



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

“RESPUESTA DE REGISTROS GEOFÍSICOS
DE POZOS EN YACIMIENTOS DE
HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES”

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO GEOFÍSICO

PRESENTA:

FARHID MANUEL ELISEA GUERRERO

DIRECTOR DE TESIS:

ING. H. RICARDO CASTREJÓN PINEDA



MÉXICO, D.F.

FEBRERO, 2013



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
60-I-1029

SR. FARHID MANUEL ELISEA GUERRERO

Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Héctor R. Castrejón Pineda y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Geofísico:

RESPUESTA DE REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZOS EN YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES

	RESUMEN
I	INTRODUCCIÓN
II	YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES
III	EXPLORACIÓN DE YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES
IV	EJEMPLOS DE YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES
V	CONCLUSIONES
VI	BIBLIOGRAFÍA

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente

"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"

CD. Universitaria, D. F. a 28 de Septiembre de 2011

El Presidente del Comité de Titulación de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

DR. JOSÉ ANTONIO HERNÁNDEZ ESPRIÚ

JAHE*MNF*srs



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA
TIERRA

Aceptación de Trabajo Escrito

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

En relación con el Examen Profesional de **ELISEA GUERRERO FARHID MANUEL**, registrado con número de cuenta 302042678 en la carrera de **INGENIERÍA GEOFÍSICA**, del cual hemos sido designados sinodales, nos permitimos manifestarle la aceptación del trabajo escrito desarrollado por el citado alumno.

Atentamente,

ING. JOSE BERNARDO MARTELL
ANDRADE

ING. HECTOR RICARDO CASTREJON
PINEDA

FECHA DE ACEPTACIÓN: 26/XI/2012

FECHA DE ACEPTACIÓN: 26/XI/2012

ING. JAVIER ARELLANO GIL

ING. FRANCISCO ALEJANDRO
ARROYO CARRASCO

FECHA DE ACEPTACIÓN: 26/11/12

FECHA DE ACEPTACIÓN: 26/11/12

ING. MANUEL JUAN VILLAMAR VIGUERAS

FECHA DE ACEPTACIÓN: Nov 26, 12

FECHA DE EMISIÓN : 29 de Octubre de 2012

FEX-2
MNF

DEDICATORIA

¡Oh Jehová, cuánto se han multiplicado mis adversarios!
Muchos son los que se levantan contra mí.

Muchos son los que dicen de mí:
No hay para él salvación en Dios.

Mas tú, Jehová, eres escudo alrededor de mí;
Mi gloria, y el que levanta mi cabeza.

Con mi voz clamé a Jehová,
Y él me respondió desde su monte santo.

Yo me acosté y dormí,
Y desperté, porque Jehová me sustentaba.

No temeré a diez millares de gente,
Que pusieren sitio contra mí.

Levántate, Jehová; sálvame, Dios mío;
Porque tú heriste a todos mis enemigos en la mejilla;
Los dientes de los perversos quebrantaste.

La salvación es de Jehová;
Sobre tu pueblo sea tu bendición.

(Salmo 3: 1-8)

A Dios.
A mi esposa.
A mis padres y hermanos.
A mis tíos.
A mis suegros.
A mis primos.
A mis amigos.

A todos ellos con mucho amor y cariño.

AGRADECIMIENTOS

A Dios por amarme, guiarme, acompañarme y cuidarme siempre.

A mi esposa por su amor y apoyo incondicional.

A mis padres y hermanos por estar a mi lado en las buenas y en las malas.

A mis tías y tíos por toda su ayuda y comprensión.

A mis suegros por todo su esfuerzo.

A los hermanos de mi esposa por su apoyo.

A mis primos, que mas que primos han sido amigos y han estado conmigo de una u otra forma.

A la UNAM por permitirme recibir una formación profesional y por ser mi segunda casa. Al Anexo y a la Facultad de Ingeniería por tantas alegrías y tristezas, pero sobre todo, por darme un lugar como universitario.

A mi asesor de Tesis, porque no solo ha sido mi tutor, sino también mi maestro y un buen amigo, gracias por apoyarme a pesar de las circunstancias.

A todos los profesores que me impartieron clases, porque cada uno de ellos a su manera, en su forma de ser y en sus tratos me enseñaron mucho; les agradezco su paciencia y tolerancia, porque sé que muchas veces he sido de carácter difícil, tanto dentro como fuera del aula; gracias a ellos parte de mi carácter ha sido formado.

A mis amigos y compañeros de la Universidad, a todos los que formaron y/o forman parte de mi vida, que me brindaron su tiempo, su apoyo, su casa, su amistad y algunos su corazón, gracias a todos ellos.

A todo el personal universitario, porque siempre utilicé las instalaciones de la universidad, y aunque son personas que no conozco directamente, les agradezco por barrer los pasillos, recoger basura que otros no pudieron tirar en un bote, por limpiar los baños, por recoger los libros de las bibliotecas, por atenderme en las ventanillas y todas esas personas que hacen nuestra vida más cómoda y fácil.

Son muchos los nombres de las personas que me han ayudado a través del tiempo, no tengo necesidad de escribirlos porque cada persona que lea estos agradecimientos sabrá si se encuentra o no en estas palabras; gracias a todos ellos por ser una parte de mí vida.

Índice

RESUMEN	8
1. INTRODUCCIÓN	10
• 1.1 Introducción.....	10
• 1.2 Gas Natural.....	12
• 1.3 Ubicación de Yacimientos de Hidrocarburos No Convencionales.	13
• 1.4 Fracturamiento Hidráulico	15
2. YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES	16
• 2.1 Lutitas Gasíferas.....	16
• 2.2 Lutitas Aceitíferas	19
• 2.3 Arenas Compactas.....	24
• 2.4 Arenas Bituminosas.....	27
• 2.5 Metano en Carbón	30
• 2.6 Hidratos de Metano	35
3. EXPLORACIÓN DE YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES	39
• 3.1 Lutitas Gasíferas.....	39
• 3.2 Lutitas Aceitíferas	48
• 3.3 Arenas Compactas.....	51
• 3.4 Arenas Bituminosas.....	56
• 3.5 Metano en Carbón	60
• 3.6 Hidratos de Metano	65
• 3.7 Respuesta de Registros Geofísicos de Pozos en Yacimientos de Hidrocarburos No Convencionales	69
4. EJEMPLOS DE YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES	70
• 4.1 Lutitas Gasíferas.....	70
• 4.2 Lutitas Aceitíferas	75
• 4.3 Arenas Compactas.....	81
• 4.4 Arenas Bituminosas.....	87
• 4.5 Metano en Carbón	93
• 4.6 Hidratos de Metano	101

5. CONCLUSIONES	109
6. BIBLIOGRAFÍA	111
• 6.1 Bibliografía consultada	111
• 6.2 Otras Referencias bibliográficas	115

RESUMEN

Este trabajo es una recopilación bibliográfica y análisis de información que trata sobre los registros geofísicos de pozos en yacimientos de hidrocarburos no convencionales.

