's; siendo principalmente Estados Unidos de América el país que ha obtenido la mayor producción de gas a partir de yacimientos no convencionales, convirtiéndose en el pionero en la exploración y explotación de estos recursos.

La máxima producción de petróleo en los Estados Unidos alcanzó los 9.6 MMbd en 1970, observándose una declinación hacia el 2008 y un repunte en 2012 con la entrada de campos no convencionales de aceite en lutitas (shale oil) (**Figura 1.1**).

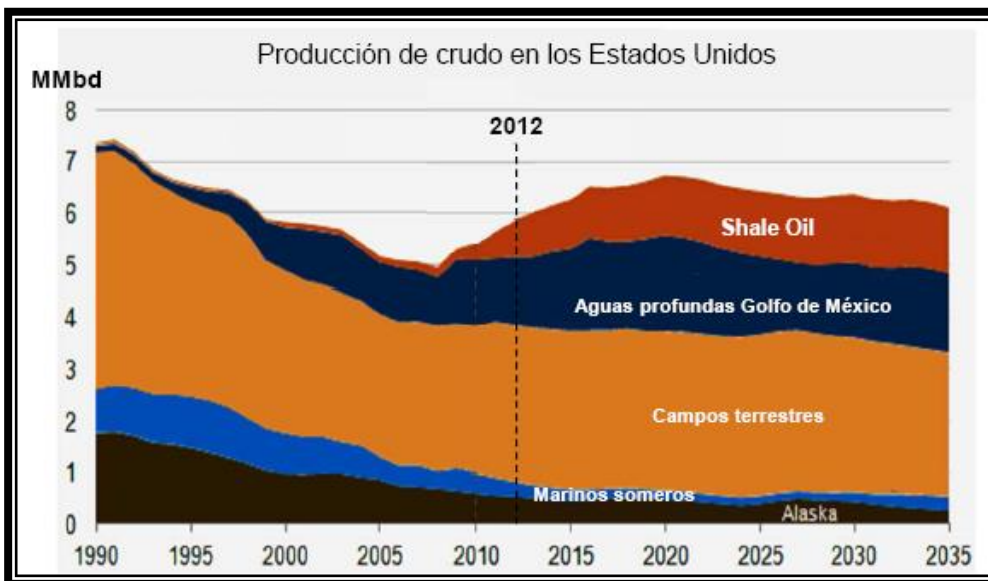


Figura 1.1. Producción de crudo en E.U.A. (Escalera, 2012).

Capítulo 1

Generalidades

La producción de gas en E.U tendrá en el futuro una contribución mayoritaria del gas en lutitas (Shale Gas) con un 32% aproximadamente y de gas en areniscas compactas (Tight Gas) con un 25 % aproximadamente (Escalera, 2012) **(Figura 1.2)**.

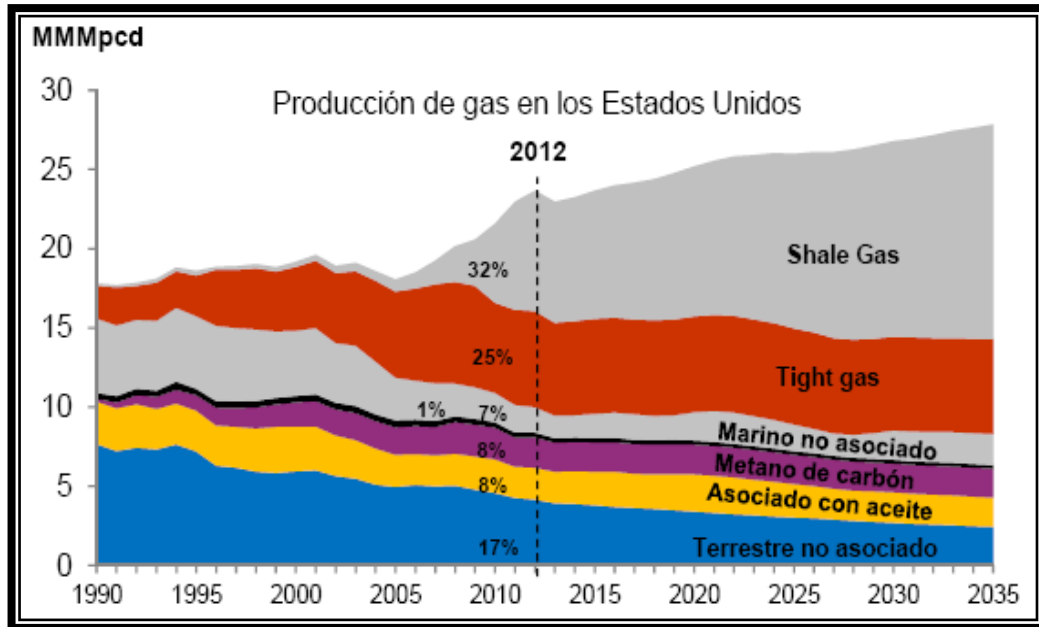


Figura 1.2. Producción de gas en E.U.A. (Escalera, 2012).

Pero debido a los bajos precios del gas se está dando un cambio hacia la búsqueda y explotación de yacimientos con mayor contenido de líquidos. La producción de aceite/gas en lutitas consiste en explotar estos recursos desde la roca generadora, misma que al contener un alto porcentaje de materia orgánica y estar sometida a condiciones de temperatura y presión adecuadas, genera aceite/gas que se almacena en sus reducidos poros. La producción de aceite/gas en lutitas dio un salto con el desarrollo de nuevas tecnologías, las cuales permitieron un óptimo desarrollo en los campos de este recurso; estas tecnologías fueron la perforación horizontal y el fracturamiento hidráulico (Escalera, 2012).

Capítulo 1

Generalidades

En México hay muchas posibilidades de tener éxito en la exploración y explotación de estos recursos; ya que la información de los estudios realizados en las Cuencas de Sabinas, Burgos y Chihuahua sobre las propiedades y condiciones de sus rocas generadoras, permiten pensar que en un futuro se puede tener éxito en el aprovechamiento de estos recursos no convencionales de hidrocarburos.

A pesar de los posibles beneficios que traería la extracción de este aceite/gas, existen diversos estudios medioambientales que intentan demostrar lo devastador que podría llegar a ser su extracción.

1.2 Objetivos

-Definir la importancia de los hidrocarburos no convencionales, en específico sobre las lutitas aceítíferas/gasíferas (shale oil/gas), y sobre el gran potencial que hay en nuestro país para su explotación.

-Evaluar el potencial del pozo A-1 del play del Jurásico Superior Pimienta en la Cuenca de Burgos.

1.3 Hidrocarburos no convencionales

Para poder definir qué son los hidrocarburos no convencionales se tiene primero que hablar sobre qué son los hidrocarburos convencionales. Los hidrocarburos convencionales son aquellos que se extraen de depósitos naturales y que reúnen varios factores: rocas

Capítulo 1

Generalidades

que dan origen al petróleo (rocas generadoras), rocas que almacenan el petróleo (rocas almacenadoras), una secuencia que pueda entrapar el petróleo (trampa), rutas de migración, una secuencia que actúe como sello y no permita que el petróleo se mueva (roca sello), además de la sincronía. Todos estos factores son los elementos que conforman el Sistema Petrolero (**Figura 1.3**).

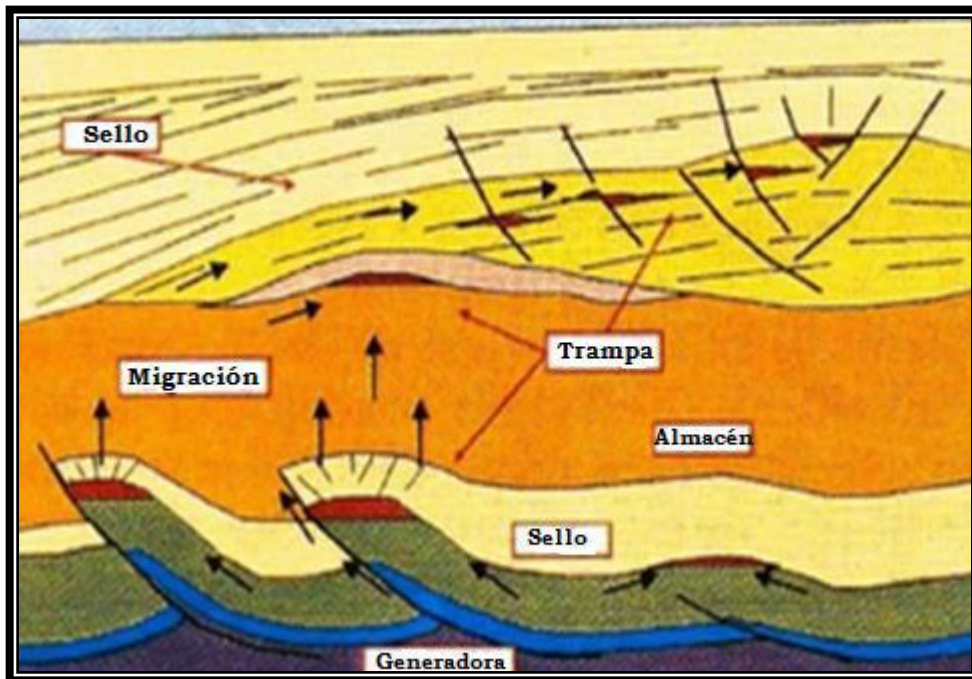


Figura 1.3. Elementos del Sistema Petrolero (Martell, 2010).

Por lo tanto, los hidrocarburos no convencionales son aquellos que se pueden extraer de depósitos que tienen solamente uno o dos factores del sistema petrolero. Este término se refiere a los sedimentos que actúan al mismo tiempo como yacimiento y como fuente de hidrocarburos. Este tipo de yacimientos cubren un área muy extensa y generalmente no están confinados a una estructura geológica, además de tener un

Capítulo 1

Generalidades

elevado costo debido a lo complicado que resulta su extracción; sin embargo, en los últimos años, dado el aumento en el precio del crudo y gas explotado de yacimientos convencionales, se han estado desarrollando tecnologías en varios países para extraer hidrocarburos de acumulaciones no convencionales con buenos resultados técnicos y económicos.

En la actualidad se han identificado seis tipos de yacimientos de hidrocarburos no convencionales: lutitas bituminosas, arenas bituminosas, gas en areniscas compactas, hidratos de gas, gas metano del carbón y aceite/gas de lutitas (**Figura 1.4**).



Figura 1.4 Pirámide que representa los costos relativos de extracción de los principales tipos de yacimientos no convencionales (Sánchez, 2012).

1.3.1 Lutitas Bituminosas

También conocidas como aceite de lutitas. Es un energético de enormes reservas a nivel mundial. Estados Unidos posee el 65% de las reservas mundiales de este tipo de recurso no convencional, aunque la explotación comercial de este energético se realiza en muchos países del mundo, siendo Estonia el país que actualmente lo utiliza más. En México existen varias cuencas sedimentarias con este recurso que deben investigarse para conocer su potencial real.

1.3.2 Arenas Bituminosas

También conocidas como arenas de aceite, es una combinación de arcilla, arena, agua y de bitumen con aceite negro, viscoso y pesado (**Figura 1.5**). Las arenas bituminosas se pueden explotar mediante sistemas de minería y procesarse para extraer el bitumen rico en aceite, que después se refina para obtener sólo aceite.

Se considera que es un recurso no convencional porque el hidrocarburo es tan viscoso que no puede fluir. Los depósitos conocidos más grandes del mundo de este tipo de recurso se encuentran en Canadá (Alberta) y Venezuela; aunque se considera que un gran volumen de este tipo de hidrocarburos se encuentra en varios países en el Medio Oriente. En México, existen pocas posibilidades de encontrar este tipo de recurso en el este del país, probablemente en Tamaulipas.



Figura 1.5. Arenas bituminosas (Hernández, 2009).

1.3.3 Gas en areniscas compactas

Las areniscas compactas son arenas que tienen muy pocos poros de tamaño súper capilar (**Figura 1.6**), por lo que pueden almacenar y producir gas en forma no convencional. En Estados Unidos se han desarrollado tecnologías para fracturar la roca y de esta manera extraer el suficiente gas para que puedan ser explotadas. En México se tienen arenas compactas que pueden contener gas en varias cuencas, como son la de Chihuahua, Coahuila, Sabinas, Burgos, Veracruz, Comalcalco, Macuspana y los de mayor potencial se encuentran en Chicontepec.

Capítulo 1

Generalidades

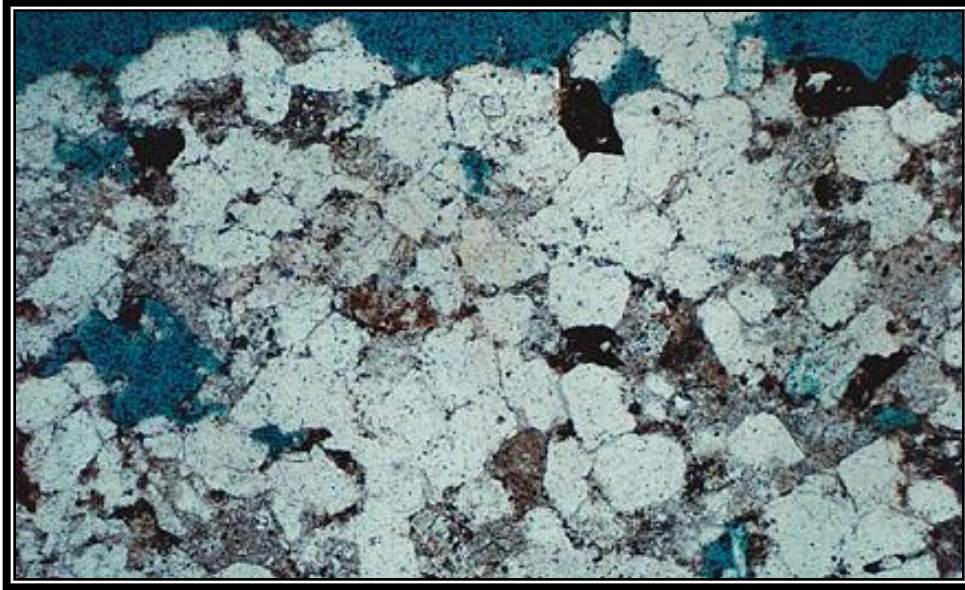


Figura 1.6 Muestra petrográfica de arenisca compacta en donde se observa la baja porosidad intergranular (Hernández, 2009).

1.3.4 Hidratos de gas

Son una mezcla de gas (metano) y agua que se acumulan en estado sólido bajo ciertas condiciones de alta presión y baja temperatura (**Figura 1.7**). Se ha comprobado que existen sólo dos lugares en donde se tienen estos recursos; la primera bajo tierra en latitudes extremas con bajas temperaturas como Siberia, y la segunda bajo el lecho del fondo marino en distintos lugares de los océanos, en aguas profundas.

Son sustancias sólidas que se asemejan al color del hielo; y se forman a temperaturas sobre el punto de congelación del agua. Generalmente todos los gases (exceptuando el hidrógeno, el helio y el neón) forman hidratos, no obstante, los más conocidos y abundantes en la naturaleza son los hidratos de metano. “Los depósitos de este recurso han sido descubiertos en distintas partes de los océanos y en regiones polares, siendo las más estudiadas e investigadas las que se encuentran frente a las costas de Japón, E.U. y Canadá. En México se han identificado grandes volúmenes de

Capítulo 1

Generalidades

hidratos de metano en aguas profundas del Golfo de México, en el Pacífico y en el Golfo de California, los que ya están siendo investigados por proyectos iniciados en el Instituto de Oceanografía de la UNAM” (Hernández, 2009).



Figura 1.7 Hidrato de Metano
(http://www.oar.noaa.gov/spotlite/2007/spot_gashydrates07.html).

1.3.5 Gas en capas de carbón

De la misma manera como el gas metano se libera del carbón en minas (gas grisú), también se libera en pozos perforados que atraviesan los depósitos de carbón en el subsuelo, pero de una manera más controlada. El gas metano de carbón es gas natural que contiene prácticamente 100% de metano (CH_4) y es producido desde los mantos en yacimientos de carbón. “Es producido a menudo en mantos de poca profundidad junto con grandes volúmenes de agua de calidad variable; generado y almacenado en vetas de carbón; y su producción se realiza mediante pozos que permiten que el gas y el agua fluyan a la superficie” (Hernández, 2009).

Capítulo 1

Generalidades

Los recursos potenciales de gas en carbón documentados en Estados Unidos y Canadá son enormes, estimados en 770 billones de pies cúbicos, siendo la Cuenca Sedimentaria Oeste de Canadá la más grande, con más de 500 millones de pies cúbicos. Las reservas probadas de esta fuente de gas en Estados Unidos son aproximadamente de 20 billones de pies cúbicos. Las cuencas con carbón en México que tienen las mayores posibilidades para producir gas metano son las de los estados de Coahuila (por ejemplo, Sabinas y Río Escondido), Tlaxiaco y Guerrero-Morelos.

1.4 Trabajos geológicos-petroleros previos

El desarrollo tan rápido de gas no convencional proveniente de lutitas causó una gran revolución en el mercado internacional. La producción de lutitas gasíferas pasó de representar 2% de la producción de gas seco en E.U en el año 2000 a más de 35% en la actualidad. En cuanto al aceite en lutitas, este recurso se perfila como la nueva revolución de los mercados energéticos, en 2011, aportó alrededor de 12% de la producción nacional de crudo de E.U.A (SENER, 2012).

E.U.A. fue el pionero en materia de investigación acerca de la extracción rentable de este gas. La exploración de aceite/gas de lutitas comenzó en el año de 1821, cuando se perforó el primer pozo comercial de gas de lutitas en Fredonia, Nueva York, pero en 1859, debido al éxito de la perforación y producción del pozo de petróleo Drake, la actividad de la lutita perdió importancia y su desarrollo fue relegado.

A mediados de 1970, el Departamento de Energía de ese país realizó una serie de acuerdos con empresas privadas para el desarrollo de tecnologías para la extracción de gas natural, lo cual permitió que ya, entre 1980 y 1990, la compañía Mitchell Energy and

Capítulo 1

Generalidades

Development se aventurara a hacer de la extracción profunda de lutitas gasíferas una realidad comercial en la cuenca de Barnett Shale en Texas, lo que despertó el interés de muchos países, los cuales empezaron la investigación y explotación de este recurso. El éxito de esta empresa permitió la inclusión de otras compañías, de tal manera que para el año 2005, Barnett Shale estaba produciendo casi medio trillón de pies cúbicos por año de gas natural. Con estos resultados, junto con los obtenidos en otras cuencas de E.U.A., se confirmaba lo que los productores anhelaban: la producción de gas en lutitas como una alternativa rentable y comercial.

Australia se destaca entre todos los países como aquél con mayores oportunidades de desarrollar gas en lutitas a corto plazo, debido a que ya cuenta con las instalaciones necesarias para su producción; mientras que Argentina y Brasil resultan ser los países de América Latina que mayor oportunidad de explotar gas en lutitas tienen a corto y mediano plazo; en cuanto a Japón y Corea del Sur incrementarían su demanda, por lo que tendrían una participación importante en las importaciones de gas natural.

En Perú, no se han realizado trabajos de búsqueda de gas en lutitas, sólo la empresa Maple realizó, hasta ahora, el único descubrimiento potencial de gas en lutitas proveniente del pozo Santa Rosa 1X y el pozo Cashiboya 1X en su lote 31-E en Loreto. Canadá inició su producción en 2005; en tanto que China comenzó actividades de perforación en 2009 (SNMPE, 2012).

En México, PEMEX inició los trabajos exploratorios de lutitas gasíferas a principios del año 2010, identificando 5 provincias geológicas con potencial para producir hidrocarburos (Chihuahua, Sabinas-Burro-Picachos, Burgos, Tampico-Misantla y Veracruz).

Capítulo 2

Lutitas Aceitíferas/Gasíferas (Shale Oil/Gas)

2.1 Lutitas aceitíferas/gasíferas

Las lutitas son rocas sedimentarias compuestas por partículas del tamaño de la arcilla y del limo, depositadas en mares, lagos y lagunas principalmente; representan el grupo más abundante de rocas sedimentarias que existen en la Tierra. Las partículas de estas rocas son tan pequeñas que no pueden identificarse con facilidad sin grandes aumentos y, por esta razón, resulta más difícil estudiar y analizar que la mayoría de las otras rocas sedimentarias.

Normalmente las lutitas sirven como rocas generadoras de los hidrocarburos los que en algunos casos migran hacia los yacimientos permeables, y actúan como sellos para el entrapamiento de petróleo y gas en los sedimentos infrayacentes de los yacimientos convencionales. Los geólogos que realizan estudios para la industria petrolera comenzaron a investigar un tipo específico de lutitas; las lutitas ricas en materia orgánica. Si muestran las características adecuadas, estas lutitas tienen el potencial para actuar no sólo como generadoras de hidrocarburos, sino también como fuentes para explotar. Estas lutitas con alto contenido de materia orgánica (más del 2% de carbono orgánico total) son secuencias arcillosas que contienen suficiente materia orgánica para generar aceite/gas cuando se encuentran a grandes profundidades y con alta temperatura; pero este gas se queda en la propia lutita debido a su baja permeabilidad y a factores que han permitido que el hidrocarburo no migre a otras rocas (**Figura 2.1**). Estos yacimientos, por lo tanto,

Capítulo 2

Lutitas Aceitíferas/Gasíferas (Shale oil/gas)

se definen como un sistema (play) de rocas arcillosas ricas orgánicamente y de baja permeabilidad, que actúan a la vez como generadoras, almacenadoras, trampa y sello.

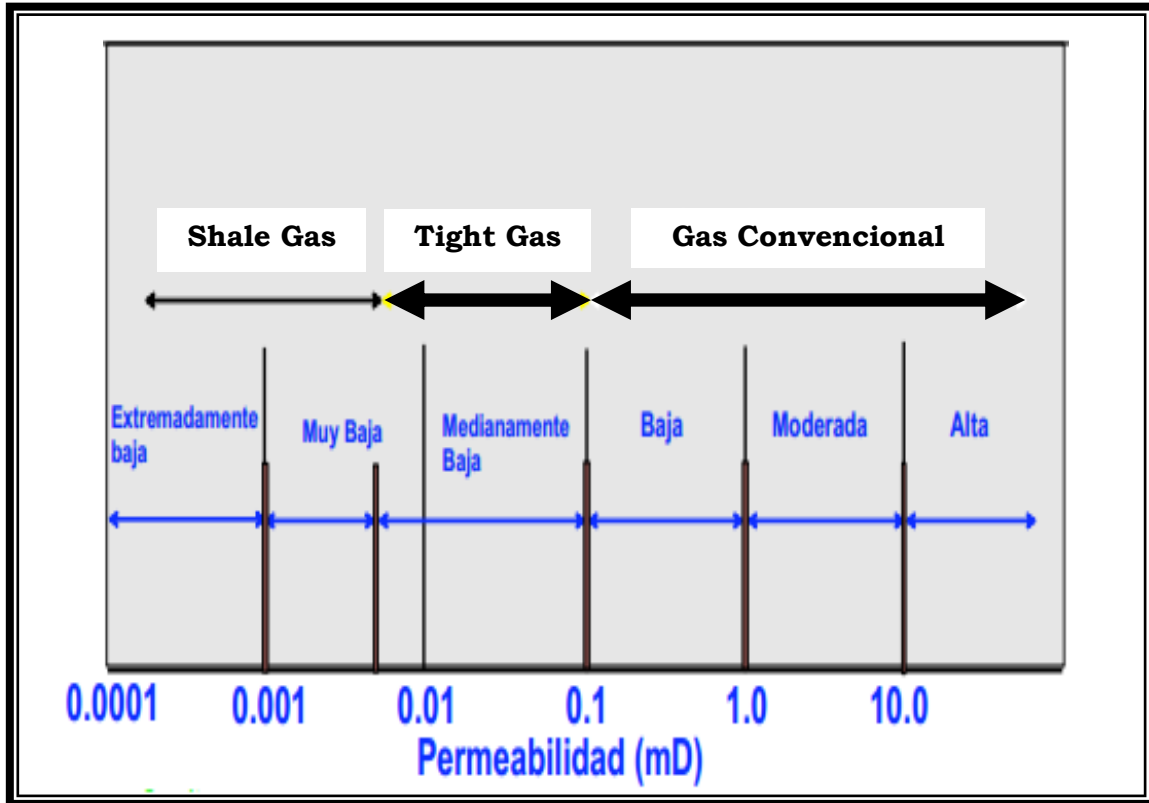


Figura 2.1. Valores de permeabilidad de lutitas gasíferas, en areniscas compactas con gas (Tight Gas) y gas convencional (CSCIM, s/a).

En los últimos años se han desarrollado tecnologías que permiten fracturar las lutitas, por lo que es posible la liberación del aceite/gas y de esta forma producir cantidades que sean rentables. Los avances recientes en materia de perforación y terminación de pozos, particularmente en áreas de perforación horizontal, tubería flexible, operaciones de disparos y fracturamiento hidráulico, y pozos multilaterales, están ayudando a que las compañías petroleras exploten de manera más eficiente este recurso (**Figura 2.2**).

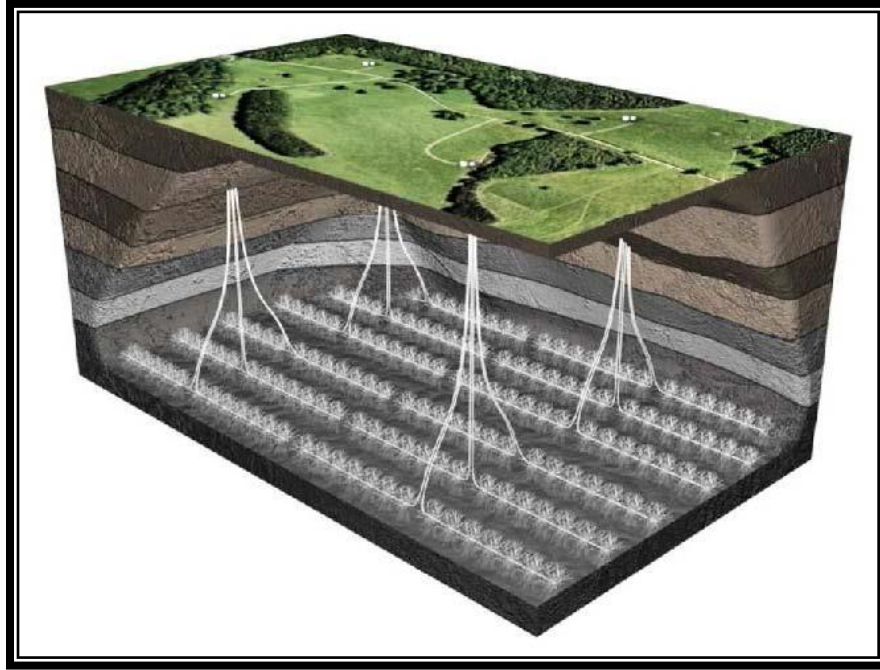


Figura 2.2. Desarrollo masivo con pozos horizontales multifracturados (Escalera, 2012).

Para considerar un play no convencional de aceite y gas en lutitas se deben cumplir al menos las siguientes características de la roca (**Figura 2.3**):

- Riqueza orgánica total: $COT > 2$
- Rangos de madurez térmica: $R_o: 1.5 - 1.2$
- Litología arcillosa intercalada con calizas o rocas clásticas con propiedades mecánicas favorables para el fracturamiento hidráulico.
- Aceite y/o gas libre en los espacios porosos (micro, nanoporosidad) y fracturas.
- Gas absorbido en el kerógeno y en las partículas arcillosas.

Capítulo 2

Lutitas Aceitíferas/Gasíferas (Shale oil/gas)

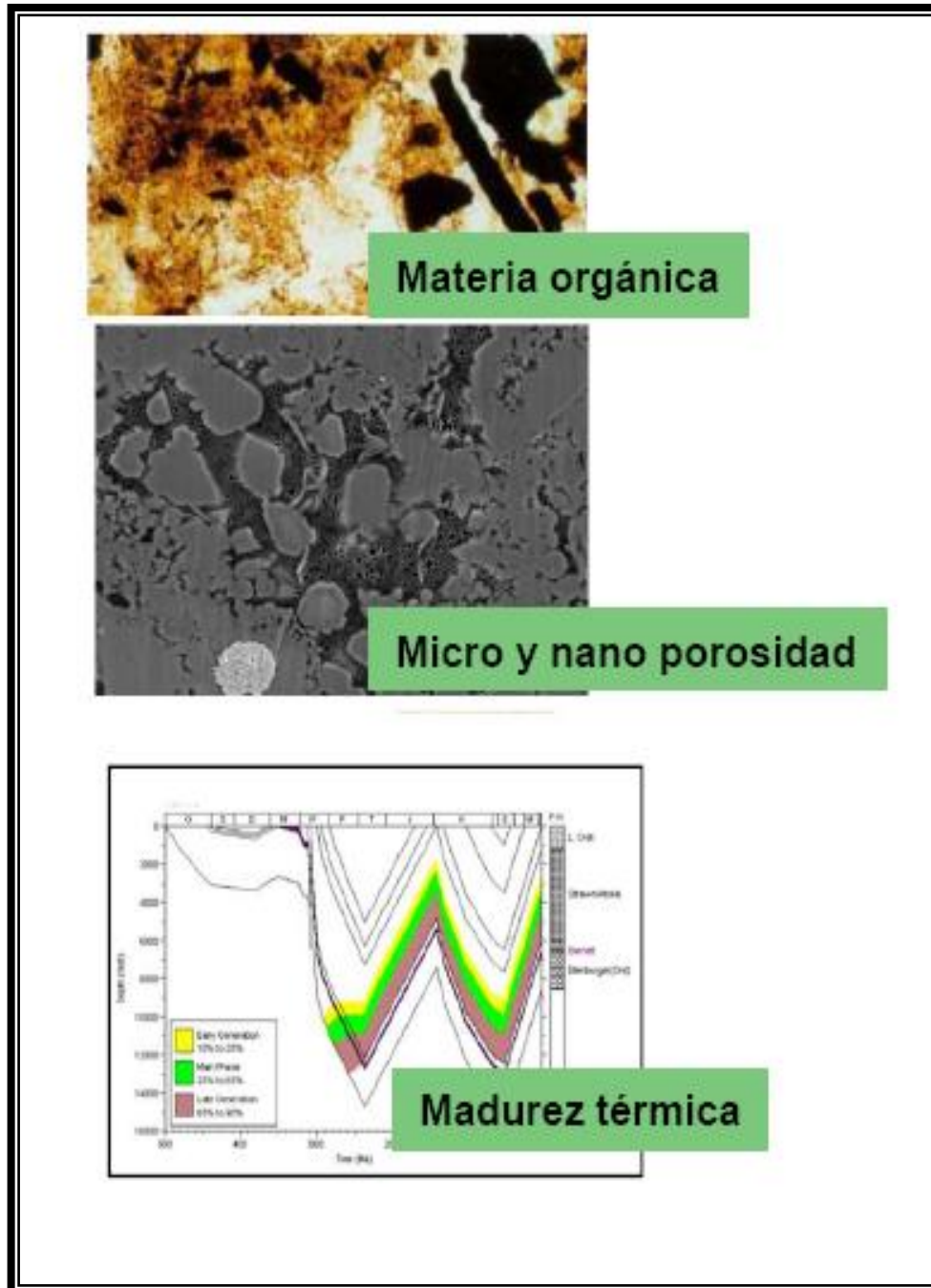


Figura 2.3. Características de la roca para ser considerada un play no convencional (Escalera, 2012).

Capítulo 2

Lutitas Aceitíferas/Gasíferas (Shale oil/gas)

El volumen original *in situ* de aceite y gas en lutitas es de magnitud mayor comparado con los convencionales, debido a que la mayor parte de los hidrocarburos generados son retenidos por la roca con respecto a los hidrocarburos expulsados como se puede observar en el siguiente esquema (**Figura 2.4**).

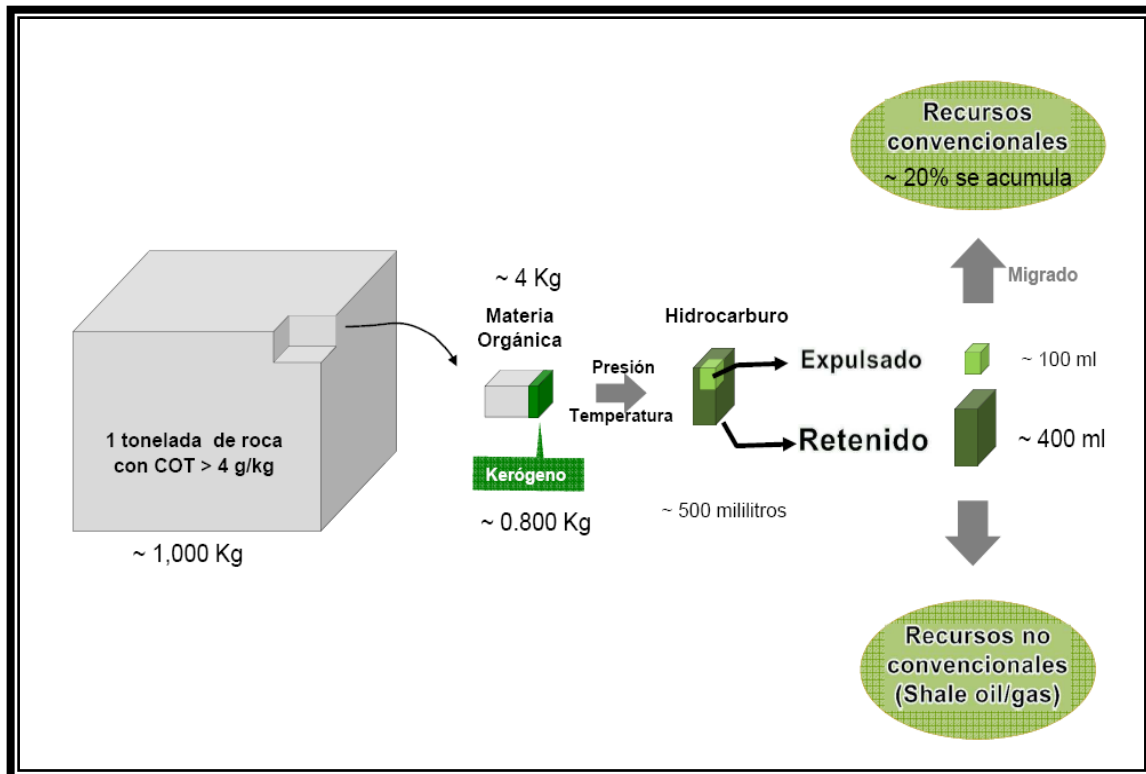


Figura 2.4. Proceso comparativo de formación de los recursos convencionales y no convencionales (Escalera, 2012).

En México, se tiene la posibilidad de reservas de lutita gasífera en grandes volúmenes en Chihuahua y Coahuila (Torreón y Parras), entre otras áreas, además de las que se puedan encontrar en las cuencas gasíferas de gas no asociado, como ocurre en las cuencas de Veracruz, Sabinas y Burgos (**Figura 2.5**).

Capítulo 2

Lutitas Aceitíferas/Gasíferas (Shale oil/gas)

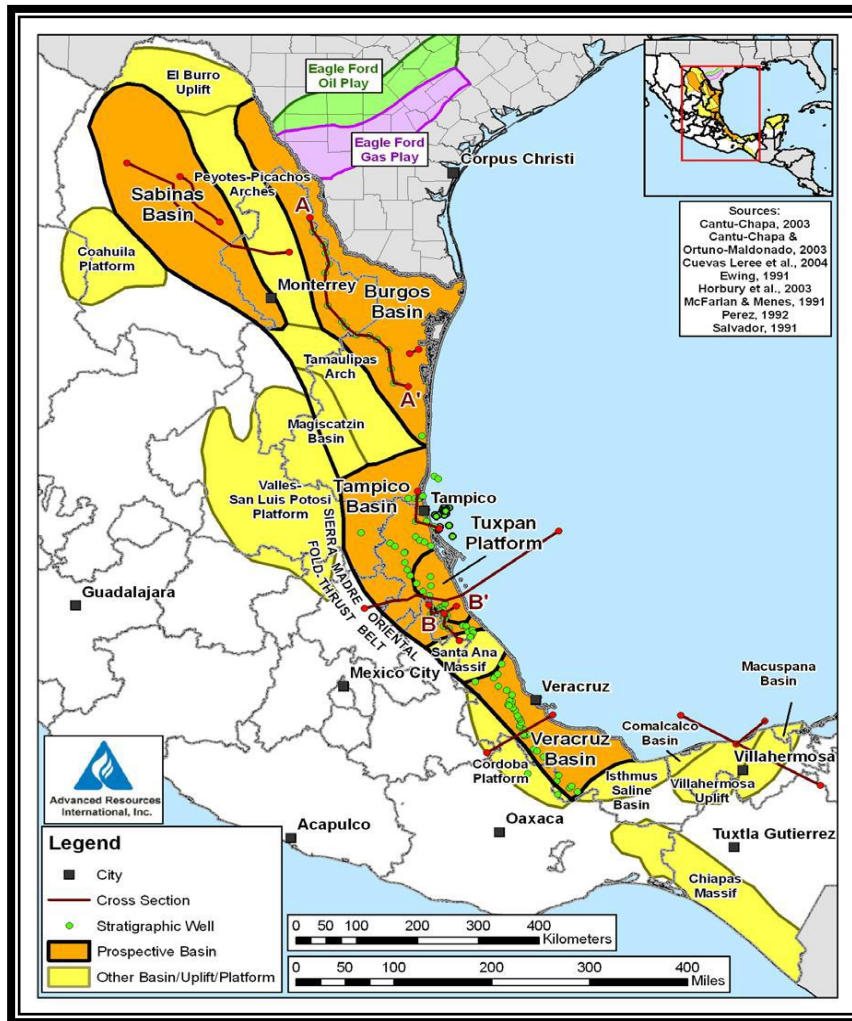


Figura 2.5 Cuencas mexicanas con potencial de shale oil/gas (Shields, 2012).

2.1.1 Propiedades petrofísicas

Las propiedades petrofísicas y geomecánicas controlan la porosidad de la matriz, permeabilidad y la producción resultante. Los núcleos de lutita requieren una preservación y métodos de manejo diferentes a los de los yacimientos convencionales. Debido a su baja

Capítulo 2

Lutitas Aceitíferas/Gasíferas (Shale oil/gas)

permeabilidad se requiere de técnicas de medición especiales para poder obtener parámetros como porosidad, permeabilidad y saturación de agua.

- **Porosidad:** El gas puede ser almacenado en la porosidad de la matriz, en la microporosidad en granos minerales y material orgánico o en fracturas. Los valores de porosidad en yacimientos arcillosos están entre el 2 y 15%. “En la Lutita Barnett, el 50% o más del gas almacenado *in situ* está en la porosidad de la matriz. La porosidad y la permeabilidad son más altas en lutitas ricas en cuarzo detrítico que en las que lo son en cuarzo biogénico” (Rojas, 2012). Las lutitas que son productoras necesitan una porosidad mínima del 2% al 3%.
- **Permeabilidad:** Esta propiedad es difícil de cuantificar cuando se caracteriza a las lutitas, puede variar de 0.001 a 0.0000001 mD. Los yacimientos convencionales tienen permeabilidades de cientos de milidarcies, varios órdenes de magnitud más que los que se observan en las lutitas. La permeabilidad de las rocas convencionales se mide forzando fluido a través de los núcleos y midiendo el volumen y la velocidad de los fluidos a medida que va pasando el fluido en la muestra, pero en las lutitas se imposibilita la aplicación de estos enfoques. Para medir la permeabilidad se utiliza una técnica llamada pirólisis; además esta técnica proporciona densidad aparente de granos, porosidad total y efectiva, saturación de agua y de hidrocarburo, porosidad ocupada por gas, saturación de hidrocarburos ligados y volumen de agua ligada a las arcillas.

Asimismo, la permeabilidad también puede ser estimada mediante pruebas de inyección de nitrógeno de corta duración y el subsiguiente análisis de caída de

presión. Estas pruebas no sólo toman en cuenta la permeabilidad de la matriz, sino también la influencia de las fracturas naturales.

- **Saturación de agua:** Este parámetro es difícil de medir en las lutitas. La saturación de gas inicial en yacimientos de lutitas productoras es alto, mientras que la saturación de agua es baja, por debajo del 30%. Las lutitas Barnett y Marcellus producen muy poca o nada de agua.
- **Presión del poro:** Los sistemas de lutitas productoras pueden ser sobrepresurizados, subpresurizados o normales. Tener altas presiones en el yacimiento beneficia, pues se tendrá un mayor volumen de gas almacenado en un volumen dado de arcilla, también va a permitir el fracturamiento a bajas presiones debido a que se reduce el esfuerzo efectivo y mantiene abiertas las fracturas naturales.

2.1.2 Ambientes de formación

Las lutitas se forman a partir de sedimentos arcillosos que se acumulan en ambientes acuosos, ambientes que se caracterizan por tener un nivel de energía muy bajo como son: las llanuras de inundación de ríos, partes distales de abanicos aluviales, deltas y abanicos submarinos, fondos de lagos y mares, etc.

- **Abanicos aluviales:** Son reconocidos como un componente inicial de cualquier sistema fluvial, su extensión de décimas de metros a kilómetros, llega a tener grandes espesores. Son depósitos con sedimentos que van de gruesos a finos

Capítulo 2

Lutitas Aceitíferas/Gasíferas (Shale oil/gas)

arrastrados por las corrientes, mediante flujos laminares y flujo de detritos del tamaño de grava o mayores con matriz areno-arcillosa, con laderas bastante inclinadas. Los abanicos modernos se localizan en zonas de alto relieve, generalmente en la base de una cadena montañosa, donde hay suministro de sedimentos. Esto ocurre en regiones áridas con escasa vegetación o regiones semiáridas en donde los sedimentos son transportados principalmente por la corriente durante lluvias intensas y más en áreas húmedas donde las lluvias son más frecuentes (Silva *et al*, 2011).

- **Pantanos:** El agua estancada en los pantanos favorece la acumulación de material leñoso y de restos de plantas que dan origen a los depósitos de carbón. Se localizan por lo general cerca de los sitios donde terminan las llanuras costeras. La característica principal es el encharcamiento del agua en áreas amplias, de poca elevación en las cuales crecen de forma abundante varios tipos de vegetación, la que con el tiempo, al descomponerse, se convierte en carbón. "La característica esencial para la formación de cualquier tipo de material carbonoso es la abundancia relativa de restos de árboles, plantas, esporas y algas conservados en los sedimentos finos. La distribución de las áreas arboladas y las áreas abiertas, los tipos de plantas presentes, el tiempo durante el que prevalecen las condiciones de estancamiento, la proporción de aporte de terrígenos y la subsecuente historia geológica, son los factores esenciales en la transformación sufrida por la materia orgánica" (Hernández, 2009).

- **Deltas:** Son considerados como parte de los ambientes costeros (aunque también se forman en lagos); se forman donde los ríos cargados de sedimentos depositan el material dentro de un cuerpo de agua al perder su capacidad para transportarlo. Durante las crecidas, los ríos transportan grava, arena y sedimentos finos que, una vez sedimentados, dan origen a los deltas. El material terrígeno que forma el delta es bastante variado, formado por una mezcla de arcilla, limo y arena (Silva *et al*, 2011).

2.1.3 Generación de hidrocarburos en lutitas (contenido y tipo de materia orgánica, madurez térmica y geoquímica)

A pesar de la abundancia de las lutitas, pocos son los depósitos que se consideran hidrocarburíferos. “Los objetivos de exploración de las lutitas gasíferas son los sedimentos ricos en materia orgánica que se depositaron de tal manera que conservan una parte importante de su materia orgánica original, la que al final, funciona como materia prima de la generación del hidrocarburo. Una vez generado, la mayor parte del hidrocarburo permanece atrapado en la matriz de la roca de ultra baja permeabilidad, sin poder migrar” (Alexander *et al*, 2011).

“Las formaciones de lutitas ricas en contenido orgánico se forman bajo ciertas condiciones específicas: altos niveles de materia orgánica y bajos niveles de oxígeno, que las diferencian de los otros depósitos de lutitas” (Alexander *et al*, 2011). Estas condiciones fueron las que prevalecieron durante el período Devónico, donde el clima era cálido, el nivel del mar elevado y gran parte de la tierra estaba cubierta por mares tropicales. Este

Capítulo 2

Lutitas Aceitíferas/Gasíferas (Shale oil/gas)

periodo no fue en el único en el que se formaron gruesos depósitos de sedimentos ricos en materia orgánica. "Se han identificado lutitas ricas en contenido orgánico desde el periodo Precámbrico hasta los tiempos modernos" (**Tabla 2.1**) (Alexander *et al*, 2011).

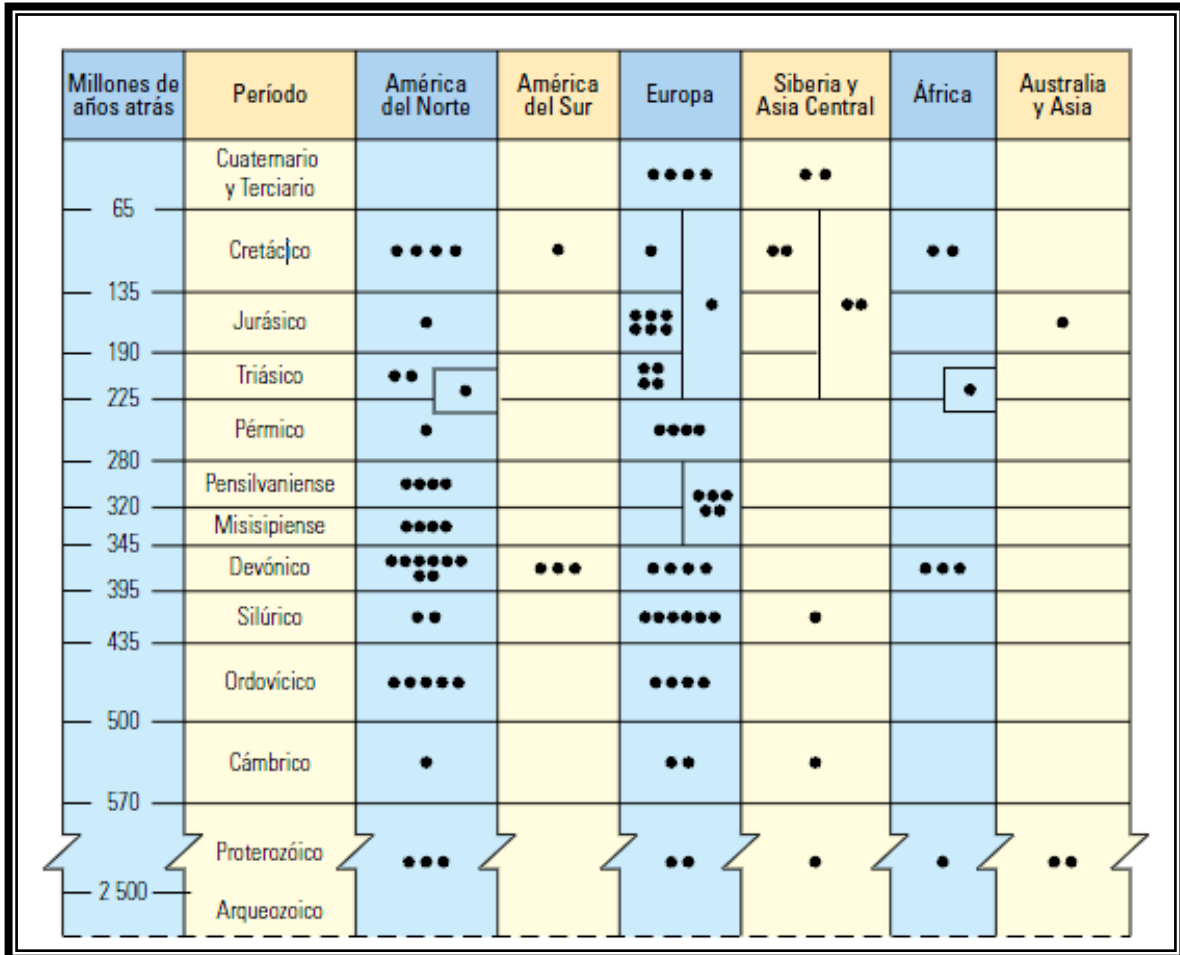


Tabla 2.1. Presencia de lutitas orgánicas en el registro geológico (Alexander *et al*, 2011).

Sin embargo, la mayoría de las lutitas gasíferas se concentran en sedimentos que tienen edades desde el Ordovícico hasta el periodo Pensilvaniense.

La materia orgánica, que consiste principalmente en restos de plantas y animales, se deposita en el fondo de los lagos u océanos, sirviendo también de alimento para otros animales y bacterias. A medida que se acumula más material, los sedimentos limo-arcillosos se van compactando, resultando de la continua subsidencia, quedando

Capítulo 2

Lutitas Aceitíferas/Gasíferas (Shale oil/gas)

sometidos a presiones y temperaturas más elevadas. “En los ambientes marinos profundos, estos procesos pueden transcurrir muy lentamente y abarcar largos periodos de tiempo; la acumulación de unos pocos centímetros podría tardar miles de años” (Alexander *et al*, 2011).

El peso de los sedimentos suprayacentes expulsa los líquidos y compacta a la lutita, pasos esenciales para la litificación. La materia orgánica se cocina y se va transformando en kerógeno (un material insoluble del que se generan hidrocarburos como el petróleo y gas).

Los diferentes tipos de materiales orgánicos que se depositan van a generar diferentes tipos de kerógenos. Cuando a estos se les aplica más calor y presión, cada tipo de kerógeno empieza a generar productos específicos, como petróleo y el gas húmedo, a esta etapa se le denomina catagénesis. A mayor profundidad, este kerógeno pasa a la ventana de gas seco. Durante la metagénesis se genera gas por la conversión del kerógeno restante y la transformación de los hidrocarburos más pesados generados durante la misma. Las lutitas que son ricas en materia orgánica y que han estado sometidas a las temperaturas y presiones correspondientes a la Metagénesis, constituyen los principales objetivos para la exploración de lutitas gasíferas (**Figura 2.6**). Sin embargo, sólo porque los sedimentos hayan pasado por esta etapa no significa que sean rocas con calidad de yacimiento, se tiene que tomar en cuenta las propiedades geoquímicas, petrofísicas y geomecánicas.

Capítulo 2

Lutitas Aceitíferas/Gasíferas (Shale oil/gas)

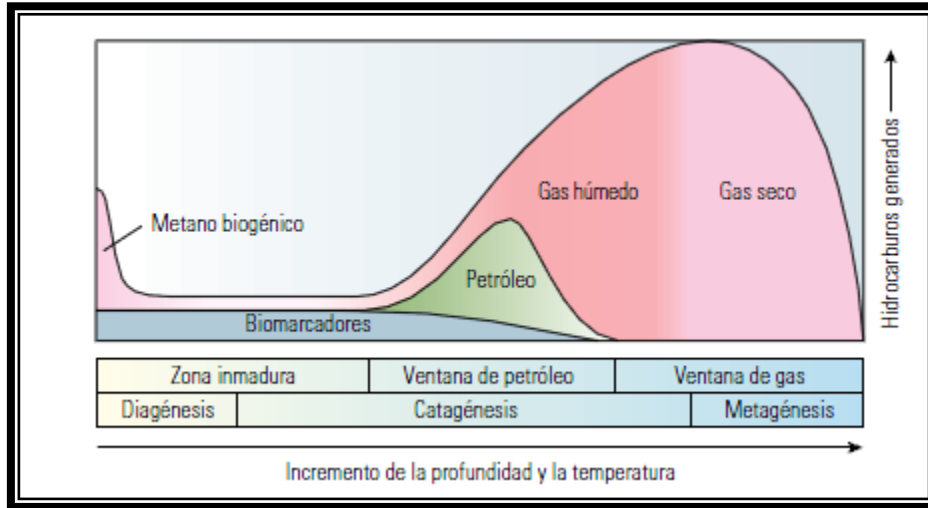


Figura 2.6. Etapas de desarrollo de los hidrocarburos (Alexander *et al*, 2011).

Para poder identificar las lutitas con potencial de producción se buscan propiedades geoquímicas específicas que se obtienen de datos de los núcleos. Las propiedades geoquímicas necesarias para caracterizar los recursos en las lutitas incluyen carbono orgánico total (TOC), volumen y capacidad de gas, madurez térmica, permeabilidad y mineralogía.

- **TOC:** Determina el potencial de carbono orgánico de una lutita, las rocas con mayores valores de TOC son más ricas en materia orgánica, por lo que se busca en las lutitas gasíferas son valores entre un 2% y 10%. Una lutita tiene tanto carbono orgánico como inorgánico; para poder determinar el total de carbono orgánico, lo primero que se hace en la muestra de roca es poner ácido fosfórico para poder eliminar el carbono inorgánico. Luego los sedimentos se secan y se queman a 1350°C en un ambiente rico en O₂. El carbono orgánico se oxida y forma CO₂. El

Capítulo 2

Lutitas Aceitíferas/Gasíferas (Shale oil/gas)

volumen de gas medido se convierte a una medición del TOC y se registra como un porcentaje en peso de la roca (**Tabla 2.2**).

Carbono orgánico total, % en peso	Potencial de los recursos
< 0,5	Muy pobre
0,5 a 1	Pobre
1 a 2	Medio
2 a 4	Bueno
4 a 10	Muy Bueno
> 10	Desconocido

Tabla 2.2. Relación TOC con el potencial de los recursos (Alexander *et al*, 2011).

- **Volumen y capacidad del gas:** El gas se encuentra absorbido en la superficie del kerógeno en la lutita y también distribuido libremente en las porosidades tanto primarias como secundarias. El volumen total del gas en sitio (GIP) es la combinación entre el gas absorbido y el gas libre.

A veces se utilizan pruebas de desorción mediante cartuchos filtrantes para determinar el GIP total a partir de núcleos. Las muestras son selladas dentro de los cartuchos y se envían al laboratorio para su análisis. El gas se extrae de los cartuchos, se mide volumétricamente y se analiza en función del tiempo. La representación gráfica del gas producido a lo largo del tiempo se puede utilizar para estimar el GIP.

- **Madurez térmica:** La madurez térmica depende de la historia depositacional. A medida que el kerógeno se expone a mayores temperaturas a lo largo del tiempo, la vitrinita experimenta alteraciones irreversibles y una mayor reflectancia. La reflectancia (R_o) se determina por mediciones con microscopio de la reflectividad de

por lo menos 30 granos de vitrinita de una muestra de roca, los valores generalmente varían de 0% a 3%. “Las mediciones mayores que 1.5% son un signo de rocas madres generadoras de gas seco, un indicador positivo de lutitas gasíferas” (Alexander *et al*, 2011).

2.2 Antecedentes de exploración y explotación en lutitas gasíferas

Las primeras producciones comerciales importantes de gas en lutitas se hicieron en Fredonia, Nueva York en Estados Unidos, en 1821. En la década de 1920, la producción de gas natural más prolífica del mundo provino de depósitos de lutitas similares de la cercana cuenca de los Apalaches. Los métodos utilizados en esos tiempos para la explotación de las lutitas gasíferas poco tienen que ver con las prácticas actuales.

Los antecedentes más relevantes por sus reservas y producción son: Barnett Shale, Marcellus Shale y Woodford Shale en Estados Unidos, y las lutitas gasíferas de Canadá. A continuación se describen sus principales características.

2.2.1 Lutita Barnett, E.U.A.

El Lutita Barnett (Barnett Shale) es una formación geológica de gran importancia económica que se compone de rocas sedimentarias del Misisípico (354-323 m.a.) ubicada en los Estados Unidos. La formación está en el subsuelo y en las proximidades de las ciudades de Dallas y Fort Worth y se extiende por al menos 13,000 Km² a lo largo de diecisiete condados.

Capítulo 2

Lutitas Aceitíferas/Gasíferas (Shale oil/gas)

Para algunos expertos la lutita Barnett pudiera ser el yacimiento de gas natural no convencional más grande en los Estados Unidos. El campo tiene 2.5 billones de pies cúbicos de gas natural probados, pero se estima que pudiera tener hasta 30 trillones de pies cúbicos de recursos de gas natural; además la producción en este campo se ha venido incrementando sustancialmente de la mano del aumento de los pozos activos en la región (**Figura 2.7**). También se ha encontrado aceite en pocas cantidades, pero lo suficiente para resultar lo comercialmente viable, considerando los altos precios que se han alcanzado para el petróleo en los últimos diez años.

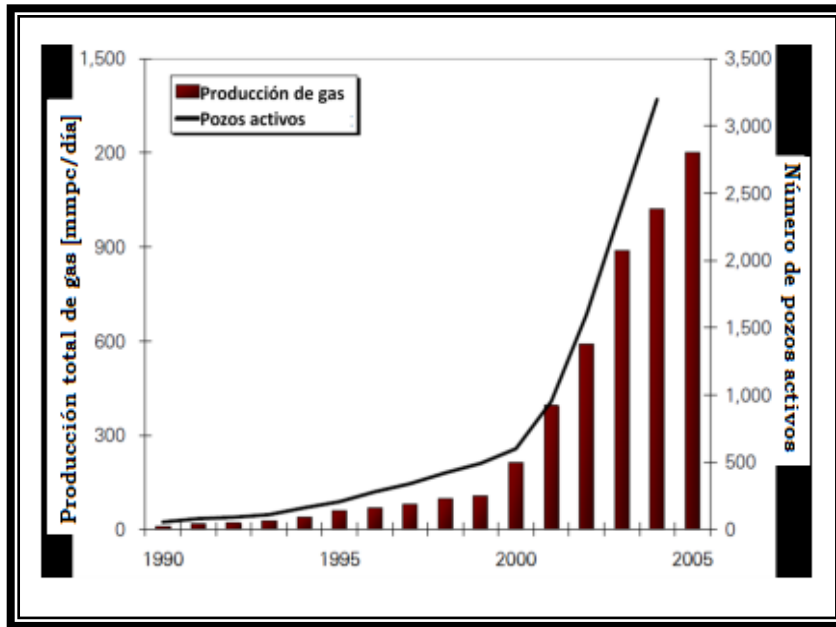


Figura 2.7 Historia de la producción en el Barnett Shale (Hernández, 2009).

Se sabe que la Formación Barnett es un campo de gas “en horizontes delgados”, lo que indica que el gas no se extrae fácilmente, y que la lutita es muy dura y compacta, por lo que en esta formación era virtualmente imposible producir el gas en cantidades comerciales hasta que se llevaron a cabo mejoras en tecnología de fracturamiento hidráulico y la perforación horizontal; también facilitó su producción el mejoramiento del

Capítulo 2

Lutitas Aceitíferas/Gasíferas (Shale oil/gas)

precio del gas natural, lo que hizo rentable su explotación. El desarrollo del campo a futuro se ve obstaculizado, en algunos casos, por el hecho de que las porciones importantes del campo se encuentran en zonas urbanas.

2.2.2 Lutita Marcellus, E.U.A.

La lutita Marcellus se extiende sobre una distancia aproximada de 965.61 km en la región de los Apalaches, corriendo del sur de Nueva York, a través de la parte occidental de Pensilvania, en el medio oriente de Ohio, y a través de Virginia Occidental (**Figura 2.8**). Su área de extensión se encuentra alrededor de las 139,860 km², apenas mayor que el área que ocupa Florida. La lutita es extremadamente variable en espesor, parte desde pocos pies hasta más de 76.2 m de ancho, y generalmente llega a ser más gruesa en el este.

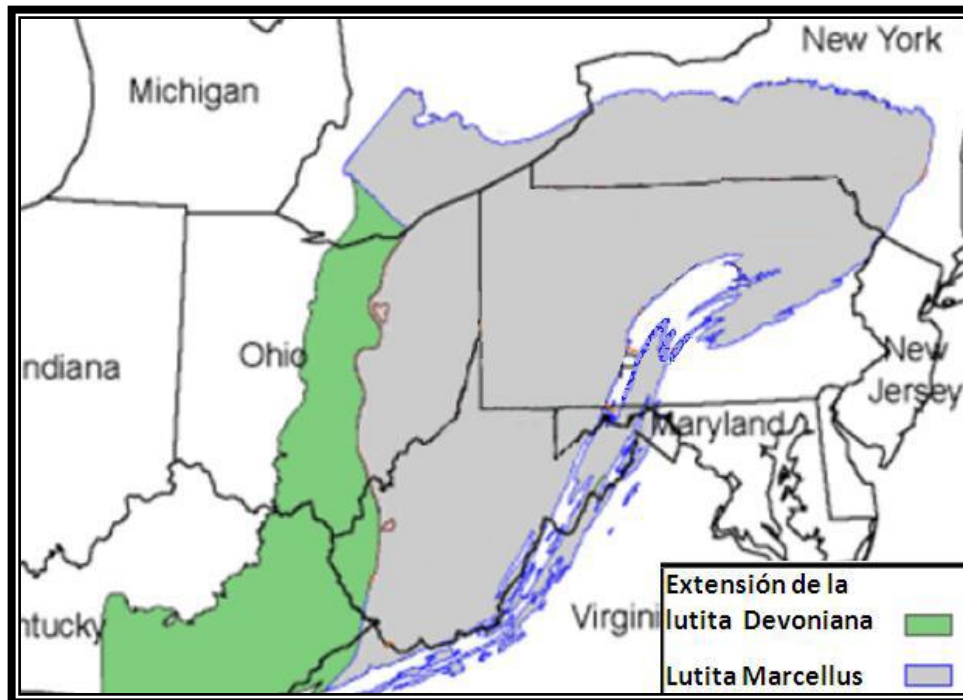


Figura 2.8 Ubicación de la Lutita Marcellus. (Hernández, 2009).

Se dice que la Lutita Marcellus (Edad Devónica) posee una mineralogía favorable. Se trata de una roca de menor densidad con una porosidad mayor que el promedio, lo que significa que puede contener mayor volumen de gas libre. La característica de este campo es que tiene una variación en espesor y contenido de materia orgánica conforme se recorre de norte a sur o de este a oeste. El lado oeste tiene un alto contenido de materia orgánica, pero la región es pequeña y de un espesor bajo, es en este lugar donde históricamente se ha tenido producción. El lado este es más profundo y con un espesor mayor, contiene mayor cantidad de cuarzo, pero menor contenido orgánico.

Acerca del tamaño de la reserva, los expertos calculan que del total, sólo un 10% de gas puede ser técnicamente recuperable; por tanto, se tendría una reserva de 16.8 billones de pies cúbicos en un escenario bajo y de 50 billones de pies cúbicos en un escenario alto.

2.2.3. Lutita Fayetteville, E.U.A.

La Lutita Fayetteville (Fayetteville Shale) es un yacimiento de gas no convencional rico en materia orgánica situado en Arkansas del lado de la Cuenca Arkoma, con un espesor que va de 15.24 a 167.64 m. y una profundidad que va de 304.80 a 2133.60 m. La lutita es del Misisípico y es equivalente geológicamente a la que se encuentra en Caney en Oklahoma y a la Lutita Barnett que encuentra en el norte de Texas (**Figura 2.9**).

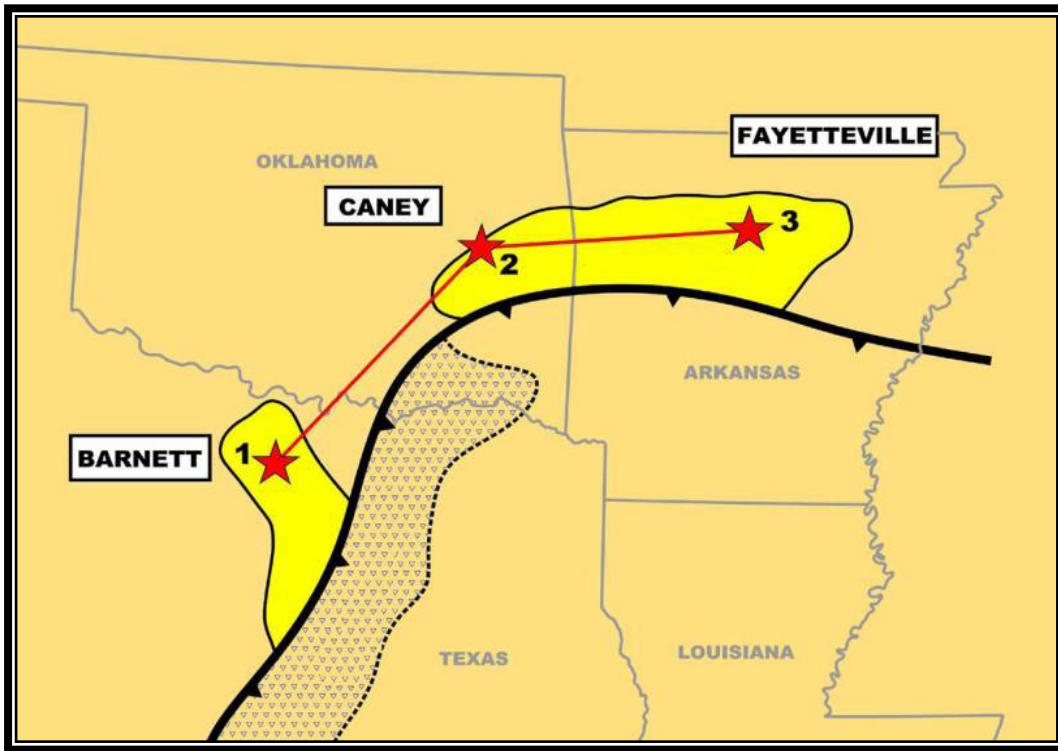


Figura 2.9. Mapa que muestra la ubicación de Fayetteville y los campos Barnett y Caney (Hernández, 2009).

En general, la actividad de perforación en Fayetteville ha venido en aumento rápidamente, debido a la actividad de diversas compañías que han introducido un número importante de equipos en este campo.

2.2.4. Lutita Woodford, E.U.A.

La Lutita Woodford (Woodford Shale), ubicada al sur de Oklahoma, ha producido gas desde 1939. Sin embargo, no fue hasta el año 2004 que los trabajos de perforación y terminación se incrementaron, pasando de un promedio de dos pozos al año a treinta y cinco pozos anuales; para 2007 eran doscientos pozos los que se habían perforado y

Capítulo 2

Lutitas Aceitíferas/Gasíferas (Shale oil/gas)

terminado satisfactoriamente. Los pozos perforados son de una profundidad que va de los 1828.8 a 3352.8 m, con un costo promedio de \$3.3 MDD por pozo, incluyendo la perforación, terminación y fracturamiento.

El espesor de la sección de lutita con gas es de 36.57 a 60.96 m. Los expertos estiman que la reserva es de 2 a 2.5 MPC equivalentes por pozo. Comparando la Lutita Woodford con la Lutita Barnett, se tiene un resultado favorable para la primera, ya que el contenido orgánico de esta región es de 6 a 8% contra el 4% de la última.

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

2.2.5. Lutitas gasíferas en Canadá

Las regiones de interés en Canadá son principalmente las que se ubican al oeste de Alberta y al este de la Columbia Británica, ambas contenidas en la Cuenca Sedimentaria del Oeste de Canadá. Las formaciones en las que se centra el potencial son del Cretácico Superior de Wilrich y sus equivalentes, Jurásico Nordegg-Ferggie, Triásico Doig-Doig, Fosfato-Montney, Exshaw-Bakken y el Devoniano Ireton-Duvernay (**Figura 2.10**).



Figura 2.10 Área que abarca la Cuenca sedimentaria del oeste en Canadá (Hernández, 2009).

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

Capítulo 3

Yacimientos de lutitas gasíferas en México y en el mundo

La producción de cantidades comerciales de gas natural proveniente de lutitas ricas en materia orgánica era poco común hasta hace una década. El éxito en la Lutita Barnett en E.U.A hizo que se despertará el interés exploratorio a escala global, ya que las compañías actualmente buscan repetir ese logro (Boyer, 2011).

3.1 Cuencas gasíferas en el mundo

En el pasado, las cantidades comerciales de producción de gas en lutitas gasíferas eran pocas debido a la falta de conocimientos o a que la tecnología era demasiado cara para su exploración y explotación. Actualmente, debido al éxito obtenido en la Lutita Barnett de Estados Unidos, varios países han invertido en tecnología para explorar y explotar sus propios yacimientos de lutitas gasíferas (**Figura 3.1**).

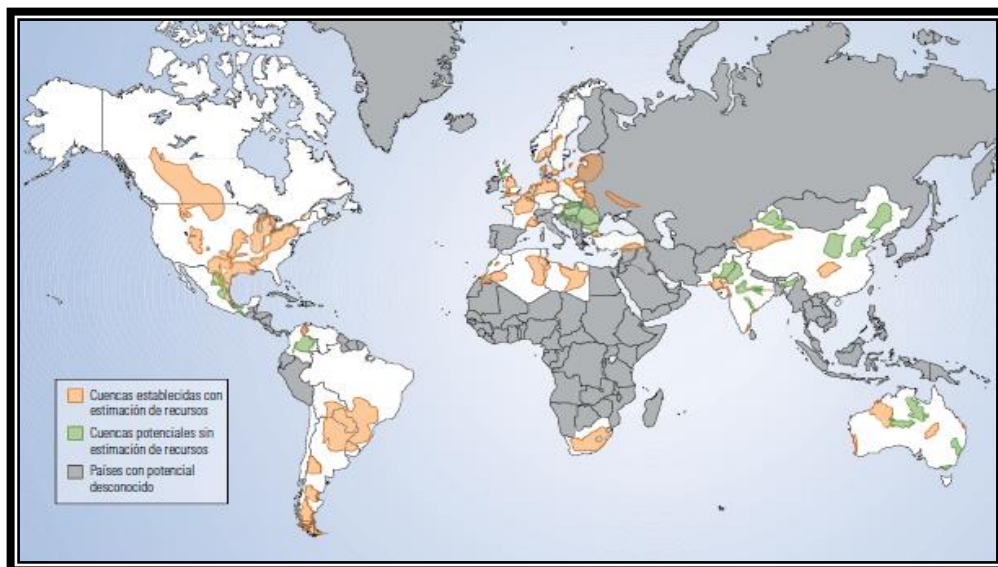


Figura 3.1. Regiones con potencial de Shale Gas en el mundo (Boyer, 2011).

A continuación se mencionarán los avances de algunos países.

- **E.U:** Actualmente los únicos yacimientos no convencionales comerciales de lutitas se encuentran en América del Norte (**Figura 3.2**), principalmente en Estados Unidos. La Lutita Marcellus es la más importante debido a su productividad, ya que posee una superficie de 246,000 km² con un estimado del Gas Original en Sitio (GIP-Gas in Place) de 42.5 trillones de m³ (1500 Tpc). A ésta le sigue la lutita New Albany con un equivalente a la mitad de la anterior. En el año 2011, las formaciones líderes en cuanto a su alta producción fueron las lutitas Barnett y Haynesville-Bossier con un GIP estimado de 20.3 trillones de m³ (717 Tpc). Les sigue la lutita Barnett con 9.3 trillones de m³ (327 Tpc). Existen diversos recursos de lutitas actualmente en producción, los más notables son: Fayetteville, Woodford, Antrim, Eagle Ford y New Albany.
- **Canadá:** Varias cuencas de Canadá cuentan con un potencial importante de gas de lutitas. Las más extensas se localizan en el oeste, dentro de éstas se encuentran la cuenca de Horn River, la Bahía de Córdova, la Cuenca de Laird, la Cuenca Profunda y el Grupo Colorado, con un estimado de 37.6 trillones de m³ en conjunto de GIP, de los cuales 10 trillones de m³ son recuperables.

Capítulo 3

Yacimientos de lutitas gasíferas en México y en el mundo

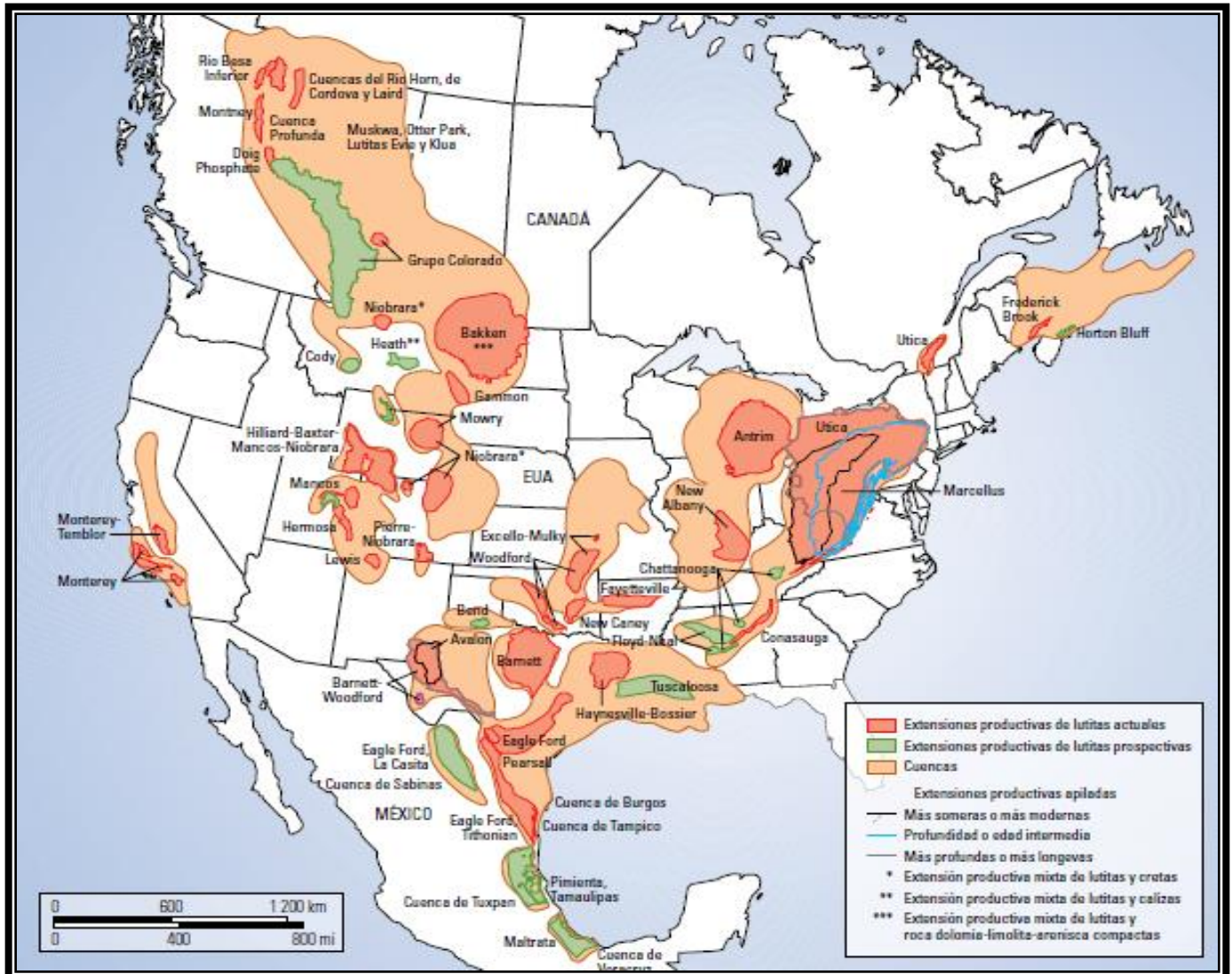


Figura 3.2. Cuencas de Shale Gas en América del Norte (Boyer, 2011).

- **América del Sur:** En América del Sur se encuentran varias cuencas con gran potencial. Argentina posee el potencial más grande con un GIP de 77 trillones de m^3 , de los que 21.9 trillones de m^3 se consideran recuperables. Le sigue Brasil con 25.7 trillones de m^3 , de los que sólo 6.4 trillones de m^3 son recuperables. Chile,

Capítulo 3

Yacimientos de lutitas gasíferas en México y en el mundo

Paraguay y Bolivia también cuentan con recursos cuantiosos. Uruguay, Colombia y Venezuela tienen un potencial limitado para el desarrollo de este recurso.

En Argentina la mayor parte del potencial se concentra en la Cuenca Neuquina. Se trata de una región que ya era conocida por la producción de petróleo y gas de areniscas convencionales. El mayor aporte de materia orgánica proviene de los sedimentos ricos en ella de la Formación Los Molles del Jurásico Medio y la Formación Vaca Muerta, del Cretácico Temprano. Otra cuenca que también puede ser productora de gas en lutitas es la Cuenca del Golfo San Jorge en la Patagonia (**Figura 3.3**). En Chile se encuentra la porción de la cuenca Austral-Magallanes. Finalmente, está la cuenca Chacoparanaense, que cubre la mayor parte de Brasil, Uruguay, Argentina y Bolivia.