Las reservas de hidrocarburos convencionales están en declinación. La mayoría de las cuencas sedimentarias ya han sido exploradas y explotadas, por lo que la explotación es cada vez más compleja, a profundidades mayores y diferentes a las fuentes convencionales de hidrocarburos en trampas estratigráficas y estructurales.

Estos yacimientos son de acceso complejo, además necesitan grandes inversiones y nuevas tecnologías para ser explotados, esto ocasiona un incremento en el costo del petróleo.

En esta tesis se hablan de los siguientes yacimientos no convencionales: lutitas gasíferas (*gas shales*), lutitas aceitíferas (*oil shales*), arenas compactas (*tight sands*), arenas bituminosas (*tar sands*), metano en carbón (*coalbed methane*) e hidratos de metano (*gas hydrates*).

En la exploración de los yacimientos no convencionales es relevante su estudio a través de registros de pozos que han sido diseñados y desarrollados para ayudar a responder preguntas importantes relacionadas con la exploración, evaluación y producción del petróleo y gas.

Muchos de estos registros y los conceptos asociados a la interpretación, son igualmente exitosos al aplicarse en la exploración, evaluación y explotación de depósitos minerales metálicos y no metálicos.

Los registros geofísicos de pozos iniciaron el 5 de septiembre de 1927, cuando el primer registro de resistividad se tomó en el pozo Diffenbach No. 2905, en el campo de aceite de Pechelbronn, Alsacia, Francia.

Los registros de pozos proporcionan una de las principales mediciones para la evaluación realista de formaciones. Sirven para determinar la composición y las propiedades físicas o químicas de las rocas *in situ*, así como el tipo y cantidad de los fluidos contenidos en los poros, proporcionando así una indicación del valor económico de los recursos naturales acumulados en el subsuelo.

La industria del petróleo y la minería recurren a medidas específicas de propiedades físicas de las rocas (resistividad, radioactividad, etc.), que son empíricamente relacionadas con la cantidad de petróleo y gas en el lugar, la calidad y el tamaño de los yacimientos de carbón y la concentración de minerales particulares en las rocas almacenadoras.

El capítulo uno trata de manera introductoria los distintos tipos de yacimientos de hidrocarburos no convencionales y algunas características de los mismos.

El capítulo dos trata la Geología de los distintos tipos de yacimientos de hidrocarburos no convencionales, de cómo se presentan estos yacimientos y la ubicación de los mismos.

En el capítulo tres se muestra la respuesta de los registros geofísicos en los yacimientos de hidrocarburos no convencionales; a partir de estos registros se obtienen tablas para poder determinar de modo general la respuesta de los registros, dependiendo del tipo de yacimiento.

En el capítulo cuatro se revisa la interpretación petrofísica en yacimientos no convencionales y se muestran algunos ejemplos en áreas de interés para poder comprender mejor los registros geofísicos de pozos en estos tipos de yacimientos.

En el capítulo cinco se presentan las conclusiones, las cuales se desarrollaron con base en los aspectos más importantes de esta tesis.

La bibliografía de referencia es una compilación de información sobre los registros geofísicos de estos yacimientos de hidrocarburos no convencionales y se separó por tipo de yacimiento, por si los interesados en el tema requieren investigar a mayor detalle.

Esta tesis es de gran utilidad como una referencia bibliográfica en español de los registros geofísicos de yacimientos de hidrocarburos no convencionales, ya que muchas veces se tiene problemas con el idioma inglés y es más fácil de entender la información.

1. INTRODUCCIÓN

1.1 Introducción

A continuación se definen brevemente los yacimientos de hidrocarburos no convencionales:

Lutitas gasíferas (*gas shales*)

La lutita es una roca sedimentaria constituida principalmente de arcilla y parte de limo, es de permeabilidad muy baja, por lo que presenta una barrera natural para la migración de hidrocarburos y convencionalmente es roca sello o roca generadora. En las lutitas gasíferas el gas se genera localmente a partir de kerógeno tipo III, originado principalmente por restos de plantas superiores; la lutita actúa como roca generadora y como yacimiento. Este gas se almacena en los espacios porosos entre los sedimentos o en fracturas, o se absorbe en la superficie de los componentes orgánicos contenidos en la lutita.

Lutitas aceítíferas (*oil shales*)

Lutita aceítífera es el término que describe a la roca sedimentaria de grano muy fino que contiene volúmenes relativamente grandes de material orgánico inmaduro, de kerógeno tipo I y II, originado por algas de tipo lacustre y fitoplancton predominantemente marino. Se trata de roca generadora potencial que habría generado hidrocarburos si hubiera sido sometida a un proceso de sepultamiento geológico, a las temperaturas y presiones requeridas durante un tiempo suficiente.

Arenas compactas (*tight sands*)

Son depósitos con baja permeabilidad que producen generalmente gas seco natural en areniscas. La baja permeabilidad a pesar de tratarse de areniscas, se debe principalmente a que están muy cementados los granos, por lo que muchas veces los granos de arenas son de carbonatos, principalmente calcita. Un pozo perforado verticalmente en un depósito de arenas compactas debe ser bien fracturado y estimulado para producir un gasto de flujo de petróleo suficiente en forma comercial.

Arenas bituminosas (*tar sands*)

Estas arenas generalmente no consolidadas contienen naturalmente una mezcla de arena, arcilla, agua y una forma muy densa y viscosa de petróleo; este chapopote técnicamente se conoce como bitumen (*tar*). El bitumen es un constituyente orgánico que es soluble en solventes orgánicos comunes, a diferencia del kerógeno que no es soluble. Las arenas bituminosas se encuentran en muchos países de todo el mundo, pero se encuentran en muy grandes cantidades en Canadá y Venezuela.