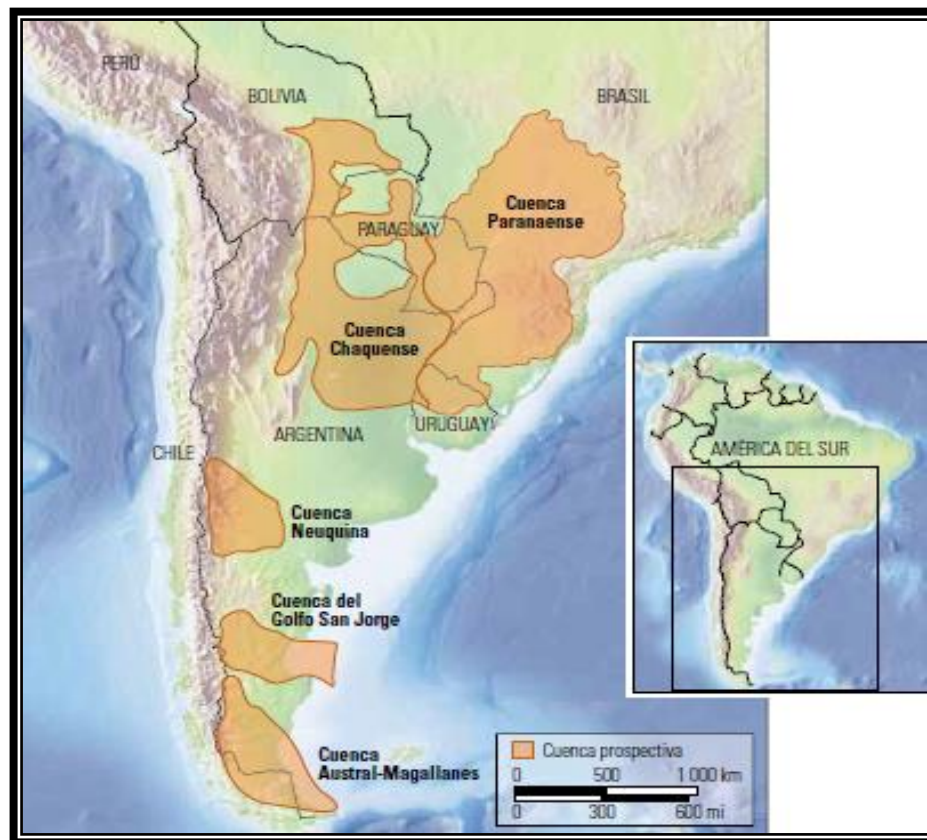


Figura 3.3. Cuencas de Shale Gas en América del Sur (Boyer, 2011).

Yacimientos de lutitas gasíferas en México y en el mundo

- **Europa:** Europa posee muchas cuencas con áreas prospectivas de gas en lutitas. Polonia es uno de los países más activos en cuanto a exploración de gas en lutitas, ya que tiene cuencas que además de tener este recurso, pueden ser recuperables como son las cuencas del Báltico y de Lublin, del Silúrico, y la cuenca de Podlasie. El volumen de gas correspondiente a estas tres cuencas se estima en 22.4 trillones de m³ (792 Tpc), de las que 5.3 trillones de m³ (187 Tpc) se consideran recuperables (Boyer, 2011).

Otro país que también está explorando este recurso es Francia, que sigue de cerca a Polonia en cuanto a recursos estimados de gas en lutitas. Las principales cuencas francesas son la Cuenca de París y la Cuenca del Sudeste. Al norte de Francia, la cuenca alemana del Mar del Norte se extiende a través de dicho mar hasta Bélgica, en esta cuenca existen numerosas formaciones con potencial de gas en lutitas (**Figura 3.4**).

Otra cuenca de importancia es la cuenca de Pannonia-Transilvania que se encuentra entre Hungría, Rumania y Eslovaquia, de posible edad oligocénica. Asimismo, el Reino Unido e Irlanda, cuentan con áreas donde hay exploración de gas en lutitas. Cabe destacar que estos son sólo algunos ejemplos, pues existen muchos otros depósitos de lutitas en cuencas europeas que pueden ofrecer potencial para la exploración y desarrollo.

Capítulo 3

Yacimientos de lutitas gasíferas en México y en el mundo

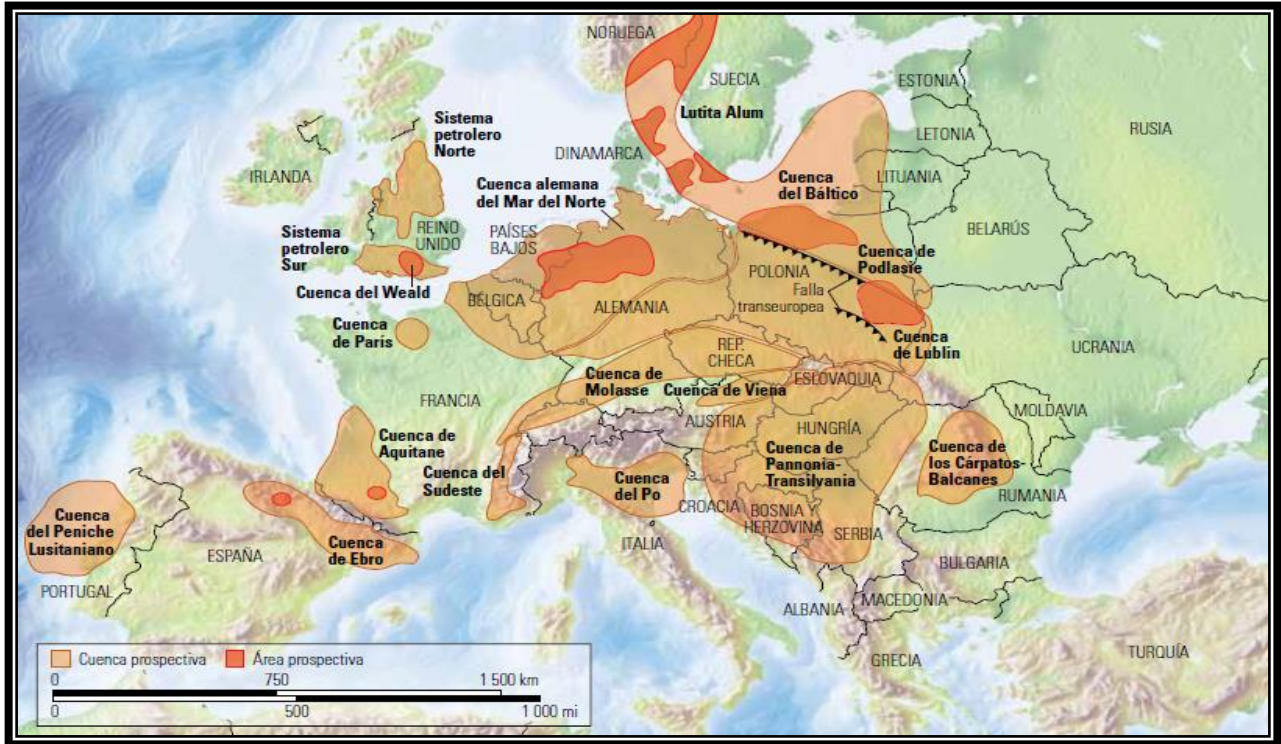


Figura 3.4 Cuencas de Shale Gas en Europa (Boyer, 2011).

- **África:** Este continente también posee varias cuencas de lutitas gasíferas, pero no se ha hecho la investigación necesaria. Sudáfrica es el único país que sí se ha involucrado en la investigación de este recurso. La Cuenca de Karoo, que se localiza en la parte central y sur de este país, cubre dos tercios del total de Sudáfrica (Figura 3.5).

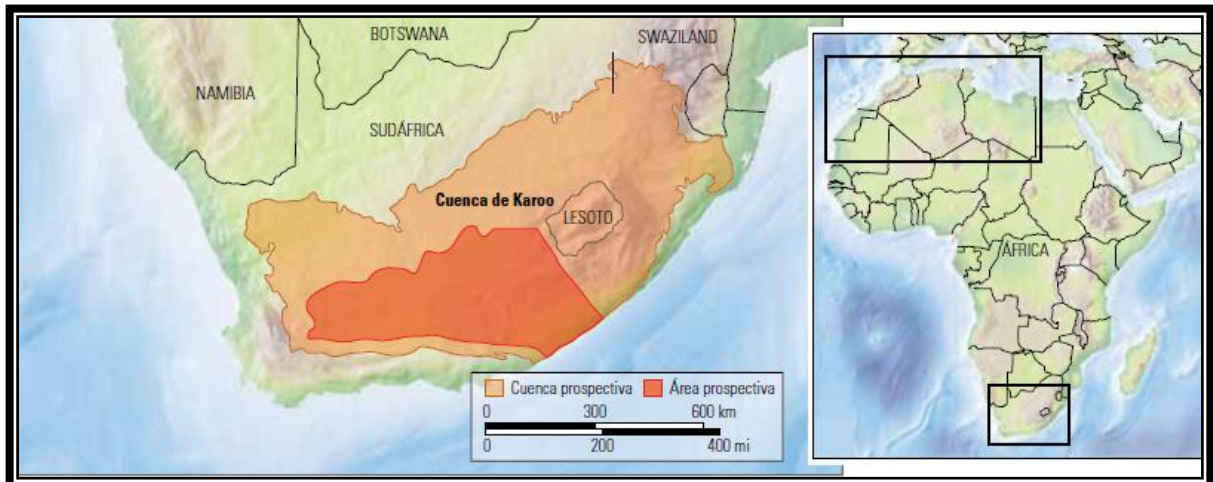


Figura 3.5. Cuencas de Shale Gas en África (Boyer, 2011).

Otro lugar donde hay también lutitas ricas en materia orgánica es en las cuencas de África septentrional, que comprenden el Sahara Occidental, Marruecos, Argelia, Túnez y Libia. Estas cuencas son: la Cuenca de Tindouf y la Cuenca de Tadlan, que son objeto de exploración y con posibilidades de recursos no convencionales de lutitas con un GIP estimado de 7.5 trillones de m³ (2666 Tpc) y con 1.5 trillones de m³ (53 Tpc) recuperables.

- **China:** Existen dos grandes cuencas de recursos no convencionales en este país: la Cuenca de Sichuan al sur y la Cuenca de Tarím al oeste con un GIP estimado de 144.4 trillones de m³ (5101 Tpc) y 36.1 trillones de m³ (1275 Tpc) de gas recuperable, lo que hace a China comparable con América del Norte.
- **India y Pakistán:** En India existen varias cuencas que tienen formaciones de lutitas gasíferas, pero solamente cuatro se consideran prioritarias en la exploración. Pakistán sólo cuenta con una cuenca con potencial. En general, las cinco cuencas de importancia de estos países son: la Cuenca de Cambay en India Occidental, la Cuenca de Krishna-Godavari a lo largo de la costa este de India, la Cuenca de Cauvery, la Cuenca del Valle de Damodar al noreste de India y la Cuenca Southern Indus en el sudeste de Pakistán. En total estas cuencas poseen un GIP de 14 trillones de m³ (496 Tpc), de los que sólo 3.2 trillones de m³ (114 Tpc) son recuperables.

Capítulo 3

Yacimientos de lutitas gasíferas en México y en el mundo

- **Australia:** Australia tiene una gran historia en lo que se refiere a yacimientos no convencionales con gas en arenas compactas y metano en capas de carbón, por lo que ya tienen experiencia en explorar y explotar yacimientos no convencionales. No es de extrañar que no tienen impedimento el desarrollo de lutitas gasíferas. Existen cuatro cuencas con potencial de gas en lutitas: las cuencas de Canning, Cooper, Perth y Maryborough con un GIP estimado de 39.1 trillones de m³ (1381 Tcp) y 11.2 trillones de m³ (396 Tcp) recuperables (**Figura 3.6**).

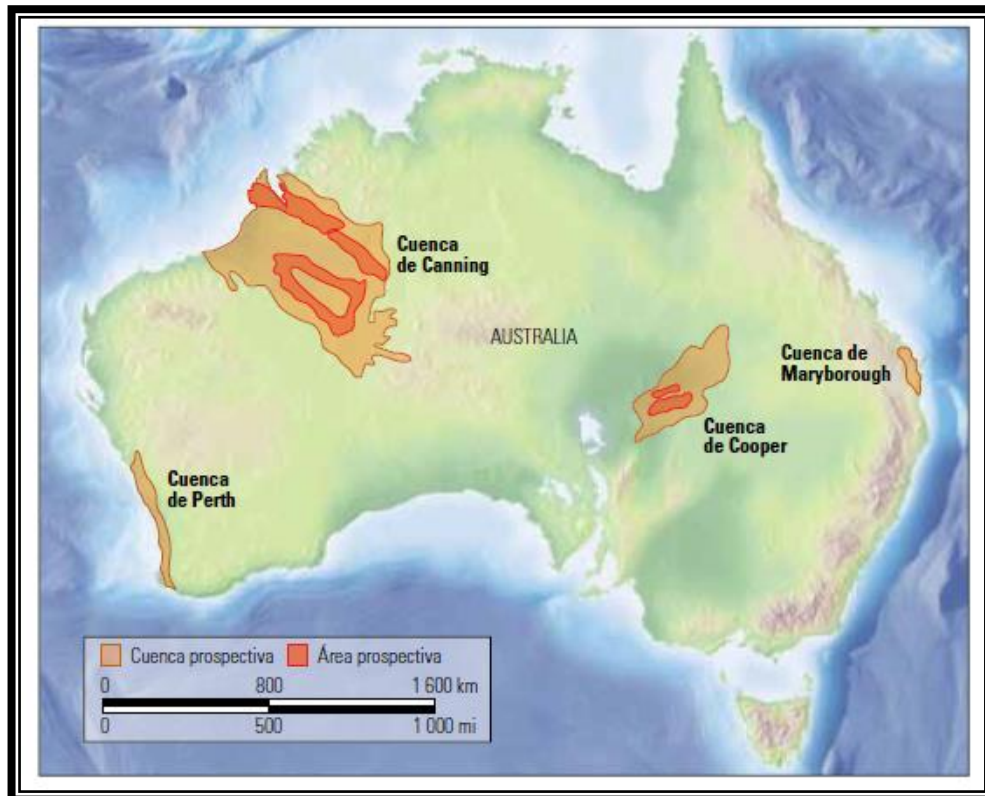


Figura 3.6 Cuencas de Shale Gas en Australia (Boyer, 2011).

3.2 Cuencas gasíferas en México

En el noreste de México y a lo largo de todo el límite terrestre del Golfo de México, adicional a las formaciones de hidrocarburos convencionales, existen formaciones de

Capítulo 3

Yacimientos de lutitas gasíferas en México y en el mundo

lutitas con espesores ricos en contenido orgánico y madurez térmica, principalmente de edad jurásica (Tithoniano) y cretácica, principalmente. Se estima que en muchas de las cuencas mexicanas, las secuencias limo-arcillosas se encuentran a profundidades cercanas a 5 000 m., en estos casos es demasiada la profundidad para realizar el desarrollo utilizando la tecnología actual. Los objetivos potenciales más grandes se hallan en el norte y corresponden a las lutitas de las cuencas de Burgos y Sabinas (Boyer, 2011).

“De acuerdo con la Administración de Información de Energía (EIA por su siglas en inglés), existe un GIP estimado de 67 trillones de m³ (2366 Tpc) para esta zona, de los cuales se considera que 19.3 trillones de m³ (681 Tpc) son técnicamente recuperables, con lo que se coloca como la cuarta mayor reserva probable a nivel mundial” (Barrera, 2013). Además coloca a México como el sexto país con mayores recursos técnicamente recuperables de aceite y gas de lutitas.

Petróleos Mexicanos (PEMEX) inició los trabajos exploratorios de gas en lutitas a principios del año 2010, e identificó cinco provincias geológicas con potencial para producir hidrocarburos contenidos en lutitas **(Figura 3.7)**:

- 1) Chihuahua
- 2) Sabinas-Burro-Picachos
- 3) Burgos
- 4) Tampico-Misantla
- 5) Veracruz

Capítulo 3

Yacimientos de lutitas gasíferas en México y en el mundo

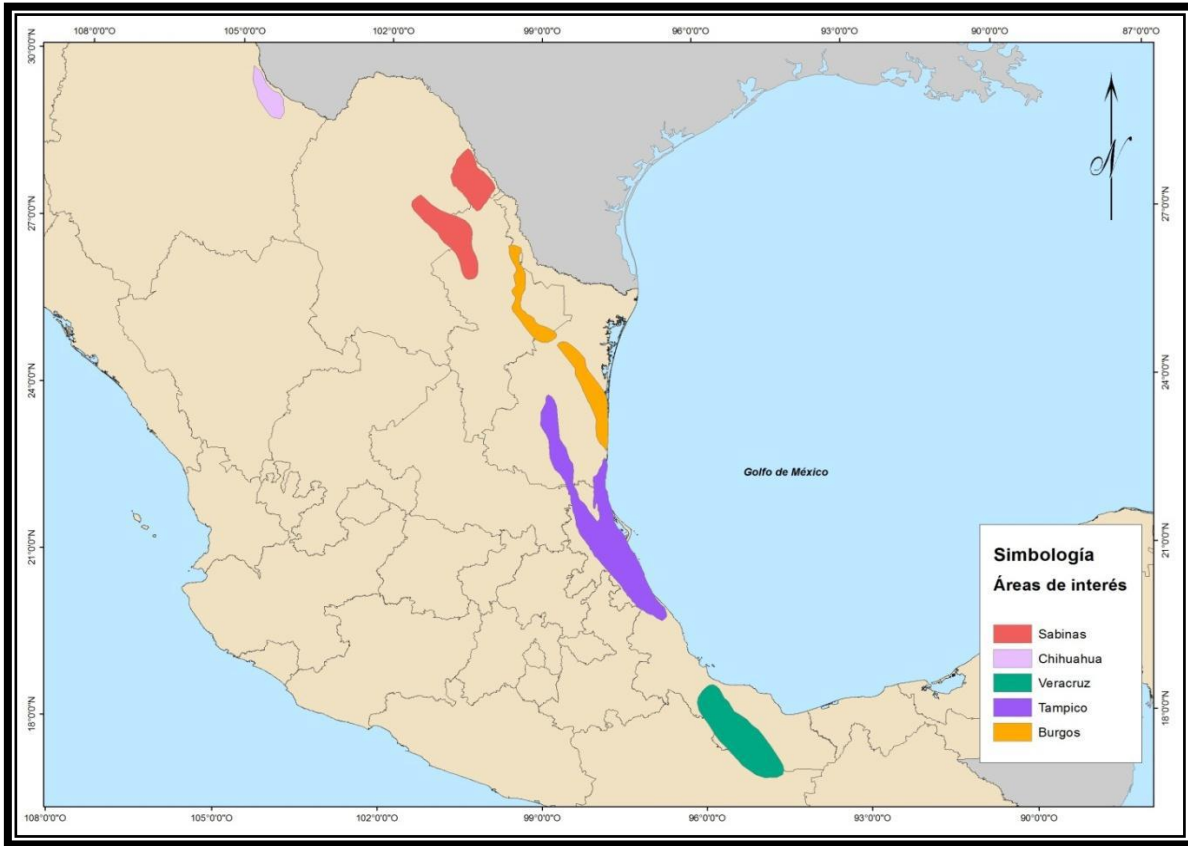


Figura 3.7 Lutitas Gasíferas en México (Barrera, 2013).

- **Chihuahua:** La Cuenca de Chihuahua está ubicada en el norte de México en la Provincia de Sierras y Cuencas. Las sierras son fragmentos de anticlinales donde afloran rocas del Mesozoico, mientras que las depresiones están rellenas de terrígenos líticos aluviales cenozoicos con intercalaciones ígneas con espesores entre 1000 y 2000 metros. La columna sedimentaria mesozoica alcanza espesores de 7,000 m, estando compuesta por rocas siliciclásticas y carbonatadas del Jurásico Superior al Aptiano, carbonatos con lutitas del Albiano-Cenomaniano y en la parte superior por siliciclásticos del Turoniano-Senoniano (Barrera, 2013).

Yacimientos de lutitas gasíferas en México y en el mundo

- **Sabinas-Burro-Picachos:** La Cuenca de Sabinas es la única cuenca en explotación que no está situada en la Planicie Costera del Golfo de México. En ella se descubrió la presencia de gas seco en 1972, aunque en cantidades muy pequeñas, ya que solamente contiene el 0.05% de las reservas totales probadas del país. Está constituida por rocas sedimentarias del Mesozoico, de las cuales producen gas seco las del Jurásico Superior y Cretácico Inferior. Las más altas concentraciones de carbono orgánico son $> 1\%$ y corresponden a las formaciones La Casita del Kimmeridgiano-Tithoniano y La Peña del Aptiano Superior. En segundo término, se encuentran las formaciones Eagle Ford del Turoniano y Upson del Campaniano. Se considera que el gas de esta cuenca está genéticamente relacionado a las rocas del Jurásico Superior, las cuales iniciaron la generación desde fines del Cretácico Inferior, y se clasifica como gas no asociado proveniente de una roca generadora en la ventana del gas seco. El gas de la parte central de Sabinas (Campo Monclova) se interpreta como un gas termogénico no-asociado proveniente de una roca generadora con materia orgánica dispersa (MOD) en la ventana de generación de gas húmedo (Barrera, 2013).

- **Burgos:** Esta cuenca tiene dos secuencias sedimentarias de interés:
 - **Jurásico Superior:** El Mesozoico se ha alcanzado solamente en los bordes occidental y sur de la cuenca. Los estudios geoquímicos indican que en las calizas arcillosas y lutitas calcáreas del Jurásico Superior (Formación Pimienta) predominan cantidades de carbono orgánico superiores al 1%, a la vez que algunas muestras, pese a su madurez, alcanzan a generar más de 5 miligramos de hidrocarburos por gramo de roca.

Capítulo 3

Yacimientos de lutitas gasíferas en México y en el mundo

- **Cretácico Superior:** Dentro de la secuencia del Cretácico, las formaciones Eagle Ford y Agua Nueva (Turoniano), San Felipe (Coniaciano-Santoniano) y Méndez (Campaniano-Maastrichtiano) presentan un comportamiento geoquímico semejante en cuanto a su contenido de carbono orgánico, superior a 1% y valores considerables de S₂ (Barrera, 2013).

- **Tampico-Misantla:** La provincia Tampico-Misantla se ubica en la porción centro-oriental de la República Mexicana, ocupando una superficie de 90,000 km² entre la porción central del frente de la Sierra Madre Oriental y el Golfo de México profundo (tirante de agua >200 m), el Eje Neovolcánico al sur y el Arco de Tamaulipas por el norte. La columna sedimentaria está constituida por rocas predominantemente carbonatadas mesozoicas, alcanzando espesores de 6.0-7.0 km. La cuenca petrolífera está representada de W a E por dos depresiones (Chicontepec y Golfo de México) y el alto del basamento Tuxpan-Plan de las Hayas. La producción de hidrocarburos proviene, principalmente, de rocas carbonatadas del Jurásico Inferior-Medio (Play Liásico Huayococotla-Tepexic) y Superior (Play Kimmeridgiano San Andrés), Albiano-Cenomaniano (Plays El Abra y Tamabra) y Cretácico Superior (Play Fracturas) y rocas siliciclásticas del Eoceno Inferior (Play Chicontepec) (Barrera, 2013).

- **Veracruz:** La Cuenca de Veracruz se ubica en el oriente de México, ocupando un área de 30,000 km². La columna sedimentaria está constituida por rocas carbonatadas mesozoicas, alcanzando un espesor máximo de 10 km. La cuenca petrolífera está representada por dos elementos separados por una falla regional

Capítulo 3

Yacimientos de lutitas gasíferas en México y en el mundo

inversa: la Plataforma Mesozoica de Córdoba al occidente, donde se han descubierto 14 campos de aceite y gas en carbonatos del Cretácico y la Cuenca Paleógena-Neógena de Veracruz, al oriente, con siete campos de gas en areniscas del Mioceno (Barrera, 2013).

A continuación se muestran algunas de las principales características de las cuencas en que se encuentran lutitas gasíferas en México (**Tabla 3.1**):

Cuenca	Estado	Roca Generadora	Edad	Contenido de Materia Orgánica (%)	Potencial generador (mg de hcs/g de roca)	Tipo de Kerógeno
Chihuahua	Chihuahua	Lutitas y calizas arcillosas	Paleozoico	2.5	---	II, III
		Lutitas y calizas arcillosas	Kimmeridgiano al Tithoniano	4	--	III
		Lutitas y calizas arcillosas	Aptiano	3	--	II, III
		Lutitas negras carbonosas	Turoniano	1.5	--	II, III
Sabinas	Coahuila y norte de N.L.	Lutitas carbonosas negras	Kimmeridgiano al Tithoniano	2.6	--	II, III
		Calizas y lutitas	Aptiano	1.1	--	II, III
		Calizas arcillosas y arcillas calcáreas	Turoniano	5	--	II, III
Burgos	N.L. y norte de Tamaulipas	Calizas arcillosas y lutita calcáreas	Jurásico Superior	>1	5	II
		Calizas arcillosas y arcillas calcáreas	Cretácico Superior	>1	-----	-----
Tampico-Misantla	Tamaulipas y Veracruz	Calizas arcillosas y lutitas calcáreas	Kimmeridgiano al Tithoniano	>1	2.5	I,II,III
Veracruz	Veracruz	Calizas arcillosas y lutitas calcáreas	Kimmeridgiano al Tithoniano	2	5	II
		Calizas arcillosas	Cretácico Superior	>1	5	II
		Lutitas Marinas	Oligoceno	>2	5	II, III
		Lutitas gris y gris verdoso	Mioceno	12	--	III, IV

Tabla 3.1 Características generales de las principales cuencas con presencia de gas en lutitas en México (Barrera, 2013).

3.3 Potencial mundial de las lutitas gasíferas

En los últimos diez años, se han mejorado las tecnologías que permiten fracturar las lutitas de manera más eficiente, por lo que es posible liberar el gas y poderlo producir en cantidades económicamente rentables.

Por impresionante que haya sido el crecimiento de la producción real de los yacimientos de lutitas gasíferas, su rendimiento potencial es aún mayor. La recuperación final estimada de las cuencas de gas de lutita identificadas en los Estados Unidos se estimó en 36,200 millones de m³ en 1996. Esta cifra se incrementó con los años, alcanzando actualmente una proyección de 141,600 millones de m³. Con base en esta tasa de crecimiento, la recuperación final estimada mundial para el gas de lutitas podría alcanzar los 2.1 trillones de m³.

En el caso de las lutitas gasíferas, el principal desafío con que se enfrenta la industria es cómo extraer este gas de yacimientos conformados por roca con tan poca permeabilidad. Los avances recientes en materia de perforación y terminación de pozos, particularmente en las áreas de perforación horizontal, tubería flexible, operaciones de disparos y fracturamiento hidráulico y pozos multilaterales, están ayudando a las compañías petroleras a lograr la explotación de este recurso, como ya se había mencionado. Si estas tecnologías se combinan con precios de gas elevados, la perspectiva económica de las operaciones de perforación y producción de recursos no convencionales mejora considerablemente.

En México se tiene la posibilidad de reservas de lutita gasífera en grandes volúmenes en Chihuahua y Coahuila (Torreón y Parras), entre otras, además de las que

Capítulo 3

Yacimientos de lutitas gasíferas en México y en el mundo

se puedan encontrar en las cuencas gasíferas de gas no asociado como ocurre en las cuencas de Veracruz, Sabinas y Burgos.

El desarrollo acelerado de gas no convencional proveniente de lutitas está causando gran conmoción en el mercado internacional de hidrocarburos. Los avances tecnológicos de los últimos años han permitido que la producción de gas en lutitas fundamentalmente en Estados Unidos crezca, causando una drástica reducción del precio del gas natural (GN) a nivel mundial. Asimismo, se tienen noticias del descubrimiento de potenciales reservas de gas de lutitas en países como China, México, Argentina y Francia (**Tabla 3.2**) (SNMPE, 2012).

Pais	Reservas (tpc)
Alemania	8
Argelia	231
Argentina	774
Australia	396
Bolivia	48
Brasil	226
Canadá	388
Chile	64
China	1,275
Colombia	19
Dinamarca	23
Estados Unidos	862
Francia	180
India	63
Libia	290
Lituania	4
Marruecos	11
México	681
Holanda	17
Noruega	83
Pakistán	51
Paraguay	62
Polonia	187
Reino Unido	20
Sudáfrica	485
Suecia	41
Túnez	18
Turquía	15
Ucrania	42
Sahara Oeste	7
Uruguay	21
Venezuela	11
Total 6,622	

Tabla 3.2 Reservas Tpc de los principales países con potencial en lutitas gasíferas (PEMEX, s/a).

Capítulo 3

Yacimientos de lutitas gasíferas en México y en el mundo

Si se considera el potencial de recursos de gas en lutitas (Tcf) por regiones, puede observarse que el área de Norte América cuenta con 3840 Tcf, lo que la convierte en la región de mayor potencial a nivel mundial, seguida de la zona centralizada de Asia y China con 3526 Tcf (**Figura 3.8**).

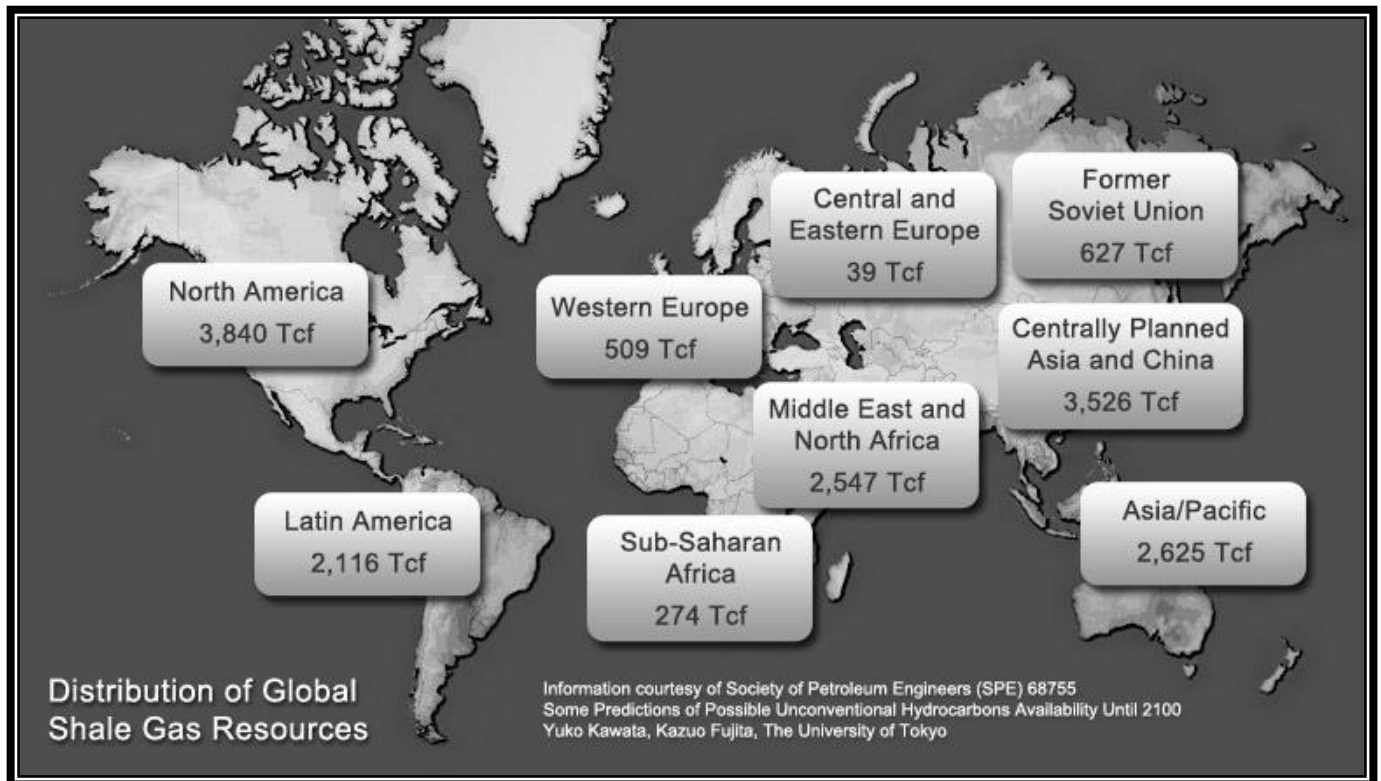


Figura 3.8 Distribución Global de los Recursos de Shale Gas (<http://www.halliburton.com/en-US/ps/solutions/unconventional-resources/shale-gas-oil/project-experience/global-shale-gas.page?node-id=hgjyd47j>).

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

Capítulo 3

Yacimientos de lutitas gasíferas en México y en el mundo

recursos totales. Cabe mencionar que el recurso medio en términos de crudo equivalente, de 60 MMBPE, es el mismo que el de las estimaciones de 2011.

PEMEX ha identificado un área prospectiva de 43,000 km². En la fase de evaluación, la paraestatal contempla realizar estudios sísmicos en un área de 10,320 km². Adicionalmente, para acelerar la evaluación de los recursos en las principales áreas prospectivas, el Fondo "Conacyt-Sener-Hidrocarburos" está financiando un proyecto de adquisición y análisis de sísmica, bajo la coordinación del Instituto Mexicano del Petróleo, en las principales áreas prospectivas del país, en una superficie de 2,700 km². El desarrollo de dichos recursos significa para el país una oportunidad única para incrementar la producción futura de aceite y gas natural a largo plazo, así como para detonar beneficios en términos de inversiones, empleo, recaudación y desarrollo económico regional.

Capítulo 4

Provincia Petrolera de Burgos

La Cuenca de Burgos es la principal cuenca productora de gas no asociado en México, aportando una tercera parte de las reservas del país.

La explotación de esta región gasífera se inició al término de la Segunda Guerra Mundial; su producción creció rápidamente a partir de la mitad de los años cincuenta y alcanzó una producción pico de 600 mmpcd en 1970. Las exportaciones tendieron a agotarse a principios de los setenta conforme la producción de Burgos perdió dinamismo. Sin embargo, la producción nacional se recuperó gracias al desarrollo de los campos de Sabinas, y alcanzó un segundo pico de 568 mmpcd en 1979, para después declinar a 215 mmpcd en 1993 (PEMEX, 2010).

En 1994 se inicia un nuevo periodo de auge en esta región. La producción creció a ritmo acelerado a la vez que se ampliaron las reservas de gas natural. La velocidad de la expansión estuvo determinada por unos cuantos campos de grandes dimensiones cuyas reservas originales de gas natural se ubicaron entre 500 y mil 800 miles de millones de pies cúbicos diarios (mmmpc).

En 2003, Burgos produjo 1030 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd) de gas natural, cifra cercana a la cuarta parte de la producción nacional. En estos años se lograron niveles de perforación nunca alcanzados, mejoró la eficiencia de la perforación, se incorporaron prácticas operativas más avanzadas, así como nuevas tecnologías, y se contó con ingeniería de yacimientos y de producción más moderna.

Capítulo 4

Provincia Petrolera de Burgos

La Cuenca de Burgos se consolidó en el 2011 como la más importante productora de gas natural no asociado en el país. Actualmente se están haciendo estudios y exploración para encontrar yacimientos no convencionales de aceite y gas en lutitas.

4.1 Ubicación

La provincia petrolera de Burgos se localiza en el noreste de México, al norte de los estados de Tamaulipas y el extremo oriental de Nuevo León. Limita al norte con el río Bravo, al oriente con el Golfo de México. Cubre una superficie aproximadamente de 110,000 Km², pero la actividad se centra únicamente en la parte terrestre en un área de 30,000 Km² (**Figura 4.1**).

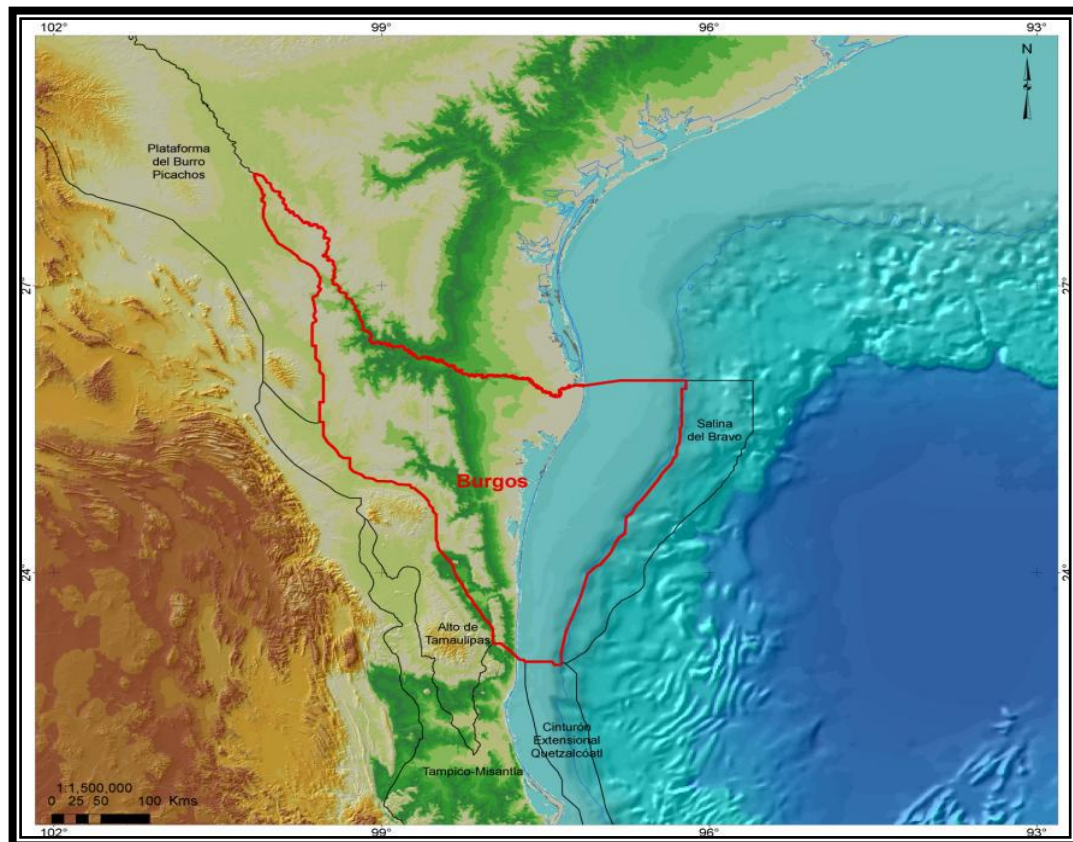


Figura 4.1. Localización de la Cuenca de Burgos (PEMEX, 2010).

4.2 Marco Estratigráfico y Ambientes de Depósito

La provincia de Burgos es una región geológica en donde se ha depositado una serie de secuencias de rocas sedimentarias que van desde el Jurásico y Cretácico hasta el Cenozoico, con un espesor estimado de entre 8000 y 10000 m aproximadamente. La columna sedimentaria de la provincia petrolera de Burgos, que incluye los principales plays productores, abarca todo el Paleógeno-Neógeno y yace sobre rocas del Mesozoico. Principalmente está compuesta por una alternancia de lutitas y areniscas, depositadas en un patrón general progradante hacia el oriente (**Figura 4.2**).

El basamento de esta provincia está formado por esquistos y rocas plutónicas, deformado durante el Paleozoico y combinado con magmatismo posterior. El origen de esta provincia se encuentra relacionado con la apertura del Golfo de México durante el Jurásico Medio. Su evolución estratigráfica inició con el depósito de capas continentales (perteneciente al Grupo Huizachal), acumuladas en bajos estructurales, asociadas a fosas y pilares en una cuenca tipo rift, seguido de los eventos geológicos siguientes:

- **Caloviano-Oxfordiano:** La subsidencia cortical admitió la invasión de un mar somero que propició la acumulación de sal, anhidrita y carbonatos de alta energía (pertenecientes a las formaciones Minas Viejas y Olvido).
- **Kimmeridgiano-Tithoniano:** Se depositan pelitas ricas en materia orgánica (formaciones La Casita y Pimienta), que son la fuente más importante generadora de hidrocarburos de esta cuenca, tanto para yacimientos convencionales como no convencionales.

Capítulo 4

Provincia Petrolera de Burgos

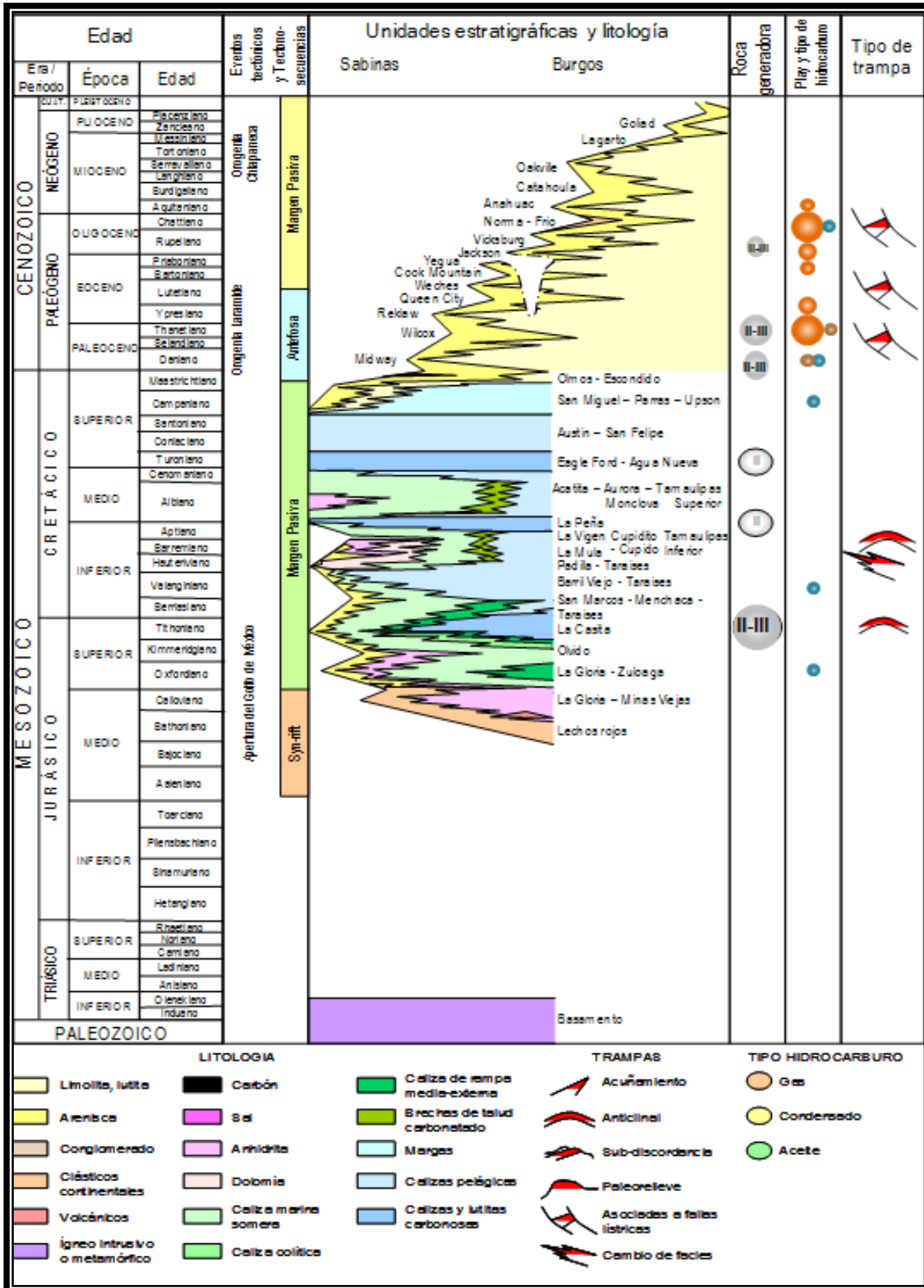


Figura 4.2. Columna estratigráfica de la cuenca de Burgos (PEMEX, 2010).

- **Cretácico Temprano- Cenomaniano:** Continúa la subsidencia, se depositan carbonatos micríticos de ambiente profundo (formaciones Tamaulipas Superior e Inferior y Agua Nueva), así como las pelitas del Aptiano (Formación Otates).
- **Turoniano-Maastrichtiano:** Existe un cambio en la sedimentación; el depósito de carbonatos gradualmente fue sustituido por siliciclastos (formaciones San Felipe, Méndez y Grupo Taylor).
- **Cenozoico:** Durante este periodo la provincia recibió siliciclastos que conformaron areniscas y pelitas con facies someras al occidente y facies profundas al oriente, propiciadas por transgresiones y progradaciones cíclicas, en donde prevaleció la retirada de los mares hacia el oriente, dejando áreas continentales expuestas al occidente. Se considera que los ancestros de los actuales ríos Nazas y Aguanaval fueron las vías de transporte que llevaron los sedimentos a la parte central y sur de la Provincia de Burgos (**Figura 4.3**).

Capítulo 4

Provincia Petrolera de Burgos

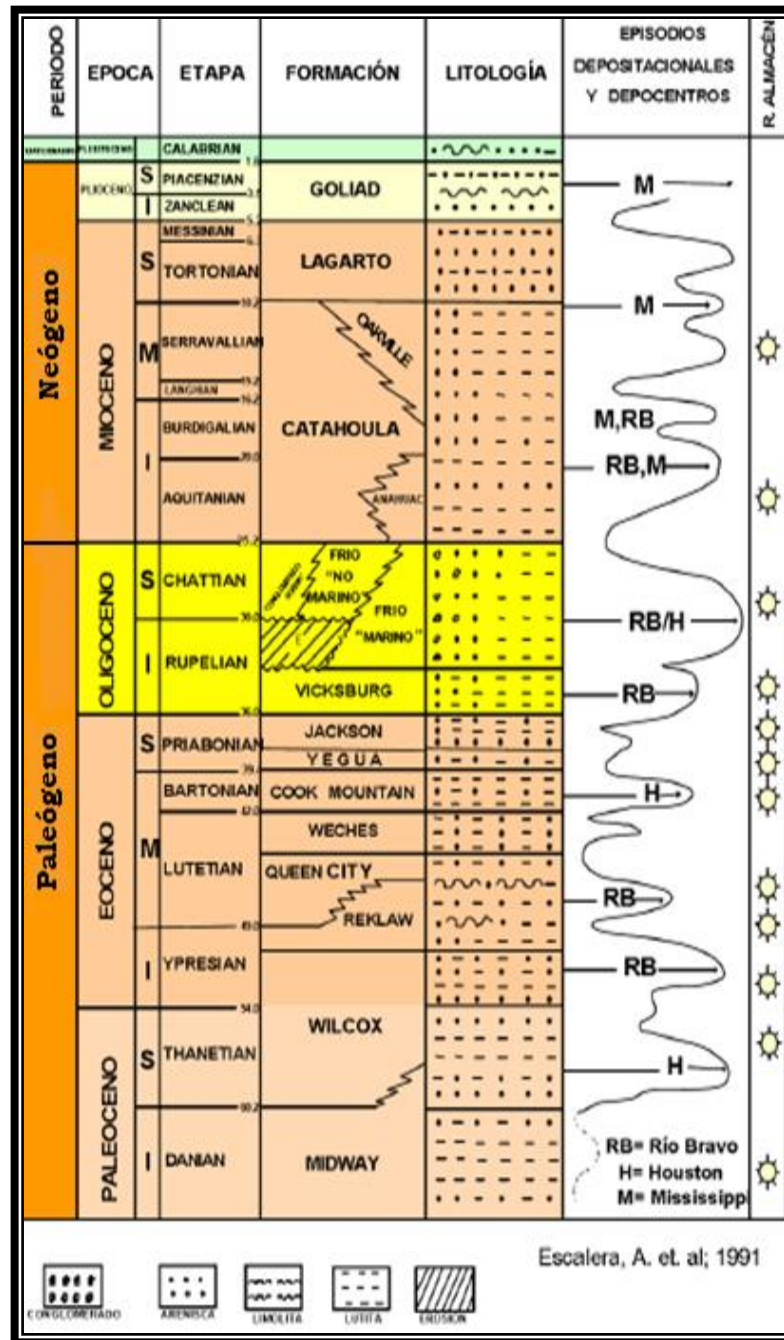


Figura 4.3. Columna estratigráfica cenozoica de la cuenca de Burgos (Modificada de Bruno, 2010).

También se depositaron potentes espesores de lutita y arenisca, en ciclos de secuencias separadas por discordancias y concordancias en su mayoría relacionados con cambios del nivel del mar (**Figura 4.4**).

Capítulo 4

Provincia Petrolera de Burgos

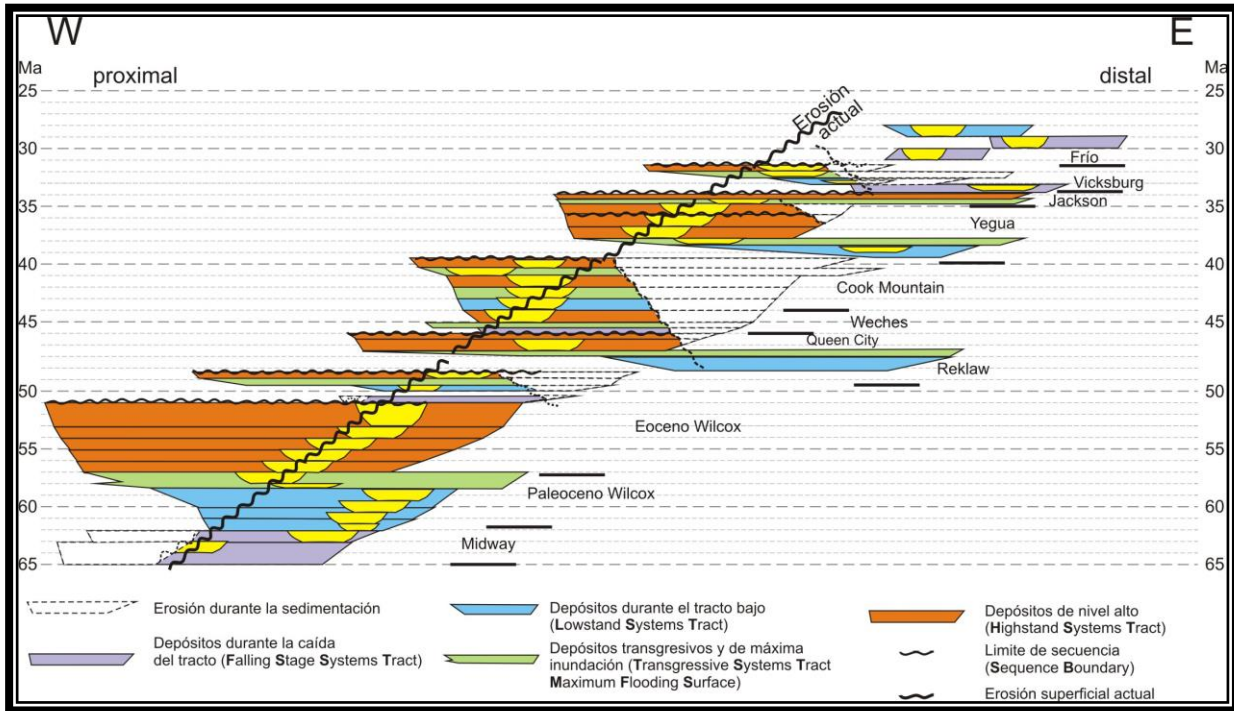


Figura 4.4. Diagrama que representa las secuencias estratigráficas en la cuenca de Burgos (Eguiluz de Antuñano, 2011).

En cuanto a las formaciones Cenozoicas que integran la provincia de Burgos durante esta etapa tenemos las siguientes:

- **Formación Midway:** Es del Paleoceno temprano y se trata de un depósito en facies de ambiente profundo, que en su cima tiene areniscas finas (turbiditas). Estos depósitos presentan una distribución restringida, siendo ambientes de depósito de plataforma interna y media, con batimetrías de nerítico interno a medio, desarrollando sistemas de abanicos de plataforma, mientras que en la parte central se desarrollaron abanicos de talud y piso de cuenca con batimetrías de nerítico externo a batial (**Figura 4.5**).

Capítulo 4

Provincia Petrolera de Burgos

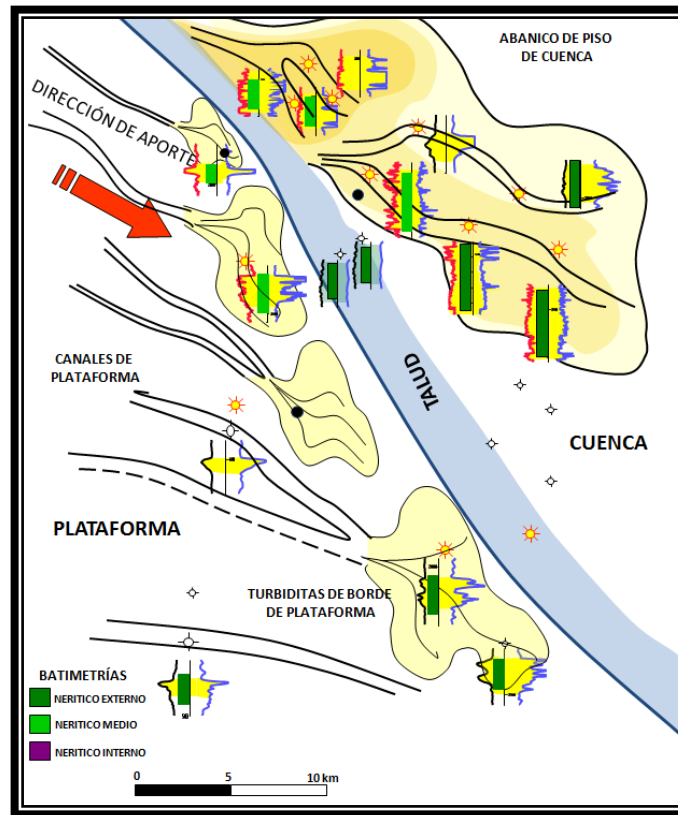


Figura 4.5. Modelo de depósito del Paleoceno Midway (PEMEX, 2010).

- **Formación Wilcox:** “Formada durante el Paleoceno temprano al Eoceno dentro de un ciclo regresivo-transgresivo. Son complejos de facies de delta progradantes hacia el oriente, dominadas por olas que conforman barras costeras de desarrollo múltiple, alargadas, con espesores variables y de amplia distribución preferencial de N-S, predominando ambientes de plataforma interna-media” (PEMEX, 2010).
- **Formación Queen City:** Es del Eoceno temprano y medio. Es una secuencia areno-arcillosa con numerosos cuerpos arenosos en ambientes de plataforma interna representados por deltas en facies de canal.

- **Formación Reklaw (parte superior) - Formación Yegua (miembro medio):** Son facies de cuña progradante limitadas en su base por discordancias regionales. Estas cuñas nos indican inestabilidad tectónica. "Por paleontología, estas unidades fueron depositadas entre las biozonas de *Globorotalia lehneri*, *Truncorotaloides rohri* y *Globorotalia aragonensis*; estas biozonas comprenden una edad alrededor de 48.5 a 39.5 Ma, las cuales coinciden con pulsos orogénicos" (Eguiluz de Antuñano, 2011).
- **Formación Weches:** Es del Eoceno temprano y medio. Depósito de planicie deltaica constituida por una secuencia arcillosa, que cambia de facies a plataforma media-externa.
- **Formación Cook Mountain – Formación Yegua (miembro inferior):** Es del Eoceno tardío, corresponden a un ciclo inicial transgresivo y final regresivo. Se depositaron predominantemente areniscas en ambientes someros.
- **Formación Jackson:** Es del Eoceno tardío, compuesta en su base por un predominio pelítico que indica un ciclo de inundación, la parte media es un cuerpo arenoso progradante y su parte superior presenta lutitas de una porción indefinida (**Figura 4.6**).

Capítulo 4

Provincia Petrolera de Burgos

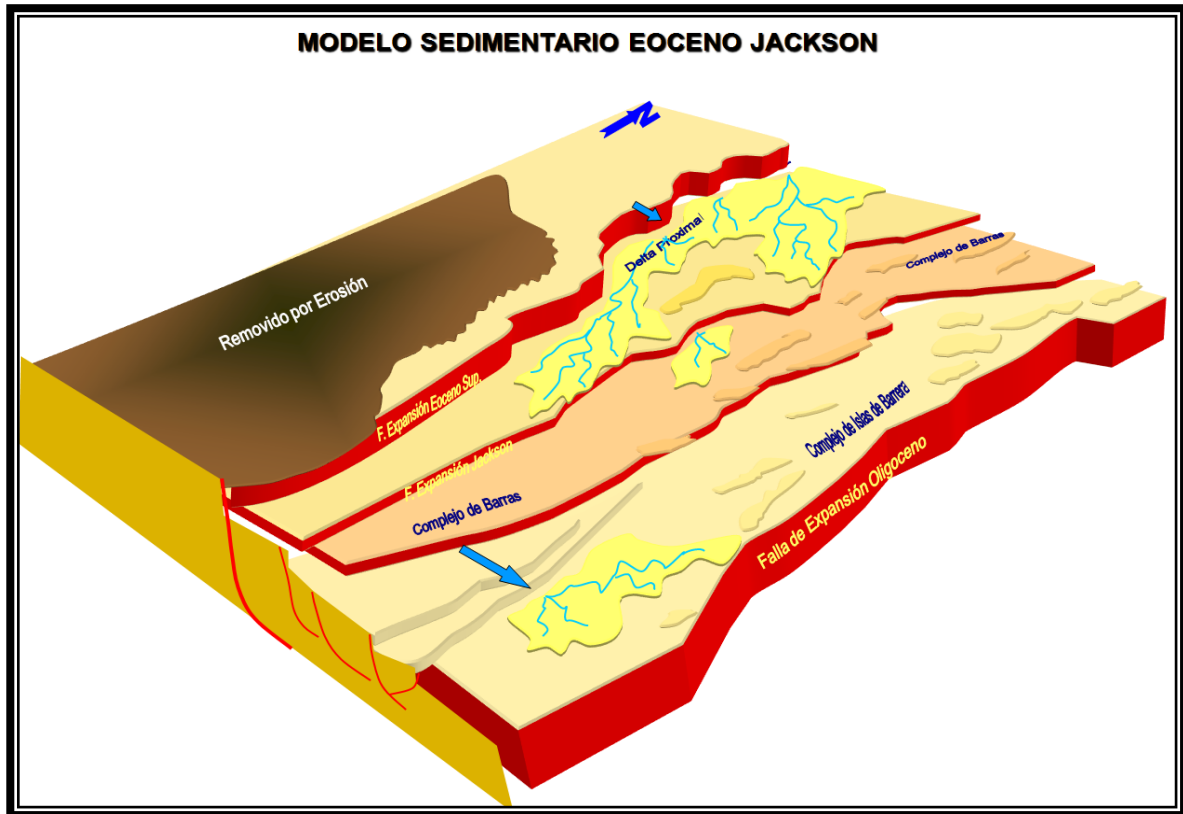


Figura 4.6. Modelo de depósito del Eoceno Jackson (PEMEX, 2010).

- **Formación Vicksburg:** Es del Oligoceno, contiene tobas intercaladas entre cuerpos de lutita y arenisca que denotan ciclos transgresivos y progradantes. Su cima está cortada por una discordancia que corresponde al límite de secuencia mayor que subyace a los depósitos del Sistema Sedimentario Frío Continental y Frío Marino (**Figura 4.7**).

Capítulo 4

Provincia Petrolera de Burgos

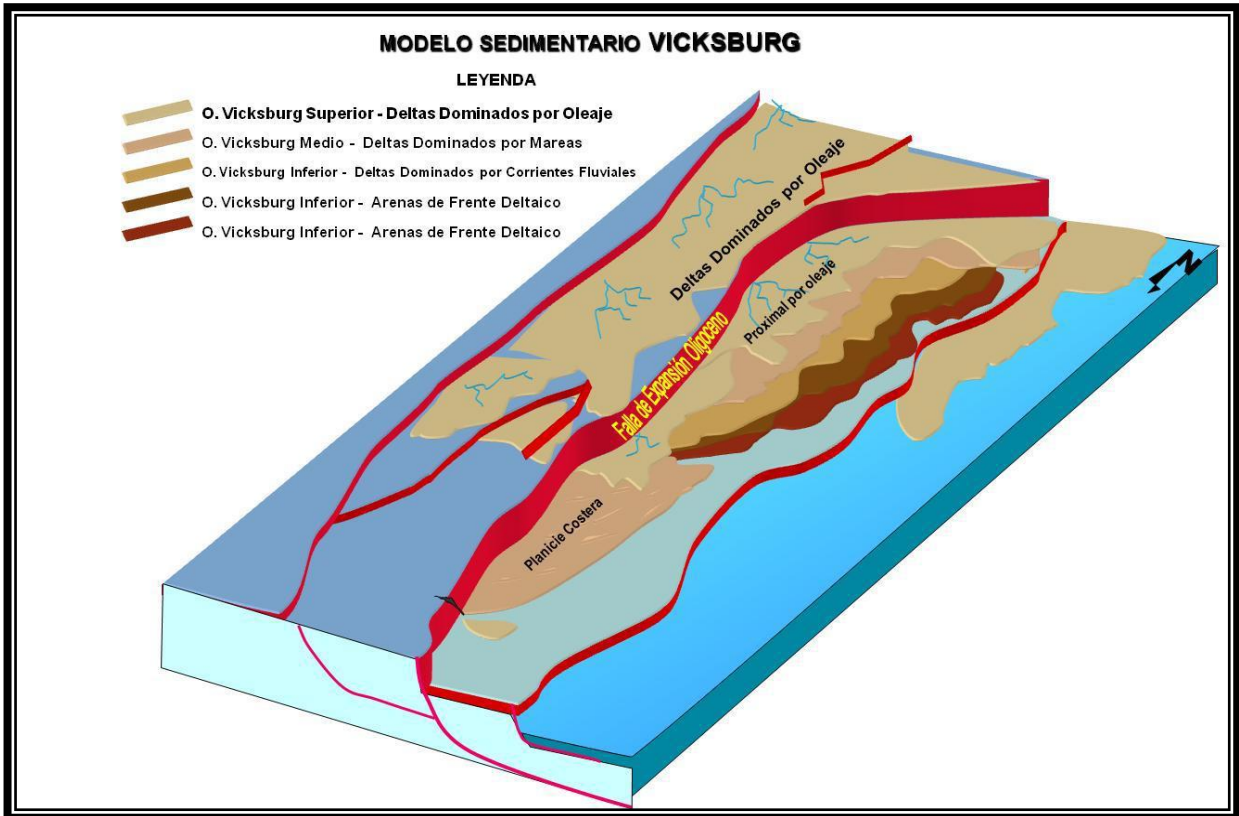


Figura 4.7 Modelo de depósito del Oligoceno Vicksburg (PEMEX, 2010).

- **Formación Frío No Marino:** Representada por ciclos de lutita y arenisca, y conglomerados, con incremento de espesor hacia el oriente, cuyo ambiente de depósito varía de continental a transicional.
- **Formación Frío Marino:** Más al oriente los ambientes de depósito se vuelven más arcillosos, por lo que varían de marino indefinido a nerítico externo.

En el Oligoceno tardío se inicia un ciclo transgresivo/regresivo completo, afectando la sedimentación del Mioceno temprano, depositándose una secuencia arcillo-arenosa marina que se conoce como **Formación Anáhuac**.

“La división de franjas sedimentarias en esta cuenca no solamente refleja la disposición de cinturones de afloramientos en un homoclinal; las rocas de estas franjas, que afloran o están sepultadas en el subsuelo, implícitamente indican, de occidente a oriente, una continua regresión, variaciones de ambiente somero a profundo con su consecuente variación de contenido de materia orgánica y evolución térmica por sepultamiento. Estos factores controlan, entre otros, la generación de hidrocarburos” (Eguiluz de Antuñano, 2011).

4.3 Marco Tectónico Estructural

4.3.1 Geología Estructural

Esta cuenca o provincia, como ya se mencionó, se originó a principios del Paleógeno, y en ella se depositó una columna sedimentaria cenozoica. Su geometría estratigráfica y estructural corresponde a progradaciones que dieron lugar a un arreglo en forma de franjas, que varían cronológicamente de occidente a oriente desde el Paleoceno hasta el Mioceno, y obedecen primordialmente a regresiones marinas y a la actividad de fallas extensionales que desarrollan estructuras “roll-over”. Siguiendo esto, los campos petroleros se encuentran en trampas estructurales, estratigráficas y combinadas (**Figura 4.8**).

Capítulo 4

Provincia Petrolera de Burgos

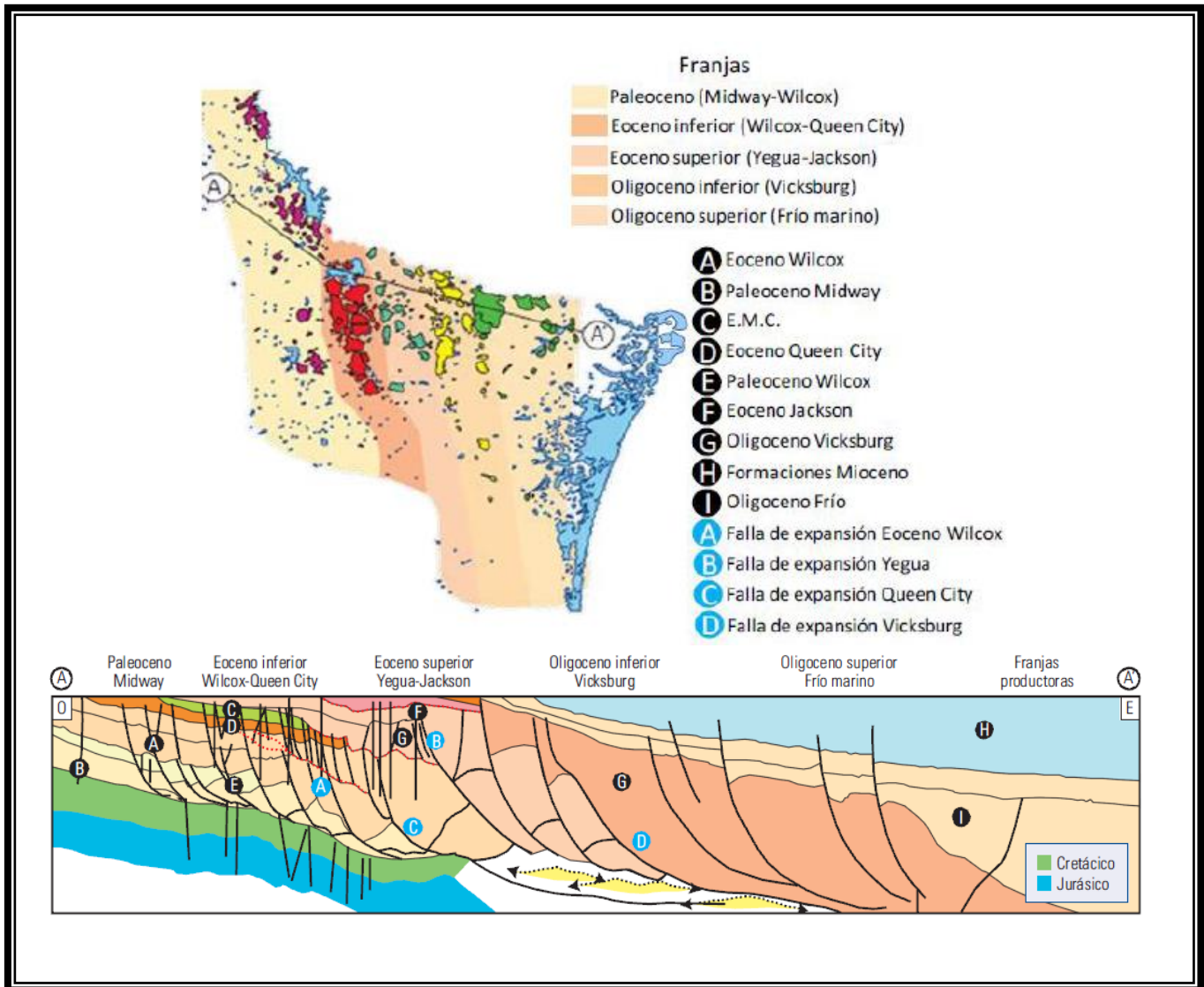


Figura 4.8 Franjas depositacionales y sección estratigráfica-estructural de la cuenca de Burgos (PEMEX, 2010).

Las fallas de crecimiento presentan caída hacia el oriente, principalmente lístricas. En general, estos alineamientos de fallas muestran una orientación NW-SE, es decir, se hacen más jóvenes hacia el oriente, pudiéndose distinguir tres grandes estilos de fallamiento:

Capítulo 4

Provincia Petrolera de Burgos

- El primero hacia la porción occidental, que involucra la franja del Paleoceno, en donde hay un predominio de fallas normales postdeposicionales.
- El segundo involucra las franjas de Eoceno y Oligoceno, en las que son comunes las fallas sinsedimentarias de mediano a bajo ángulo.
- Y el tercero, en donde las fallas son también de crecimiento pero de alto ángulo con trazas que tienden a ser verticales, que corresponde a la franja del Mioceno (**Figura 4.9**).

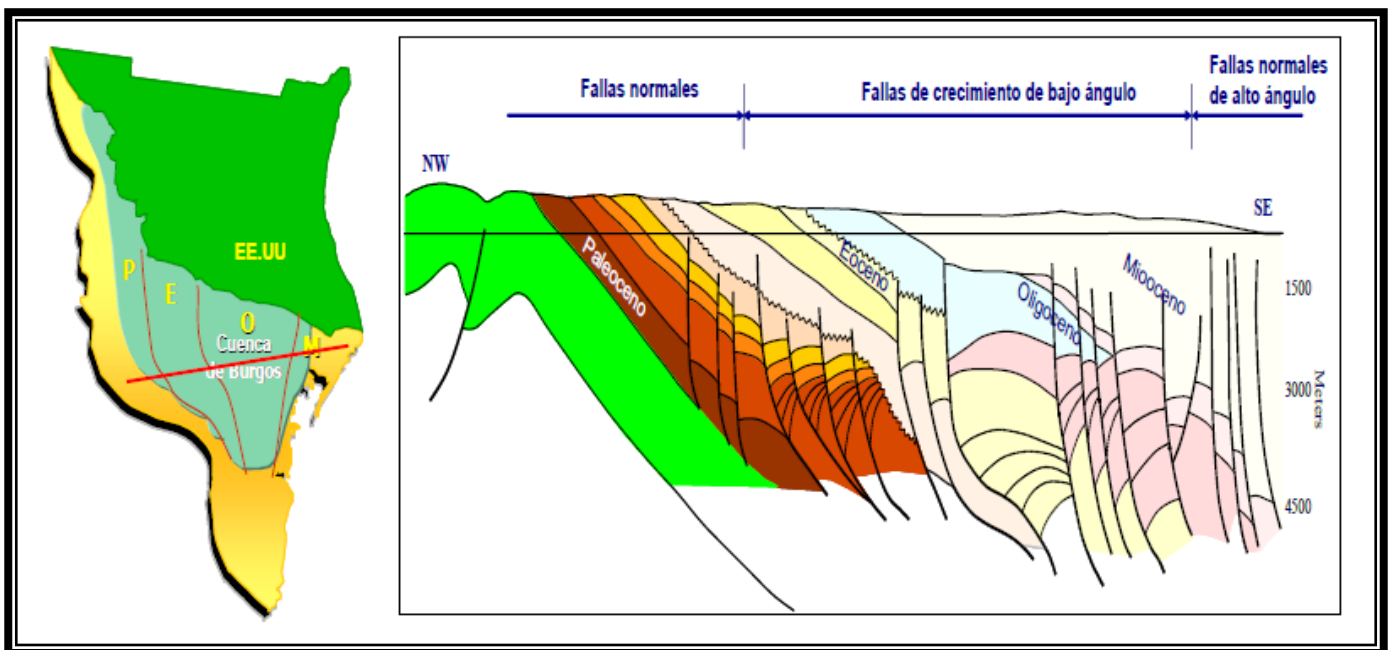


Figura 4.9 Distribución de las franjas de depósito y sus estilos estructurales (PEMEX, 2010).

“Algunas fallas antitéticas con caída hacia el occidente se han desarrollado asociadas a las fallas principales” (WEC México, 2010).

Capítulo 4

Provincia Petrolera de Burgos

Para la denominada franja del Paleoceno, las fallas de crecimiento son de poca intensidad. Aunque esta región se ve afectada por una gran presencia de fallas normales, éstas no muestran mucha influencia en la columna sedimentaria, excepto en algunas áreas en particular, sin embargo, para la franja del Eoceno, estos crecimientos son notables desarrollándose trampas estructurales de tipo "roll-over" asociadas a fallas de crecimiento de bajo ángulo, estos crecimientos alcanzan varias centenas de metros.

Para el Eoceno Superior, la acción de estas fallas de crecimiento se desplaza al oriente donde se tienen expansiones considerables, así como anticlinales de tipo "roll-over".

Durante el Oligoceno, el sistema de fallas de crecimiento migra hacia la región central de la cuenca; la columna sedimentaria se ve afectada por un gran número de fallas lístricas que tienen como características ser de bajo ángulo, y por lo general, presentar su plano de despegue sobre rocas del Eoceno y Oligoceno, dando lugar a gruesos depósitos de terrígenos en los bloques bajos de las mismas, así como a grandes estructuras de tipo "roll-over", que en muchos casos son afectadas por fallas antitéticas que contribuyen a fragmentar en bloques las estructuras.

El estilo estructural que se observa en la franja del Mioceno, es dominado por fallas de crecimiento, caracterizadas por ser de alto ángulo, de corto espaciamiento entre ellas, dando lugar a bloques rotados y estructuras anticlinales colapsadas y afectadas por numerosas fallas.

4.3.2 Evolución Tectónica

La cuenca de Burgos está situada en un margen de tipo pasivo y posee elementos tectónicos sobrepuestos. Los elementos tectónicos relevantes que la rodean son: el Arco de Salado, el Lineamiento del Río Grande y el Cinturón Plegado Perdido (Figura 4.10).

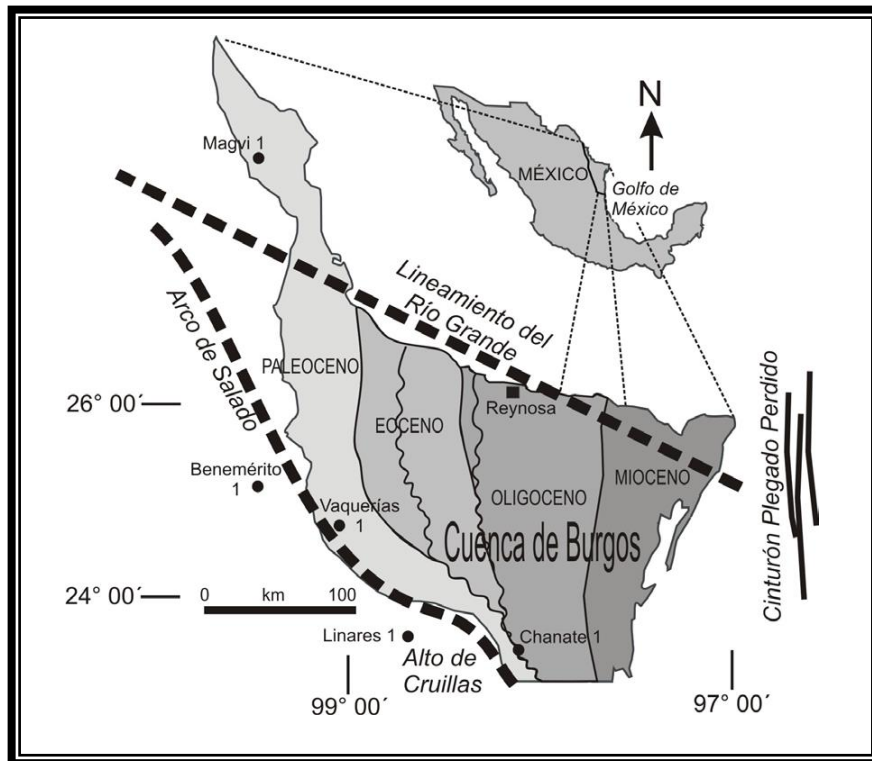


Figura 4.10 Franjas de afloramientos sedimentarios y elementos tectónicos (Eguiluz de Antuñano, 2011).

A principios del Mesozoico, el área de la provincia petrolera de Burgos estuvo expuesta a una tectónica de tipo extensional asociada a la etapa de la apertura del Golfo de México. Este sector estaba limitado al occidente con elementos altos (Tamaulipas, Picachos y San Carlos) a través de fallas regionales de desplazamiento lateral izquierdo que jugaron un papel muy importante para el desprendimiento del Bloque Yucatán. La sedimentación sin-“rifting” estuvo caracterizada por depósitos

Capítulo 4

Provincia Petrolera de Burgos

de lechos rojos y sal del Jurásico Superior, y hasta el término del Mesozoico el área correspondió a una cuenca marina somera, donde tuvieron lugar depósitos de areniscas, evaporitas, calizas y lutitas.