Metano en carbón (*coalbed methane*)

Son yacimientos relativamente someros, el carbón se encuentra en capas de diferente espesor. El gas, generalmente metano, se encuentra en los poros y/o fracturas de las capas de carbón; se le conoce comúnmente como gas “grisú”. Las condiciones del mercado y los avances tecnológicos han vuelto la explotación de este recurso una opción viable. Las características de los yacimientos de metano en carbón requieren nuevos enfoques con respecto a la construcción de pozos, evaluación de formaciones, modelado, desarrollo de yacimientos, fluidos de terminación y estimulación de pozos.

Hidratos de metano (*gas hydrates*)

Los hidratos son formados a partir de agua y gas a ciertas condiciones de presión y temperatura, en donde el gas, generalmente metano, queda atrapado en una molécula de hielo. Los hidratos de gas se conocen por los problemas que ocasionan al bloquear ductos y tuberías de la producción petrolera. También son un recurso potencial de hidrocarburos, ya que superan en volumen el potencial de recursos de gas natural convencional.

Hablando del kerógeno, este se clasifica en base a las relaciones atómicas de H/C, O/C y del equipo RockEval en:

- Tipo I: Lacustre: algas. Genera principalmente aceite; tiene bajo contenido de Azufre. Alto $H/C \geq 1.5$ y bajo $O/C < 0.1$. Constituido principalmente por el maceral liptinita y pueden estar presentes vitrinita y inertinita en menores proporciones.
- Tipo II: Predominantemente marino: fitoplancton; entradas terrestres: polen y esporas y mezclas tipo I y III. Genera principalmente aceite; tiene alto contenido de Azufre. Alto $1.2 < H/C < 1.5$ y bajo O/C . Constituido principalmente por liptinita.
- Tipo III: Terrestre: restos de plantas superiores. Genera principalmente gas y muy poco aceite; tiene bajo contenido de Azufre. Bajo $H/C < 1.0$ y alto $O/C \leq 0.3$. La liptinita sólo constituye una pequeña porción.
- Tipo IV: Carbono agotado (*dead carbon*): materia orgánica sin cantidades significativas de generación de hidrocarburos. No genera hidrocarburos o muy poco. Muy bajo $0.5 < H/C < 0.6$ y bajo a alto $O/C \leq 0.3$. Constituido principalmente por inertinita. Puede derivarse de otros tipos de kerógeno que han sido retrabajados u oxidados.

1.2 Gas Natural

El gas natural se encuentra en varios yacimientos de hidrocarburos no convencionales y debido a que los yacimientos convencionales a nivel mundial están en declinación, de ahí parte el interés en estos yacimientos de gas natural. A continuación se muestra en la figura 1.2.1 las principales fuentes de gas natural en E.U.

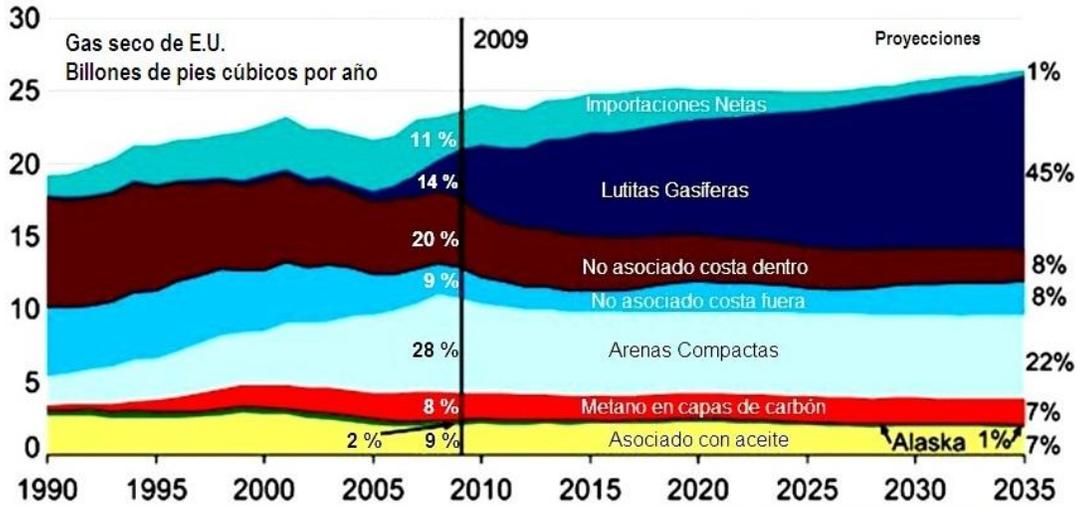


Figura 1.2.1. Mayores fuentes de gas natural en E.U (modificado de EIA, 2011).

El gas natural en se divide en:

- Gas no asociado ó gas seco (convencional).
- Gas disuelto asociado ó gas húmedo (convencional).
- Gas continuo (no convencional). Se produce en cuencas de gas centradas, gas en capas de carbón, lutitas gasíferas, depósitos fracturados de gas y depósitos de arenas compactas.

El gas puede ser amargo si tiene Azufre y dulce si no lo tiene.

Tanto los campos de gas como los de aceite convencional son definidos como formas geográficas discretas con contactos de hidrocarburos y agua bien definidos. Los campos de gas convencional tienen sellos y trampas obvias, matrices de alta permeabilidad y altos factores de recuperación de gas.

Las acumulaciones de gas continuo no convencional son de extensión regional, con fronteras extensas y poco precisas, tienen matrices de baja permeabilidad, no tienen sellos ni trampas obvias, tampoco tienen contactos de hidrocarburo y agua, tienen presión anormal, están cerca o en la roca generadora y tienen factores bajos de recuperación.

El estimado de recuperación final (EUR) de los pozos en acumulaciones continuas es más bajo que el EUR de los pozos de gas convencional. Las acumulaciones continuas comúnmente tienen zonas de transición que clasifican más en acumulaciones de gas convencional.

1.3 Ubicación de Yacimientos de Hidrocarburos No Convencionales.

A continuación se muestran las figuras 1.3.1, 1.3.2, 1.3.3 y 1.3.4, que exponen representaciones de los yacimientos no convencionales de lutitas gasíferas, arenas compactas, metano en carbón, arenas bituminosas, lutitas aceitíferas e hidratos de metano, esto es para dar una idea general de cómo se encuentran este tipo de yacimientos.