Al término del Cretácico Superior y durante parte del Paleógeno se desarrolló el evento orogénico laramídico, lo que ocasionó el levantamiento y el plegamiento en el occidente de la cuenca para dar lugar a los pliegues estructurales de la Sierra Madre Oriental. Este levantamiento estuvo acompañado por el desarrollo de cuencas, entre ellas la Cuenca de Burgos. De esta manera, gruesas secuencias de areniscas y lutitas de ambientes que varían de marginales a francamente marinos, progradaron sobre el margen de la plataforma cretácica durante el Paleógeno. El levantamiento tectónico y la sedimentación asociada provocaron el inicio de fallamiento extensional en la porción occidental de la cuenca a partir del Paleoceno; en el Eoceno este sistema extensional se definió por fallas de crecimiento que fueron aumentando en intensidad. Los niveles de despegue del sistema extensional se ubicaban en el límite Eoceno y Oligoceno con grandes fallas de crecimiento, conformando a partir de este tiempo un sistema ligado de extensión-contracción, que provocó hacia el oriente de la cuenca grandes movilizaciones de cuerpos de arcilla y salinos en su porción marina y la formación del Cinturón Plegado Perdido más al oriente. El sistema extensional continuó migrando hacia el límite oriental de la cuenca durante todo el Neógeno.

4.4 Plays no convencionales

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

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

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

Los plays del Jurásico Superior (La Casita y Pimienta), presentes en las cuencas de Chihuahua, Sabinas, Burgos y Tampico-Misantla, equivalentes a la Formación Haynesville productora en EUA (**Figura 4.11**).

Capítulo 4

Provincia Petrolera de Burgos

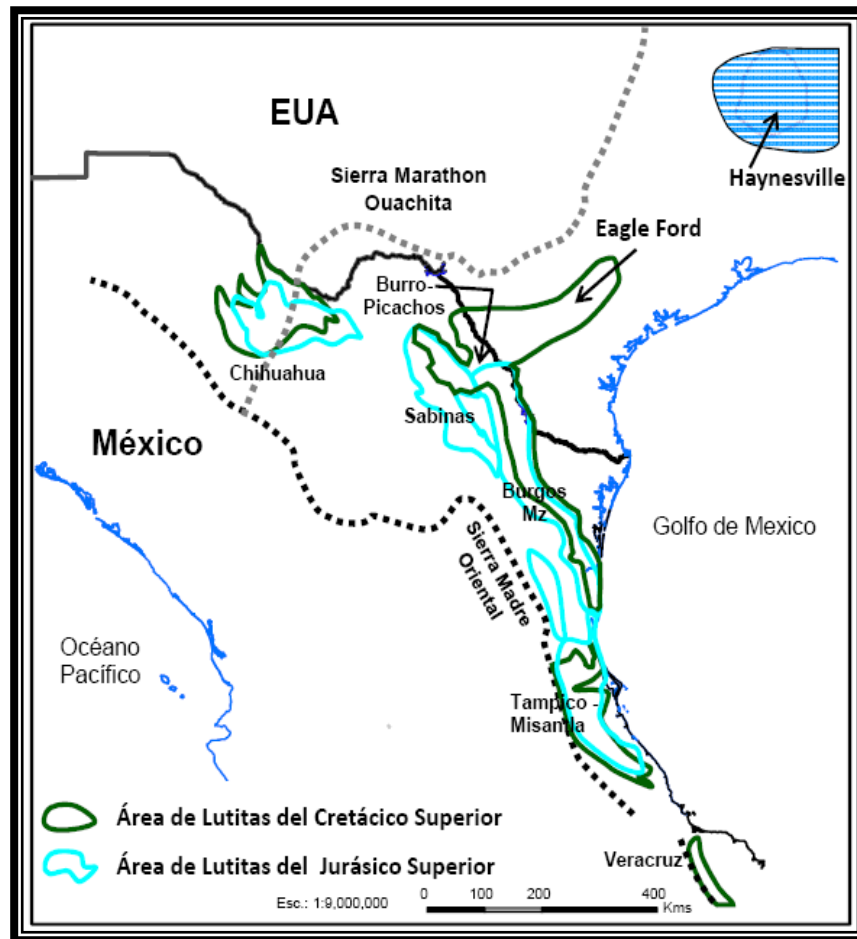


Figura 4.11 Mapa que muestra los plays de gas/aceite en lutitas del Cretácico y Jurásico Superior en México (Escalera, 2012).

A la fecha se han identificado dos niveles estratigráficos de interés y que corresponden a rocas de edad Jurásico Superior (Tithoniano) y Cretácico Superior (Turoniano) (**Figura 4.12**).

Capítulo 4

Provincia Petrolera de Burgos

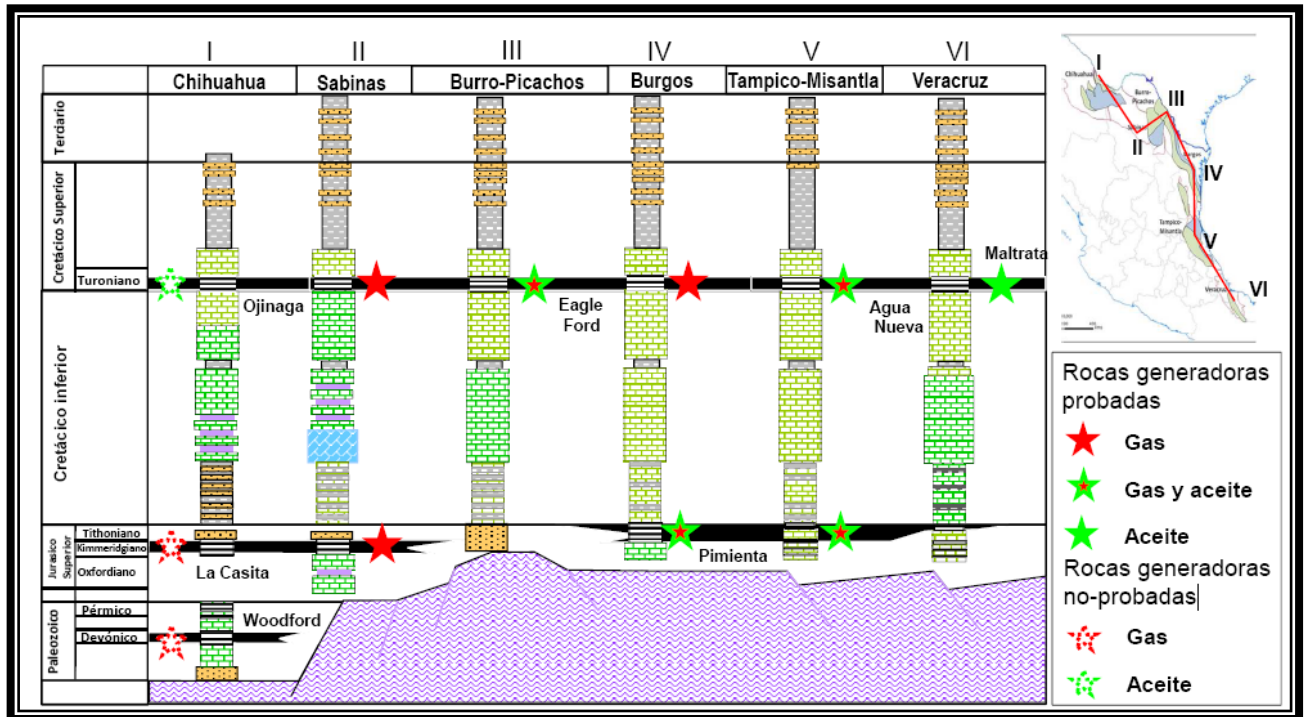


Figura 4.12 Niveles estratigráficos de interés para las Cuencas Productoras de Shale oil/gas en México (Escalera, 2012).

4.4.1 Plays en el Área de Burgos

En la Cuenca de Burgos los plays que están presentes son los del Cretácico Superior (Formación Eagle Ford) y Jurásico Superior (Formación Pimienta) (**Figura 4.13**).

Dentro de las principales características de los plays de Burgos se encuentran las siguientes:

- ❖ Cretácico Superior Eagle Ford-Agua Nueva:
 - Ventana de aceite y gas
 - COT: 1.3 %
 - Tipo de Kerógeno: II

Capítulo 4

Provincia Petrolera de Burgos

- ❖ Jurásico Superior Pimienta:
 - Ventana de gas húmedo/seco
 - COT: 1-5.5 %
 - Tipo de Kerógeno: II/III
 - Complejidad estructural geológica: baja

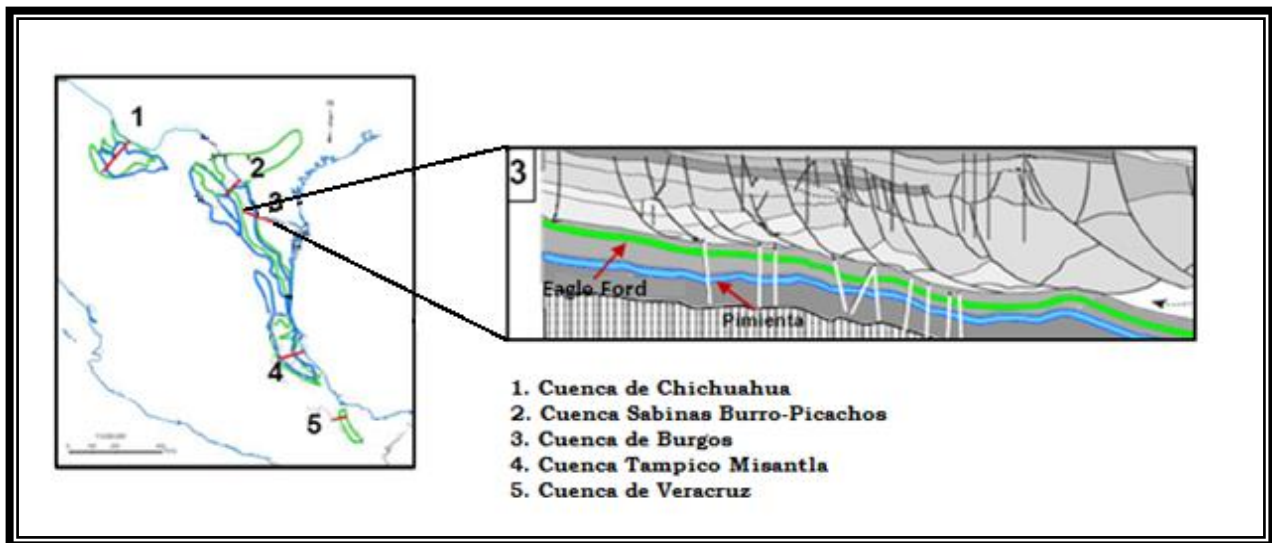


Figura 4.13 Esquema Geológico Estructural de la Cuenca de Burgos para los plays Eagle Ford y Pimienta (Modificada de Escalera, 2012).

4.4.1.1 Formación Eagle Ford (Play Cretácico Superior)

Fue la primera reconocida como el mayor play de gas natural, ahora es considerada la 6° más grande descubierta en E.U.

Tiene un área prospectiva de 34,700 km². El tipo de hidrocarburo esperado es primordialmente gas seco y húmedo. El Cretácico Superior Eagle Ford tiene un recurso del orden de 27 a 89 con una media de 55 MMMMpc. Con los pozos E-1 y H-

Capítulo 4

Provincia Petrolera de Burgos

1 se comprobó la continuidad de las zonas de gas seco y gas húmedo del play Eagle Ford.

El pozo P-1 productor de gas seco probó la extensión de este play hacia la Cuenca de Sabinas.

Con los pozos N-1 y M-1 se exploraron las zonas de aceite y gas húmedo, respectivamente, con resultados parcialmente concluyentes (**Figura 4.14**). Se interpretan dos facies a partir de registros y núcleos:

- Facies de Calizas arcillosas/Lutitas calcáreo-carbonosas
- Facies de Calizas/Calizas arcillosas/Lutitas calcáreo-carbonosas

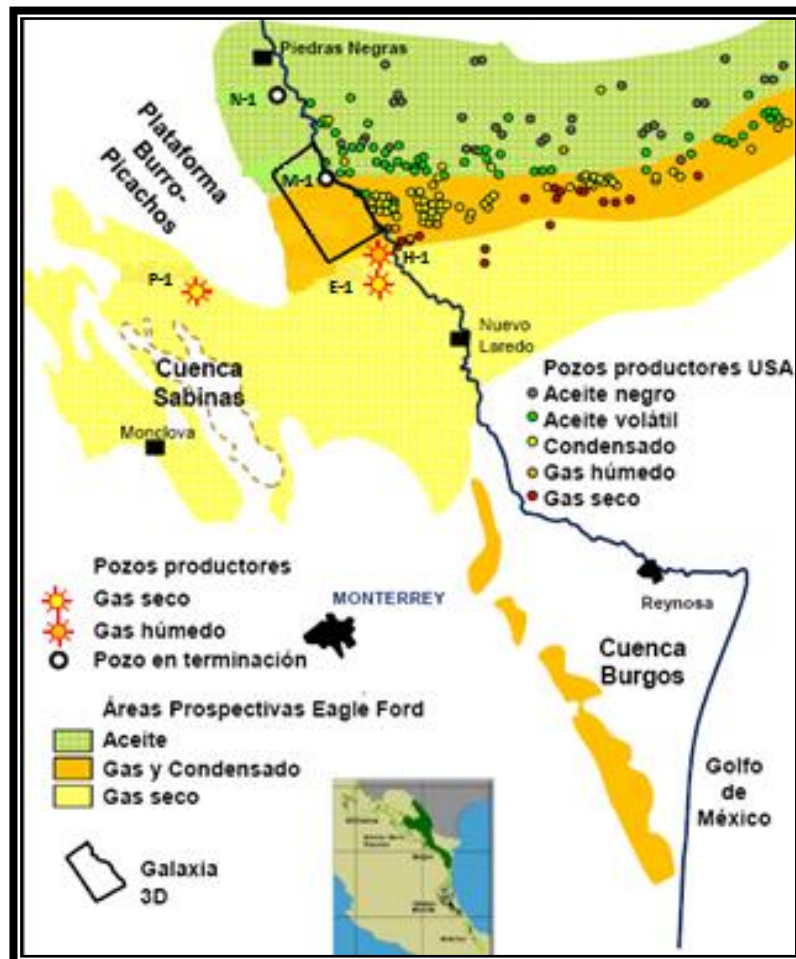


Figura 4.14 Play Eagle Ford (Modificada de Escalera, 2012).

4.4.1.2 Formación Pimienta (Play Jurásico Superior)

Para México el primer play estudiado y propuesto como no convencional de Lutitas Gasíferas fue la Formación Pimienta de edad Jurásico Superior, desarrollado a partir de 2011 en la Cuenca de Burgos, y sobre el cual se centra el presente trabajo.

El nombre de Pimienta fue propuesto informalmente por Heim en 1926, denominándola "Capas Pimienta", cuya localidad tipo se ubica 1 km al norte del poblado La Pimienta, SLP. (Escalera, 2012). Originalmente descrita como calizas negras densas de estratificación delgada con capas de pedernal. Con el paso del tiempo, el término de Formación Pimienta se acuñó para definir a los depósitos tithonianos de mar abierto en el noreste de México.

De manera global se localiza en la porción noreste de la República Mexicana dentro de los estados de Nuevo León y centro de Tamaulipas, forma parte de la Cuenca de Burgos, la cual está limitada al norte con el Río Bravo; al oriente con el Golfo de México; al sur con el paralelo 24°30' de latitud norte y al occidente con el contacto geológico superficial Cretácico-Paleógeno que parte del oriente de Piedras Negras, Coahuila y se extiende hacia el sureste hasta el litoral del Golfo de México.

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

El pozo Ar-1 comprobó la presencia de gas en lutitas en el Jurásico Superior de la Cuenca de Sabinas. Con el fin de evaluar el Jurásico Superior en el área sur de Burgos, se perforó el pozo A-1 y posteriormente se perforó el pozo Nu-1 (**Figura 4.15**).

Capítulo 4

Provincia Petrolera de Burgos

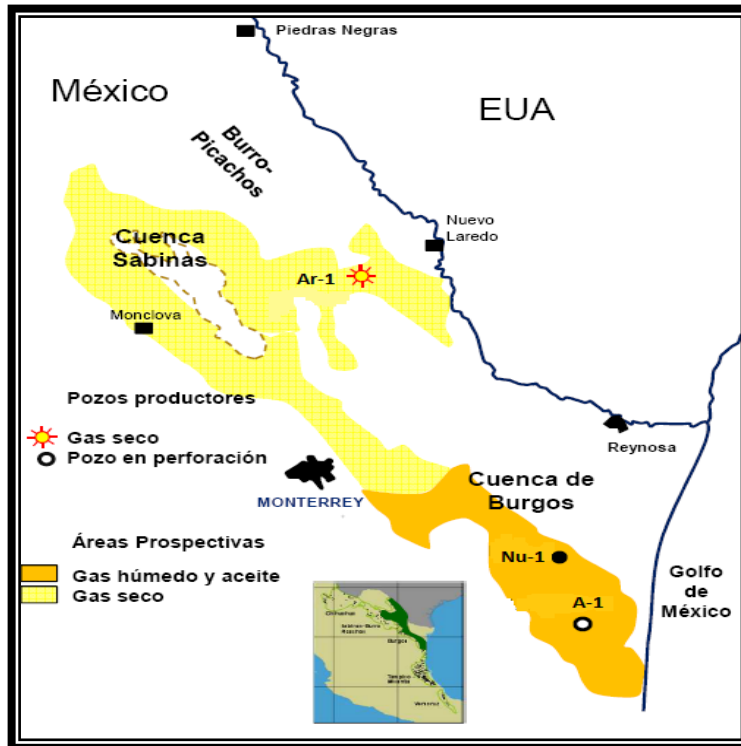


Figura 4.15 Play Jurásico Superior Pimienta (Modificada de Escalera, 2012).

La Formación Pimienta tradicionalmente se había considerado como un solo paquete homogéneo de lutitas negras, depositado en un ambiente marino profundo de carácter anóxico, cuyas características de roca generadora son excelentes, capaces de alimentar gran parte de los yacimientos dentro de la Cuenca de Burgos, sin embargo actualmente es considerada como un play no convencional de lutitas negras carbonosas, que no solo funge como roca generadora, sino también como roca almacén y sello, en la cual se pudieron interpretar por medio de núcleos y registros 3 unidades litológicas: Unidad Inferior, Unidad Media y Unidad Superior (Figura 4.16).

Capítulo 4

Provincia Petrolera de Burgos

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

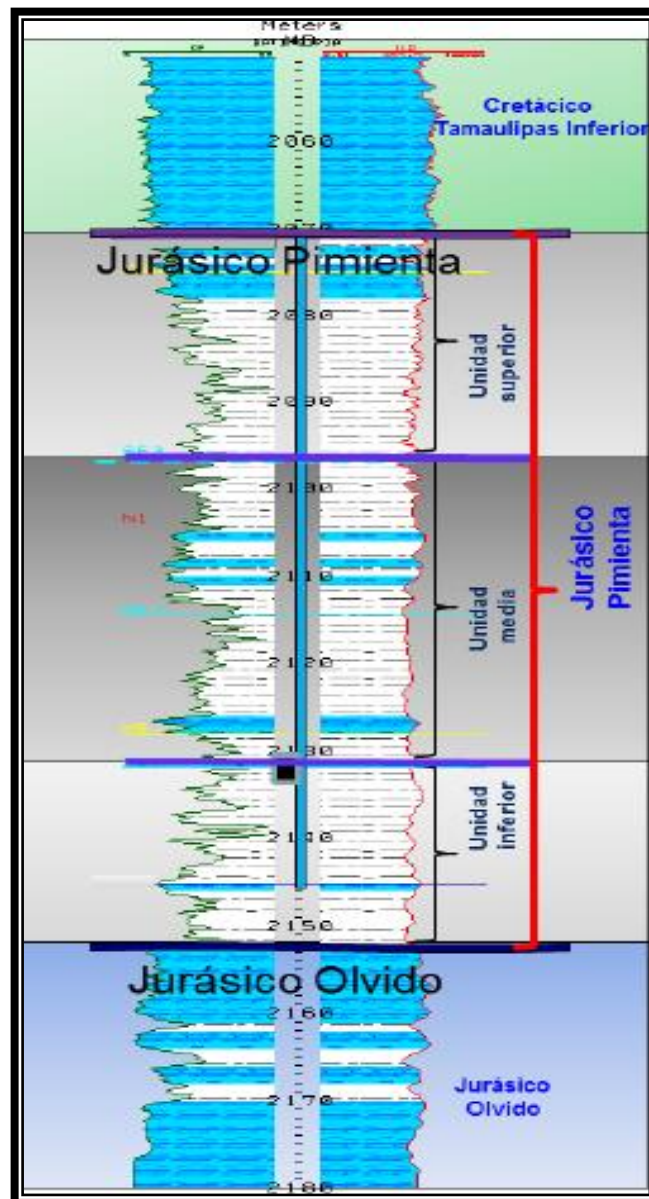


Figura 4.16 Registro geofísico del pozo A-1 donde se diferencian las 3 unidades litológicas de la Formación Pimienta (PEMEX, 2012).

Capítulo 4

Provincia Petrolera de Burgos

La mayor influencia de los paleoelementos tuvo lugar durante el depósito de la unidad inferior, representada por sedimentos terrígenos en las periferias de estos altos; así mismo, en la porción sur de la cuenca, una franja de carbonatos posterior a los terrígenos, se observa desde los pozos Tri-1 y Li-1, hasta el área de San José de las Rusias, incluyendo el área del pozo A-1; hacia el norte, cercano al alto del basamento persiste una litología de lutitas y calizas intercaladas.

Durante el depósito de la unidad media, las regiones cercanas a los paleoelementos continuaron con el aporte de sedimentos terrígenos; posteriores a ellos se localizan áreas con litología intercalada de lutitas y calizas, muy bien representada en el pozo A-1 al sur; en tanto que para la porción central de la cuenca la distribución de lutitas negras carbonosas alcanza su máximo desarrollo.

La unidad superior presenta en la porción norte de la cuenca, una litología de lutita negra carbonosa homogénea. La porción centro-oeste y sur, consiste de cuerpos de lutitas con intercalaciones de calizas y una unidad de lutitas negras carbonosas con alto contenido de sílice, producto en parte de organismos planctónicos (**Figura 4.17**).

En la Cuenca de Burgos las lutitas carbonosas y calizas arcillosas de la Formación Pimienta presentan contenido de carbono orgánico total (COT) y condiciones de madurez térmica adecuadas para la prospección de gas húmedo y aceite, como lo muestran las evidencias de impregnación de aceite y la fluorescencia en muestras de canal, así como el reporte de gasificaciones en este nivel estratigráfico, acentuándose esto hacia la porción sur del área. Mantiene su continuidad lateral hasta la cuenca de Tampico Misantla pero cambia lateralmente de facies hacia la Cuenca de Sabinas.

Capítulo 4
Provincia Petrolera de Burgos

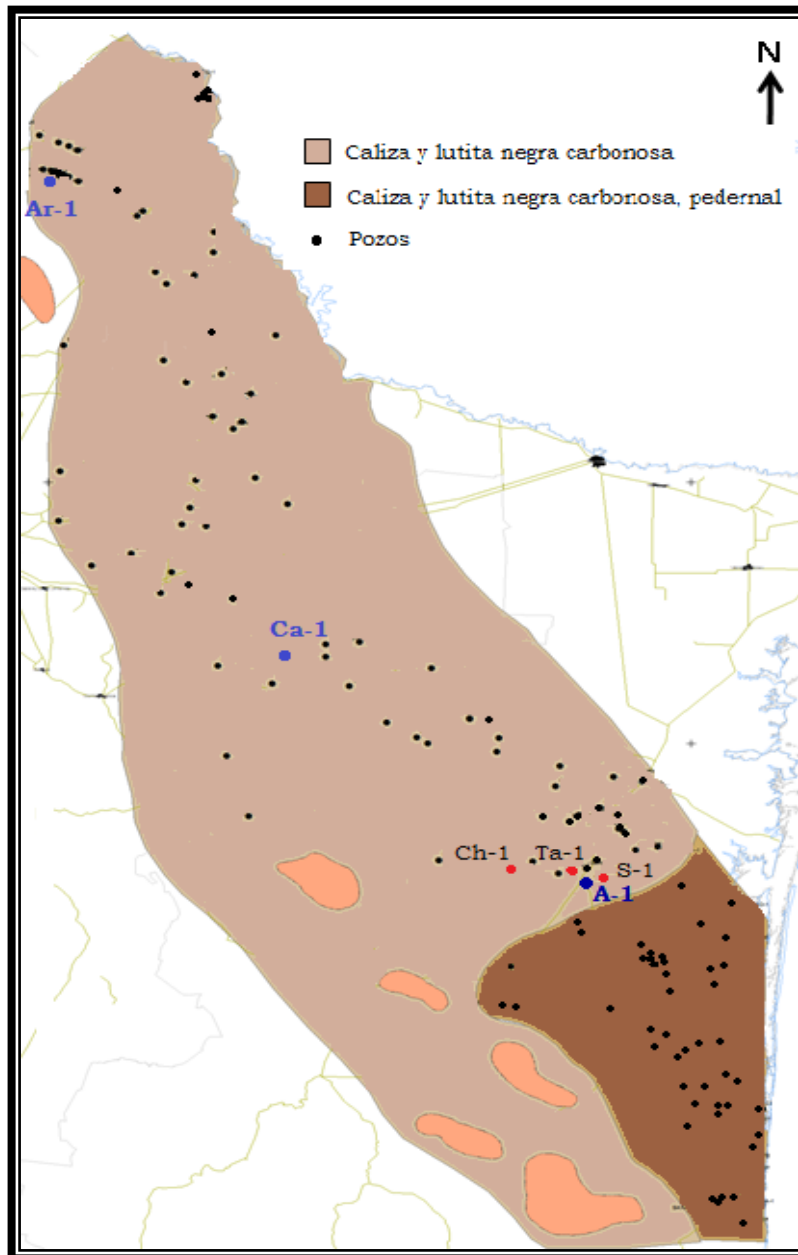


Figura 4.17 Mapa de litofacies de la Formación Pimienta (PEMEX¹, 2011).

La Formación Pimienta comprende la totalidad del Tithoniano, en el Jurásico Superior y se caracteriza por ser una unidad arcillosa que sobryace a la Formación Olvido y subyace a la Formación Tارايسes en la porción norte, y a la Formación Tamaulipas Inferior en la porción sur y central (**Figura 4.18**).

Capítulo 4
Provincia Petrolera de Burgos

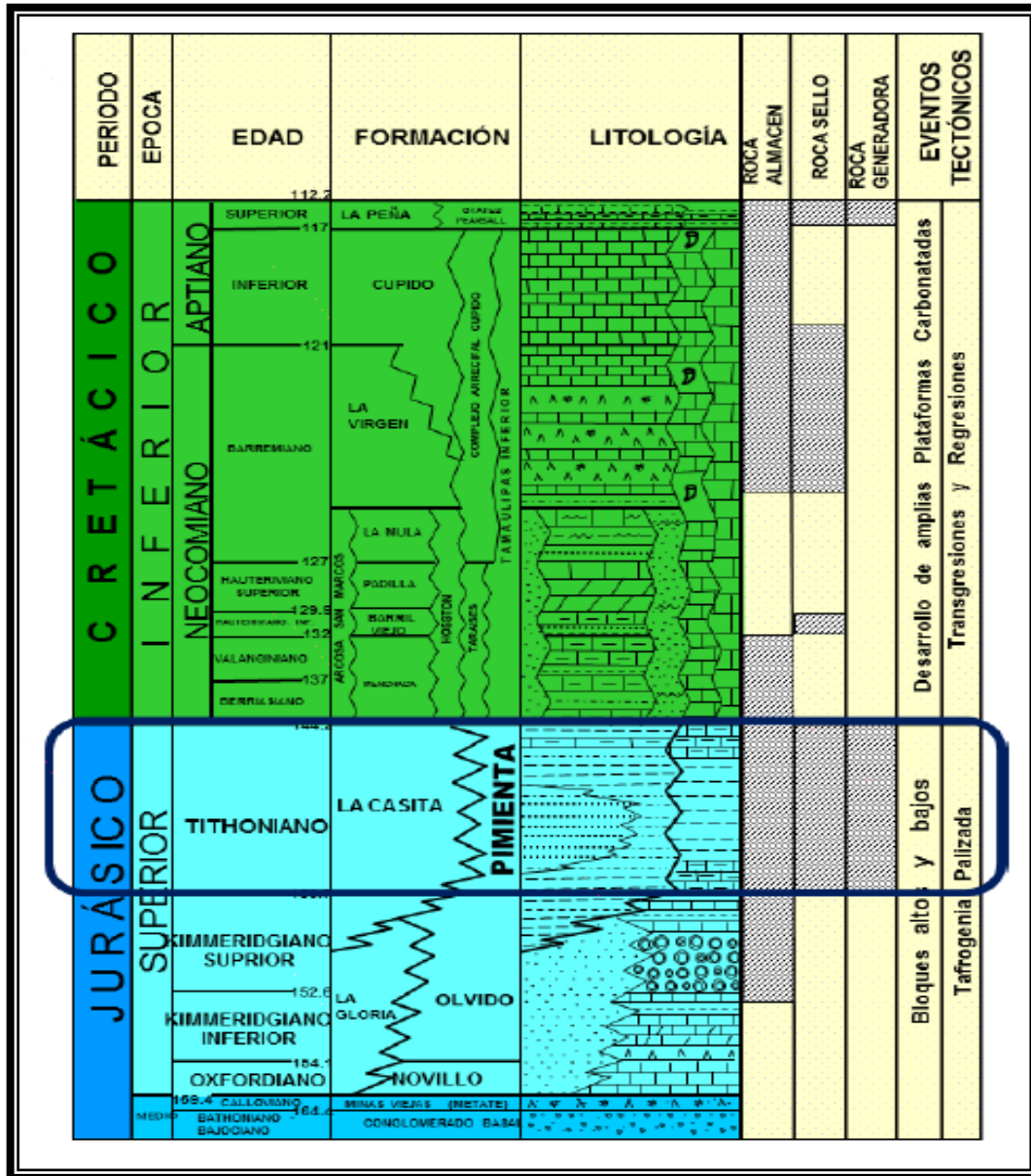


Figura 4.18 Ubicación Estratigráfica de la Formación Pimienta (PEMEX, 2012).

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

Capítulo 4

Provincia Petrolera de Burgos

La porción media, contiene abundante *Saccocoma arachnoidea* y radiolarios, mientras que la parte superior está caracterizada por los calpionélidos propios del Jurásico Superior, tales como variedades de *Crassicollaria sp.*, así como *Calpionella alpina* (forma grande) y *Tintinopsella carpathica* (forma chica). Cantú en 1989 (PEMEX, 2012) menciona la presencia de ammonites del Tithoniano Superior, estudiados en algunos pozos cercanos al área de estudio, reportando hacia la porción superior de la formación los géneros *Salinites*, *Kossmatia*, *Proniceras* y *Paradontoceras*; mientras que la porción media está representada por *Haploceras*, *Acevedites* y la ocurrencia del lamelibranquio *Inoceramus bassei* (**Figura 4.19**).

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

Figura 4.19 Columna Estratigráfica donde se muestran las Biofacies de la Formación Pimienta (PEMEX, 2012).

Capítulo 5

Pozo no convencional A-1

5.1 Localización

Debido a que hay un descenso en el precio de gas seco y en la prospección de gas húmedo y aceite, se empiezan a enfocar los trabajos de exploración y explotación teniendo como objetivo la Formación Pimienta, la cual presenta características muy buenas en cuanto a contenido de materia orgánica y madurez térmica; además de que ha mostrado evidencias de que no solo contiene gas sino también hidrocarburos líquidos. Esto se pudo comprobar mediante estudios de fluorescencia, aceite residual y valores mayores de C_2 en la cromatografía de gases, que se reportaron durante la perforación vertical, por esta razón se proponen los primeros pozos exploratorios Ar-1 y A-1, enfocados a comprobar y evaluar el Play no convencional de la Formación Pimienta. En este trabajo nos enfocaremos al estudio y evaluación del pozo A-1.

El pozo A-1 es el séptimo pozo que se perforó para yacimientos no convencionales y el segundo en la Formación Pimienta (Jurásico Superior), el que se localiza al sur de la Cuenca de Burgos (**Figura 5.1**).

Capítulo 5
Pozo no convencional A-1



Figura 5.1 Ubicación general del pozo A-1 en la Cuenca de Burgos (Escalera, 2012).

La figura 5.2 muestra la ubicación esquemática detallada del pozo A-1 dentro del Activo Integral Burgos en el proyecto Reynosa, en el estado de Tamaulipas.

Capítulo 5

Pozo no convencional A-1

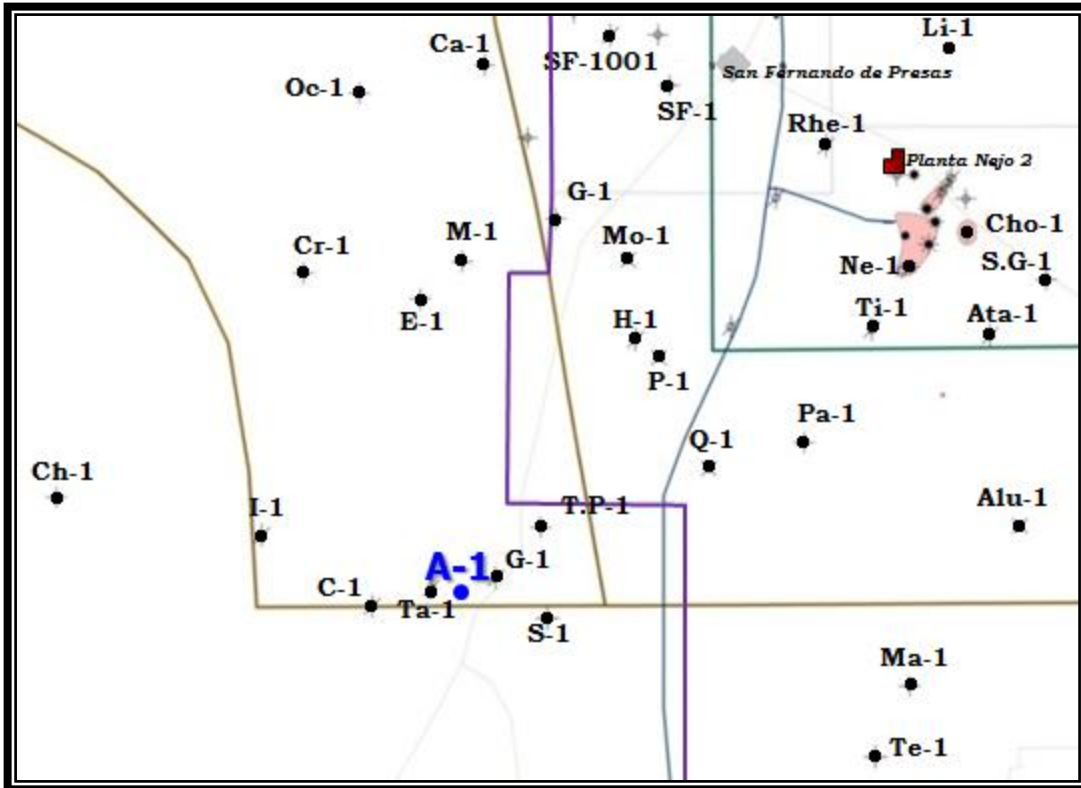


Figura 5.2 Detalle de la localización del pozo A-1 dentro de la Cuenca de Burgos (PEMEX¹, 2011).

Se inició la perforación el 7 de julio del 2012 y se terminó el 18 de septiembre de 2012. El inicio de la terminación es del 11 de octubre del 2012 al 28 de diciembre del mismo año. El objetivo principal de este pozo fue efectuar una prueba tecnológica de producción de gas húmedo y aceite en rocas arcillosas del Jurásico Superior Pimienta de Edad Tithoniano.

Los datos generales del pozo son:

- **Región:** Norte
- **Proyecto:** Reynosa
- **Activo:** Integral Burgos

Capítulo 5

Pozo no convencional A-1

- **Estado:** Tamaulipas
- **Municipio:** Cruillas
- **Clasificación:** Pozo Exploratorio
- **Tipo de Pozo:** Terrestre
- **Tipo de Hidrocarburo:** Gas Húmedo, aunque también se ha encontrado hidrocarburo líquido.

En el Pozo A-1 al sur de la Cuenca de Burgos por medio de perforación direccional se realizó un corte de núcleo que mostró impregnación de aceite, posteriormente continuaron perforando y se registraron más de 8 manifestaciones de hidrocarburos durante el desplazamiento horizontal de 1513 m. (**Tabla 5.1**).

Descripción del Pozo	
Tipo de hidrocarburo	Gas Húmedo
Tipo de Trampa	Estratigráfica
Objetivo(s)	Jurásico Pimienta
Clasificación	Exploratorio
Profundidad Programada	2,250 m. verticales y 3,835 m. direccionados hasta llegar a la horizontalidad.
Elevación del Terreno	91 m.

Tabla 5.1 Descripción del pozo A-1 ubicado en la Cuenca de Burgos (Pemex², 2011).

5.2 Espesor de Unidades y Litofacies

Para el mapeo de los espesores, se consideró la subdivisión estratigráfica de la formación, construyéndose un mapa para cada intervalo de espesores (unidad), y el cual queda integrado en la **Figura 5.3**.

La Unidad Inferior presenta espesores que varían en valores menores a 10 m, hasta alrededor de 100 m en los lugares de mayor depósito. En la porción sur y suroeste de la cuenca, es notoria la considerable disminución de espesor. Los mayores espesores se localizan en la porción central de la cuenca en un alineamiento NW-SE. La porción norte presenta valores entre 15 y 60 m, mejor representados en el área cercana al pozo Ar-1.

La Unidad Media presenta características similares, con adelgazamientos de la formación en las periferias. Los espesores varían entre 20 a 115 m, encontrándose los mayores valores en la porción media de la cuenca, en un alineamiento NW-SE que se mantiene desde la unidad estratigráfica subyacente. En la porción sur de la cuenca, los espesores varían de 20 a 60 m.

La Unidad Superior exhibe características similares a las unidades anteriores. Los espesores varían de 7 a 95 m. Son reconocibles los mismos alineamientos NW-SE, observables en las unidades infrayacentes.

El pozo A-1 se localiza en la Unidad Media presentando valores de espesores entre 75 m. y 188 m. (**Figura 5.3**).

Capítulo 5
Pozo no convencional A-1

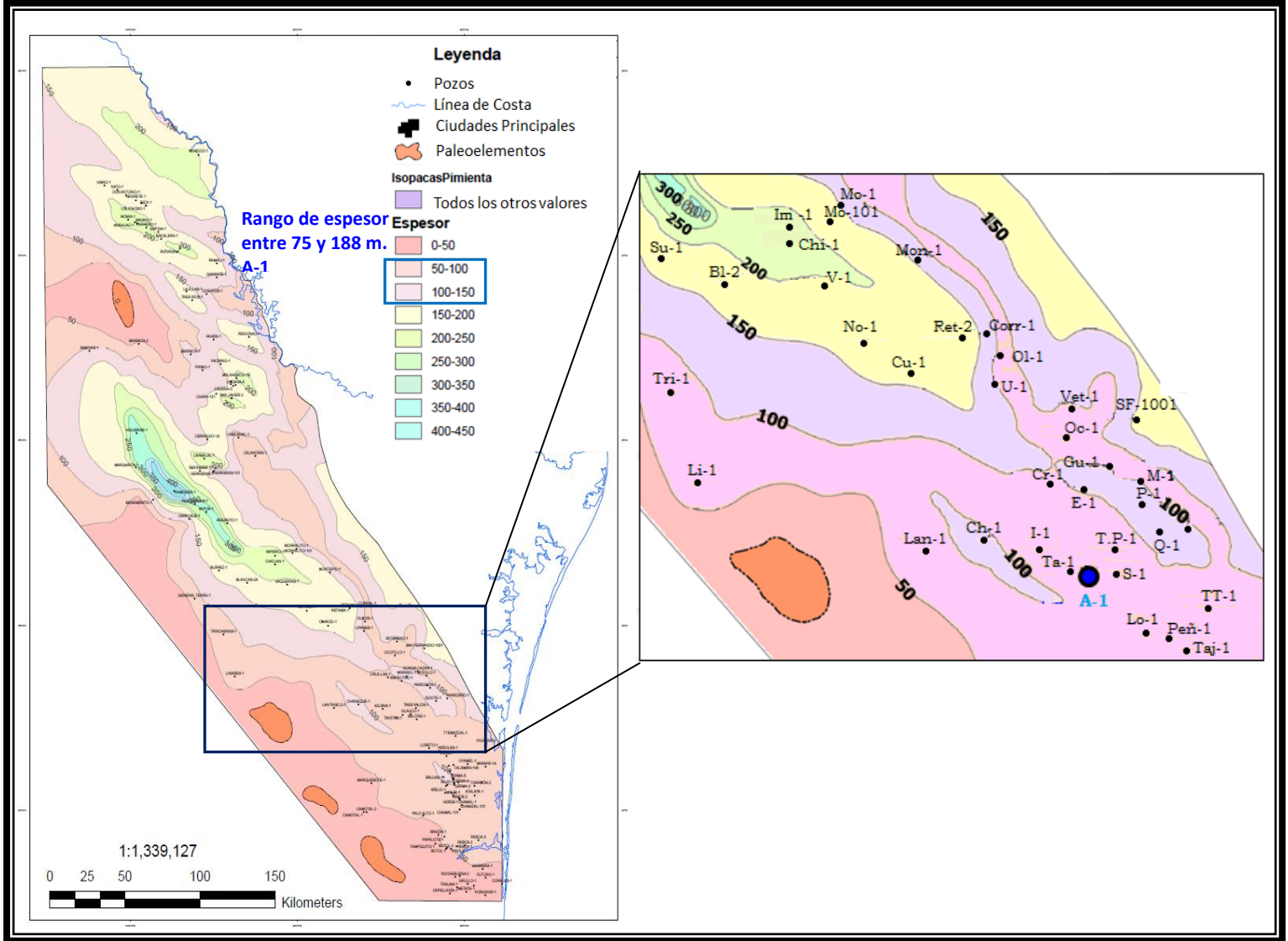


Figura 5.3 Mapa de espesores de la Formación Pimienta dentro de la Cuenca de Burgos (Pemex¹, 2011).

El estudio de las variaciones litológicas dentro de la Formación Pimienta se llevó a cabo para cada unidad litoestratigráfica con base en los estudios y descripciones realizados a los núcleos disponibles, a las descripciones litológicas incluidas en los expedientes de pozos y a las respuestas de los registros eléctricos. En el caso de los núcleos, se estudiaron un total de 21, correspondientes a 17 pozos distribuidos a todo lo largo del Proyecto Burgos.

Capítulo 5

Pozo no convencional A-1

El estudio de los núcleos consistió en su descripción y construcción de columnas estratigráficas, mostrando variaciones litológicas y algunas de las características texturales y estructurales sobresalientes, como laminaciones, fallas y fracturas, además de fósiles. Adicionalmente se realizó un muestreo en algunos de ellos para un mayor control de los parámetros geoquímicos (COT y Madurez Térmica (Ro)).

Del total de núcleos estudiados, los correspondientes a los pozos Ar-1 y A-1 son los que cuentan con mayor información debido a que el yacimiento objetivo fue la Formación Pimienta, como no convencional de lutitas, por lo cual, se realizó una columna estratigráfica con los datos geoquímicos, petrofísicos y mineralógicos.

La descripción detallada de la columna estratigráfica del núcleo del pozo A-1, muestra una clara variación en la litología y la heterogeneidad del yacimiento, en donde se observan paquetes de lutita gris oscuro a negro, carbonosa y ligeramente calcárea en facies de cuenca, en donde se observan laminaciones delgadas de abundantes fósiles, así como fluorescencia en la parte inferior y superior de la Formación Pimienta, de edad del Kimmeridgiano Superior-Tithoniano.

La distribución de litofacies en los diferentes niveles estratigráficos estudiados dentro de la Formación Pimienta, permite comprobar que la porción sur de la Cuenca de Burgos presenta características interesantes, debido a la heterogeneidad de facies, coexistiendo las lutitas negras carbonosas y cuerpos de calizas, éstos últimos ocasionalmente con fracturas naturales; esta zona es donde se localiza el pozo A-1. Al realizar el diagrama ternario Cuarzo-Carbonato-Arcilla (**Figura 5.4**), se observa la tendencia mayor hacia el vértice de Arcilla de las lutitas cortadas por el pozo Ar-1, mientras que para el caso de A-1, se observan dos tendencias generales, una de las cuales tiende al vértice de Carbonato y otra hacia el Cuarzo; esta última es importante

debido a que esas muestras corresponden a las intercalaciones de lutitas encontradas en el núcleo, por lo que se puede interpretar que estas son cualitativamente menos frágiles que las encontradas en el pozo Ar-1.

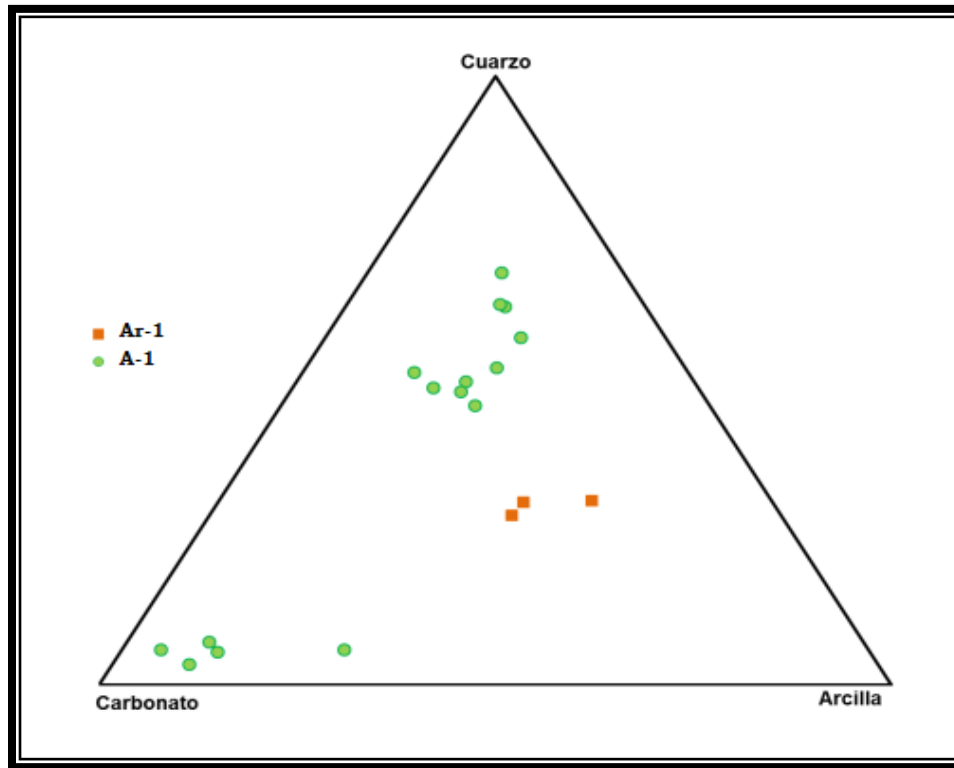


Figura 5.4 Diagrama ternario Cuarzo-Carbonato-Arcilla para los pozos A-1 y Ar-1, ubicados en la Cuenca de Burgos (PEMEX¹, 2012).

5.3 Descripción litológica del Núcleo 1/ Petrografía

De los 21 núcleos estudiados, correspondientes a los 17 pozos distribuidos dentro de la Cuenca de Burgos, a continuación se describe el Núcleo 1 del Pozo A-1 desde el punto de vista litológico en función de la profundidad del intervalo cortado, así como de acuerdo a las características petrográficas que presenta.

5.3.1 Litología del Núcleo 1 (2104.0-2121.66 m)

La litología del Núcleo 1 del Pozo A-1, puede ser dividida en 5 intervalos, cuyas características generales son descritas a continuación (**Figura 5.5**):

- De 2104.0 – 2107.4 m.: Intercalaciones de caliza arcillosa gris oscuro y lutita negra carbonosa, la estratificación presenta laminación paralela con algunos parches de 2 cm con pirita diseminada, cada 30 cm hay capas de calcita recristalizada asociada a zonas ricas en fósiles.
- De 2107.4 – 2108.0 m.: Caliza de color gris claro con algunas intercalaciones finas de lutita negra carbonosa. La estratificación presenta laminación paralela.
- De 2108.0 – 2109.4 m.: Lutita negra carbonosa con pequeñas intercalaciones de 2 cm de caliza gris claro con calcita recristalizada. La estratificación es tabular con laminación paralela.
- De 2109.4 – 2112.5 m.: Se aprecia una caliza gris claro con abundante recristalización y sobrecrecimientos de calcita de hasta 3 cm, intercalados con pequeñas láminas de lutita negra carbonosa y capas de bentonita de 3 cm de espesor. La estratificación es tabular con laminación ondulada y laminación cruzada, y en partes laminación paralela.
- De 2112.5 – 2121.66 m.: Alternancias de lutita negra carbonosa con algunas laminaciones recristalizadas de calcita, intercaladas con escasas capas de bentonita de 1 cm de espesor y caliza gris claro a oscuro con recristalización de calcita y abundante fauna de bivalvos, algunas amonitas e icnofósiles recristalizados por calcita. Se aprecian algunas fracturas de hasta 30 cm de largo rellenas de calcita y material oscuro (posiblemente materia orgánica), cuya continuidad se ve interrumpida por la presencia de capas de lutitas y bentonita. La estratificación es

Capítulo 5

Pozo no convencional A-1

tabular y presenta mayormente laminación paralela, excepto hacia la base del núcleo en donde se aprecia laminación cruzada de bajo ángulo.

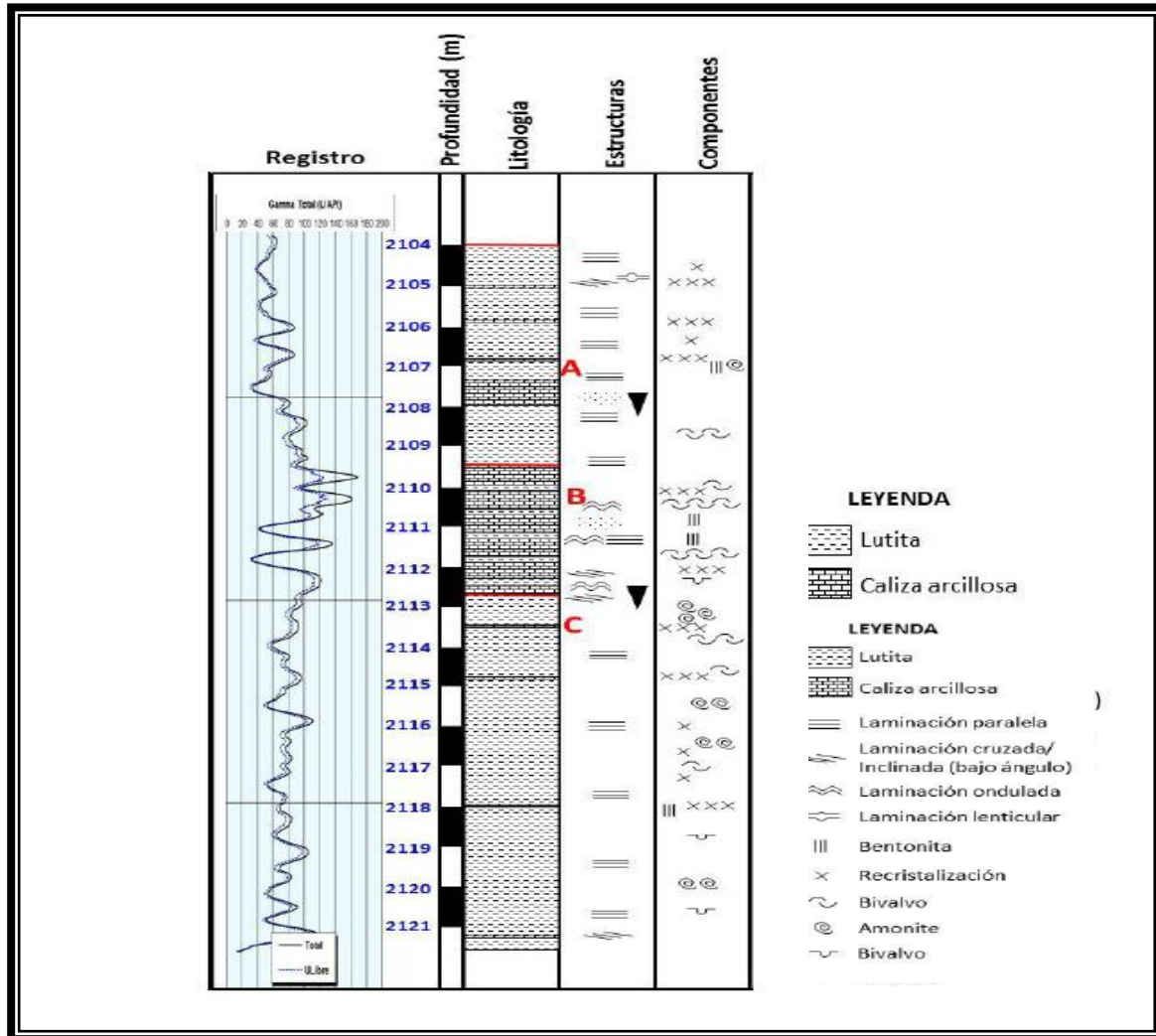


Figura 5.5 Columna Estratigráfica del núcleo 1 del pozo A-1 y registro Gama Total (PEMEX², 2013).

5.3.2 Petrografía

Desde el punto de vista petrográfico, el núcleo 1 del pozo A-1 en el mismo intervalo (2104.0 a 2121.66 m), presenta las siguientes características principalmente:

Capítulo 5

Pozo no convencional A-1

- Intervalo 2104.0 – 2104.5 m.: Lutita café con rombos de dolomita, bioclastos finos y parches de calcita espática, con *Paratomiosphaera malmica*, *Colomiostophaera carpathica*, *Globochaere alpina*, *Gildaella amabilis*, *Aptychi sp.*, radiolarios, pelecípedos y espinas de equinodermo.

Se observa abundante piritita diseminada. Materia orgánica dispersa (**Figura 5.6**).

Esto nos indica un ambiente de cuenca en condiciones anóxicas.

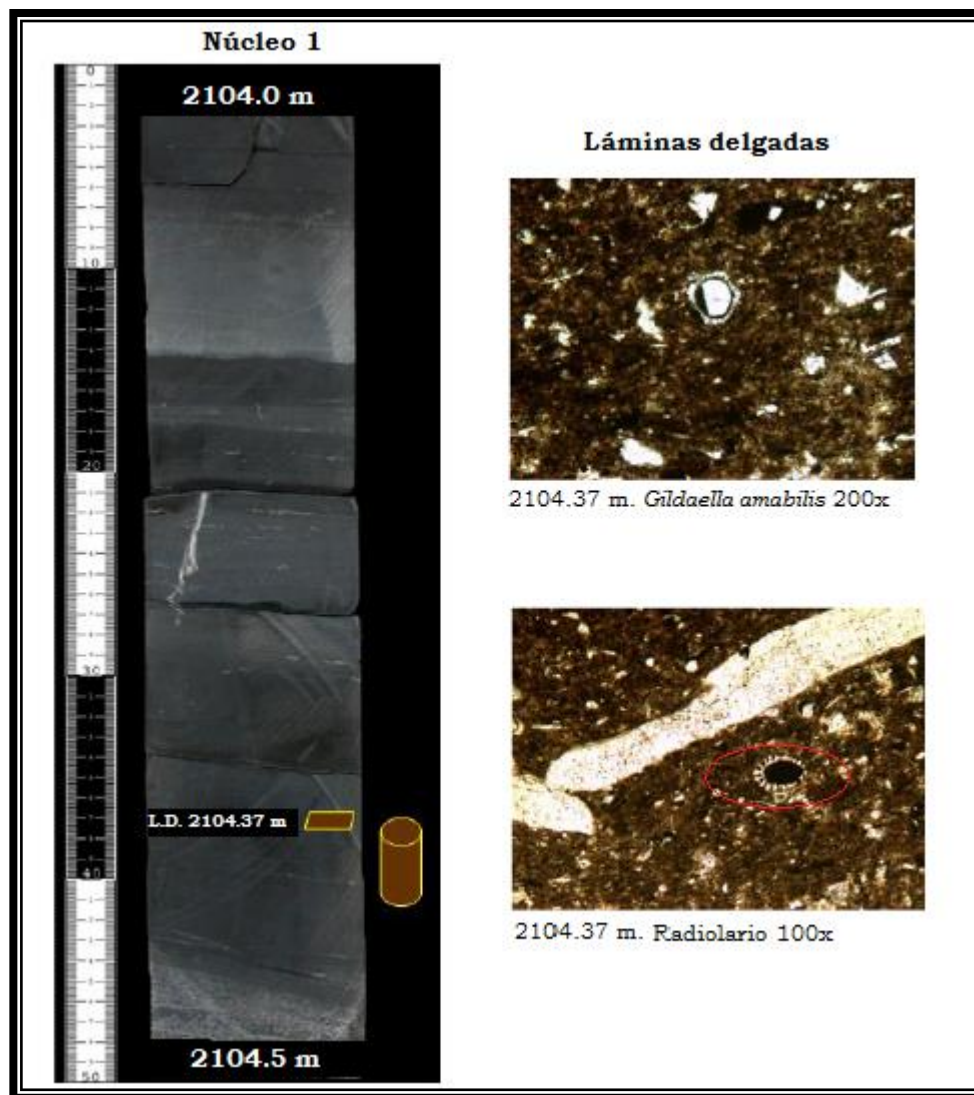


Figura 5.6 Núcleo 1 y láminas delgadas del intervalo 2104.0-2104.5 m. (PEMEX², 2013).

Capítulo 5
Pozo no convencional A-1

- Intervalo 2104.5 – 2105.5 m.: Predomina calcita espática en matriz arcillosa negra, contiene radiolarios piritizados. En la parte superior hay lutita calcárea gris oscuro a negra, en la parte inferior lutita negra con horizontes de bioclásticos y de bentonita (**Figura 5.7**).



Figura 5.7 Núcleo 1 y lámina delgada del intervalo 2104.5-2105.5 m. (PEMEX², 2013).

Capítulo 5
Pozo no convencional A-1

- Intervalo 2105.5 – 2106.0 m.: Predomina calcita espática en matriz arcillosa negra y presencia de radiolarios y bioclastos. Los radiolarios se encuentran calcificados. También se observan laminaciones y fracturas dispersas rellenas de calcita (**Figura 5.8**).

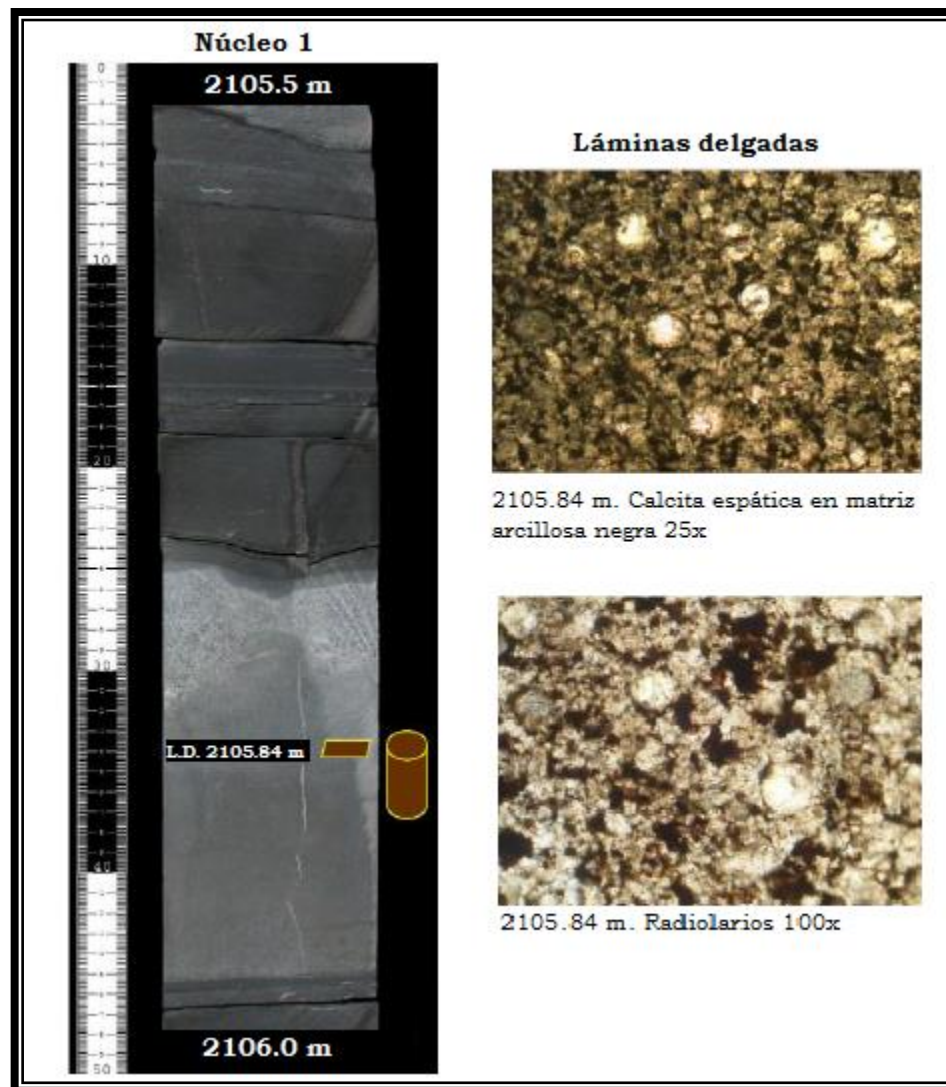


Figura 5.8 Núcleo 1 y láminas delgadas del intervalo 2105.5-2106.0 m. (PEMEX², 2013).

Capítulo 5

Pozo no convencional A-1

- Intervalo de 2106.0 – 2107.0 m.: Lutita negra con *Saccocoma arachnoidea* (abundante), *Aptychi sp.*, radiolarios y pelecípedos. Abundante calcita espática y pirita fina disseminada. A los 2106.48 m se observa lutita negra microfosilífera con radiolarios grandes y abundantes bioclastos. Contiene calcita espática en contacto con una lutita café a negra de aspecto bituminoso con parches de calcita espática y abundantes radiolarios y *Rhaxella sorbyana* (escasa), los microfósiles están piritizados (**Figura 5.9**).

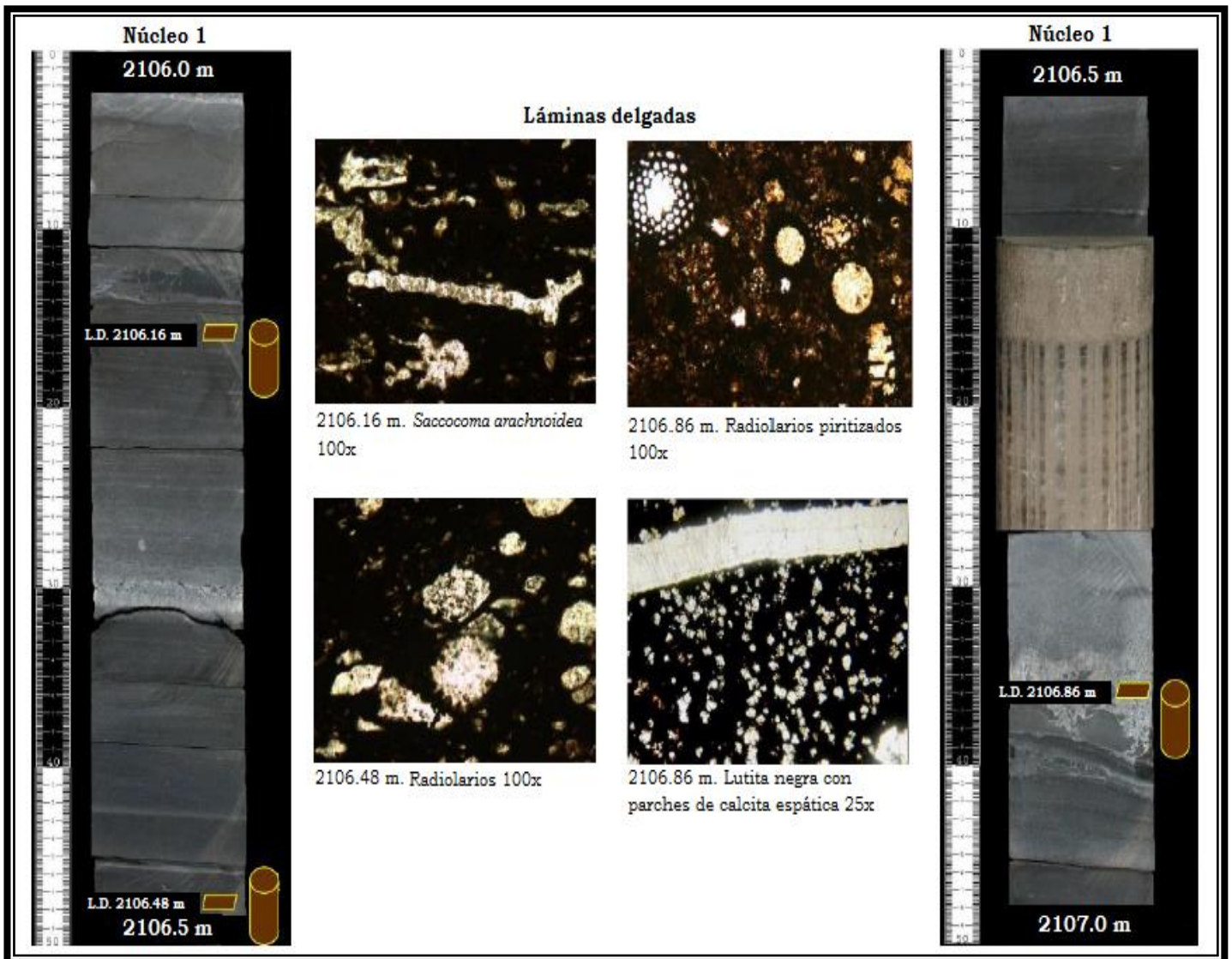


Figura 5.9 Núcleo 1 y láminas delgadas del intervalo 2106.0-2107.0 m. (PEMEX², 2013).

Capítulo 5

Pozo no convencional A-1

- Intervalo 2107.0 – 2108.0 m.: En la parte superior hay lutita negra carbonosa con horizontes microfósilíferos, en la parte inferior hay caliza arcillosa negra y caliza recristalizada. A los 2107.83 m. hay caliza arcillosa gris laminada (posible carpeta de algas) con radiolarios calcificados (escasos), pelecípedos y bioclastos (**Figura 5.10**).

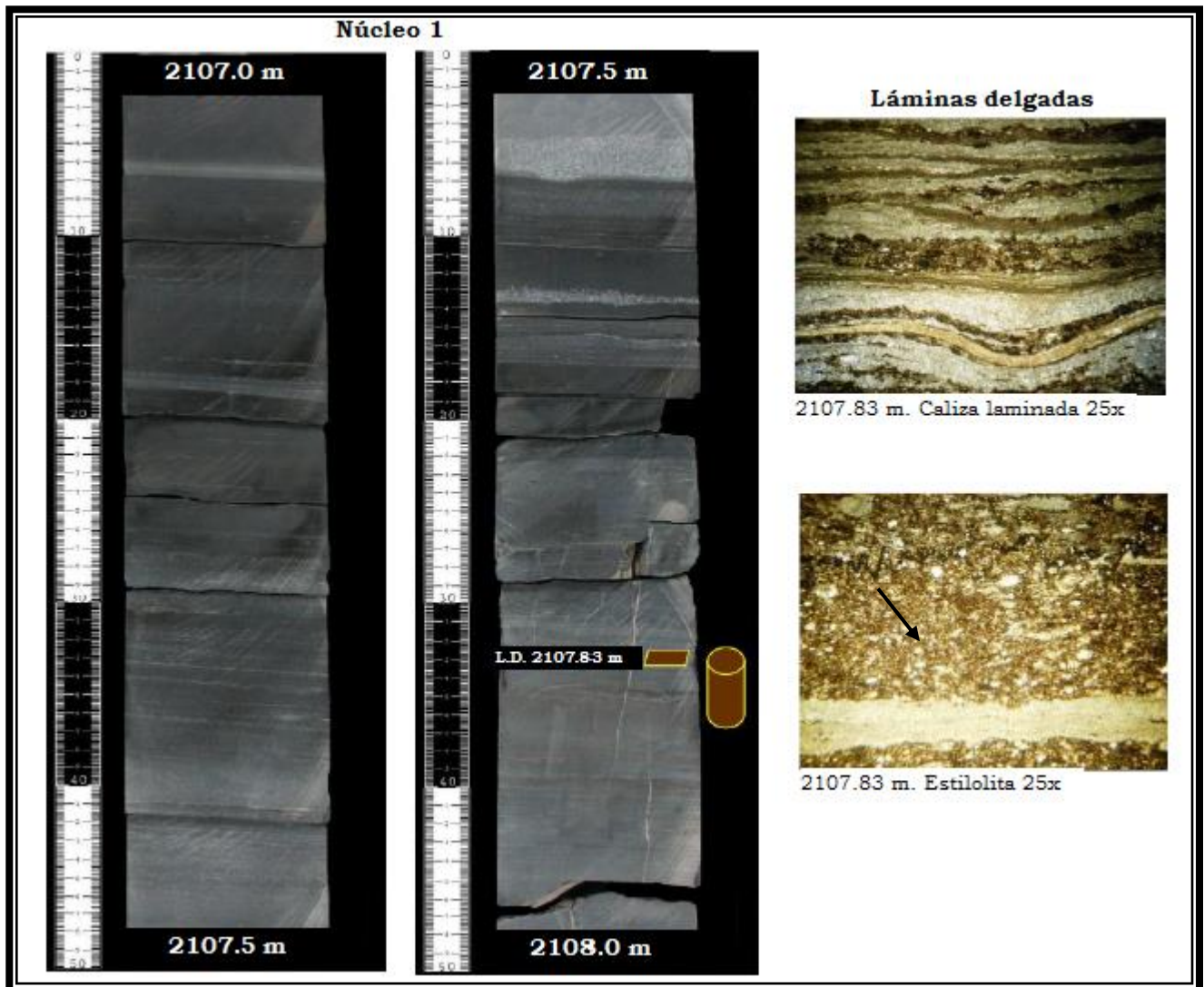


Figura 5.10 Núcleo 1 y láminas delgadas del intervalo 2107.0-2108.0 m. (PEMEX², 2013).

Capítulo 5

Pozo no convencional A-1

- Intervalo de 2108.0 – 2109.0 m.: Lutita café a negra con rombos de dolomita y *Saccocoma arachnoidea*, *Globochaete alpina*, *Parastomiosphaera malmica*, radiolarios y bioclastos finos. Abundante pirita diseminada. A los 2108.5 m. lutita café con algunos rombos de dolomita, *Saccocoma arachnoidea*, *Globochaete alpina*, *Parastomiosphaera malmica* y *Rhaxella sorbyana* (**Figura 5.11**).

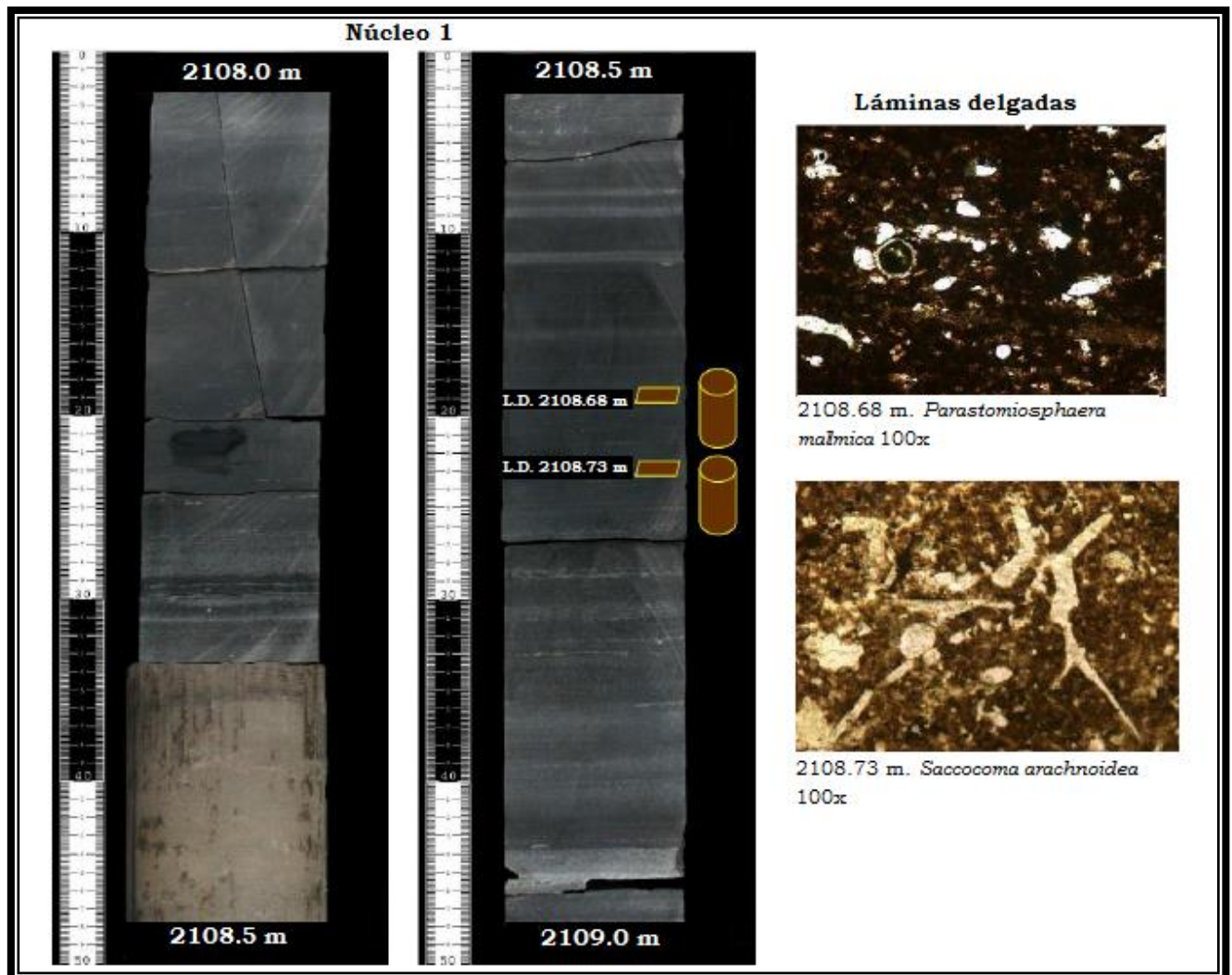


Figura 5.11 Núcleo 1 y láminas delgadas del intervalo 2108.0-2109.0 m. (PEMEX², 2013).

Capítulo 5

Pozo no convencional A-1

- Intervalo de 2109.0 – 2110.0 m.: Predomina la calcita espática en matriz arcillosa negra. No presenta fauna. Frecuente presencia de pirita diseminada. A los 2109.5 m. en la parte superior se observa caliza arcillosa gris oscuro a negra con horizontes de caliza recristalizada (**Figura 5.12**).