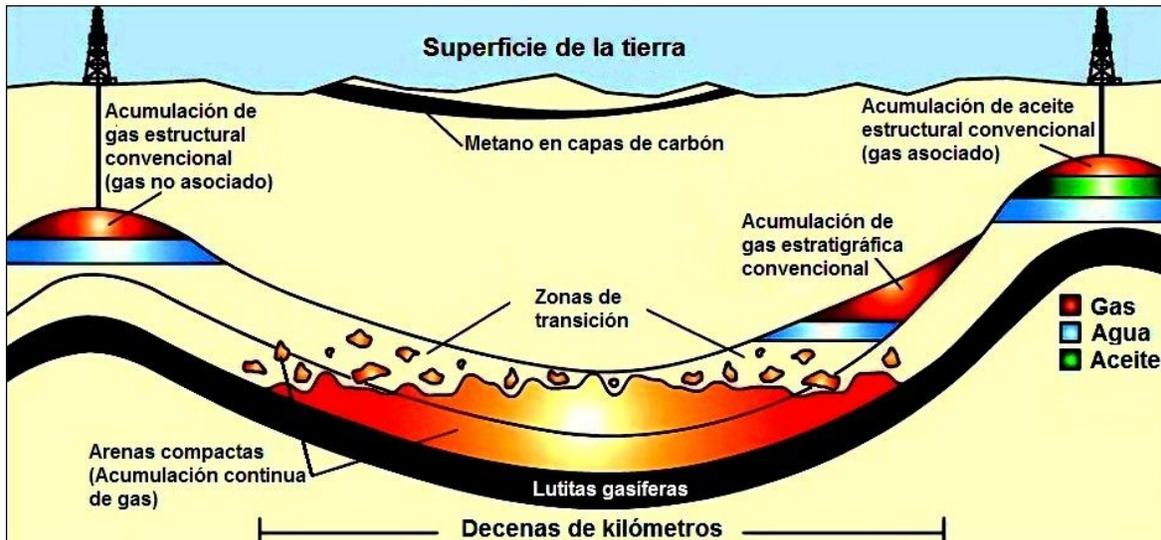


Figura 1.3.1. Representación de yacimientos convencionales y yacimientos no convencionales: Lutitas gasíferas, arenas compactas y metano en carbón (modificado de EIA, 2011).

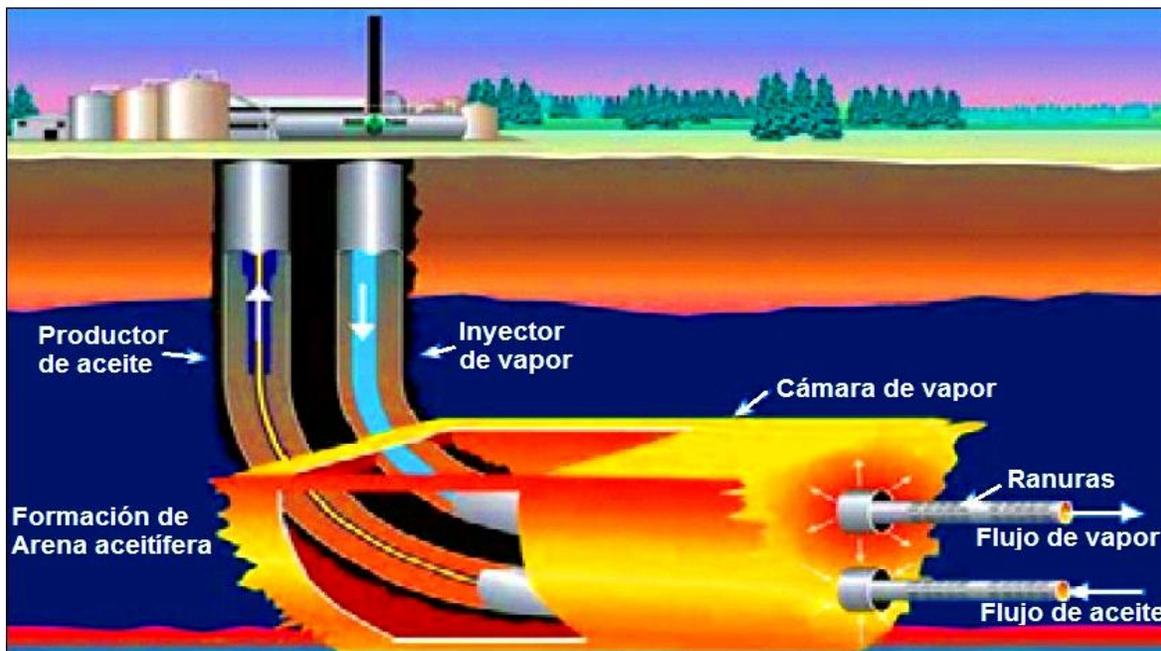


Figura 1.3.2. Representación de yacimiento de arenas bituminosas (modificado del Departamento de Energía de E.U., 2006).

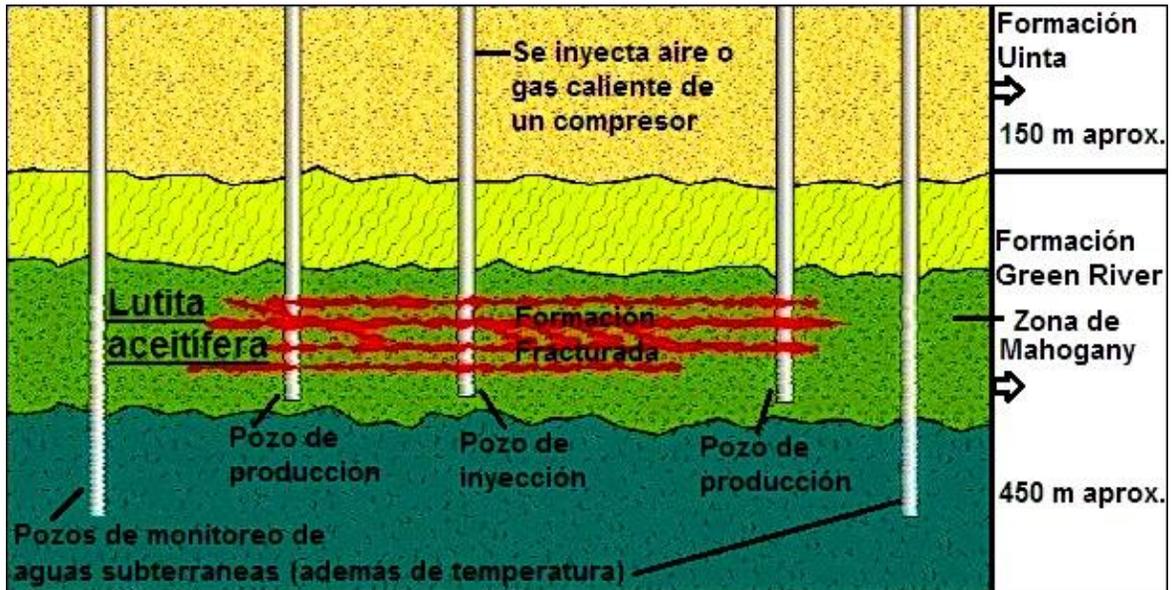


Figura 1.3.3. Representación de yacimiento de lutitas aceitíferas (modificado del Departamento del Interior de E.U., BLM, 2011).