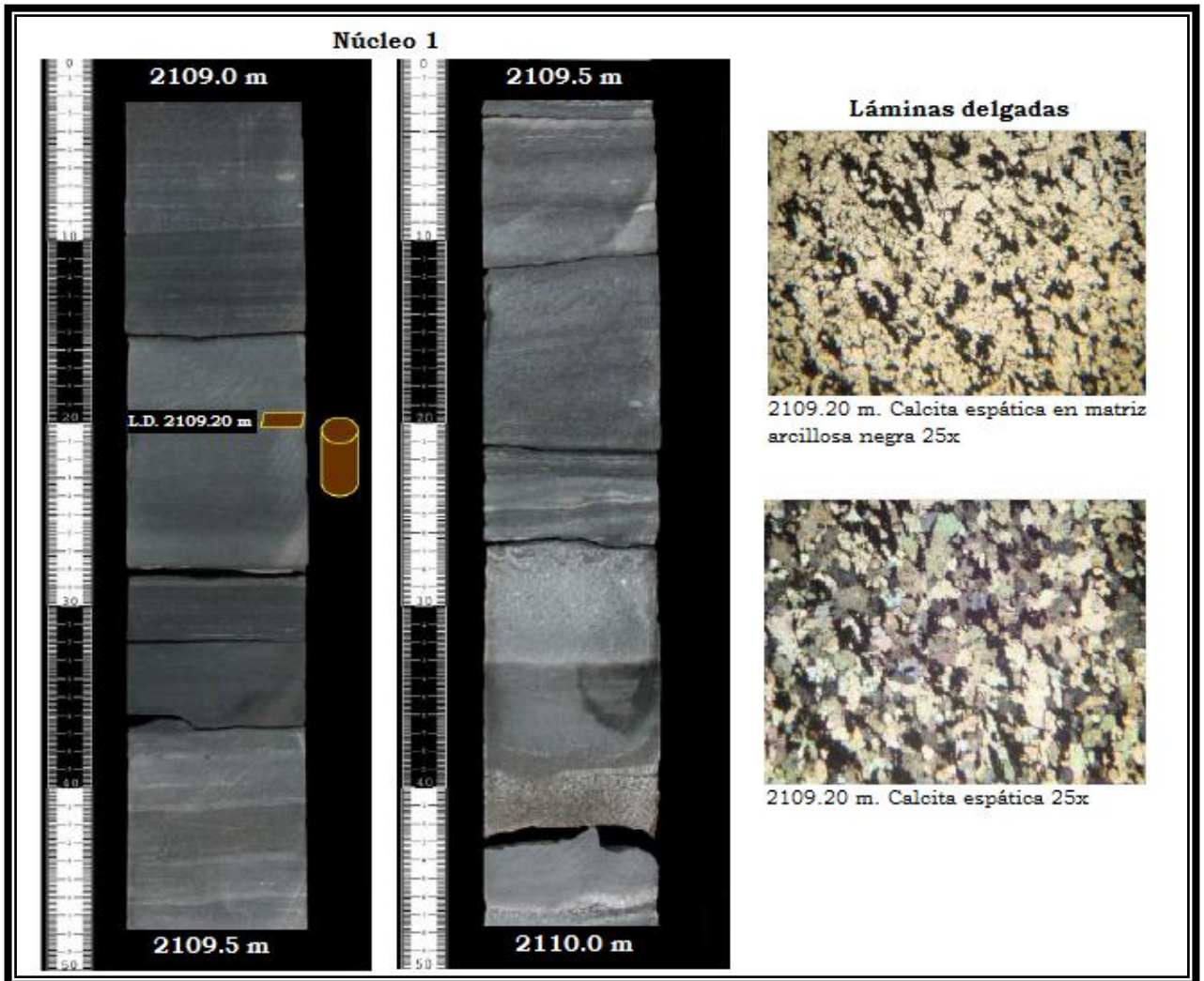


Figura 5.12 Núcleo 1 y láminas delgadas del intervalo 2109.0-2110.0 m. (PEMEX², 2013).

Capítulo 5

Pozo no convencional A-1

- Intervalo de 2110.0 – 2111.0 m.: Abundante calcita espática en matriz arcillosa café. Se observa la presencia de pirita diseminada. No se observa fauna y las fracturas están rellenas de calcita espática. A partir de los 2110.5 m. y hacia la parte inferior hay caliza arcillosa gris oscuro a negra con intercalaciones de caliza recristalizada, y horizontes de bioclastos y bentonita (**Figura 5.13**).

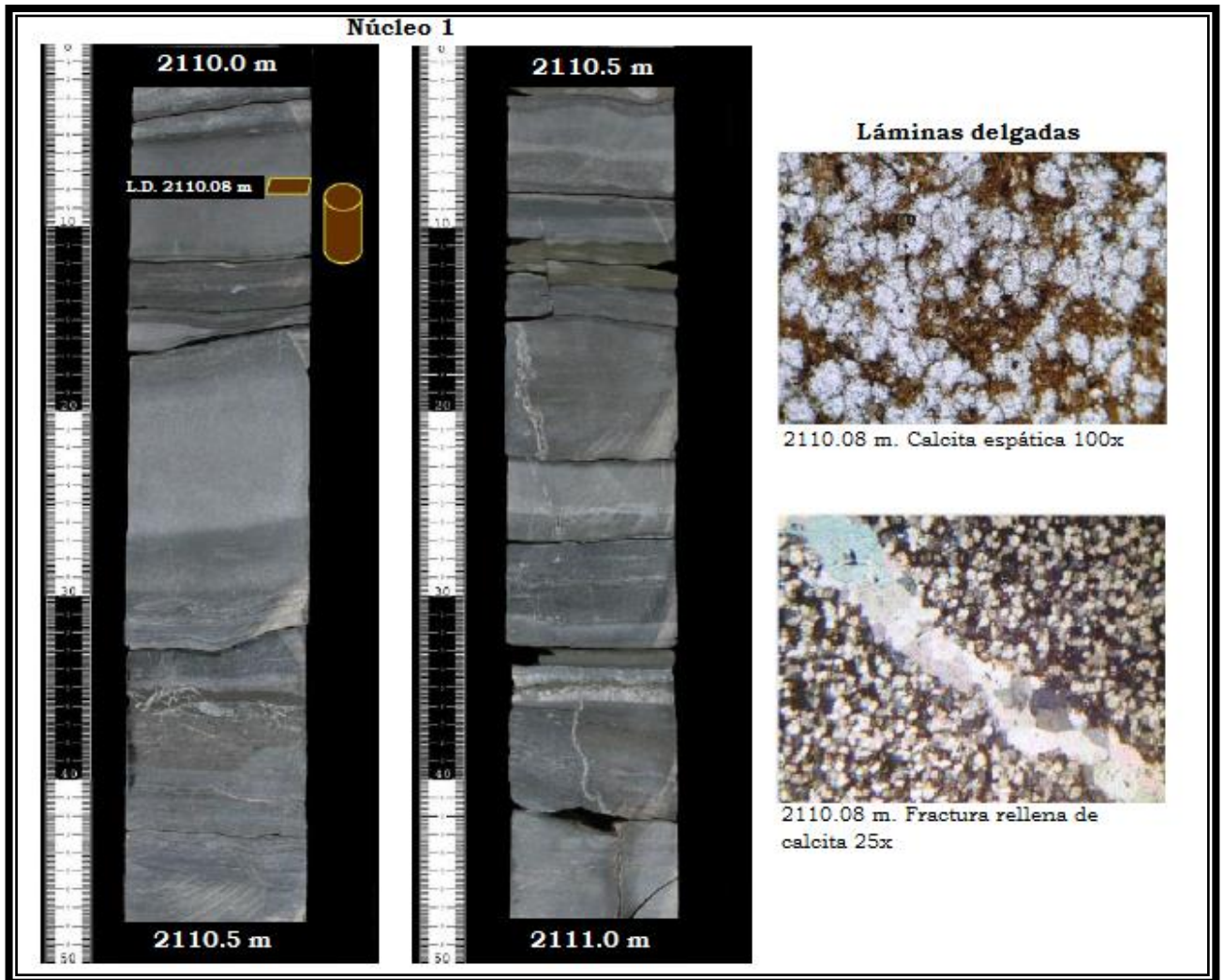


Figura 5.13 Núcleo 1 y láminas delgadas del intervalo 2110.0-2111.0 m. (PEMEX², 2013).

Capítulo 5

Pozo no convencional A-1

- Intervalo de 2111.0 - 2112.0 m.: Caliza arcillosa gris con radiolarios calcificados, pelecípodos y crinoides. Abundantes bioclastos grandes. Ambiente de cuenca (Figura 5.14).



Figura 5.14 Núcleo 1 y láminas delgadas del intervalo 2111.0-2112.0 m. (PEMEX², 2013).

Capítulo 5

Pozo no convencional A-1

- Intervalo de 2112.0 - 2113.0 m.: Caliza arcillosa gris recristalizada con abundantes radiolarios calcificados, bioclastos grandes y pelecípedos. Se observan material bituminoso diseminado. Ambiente de cuenca (**Figura 5.15**).

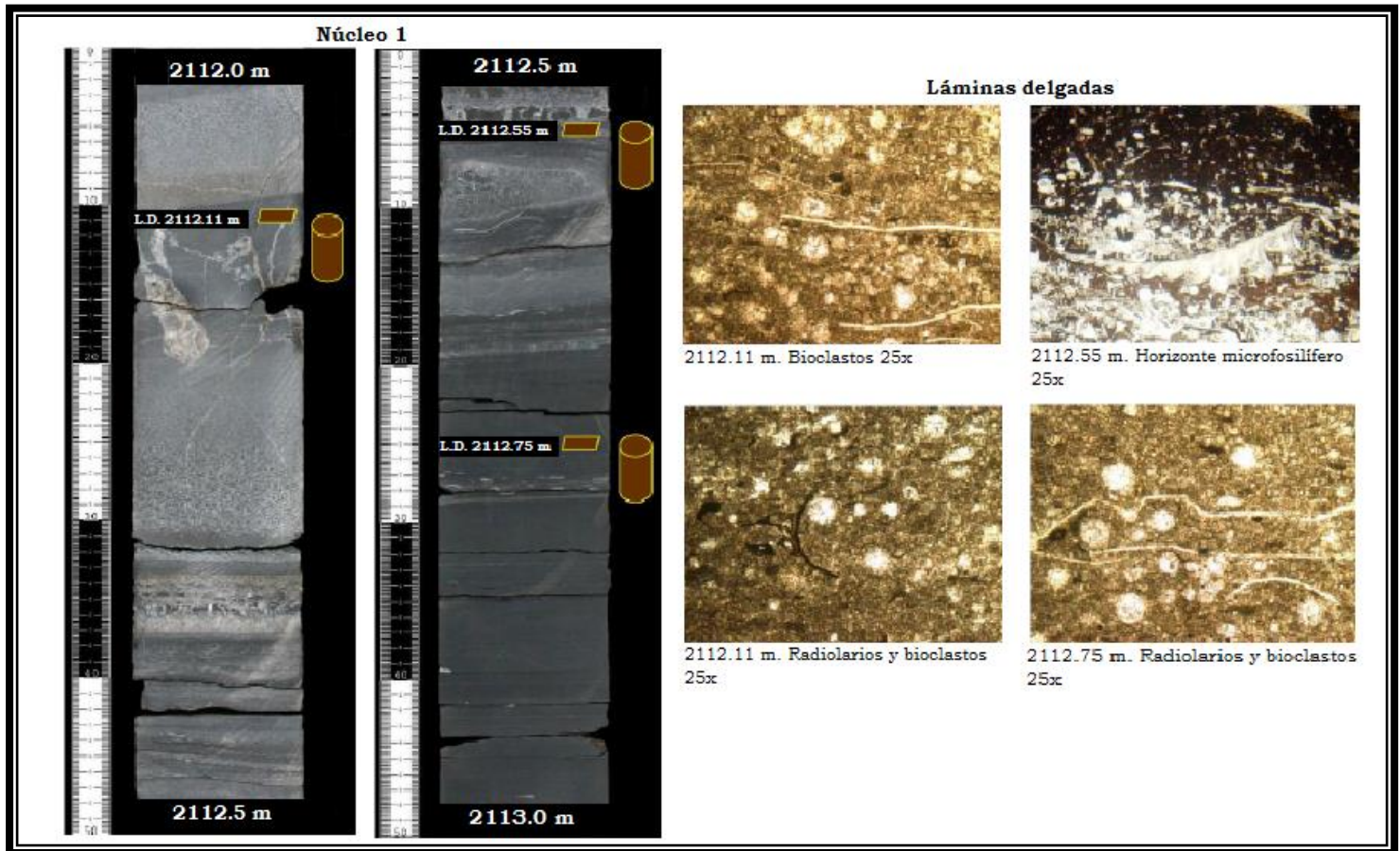


Figura 5.15 Núcleo 1 y láminas delgadas del intervalo 2112.0-2113.0 m. (PEMEX², 2013).

Capítulo 5

Pozo no convencional A-1

- Intervalo 2113.0-2113.5 m.: Lutita negra ligeramente calcárea con abundantes cristales finos de calcita, algunos rombos de dolomita con *Saccocoma arachnoidea*, radiolarios, pelecípedos y bioclastos. Escasa pirita fina disseminada. Ambiente de cuenca (**Figura 5.16**).



Figura 5.16 Núcleo 1 y láminas delgadas del intervalo 2113.0-2113.5 m. (PEMEX², 2013).

Capítulo 5

Pozo no convencional A-1

- Intervalo 2114.0 – 2115.0 m.: Lutita café a negra con abundante calcita espática y *Globochaete alpina*, *Parastomiosphaera malmica*, pelecípedos. Contiene pirita diseminada. A los 2114.95 m. predomina la calcita espática en matriz arcillosa negra y radiolarios calcificados (**Figura 5.17**).

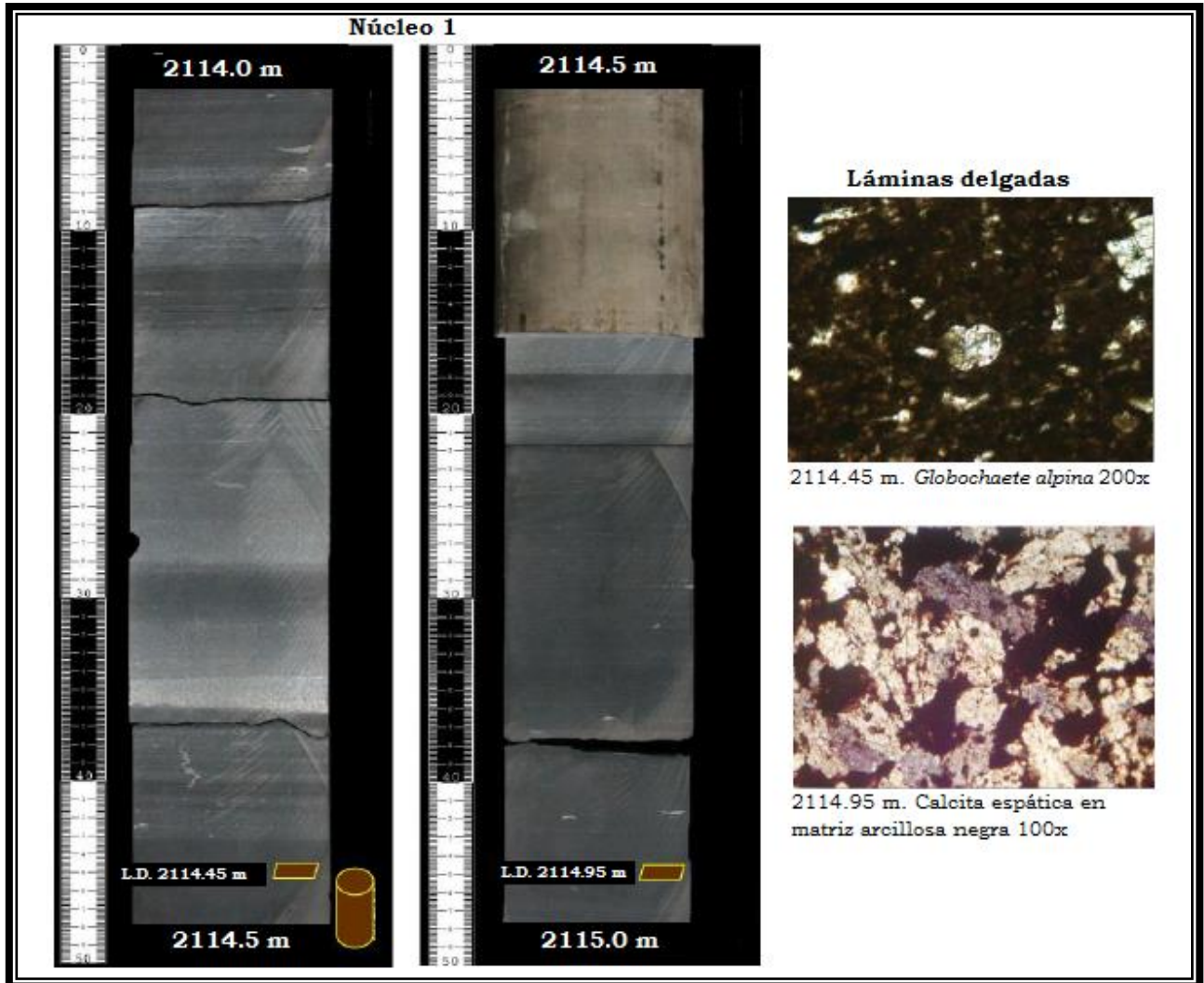


Figura 5.17 Núcleo 1 y láminas delgadas del intervalo 2114.0-2115.0 m. (PEMEX², 2013).

Capítulo 5
Pozo no convencional A-1

- Intervalo de 2117.0 – 2118.0 m.: Lutita café a negra con bioclastos. A los 2117.61 m. predomina la calcita espática en matriz arcillosa negra, no se observa fauna **(Figura 5.18)**.

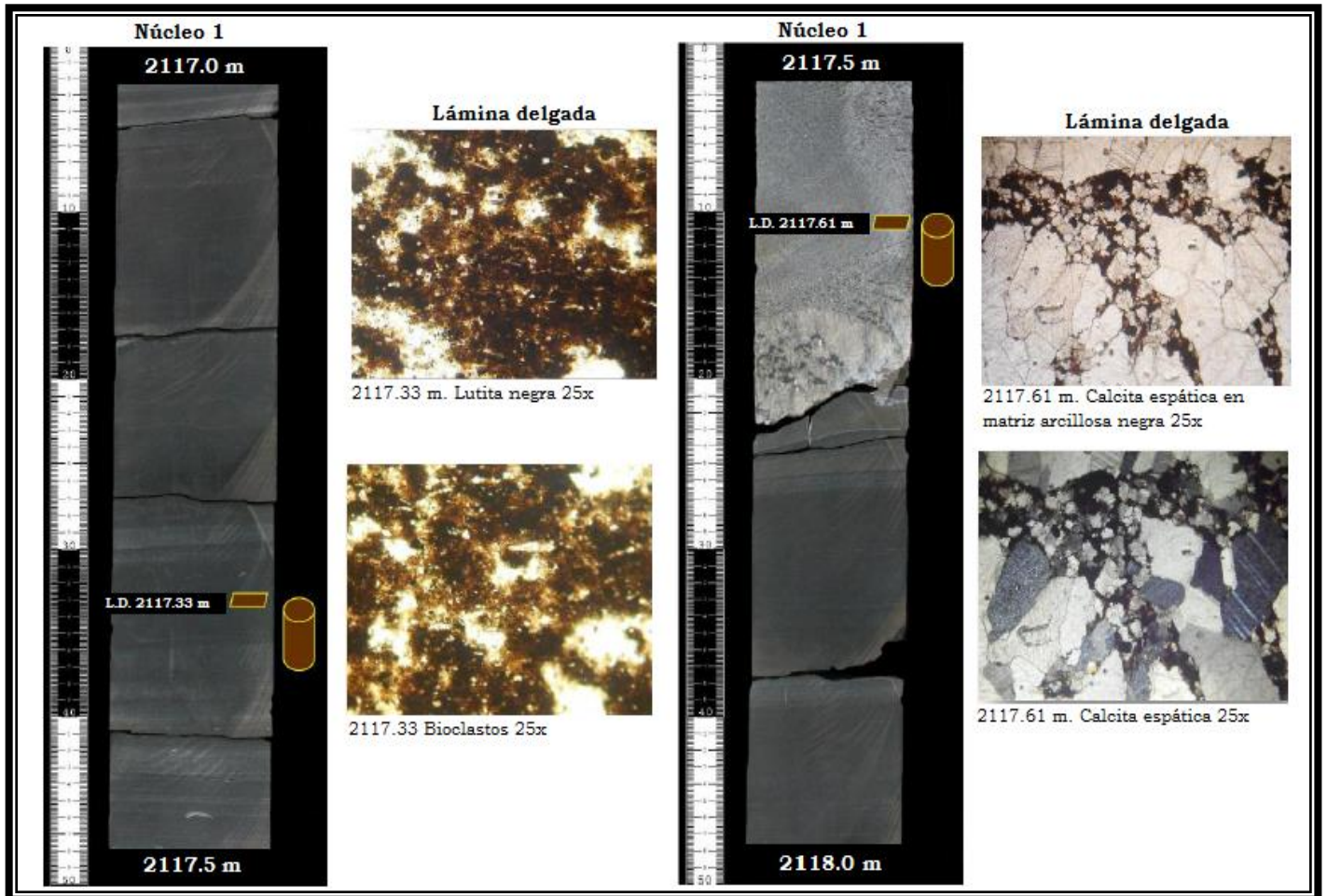


Figura 5.18 Núcleo 1 y láminas delgadas del intervalo 2117.0-2118.0 m. (PEMEX², 2013).

Capítulo 5

Pozo no convencional A-1

- Intervalo de 2119.0 – 2120.0 m.: En general es lutita café con rombos de dolomita, *Parastomiosphaera malmica*, *Saccocoma arachnoidea* (escaso). Presencia de pirita diseminada; a los 2119.55 m. se observa materia orgánica dispersa y la presencia de un nódulo de sílice fino (**Figura 5.19**).

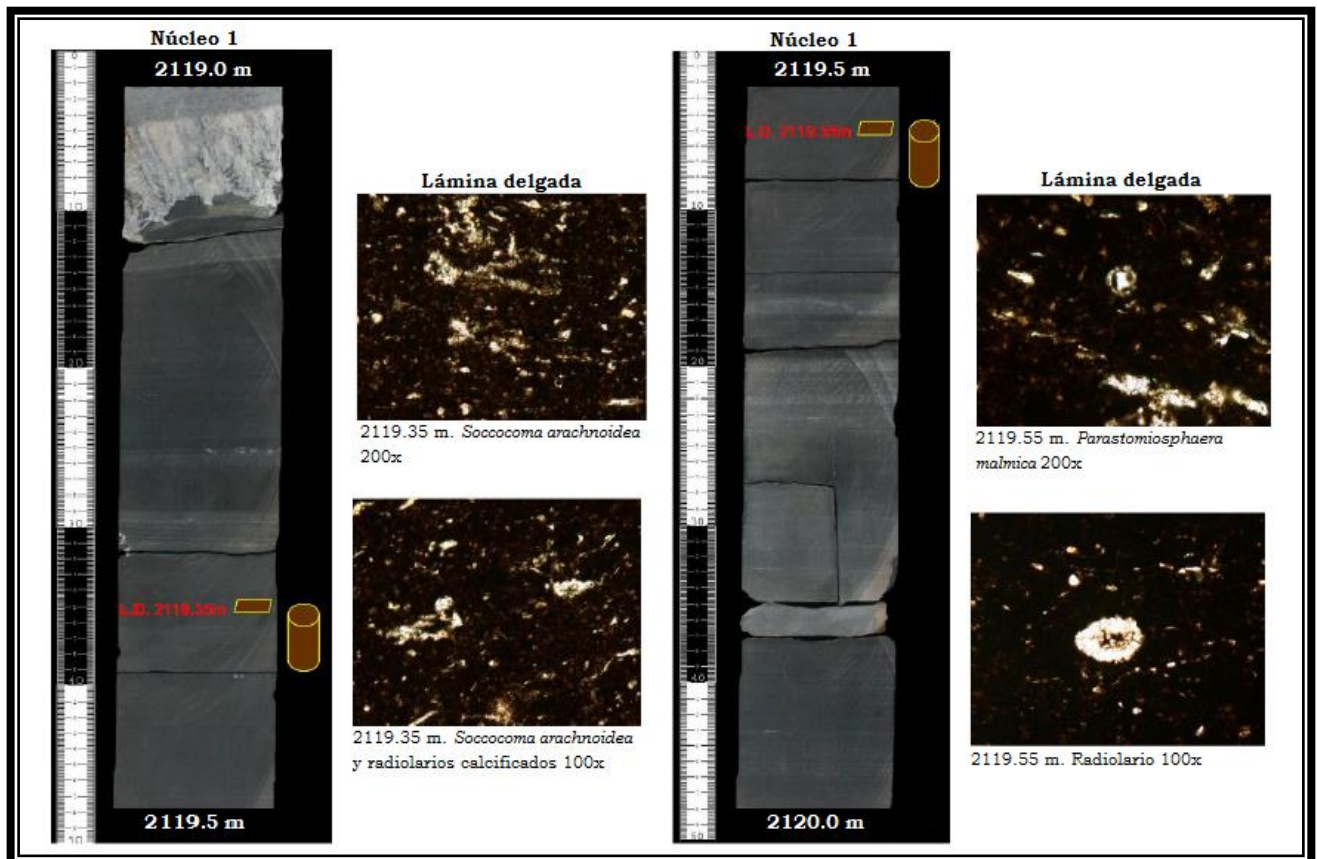


Figura 5.19 Núcleo 1 y láminas delgadas del intervalo 2119.0-2120.0 m. (PEMEX², 2013).

Capítulo 5

Pozo no convencional A-1

- Intervalo 2120.0 - 2121.0 m.: Lutita negra microfosilífera con abundantes radiolarios. Presenta rombos de dolomita. A los 2120.69 m. presenta lutita café bioclástica con abundantes rombos de dolomita. *Cadosina párvula* y radiolarios escasos. Presenta abundante pirita diseminada y materia orgánica dispersa (**Figura 5.20**).

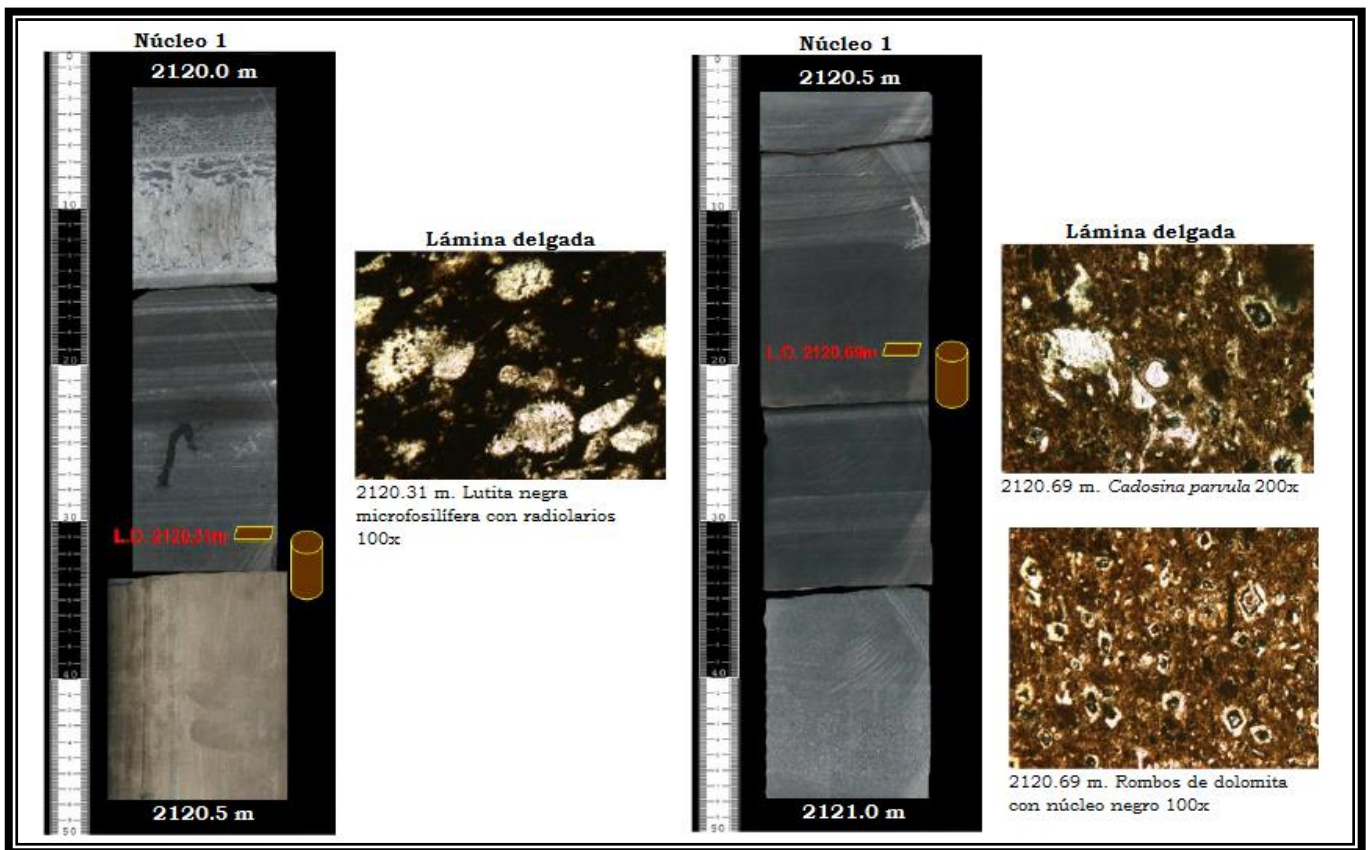


Figura 5.20 Núcleo 1 y láminas delgadas del intervalo 2120.0-2121.0 m. (PEMEX², 2013).

5.4 Análisis Geoquímico

La base de los datos de geoquímica utilizados comprende datos de estudios de pirólisis y madurez térmica los cuales han sido complementados con muestreo. Comprende 157 datos de pirólisis y 76 datos de reflectancia de vitrinita (Ro) que están distribuidos a lo largo de toda la cuenca.

Durante un estudio de plays realizado en 2011; en el Play Pimienta se tomaron 76 muestras adicionales de pirólisis y 6 estudios ópticos de kerógeno para la madurez térmica. A inicios de 2012, se recolectaron 127 muestras para pirólisis, que incluían 22 muestras de núcleos de los pozos A-1 y Ar-1, adicionalmente se tomaron 5 muestras para madurez térmica. En total, la caracterización geoquímica y el mapeo regional se realizó con un total de 632 datos de pirólisis y 101 datos de madurez térmica, entre Ro y estudios ópticos de kerógeno.

Considerando que el kerógeno es la fracción orgánica contenida en las rocas sedimentarias generadoras de hidrocarburos, e insoluble en disolventes orgánicos; para definir los 3 diferentes tipos de kerógeno se usa el Grafico de Van Krevelen donde se toma en cuenta las relaciones H/C y C/O (**Figura 5.21**).

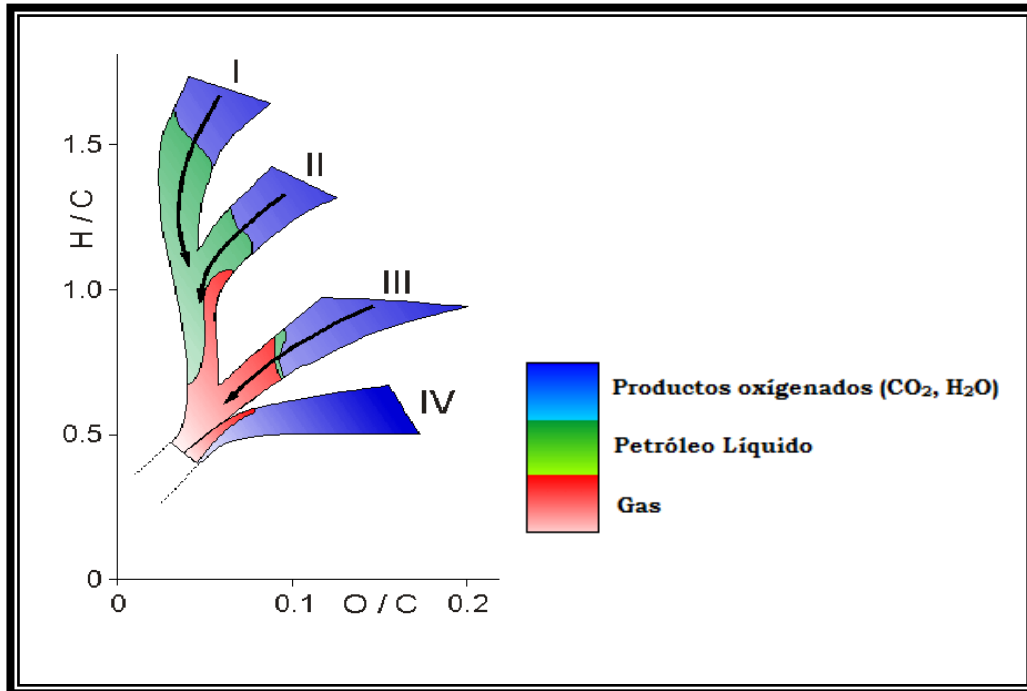


Figura 5.21 Gráfico de Van Krevelen para clasificar los tipos de kerógenos en base a las relaciones H/C y C/O (http://monash.edu/science/about/schools/geosciences/assets/images/heatflow/fig5_1big.gif).

Los tipos de kerógeno son:

1. KEROGENO TIPO I

- ❖ Tiende a producir crudos ricos en hidrocarburos saturados.
- ❖ Derivado de materia orgánica de algas. Ambiente lacustre o marino.
- ❖ Contiene 10 % a 70 % de lípidos.
- ❖ Es el que más produce petróleo

2. KEROGENO TIPO II

- ❖ Tiende a producir petróleos nafténicos y aromáticos, y más gas que el Tipo I.
- ❖ Derivado de fuentes marinas.
- ❖ Constituido por partículas amorfas derivados de la descomposición de fitoplancton, zooplancton y animales.

3. KEROGENO TIPO III

- ❖ Tiende a producir principalmente gas y algunos petróleos parafínicos.
- ❖ Derivado de restos de vegetación continental (madera, esporas, hojas, tejido de plantas).
- ❖ Formado principalmente por vitrinita y algunas exinitas.

4. KEROGENO TIPO IV

- ❖ Muy raro, casi no tiene capacidad para generar petróleo/gas.
- ❖ Principalmente constituido por inertita y algunos amorfos de descomposición de materia vegetal.

El tipo de kerógeno de la Formación Pimienta es de tipo II, precursor de aceite y gas, depositado en un ambiente de cuenca de aguas moderadamente profundas que al ser sometido a condiciones adecuadas de sepultamiento, logró la madurez suficiente para permitir ser una excelente roca generadora. Esto se comprueba por medio de los datos obtenidos en las pruebas de pirólisis y de índice de hidrógeno y oxígeno para el pozo A-1 que a continuación se muestran (**Figura 5.22 y Tabla 5.2**):

Capítulo 5
Pozo no convencional A-1

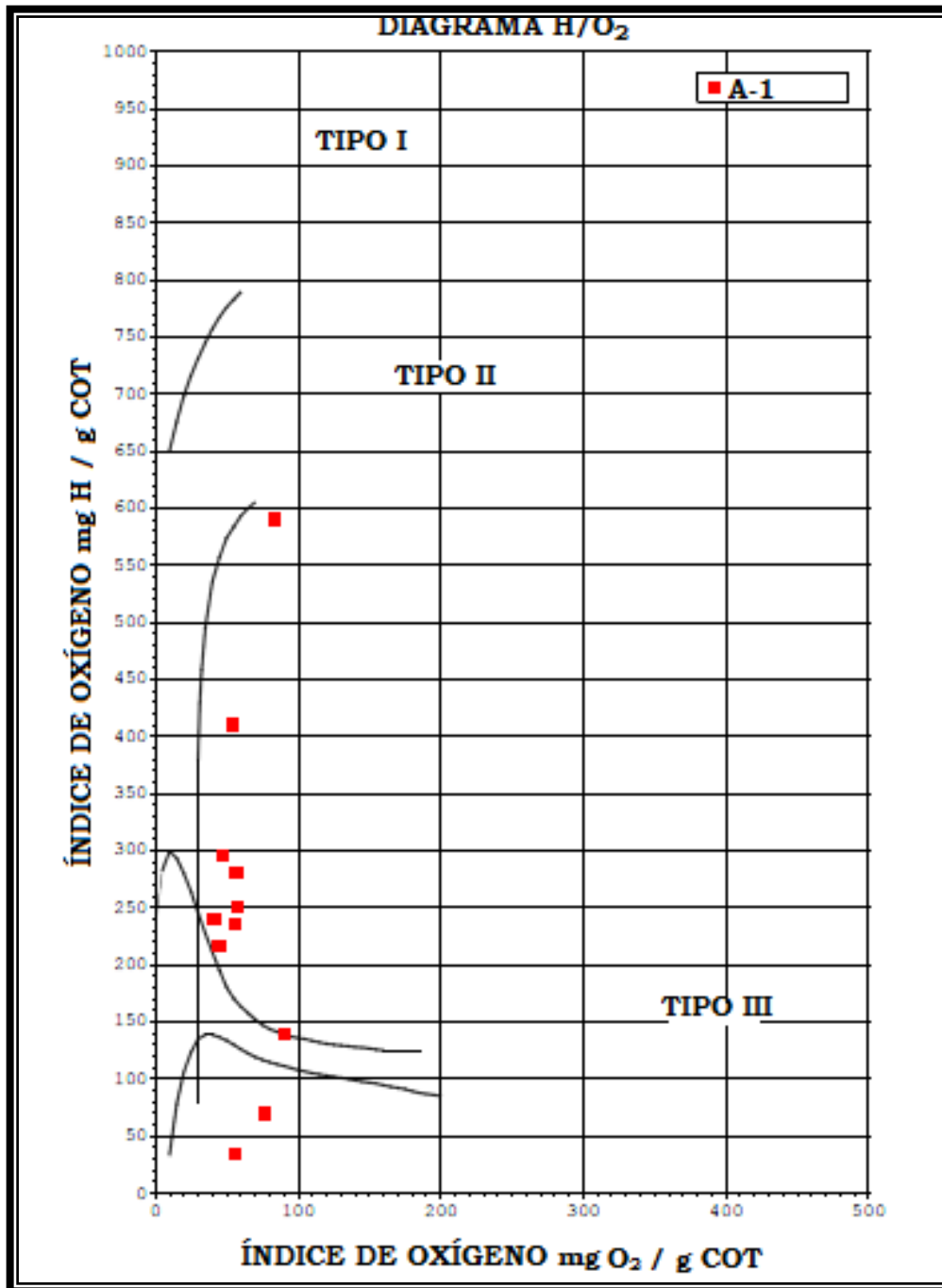


Figura 5.22 Diagrama de kerógeno para el pozo A-1 (PEMEX¹, 2013).