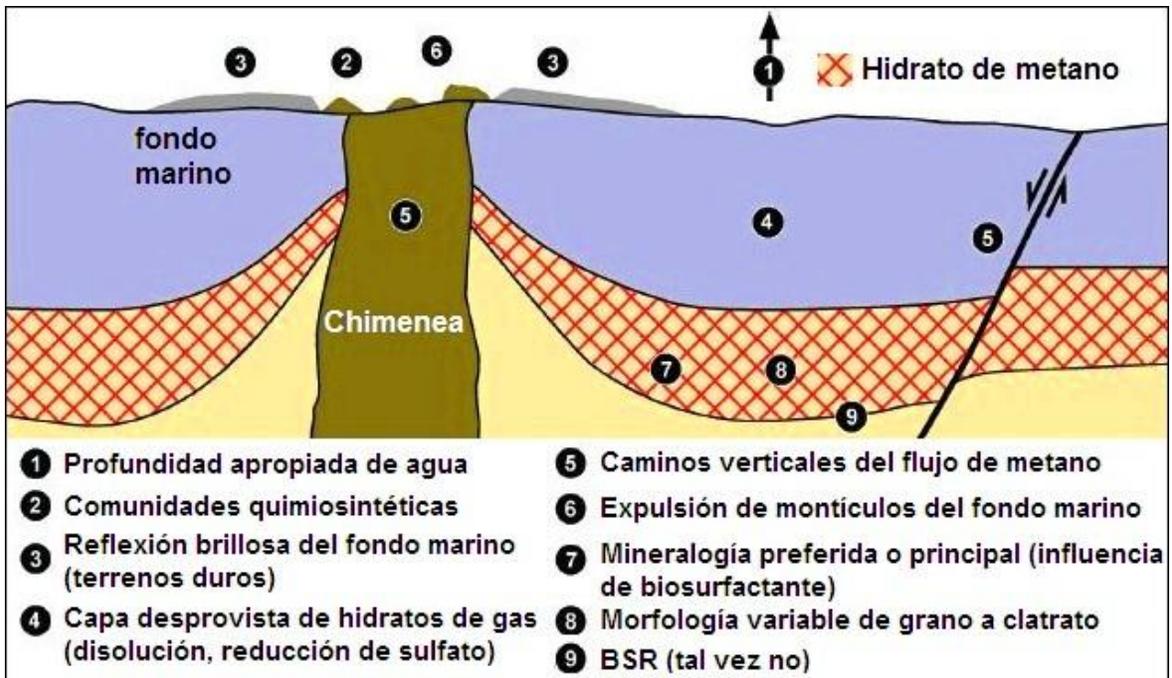


Figura 1.3.4. Representación de yacimiento de hidratos de metano (modificado de Hardage, 2006).

1.4 Fracturamiento Hidráulico

Es un proceso donde millones de litros de agua, arena y químicos son bombeados a través del pozo para romper la roca y liberar petróleo y/o gas. Es de gran preocupación que los químicos usados en el fracturamiento puedan ser un riesgo en el subsuelo, o cuando los desperdicios de los fluidos son manejados y algunas veces derramados en la superficie.

El fracturamiento hidráulico se utiliza en yacimientos no convencionales como lutitas gasíferas, lutitas aceítíferas, arenas compactas, y cualquier yacimiento con rocas de baja permeabilidad que necesite ser estimulado para que el petróleo y/o gas fluya; además se requiere de una muy buena logística para transportar una gran cantidad de agua, arena, químicos y equipo. Estas operaciones involucran diez veces más equipos que los utilizados en una explotación convencional.

Además hay otra tecnología clave combinada con el fracturamiento hidráulico para que este tipo de yacimientos de baja permeabilidad sea económicamente productivo. Esta tecnología es la perforación horizontal. El reto de la perforación horizontal es la navegación en formaciones laminares de bajo espesor, fracturadas y heterogéneas, de tal manera que se pueda exponer la mayor área de la formación con los mejores potenciales para producción. Esto permite disminuir el número de pozos en superficie. La figura 1.4.1 muestra el proceso del fracturamiento hidráulico.

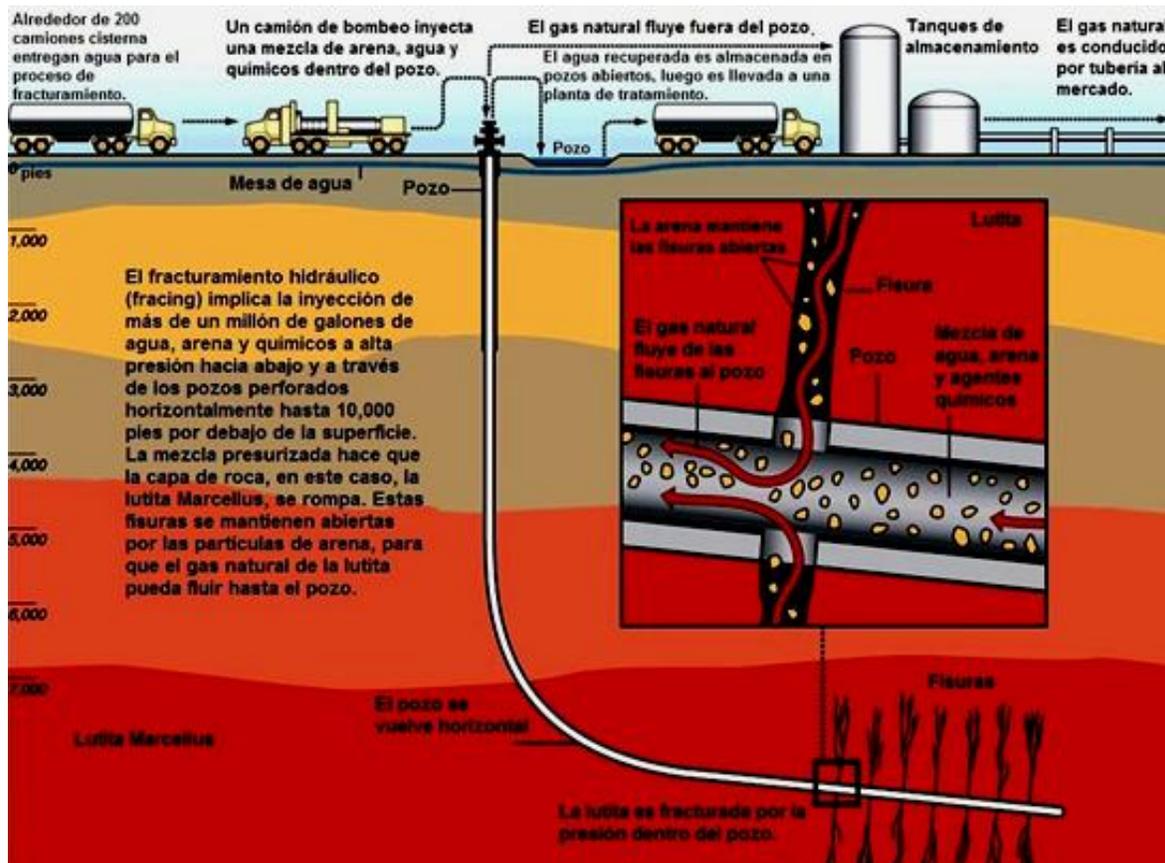


Figura 1.4.1. Representación de fracturamiento hidráulico (modificado de Granberg, 2011).

2. YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES

2.1 Lutitas Gasíferas

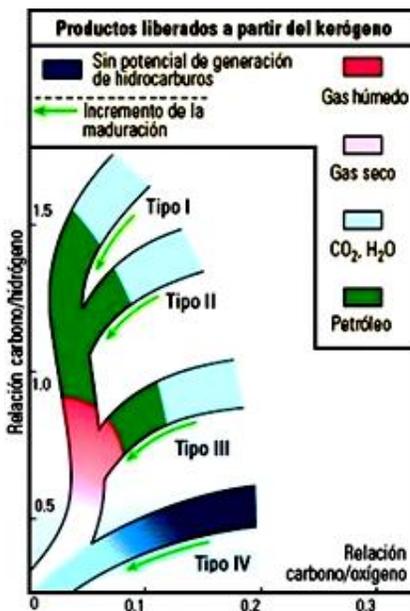
La lutita gasífera se origina en ambientes sedimentarios de baja energía con abundante materia orgánica. Las características de la lutita gasífera son el alcance regional, la falta de un sello y trampa obvios, la ausencia de un contacto gas-agua bien definido, la presencia de fracturas naturales, una recuperación final estimada menor que la acumulación convencional y una matriz de baja permeabilidad. La producción económica depende en gran manera de la tecnología de terminación de pozos. La figura 2.1.1 muestra una representación general de las lutitas gasíferas.



Figura 2.1.1. Lutita gasífera (The New York Times, 2008).

La lutita se compone de partículas del tamaño de limo y arcilla consolidadas para formar capas rocosas de permeabilidad muy baja. Algunas lutitas contienen suficiente materia orgánica para generar hidrocarburos. Si dichas lutitas poseen la capacidad de generar petróleo o gas, ésta depende de la cantidad y tipo del material orgánico que contienen, de la presencia de oligoelementos que podrían mejorar la quimiogénesis y de la magnitud y duración del proceso de calentamiento al que han sido sometidas.

La materia orgánica se puede modificar por temperatura para producir petróleo o gas; aunque antes de que se produzca este cambio, los restos deben estar preservados. El grado de preservación tendrá un efecto sobre el tipo de hidrocarburos que la materia orgánica generará. La mayoría del material orgánico es consumido por animales, bacterias o procesos de descomposición, de modo que la preservación requiere un proceso de sepultamiento rápido en un ambiente sin Oxígeno que inhiba a la mayoría de los secuestradores biológicos o químicos.



Esto se satisface en ambientes oceánicos o lacustres con circulación de agua restringida, esto tiene lugar en aguas que contienen menos de 0.5 ml de Oxígeno por litro de agua. Aún así, los microorganismos anaeróbicos pueden alimentarse de la materia orgánica sepultada, produciendo metano biogénico en el proceso.

Figura 2.1.2. Diagrama de Van Krevelen modificado (modificado de Boyer, et al., 2006).

La figura 2.1.2 muestra los cambios producidos en el kerógeno por el aumento del calor durante el sepultamiento. Durante esta progresión, el kerógeno pierde Oxígeno al emitir CO_2 y H_2O ; después pierde más Hidrógeno al liberar hidrocarburos.

La sedimentación posterior incrementa la profundidad de sepultamiento con el tiempo. La materia orgánica madura lentamente conforme la presión y temperatura aumentan de acuerdo con el incremento de las profundidades de sepultamiento. Con ese calentamiento, la materia orgánica se transforma en kerógeno.

Dependiendo del tipo de kerógeno producido, el incremento adicional de temperatura, presión y tiempo pueden generar petróleo (kerógeno tipo I y II), gas húmedo o gas seco (kerógeno tipo III). El kerógeno es un material orgánico insoluble en agua o solventes orgánicos comunes, formado por descomposición de la materia orgánica; es el ingrediente principal en la generación de hidrocarburos.

Los procesos geológicos para la conversión de la materia orgánica en hidrocarburos requieren de tiempo y calor. El calor aumenta con el tiempo conforme la materia orgánica es sepultada a mayor profundidad bajo una carga de sedimentos cada vez más mayor; el tiempo se mide a lo largo de millones de años. Los materiales orgánicos liberan petróleo y gas mediante el aumento de temperatura y presión durante el proceso de sepultamiento, conforme el contenido de kerógeno pasa de Carbono reactivo a Carbono muerto. El gas es emitido durante la etapa de diagénesis temprana a través de la actividad biológica. La catagénesis tiene lugar al aumentar la profundidad de sepultamiento, en que se libera petróleo y gas. Con el aumento de profundidad y temperatura el petróleo remanente se divide, liberando gas (figura 2.1.3).