Capítulo 5

Pozo no convencional A-1

NÚCLEO	NUM. DE LAB.	PROFUNDIDAD [M]	T _{max} [°C]	S1 [mg HC/g Roca]	S2 [mg HC/g Roca]	S3 [mg CO ₂ /g Roca]	COT [% peso]	HI [mg HC/g COT]	OI [mg CO ₂ /g COT]	PC [% peso]	MINC [% peso]
N1	71701	2104.37	448	0,04	6.98	0.34	3,95	177	9	0,61	3,12
	71702	2105.84	452	0,04	0.22	0.21	0,14	157	150	0,03	7,95
	71703	2106.48	450	0,01	6.42	0.18	3,93	163	5	0,55	2,40
	71704	2107.83	453	0,04	0.61	0.19	0,35	174	54	0,06	7,87
	71705	2108.73	454	0,02	7.26	0,35	4,47	162	8	0,63	2,42
	71706	2109.2	450	0,05	2.92	0,24	1,78	164	13	0,26	7,16
	71707	2110.08	450	0,02	0.36	0,33	0,46	78	72	0,04	6,67
	71708	2111.33	440	0,03	0.26	0,22	0,27	96	81	0,03	7,55
	71709	2112.75	447	0,01	4.64	0,27	3,23	144	8	0,41	1,66
	71710	2113.33	452	0,05	4.75	0,26	3,38	141	8	0,41	1,65
	71711	2114.45	451	0,04	5.75	0,23	3,51	164	7	0,49	2,39
	71712	2115.23	450	0,04	5.43	0,31	3,60	151	9	0,47	2,64
	71713	2116.53	447	0,04	4.67	0,31	3,50	133	9	0,41	2,64
	71714	2117.33	449	0,05	5.49	0,38	3,90	141	10	0,48	1,86
	71715	2118.46	453	0,04	6,36	0,29	3,87	164	7	0,55	1,59
	71716	2119.35	454	0,04	7,98	0,26	4,45	179	6	0,68	1,40
	71717	2120.69	454	0,03	5,1	0,25	3,28	155	8	0,44	2,49
	71718	2121.31	452	0,03	4,81	0,23	3,03	159	8	0,41	2,81

Tabla 5.2 Resultados de los estudios de pirólisis en el núcleo 1 del pozo A-1, donde T_{max} (Temperatura máxima), S1 (Bitumen Gas+ Aceite), S2 (Potencial Generador), S3(CO₂), COT (Materia Orgánica Total), HI (Índice de hidrógeno), OI (Índice de oxígeno), PC (Carbono pirolizado), MINC (Carbono mineral) (PEMEX¹, 2013).

La distribución geográfica del COT tiene un estricto control paleogeográfico y una estrecha relación con los modelos sedimentarios. Mientras en las áreas cercanas a los altos estructurales la preservación de la materia orgánica no fue importante, en aguas más profundas y sobre todo en los depocentros las condiciones para ello eran favorables. Los valores de referencia para el COT son: 0-0.5%: pobre; 0.5-1.0%: regular; 1.0-2.0%: bueno; 2.0-4.0%: muy bueno y >4.0%: excelente (**Figura 5.23**). A cada uno de estos rangos se les asignó un color determinado, el cual permite su fácil identificación dentro del mapeo (**Figura 5.25**).

Capítulo 5

Pozo no convencional A-1



Figura 5.23 Valores de referencia del COT (PEMEX ¹, 2013).

La Unidad Inferior de la Formación Pimienta presenta valores de COT entre 0.07% y más de 4.0%. Tanto la fosa noreste como la fosa central, presentan valores de COT de buenos a excelentes.

En la Unidad Media, la influencia de los altos del basamento es considerablemente menor que en la Unidad Inferior, lo cual es notorio en el límite noroeste del área que continúa la influencia de litologías arenosas debido a las cercanías del alto de Burro-Peyotes, propiciando valores bajos y regulares de COT.

En la Unidad Superior, los valores más altos de COT se encuentran en las fosas noreste y central del área de estudio. Un comportamiento similar se observa en la distribución geográfica del COT para la Unidad Superior, en donde los valores más altos se concentran en los grabens y hacia la porción sur de la cuenca.

La medición cuantitativa de la madurez térmica dentro de la Formación Pimienta se realizó en primera instancia, con los datos equivalentes de reflectancia de vitrinita (R_o), promediados para el total de la formación. Los valores de referencia se muestran en la **(Figura 5.24)**, donde se establece que valores menores a 0.5 son considerados inmaduros, mientras que de 0.5 a 1.2 se encuentran dentro de la ventana de generación de aceite (temprana: 0.5-0.7; pico: 0.7-0.9; tardía: 0.9-1.2), así como los valores por

Capítulo 5

Pozo no convencional A-1

encima de 1.2 corresponden a una sobre madurez, determinando que los rangos de 1.2 a 2.0 se asocian a la ventana de gas y condensado, por último los valores mayores a 2.0 se encuentran dentro de la ventana de gas seco.

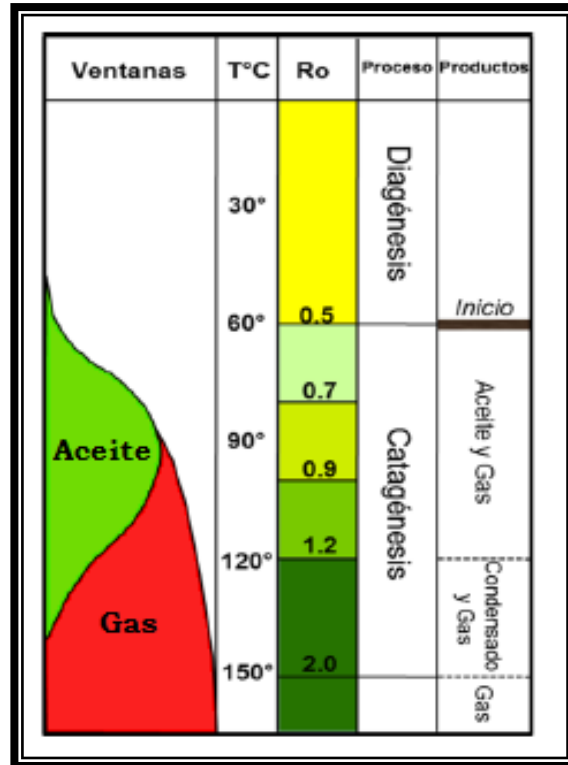


Figura 5.24 Valores de referencia de la madurez térmica (PEMEX¹, 2013).

Para el caso de la Cuenca de Burgos la tendencia general en la madurez correspondiente a los valores de Ro se distribuye en una dirección preferencial NW-SE, ubicándose las zonas con mayor madurez hacia el margen noreste del área de estudio. La porción noroeste del área, que corresponde a la colindancia con la Cuenca de Sabinas, muestra valores de hasta 3.0, ubicándose en un nivel de sobremadurez, cerca de ahí se encuentra el pozo Ar-1, productor de gas seco en la cima de la Formación Pimienta y base de la Formación Taraises, teniendo valores de alrededor de 0.9 de Ro en la primera. En la zona centro-oeste de la cuenca, los valores de Ro varían entre 0.8 a 0.96. La franja sur y

Capítulo 5

Pozo no convencional A-1

suroeste del área varía entre 0.65 y 0.7 en la región del archipiélago de Tamaulipas y en el área de San José de Las Rusias, y entre 0.7 y 0.8 en la zona sur de Burgos, en donde se ubica el pozo A-1, recientemente productor de aceite en esta formación, que presenta valores medidos entre 0.8 a 0.9, ligeramente arriba del promedio regional.

Actualmente, la temperatura correspondiente a la cima del Jurásico varía con respecto a la profundidad, de 40° a 100° C en la porción oeste del área, creciendo gradualmente hacia las zonas más profundas al este, alcanzando temperaturas medidas de 220°C. Esto sugiere que la preservación del hidrocarburo líquido estará influenciada con la temperatura y la profundidad, sin embargo, es necesario un estudio más detallado y secuencial para la utilización directa de esta información, no obstante, las tendencias regionales tienen congruencia con el modelo geológico, encontrándose hacia el sur y el oeste áreas con menor temperatura, tal como se observa en las tendencias de madurez.

Los datos de Ro del pozo A-1, son coincidentes con el hidrocarburo encontrado. Sin duda, el parámetro de madurez térmica es uno de los que merece mayor atención por lo que la incertidumbre será reducida con la subsecuente perforación de pozos exploratorios en este objetivo. Del presente trabajo se puede interpretar que la madurez de la Formación Pimienta decrece gradualmente al sur, como lo sugieren las tendencias regionales de Ro, así como el resultado del pozo A-1.

Con base en los análisis geoquímicos realizados en muestras de roca (núcleos) y la cromatografía del gas obtenido en el pozo perforado en el área de estudio, así como algunas emanaciones de hidrocarburos, todo ello complementado con modelados geológico-geoquímicos, se ha podido establecer la presencia de un sistema generador de hidrocarburo para el Play Jurásico Superior Pimienta en la localización A-1. La roca

Capítulo 5

Pozo no convencional A-1

generadora conformada por lutitas calcáreo-carbonosas es rica en materia orgánica (COT de 2.0% a 4.0 %, clasificado como Muy Bueno) generando Kerógeno tipo II.

El sistema se caracteriza por presentar en las vecindades de la localización A-1, un contenido de carbono orgánico total (COT) muy bueno, con un orden de variación entre 1.17 % a 2.56 % (**Figura 5.25**).

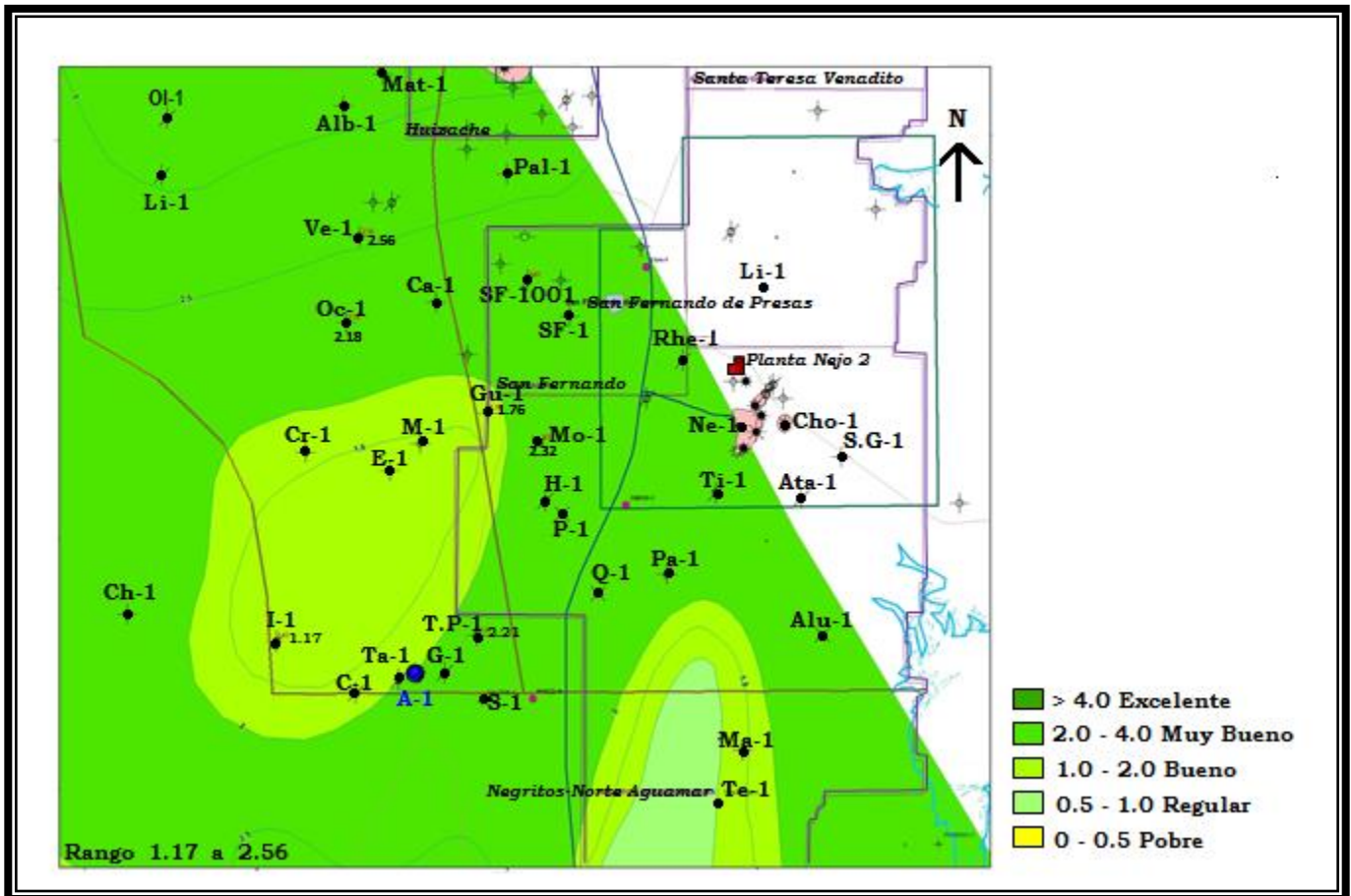


Fig. 5.25 Valores de COT (Carbono Orgánico Total) para las áreas aledañas al pozo A-1 (PEMEX², 2012).

Con respecto a la Madurez Térmica (Ro) la localización A-1, cae dentro de la ventana de generación de gas húmedo y se ubica en un nivel de Ro que varía entre 0.7 a 0.9 lo cual representa una escala de maduro (**Figura 5.26**).

Capítulo 5
Pozo no convencional A-1

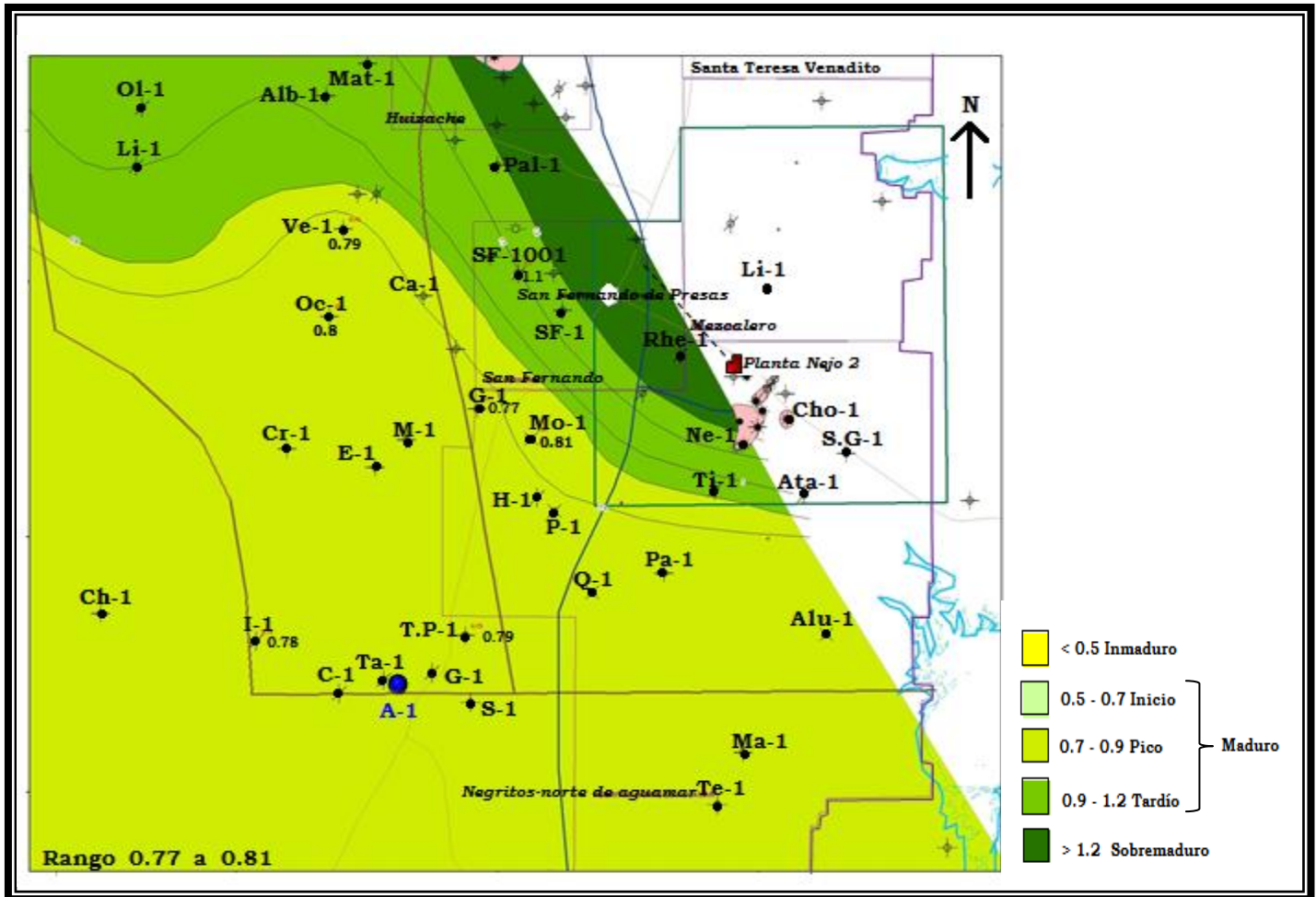


Fig. 5.26 Valores de R_o (reflectancia de vitrinita) para las áreas aledañas al pozo A-1 (PEMEX², 2012).

El análisis geológico-geoquímico del play culmina con la identificación, delimitación y jerarquización de áreas de oportunidad exploratorias, para lo cual se emplean los parámetros geológicos que se enlistan en la Tabla 5.3. Se considera que los factores necesarios para determinar el área como geológicamente prospectiva son: un espesor mayor a 30 m, un COT mayor a 1.0%, madurez térmica con valores de R_o por encima de 0.5 y litofacies adecuadas.

Capítulo 5
Pozo no convencional A-1

Parámetro	Valor de corte / características favorables
Esesor	>30 m.
COT	>1.0 %
Ro	>0.5
Litofacies	Lutitas carbonosas, calizas negras, calizas intercaladas con lutitas carbonosas
Manifestaciones	Aceite – Gas Húmedo – Gas Seco
Profundidad	800 m. a 4500 m.

Tabla 5.3 Parámetros geológicos para identificar un área prospectiva dentro de un play (Pemex², 2012).

5.5 Interpretación Sísmica

La **Figura 5.27** muestra una sección sísmica de dirección NW-SE, que pasa por la localización del pozo A-1, y en donde se observa el objetivo Jurásico Pimienta, así como poca deformación estructural.

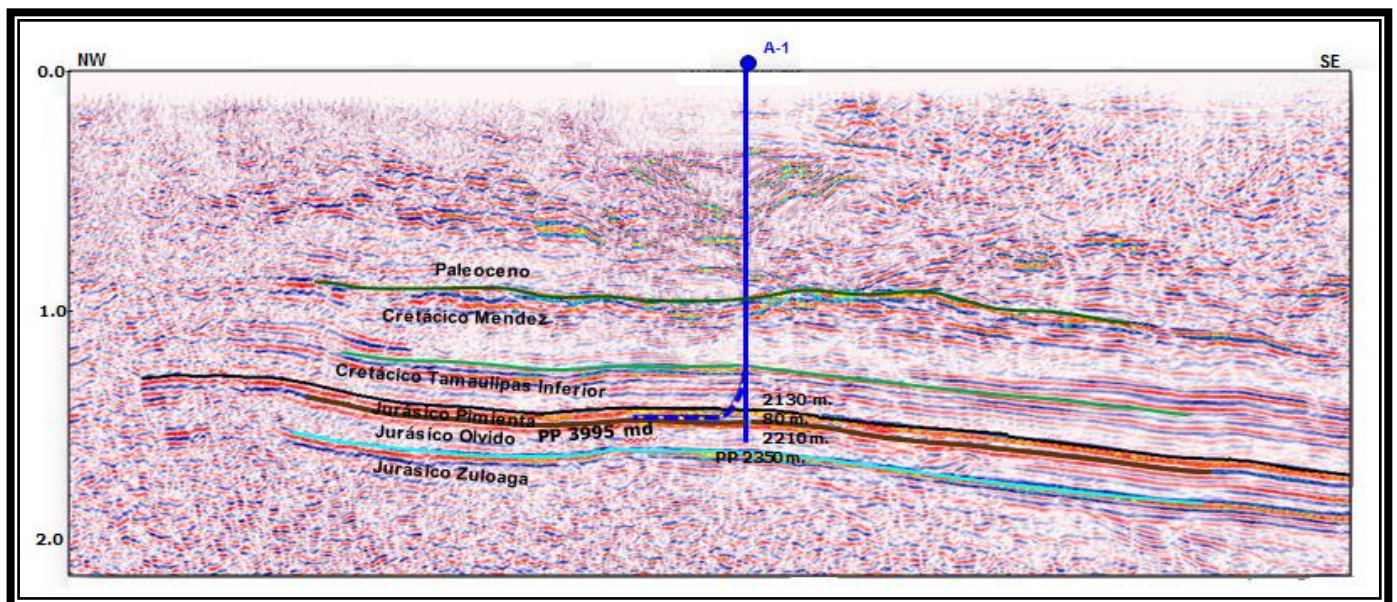


Figura 5.27 Sección Sísmica NW-SE en donde se observa el pozo A-1, así como la formación jurásica de interés (PEMEX¹, 2011).

Capítulo 5

Pozo no convencional A-1

De la sección sísmica se puede inferir que los echados aparentes son suaves en dirección al sureste; a los 2,075 m, se estaría penetrando el objetivo; de aquí en adelante y hasta la profundidad final 3,835 m, los echados aparentes se hacen muy suaves en la localización.

La localización de A-1 se encuentra a 0.41 km al noreste del pozo más cercano que es el T-1, a 40 Km al suroeste del Campo Nejo y a 15 Km al oeste del gasoducto de 48" Cactus-San Fernando-Ramones (**Figura 5.28**).

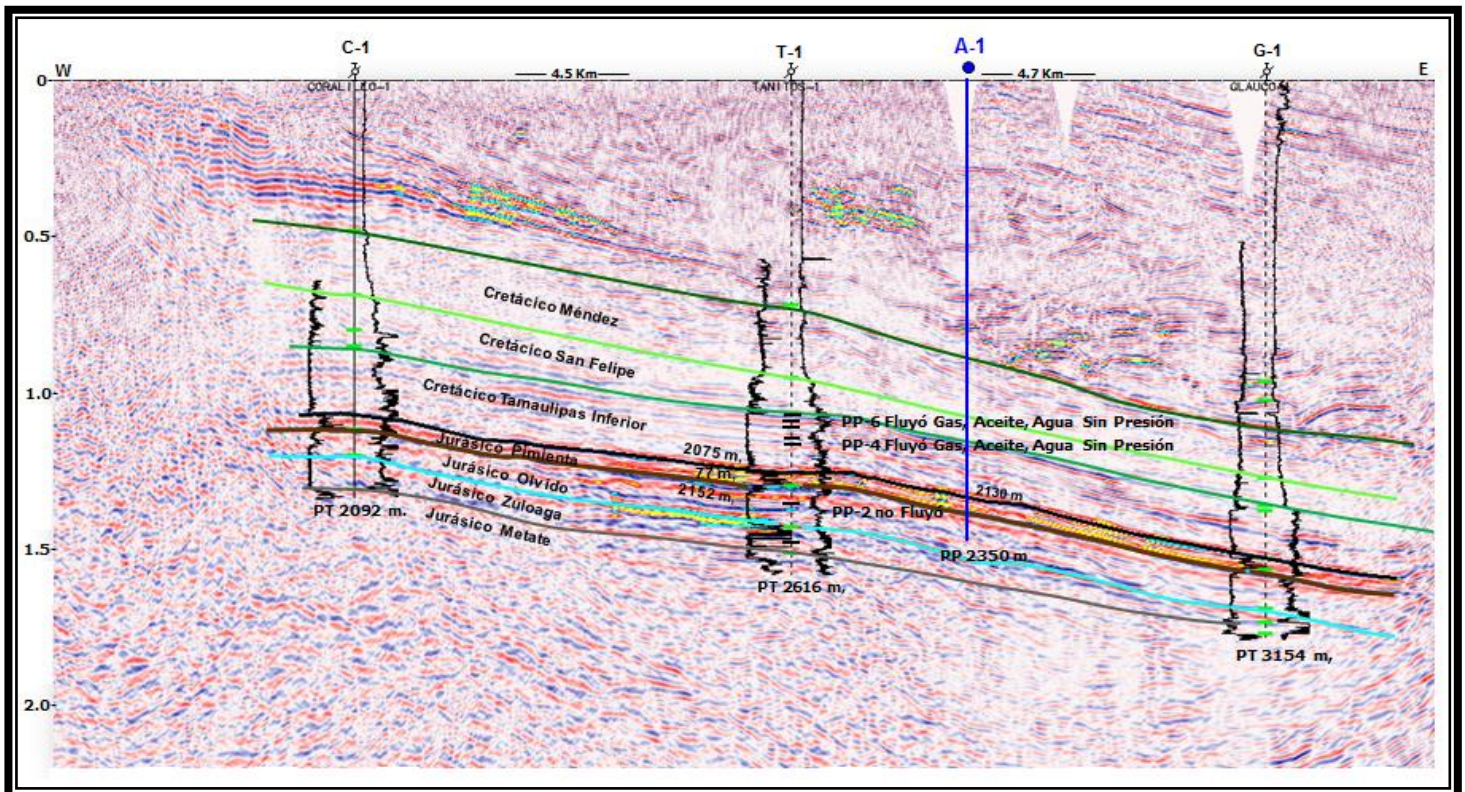


Figura 5.28 Sección Sísmica que pasa por el pozo A-1, y en donde se observan los pozos cercanos proyectados (PEMEX¹, 2011).

Se definió la dirección y ubicación de las fallas principales, así como el patrón de los bloques estructurales, y con la información del campo de velocidades de migración se convirtió al dominio de la profundidad para construir el modelo geológico. La información

Capítulo 5

Pozo no convencional A-1

sísmica a nivel del objetivo se considera de buena calidad, lo que permite establecer una correlación confiable entre la localización A-1 y los pozos más cercanos.

El pozo tiene un desarrollo horizontal de 1500 m. desde una profundidad desarrollada de 2,325 m. hasta la profundidad final de 3,825 m, el rango de precisión a nivel del objetivo fue de +/- 25 m. de acuerdo a lo programado; la columna estratigráfica está controlada por la correlación directa del pozo T-1 (**Figura 5.28**), así como por los registros sintéticos de otros pozos.

El potencial del pozo A-1 del play no convencional Jurásico Superior de la Formación Pimenta en la Cuenca de Burgos es bueno, esto se pudo concluir basándonos en toda la información recabada a lo largo de este trabajo.

Para el pozo A-1, el análisis del núcleo 1 dio como resultado una litología constituida principalmente por lutita gris oscuro a negra, carbonosa y calcárea, con alto contenido de fósiles, intercalada con caliza gris claro, además de caliza arcillosa gris obscura a negra en partes ligeramente dolomitizada.

La distribución del COT está controlada por la paleogeografía de la cuenca, disminuyendo considerablemente con la proximidad a los altos estructurales y aumentando hacia los depocentros, traduciéndose en valores adecuados de COT.

Las lutitas carbonosas y calizas arcillosas presentan contenido de carbono orgánico total (COT de 2.0% a 4.0 %, clasificado como Muy Bueno) adecuadas para la prospección de gas húmedo y aceite. Además de presentar en las vecindades del pozo A-1, un contenido de carbono orgánico total (COT) muy bueno, con un orden de variación entre 1.17 % a 2.56 %.

Capítulo 5

Pozo no convencional A-1

El kerógeno resultante para esta área de acuerdo al Grafico de Van Krevelen donde se toma en cuenta las relaciones H/C y C/O es del tipo II, depositado en un ambiente de cuenca de aguas moderadamente profundas.

Con respecto a la Madurez Térmica (Ro) la datos mapeados para A-1 presentan una tendencia congruente con la profundidad y evolución tectónica de la cuenca, presentando valores propios de la ventana de generación de aceite en una tendencia con rumbo de formación (NW-SE), estos valores caen dentro de la ventana de generación de gas húmedo y se ubica en un nivel de Ro que varía entre 0.7 a 0.9 lo cual representa una escala de maduro.

Finalmente la probabilidad de éxito geológico del pozo A-1 se estima del 81 % y la probabilidad de éxito comercial del 76.4%, esto considerando factores como son: área, espesor, relación Neto/Bruto, porosidad, riqueza volumétrica, saturación de hidrocarburos, factor de volumen y factor de recuperación. El recurso está dado por la relación:

$$\text{Recursos} = \text{Área} \times \text{Espesor} \times \text{N/G} \times \text{PHI} \times \text{So} \times 1/\text{Bo} \times \text{FR}$$

El cálculo del recurso es realizado mediante la simulación Montecarlo, obteniendo una distribución de recursos para cada variable involucrada de P1 (probabilidad máxima posible) a P99 (probabilidad tan pequeña como pudiera ser), además de valores en la media (**Tabla 5.4**).

Los recursos prospectivos determinados están asociados a una probabilidad de éxito geológico y comercial es decir, a la probabilidad de encontrar producción de hidrocarburos

Capítulo 5

Pozo no convencional A-1

capaces de generar un flujo estabilizado y medible en pruebas asociadas al tamaño del recurso prospectivo y que permita un desarrollo comercial (Faz, 2013).

	Probabilidad de éxito geológico (Pg) (%)	Probabilidad de éxito comercial (Pc) (%)	
P99	2.07	5.52	MMMpc
P90	7.44	9.97	MMMpc
P50	35.65	38.70	MMMpc
Media	67.09	76.09	MMMpc
P10	170.89	176.96	MMMpc
P1(máxima)	613.19	613.19	MMMpc
	80.8%	76.4 %	

Tabla 5.4 Cálculo de la probabilidad de éxito geológico (Pg) y éxito comercial (Pc) para el pozo A-1 (PEMEX¹, 2012).

Conclusiones y Recomendaciones

Conclusiones

- ❖ Las lutitas aceitíferas/gasíferas se consideran como yacimientos no convencionales debido a que la roca generadora funciona también como almacén, sello y trampa.
- ❖ Existen cuencas de hidrocarburos en México cuyas rocas generadoras tienen gran potencial para que se consideren campos de lutitas gasíferas, siendo una de ellas la Cuenca de Burgos.
- ❖ La Formación Pimienta del Jurásico Superior dentro de la Cuenca de Burgos muestra características excelentes para ser considerada un play no convencional de lutitas gasíferas y aceitíferas (Shale Oil/Gas).
- ❖ La distribución de litofacies de la Formación Pimienta muestra para cada una de las unidades un área común en la porción central de la cuenca donde se constató la presencia de una litología muy homogénea de lutitas negras carbonosas, hacia el norte y sur de esta área existen variaciones dependiendo del nivel estratigráfico.
- ❖ Se contó con datos de COT y Ro de más de 20 pozos de la Cuenca de Burgos, específicamente para la Formación Pimienta, cuyos resultados la convierten en una zona con alta prospectividad.
- ❖ Para el pozo A-1 localizado dentro de la Formación Pimienta, la roca generadora está conformada por lutitas calcáreo-carbonosas ricas en materia orgánica, el COT es de 2.0% a 4.0 %, clasificado como Muy Bueno y el tipo de Kerógeno es del tipo II.

Conclusiones y Recomendaciones

- ❖ Con respecto a la Madurez Térmica (Ro) la localización A-1 cae dentro de la ventana de generación de gas húmedo y se ubica en un nivel de Ro que varía entre 0.7 a 0.9, lo cual representa una escala de maduro.
- ❖ La probabilidad de éxito geológico del pozo A-1 se estima del 81% y la probabilidad de éxito comercial del 76.4%, esto considerando factores como el tipo de hidrocarburo, condiciones de infraestructura del área, etc., y que se trata de un pozo exploratorio, desarrollado sólo para recabar información de la zona, sin comprometer reservas.

Recomendaciones

- ❖ Utilizar la metodología de descripción detallada, implementada en el presente trabajo, en los núcleos de los pozos subsecuentes, que permita ampliar el conocimiento a detalle de la litología y bioestratigrafía de cada unidad.
- ❖ Continuar el muestreo geoquímico para reducir la incertidumbre respecto a las ventanas de generación, sobre todo en las porciones central y norte de la cuenca.
- ❖ Realizar adquisición sísmica 2D y 3D en las áreas de interés, ya que esta información es de vital importancia para la evaluación del play.
- ❖ Realizar un análisis de esfuerzos detallado de la zona que permita establecer los sistemas de fracturamiento preferenciales como posibles rutas de migración de los hidrocarburos.

Bibliografía

- ALEXANDER, Tom *et al.*, *Revolución del gas de lutitas*. Oilfield Review, Vol.23, No.3, 2011, pp. 40-56.
- BARRERA VÁZQUEZ, Orquídea Gemimá, *Espectativas del Desarrollo y Explotación de Gas de Lutitas en México*. Tesis Licenciatura, UNAM, Facultad de Ingeniería, 2013.
- BOYER, Chuck *et al.*, *Gas de Lutitas: Un recurso global*. Oilfield Review, Vol.23, No.3, 2011, pp. 28-39.
- BRUNO SALVADOR, Ulises, *Evaluación petrolera y métodos de explotación en la cuenca de Burgos*. Tesis Licenciatura, UNAM, Facultad de Ingeniería, 2010.
- CANTÚ CHAPA, Dr. Alberto, *Rocas de interés petrolero del Paleógeno en la cuenca de Burgos, NE de México*. Instituto Politécnico Nacional, Revista PetroQuiMex, 2009, pp. 13-18.
- CONSEJO SUPERIOR DE COLEGIOS DE INGENIEROS DE MINAS (CSCIM), *Gas no convencional en España, una oportunidad de futuro, s/a*.
- EGUILUZ DE ANTUÑANO, Samuel, *Sinopsis geológica de la cuenca de Burgos, noreste de México: producción y recursos petroleros*. Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana, Vol. 63, Núm. 2, 2011, pp. 323-332.
- ESCALERA ALCOCER, J. Antonio, *Potencial de recursos no convencionales, asociado a plays de aceite y gas de lutitas en México*. PEMEX, Expo Foro, 2012.
- FAZ PÉREZ, Pedro, *Análisis de sello lateral en oportunidades exploratorias de hidrocarburos con objetivos Cretácico y Jurásico Superior Kimmeridgiano, en la*

Bibliografía

- Cuenca Petrolífera del Sureste en su porción marina*. Tesis en proceso de Maestría en Ingeniería, UNAM, Posgrado de la Facultad de Ingeniería, 2014.
- HERNÁNDEZ RODRIGUEZ, Oscar Daniel, *Explotación y producción en lutitas gasíferas. Un recurso no convencional en México*. Tesis Licenciatura, UNAM, Facultad de Ingeniería, 2009.
 - MARTEL, Bernardo, *Apuntes de geología del subsuelo*. UNAM, Facultad de Ingeniería, 2010.
 - PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN, *Desarrollo Shale Gas en México, pozo emergente 1, s/a*.
 - PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN, *Provincia Petrolera Burgos*, 2010.
 - PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN¹, *Play no convencional de Lutitas Gasíferas en el Jurásico Superior, Cuencas Sabinas y Burgos*, Noviembre 2011.
 - PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN², *Localización Anhérido-1 Play no convencional (Lutitas Gasíferas)*, Activo Integral Burgos, Diciembre 2011.
 - PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN¹, *Documento Soporte Decisión Resumen Ejecutivo, Localización Anhérido-1*, Activo Integral Burgos, 2012.
 - PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN², *Detalle del play Jurásico Shale Oil-Gas*, Activo Integral Burgos, 2012.
 - PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN³, *Detalle del Play Jurásico Shale Oil-Gas*, Equipo de Plays Jurásico, Activo Integral Burgos, Enero 2013.
 - PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN², *Pozo Anhérido-1 Jurásico Superior Pimienta Shale*. GMPE Incorporación de Reservas. Equipo Presa Falcón, Activo Integral Burgos, Mayo 2013.

Bibliografía

- ROJAS RODRÍGUEZ, Daniel, *Desarrollos de Shale Gas y perspectivas de explotación*. Tesis Licenciatura, UNAM, Facultad de Ingeniería, 2012.
- SÁNCHEZ LÓPEZ, Lorena Margarita, *La importancia de la Explotación de Gas Natural a través de los cuerpos Lutíticos*. Tesis Licenciatura, UNAM, Facultad de Ingeniería, 2012.
- SENER, "México: Perspectivas para el desarrollo de gas y aceite de lutitas (Shale Gas/Oil)", 2012.
- SHIELDS, David, "Shale Gas (Gas de Lutitas)", *The Green Expo, PowerMex*, Ciudad de México, 2012.
- SILVA ROMO, Gilberto y Claudia Cristina Mendoza Rosales (editores), Adan Castro Flores, Alfredo Victoria Morales, Aristóteles Homero Jaramillo Rivera, Beatriz Ortega Guerrero, Blanca Estela Buitrón Sánchez, Carlos Hansen Mendoza, Diana Elizabeth Garduño Martínez, Elena Centeno García, Emiliano Campos Madrigal, Griselda Abascal Hernández, Jorge Nieto Obregón, José Luis Arcos Hernández, José Luis Sánchez Zavala, Juan Carlos Cruz Ocampo, Luis Manuel Alva Valdivia, María Catalina Gómez Espinosa, María del Consuelo Macías Romo, Martín Carlos Vidal García, Mayumy Amparo Cabrera Ramírez, Noé Santillán Piña, Roberto Maldonado Villanueva, Rocío González Escobar, Rodrigo Carlos Islas Avendaño (Colaboradores), *Manual para el Trabajo Geológico de Campo*. Facultad de Ingeniería, UNAM, 2011, pp. 228-230.
- SOCIEDAD NACIONAL DE MINERÍA, PETRÓLEO Y ENERGÍA (SNMPE), *Shale Gas/Gas en Lutitas*, Informa quincenal de la SNMPE, 2012.
- WEC MÉXICO, *Geología Petrolera de México*, Capítulo 1, 2010.

Referencias Electrónicas.

- LAJOUS, A., 2004. La cuenca de Burgos y los contratos de servicios múltiples, La Jornada. Perfil de la Jornada. (<http://www.jornada.unam.mx/2004/03/17/per-portada.html>)
- BARRUETO ZENTENO, Eduardo, 2013, Gas de lutitas en la cuenca de Burgos, Energía a Debate. (<http://energiaadebate.com/gas-de-lutitas-en-la-cuenca-de-burgos/>)
- <http://ventanapetrol.blogspot.mx/2012/10/lutitas-gasiferas-yo-petroliferas-en.html>
- http://www.oar.noaa.gov/spotlite/2007/spot_gashydrates07.html
- http://monash.edu/science/about/schools/geosciences/assets/images/heatflow/fig5_1big.gif
- <http://www.halliburton.com/enUS/ps/solutions/unconventional-resources/shale-gas-oil/project-experience/global-shale-gas.page?node-id=hgjyd47j>
- http://web.ing.puc.cl/~power/alumno11/shale/La%20Revolucion%20del%20Shale%20Gas.htm#_Toc294276985
- <http://74.81.84.244:8080/comesa/archivos/sinergia28.pdf>