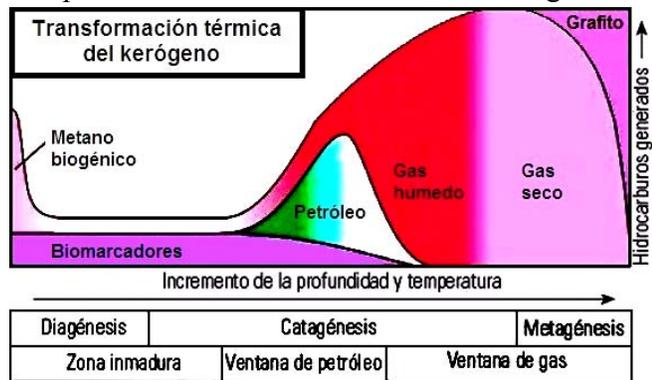


Figura 2.1.3. Transformación térmica del kerógeno (modificado de Boyer, et al., 2006).

El potencial generador de las rocas es determinado a través del análisis geoquímico de las muestras de lutita con la interpretación previa de los registros de pozos perforados. Las pruebas geoquímicas se realizan sobre núcleos enteros, laterales (tapones), recortes de formaciones y muestras de afloramientos. El objetivo de las pruebas es determinar si las muestras son ricas en materia orgánica y si son capaces de generar hidrocarburos. Cuanto mayor es la concentración de materia orgánica en una roca, mejor es su potencial de generación. Se han desarrollado varias técnicas geoquímicas para evaluar el Carbono Orgánico Total (TOC por sus siglas en inglés) y la madurez de las muestras. Los valores del TOC pueden obtenerse a partir de 1 gramo de muestra de roca pulverizada, que se trata para eliminar contaminantes, después se combustiona a una temperatura de 1,200°C. El Carbono contenido en el kerógeno se convierte en CO₂ ó CO. Las fracciones de Carbono liberado se miden en una célula infrarroja y se calcula el TOC, registrándose como porcentaje en peso másico de la roca. La tabla 2.1.1 muestra el TOC con relación a la calidad del kerógeno.

TOC, % para lutitas	Calidad del Kerógeno
< 0.5	Muy pobre
0.5 – 1	Pobre
1 – 2	Regular
2 – 4	Buena
4 – 12	Muy buena
> 12	Excelente

Tabla 2.1.1. TOC de la roca generadora (Charles Boyer et al., 2006).

A continuación se muestran las ubicaciones de las lutitas gasíferas (figura 2.1.4), un ejemplo de núcleo de lutitas gasíferas (figura 2.1.5) y por último un ejemplo de sección sísmica en lutitas gasíferas (figura 2.1.6).

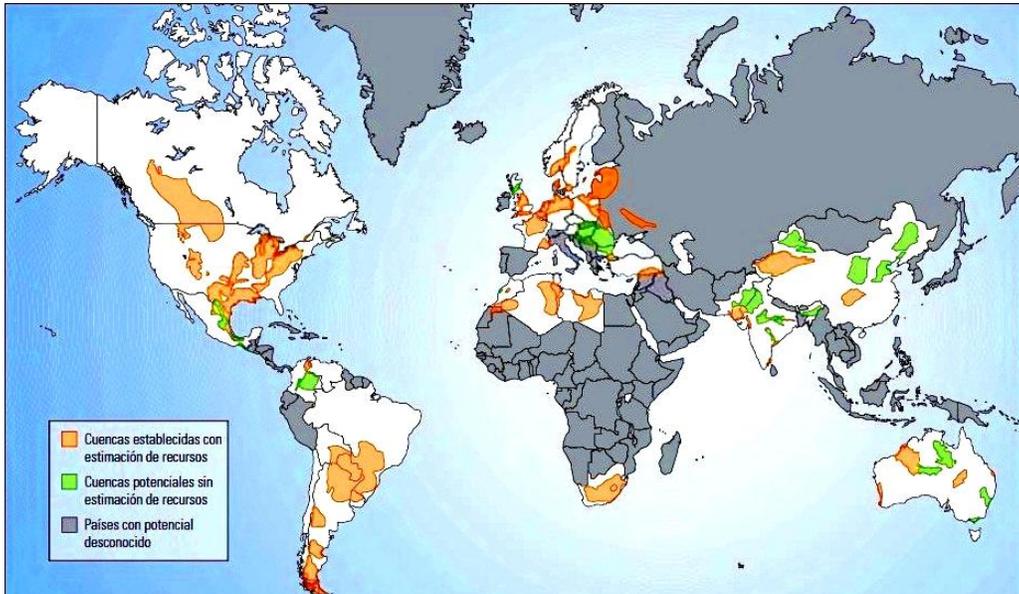


Figura 2.1.4. Mapa de yacimientos de lutitas gasíferas a nivel mundial (Boyer, et al., 2011).



Figura 2.1.5. Núcleo de lutitas gasíferas (Slatt, et al., 2010).

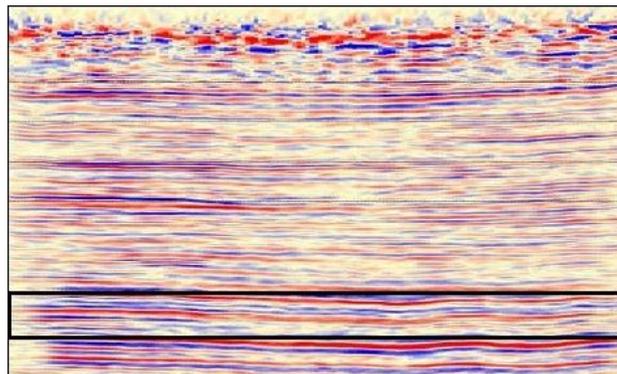


Figura 2.1.6. Sección sísmica en lutitas gasíferas (Paddock, et al., 2008).

2.2 Lutitas Aceitíferas

Lutita aceitífera se refiere a lutitas que contienen sólidos minerales bituminosos que se liberan como petróleo (líquido cuando la roca se calienta en el proceso químico de la pirólisis). La lutita aceitífera se formó hace millones de años por el depósito de sedimentos y restos orgánicos en lechos de lagos y el fondo del mar. Durante largos períodos de tiempo, el calor y la presión transformaron los materiales en lutita aceitífera en un proceso similar al proceso que se forma el petróleo, pero el calor y la presión no eran tan grandes. La lutita aceitífera contiene suficiente petróleo que se quemará sin ningún tipo de procesamiento adicional y es conocida como "la roca que arde", esta se muestra en la figura 2.2.1 y la figura 2.2.2 muestra una lutita aceitífera sin arder.



Figura 2.2.1. Lutitas aceitíferas ardiendo (Departamento de Energía de E.U., 2011).

La lutita aceitífera puede ser extraída y procesada para generar aceite similar al petróleo bombeado de pozos de petróleo convencional, pero extraer petróleo de lutitas aceitíferas es más caro y complejo que la recuperación de petróleo convencional. Las sustancias del aceite en las lutitas aceitíferas son sólidas y no pueden ser bombeadas directamente del subsuelo. La lutita aceitífera primero se calienta y luego se extrae a una temperatura alta (retortado); el líquido resultante debe entonces ser separado y recogido.



Figura 2.2.2. Lutita aceitífera (Bartis, et al., 2005).

Los mayores yacimientos del mundo de lutitas aceitíferas se encuentran en E.U. (Colorado, Utah y Wyoming como se muestra en la figura 2.2.3). Las estimaciones de los recursos petrolíferos *in situ* dentro de la Formación Green River van de 1.2 a 1.8 billones de barriles. No todos los recursos en el lugar son recuperables, pero un cálculo moderado de 800 mil millones de barriles de petróleo recuperable de lutitas aceitíferas en la Formación Green River es 3 veces mayor que las reservas probadas de petróleo de Arabia Saudita.

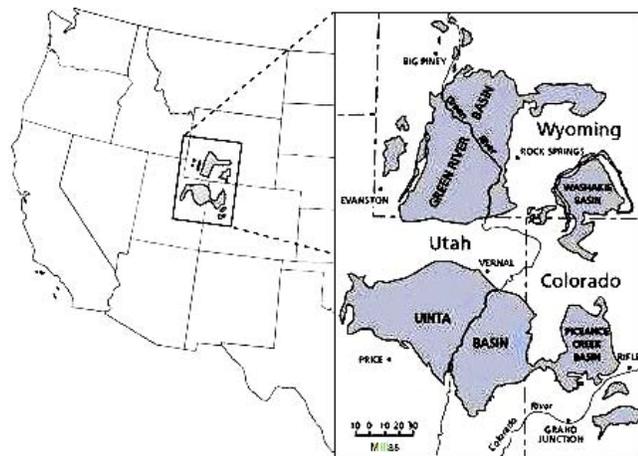


Figura 2.2.3. Ubicación de la formación de lutitas aceitíferas (Bartis, et al., 2005).

Más del 70% de la superficie total de las lutitas aceitíferas en la Formación Green River, incluyendo los depósitos más ricos y gruesos de lutitas aceitíferas, se encuentran en terrenos administrados y de propiedad federal. Por lo tanto, el gobierno federal controla el acceso a las partes más atractivas comercialmente.

Los recursos de lutitas aceítíferas en China fueron de alrededor de 719,900 millones de toneladas en 2006, sólo superada por E.U. La Cuenca Songliao cuenta con recursos de 323,700 millones de toneladas (representan el 45% del total de la región).

Las lutitas aceítíferas se han utilizado como combustible y como fuente de aceite en pequeñas cantidades durante varios años; pocos países producen aceite de las lutitas aceítíferas a nivel comercial significativo. Muchos países no cuentan con importantes recursos de lutitas aceítíferas, pero en aquellos países que tienen importantes recursos de lutitas aceítíferas, la industria no se ha desarrollado porque el costo del aceite derivado del petróleo de lutita aceítífera ha sido significativamente mayor que el petróleo convencional. La falta de viabilidad comercial de las lutitas aceítíferas ha inhibido el desarrollo de mejores tecnologías que podrían reducir su costo. A continuación la figura 2.2.4 muestra la ubicación de las lutitas aceítíferas.



Figura 2.2.4. Mapa de yacimientos de lutitas aceítíferas a nivel mundial (modificado de Dyni, 2006 y FinanceInGeneral, 2010).

Los precios relativamente altos del petróleo convencional en los años 70 y 80 estimuló el interés y desarrollo de tecnología de lutitas aceítíferas, pero los precios del petróleo eventualmente cayeron y las principales actividades de investigación y desarrollo cesaron en gran medida. Recientemente, los precios del crudo han vuelto a aumentar hasta niveles que pueden producir lutitas aceítíferas basado en la producción de petróleo comercialmente viable, y tanto el gobierno como la industria están interesados en seguir el desarrollo de lutitas aceítíferas.

La lutita aceítífera se puede extraer con 2 métodos: extracción subterránea utilizando el método de cámaras y pilares, y por minería a cielo abierto, los pasos de este último método se exponen en la figura 2.2.5. Después de la extracción, la lutita aceítífera se transporta a un centro de tratamiento de retortado, un ejemplo se ve en la figura 2.2.7 (proceso de calentamiento que separa las fracciones de petróleo de lutita aceítífera de la fracción mineral). El recipiente en el que se lleva a cabo el retortado se conoce como retorta, como se muestra en la figura 2.2.6. Después del retortado, el aceite debe ser depurado por

procesamiento adicional antes de que pueda ser enviado a una refinería y la lutita utilizada sea eliminada. La lutita utilizada puede ser eliminada en embalses superficiales o como relleno en zonas clasificadas; También puede ser eliminada en áreas previamente minadas. Eventualmente, el terreno minado es regenerado.

Figura 2.2.5. Pasos principales en minería y retortado de superficie (modificado de Bartis, et al., 2005).

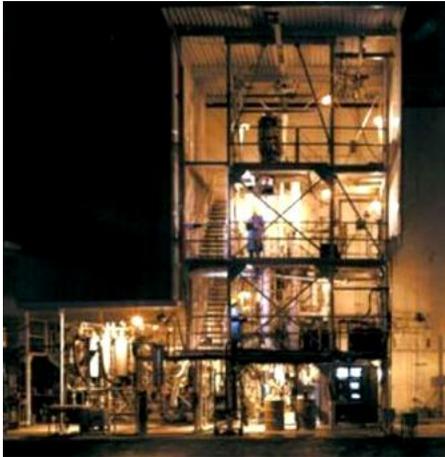


Figura 2.2.6. Instalaciones de retorta (Departamento del Interior de E.U., BLM, 2011).

Mientras que las tecnologías actuales son adecuadas para la minería de la lutita aceitífera, la tecnología para el retortado de superficie no ha sido aplicada con éxito a un nivel comercial en E.U., a pesar de que la viabilidad técnica ha sido demostrada. El desarrollo y pruebas de tecnología adicionales de retortado de superficie son necesarios antes de que sea probable que tenga éxito este método a escala comercial.

Un proceso de conversión *in situ* se está desarrollando, sus pasos se muestran en la figura 2.2.8. El proceso implica el calentamiento subterráneo de la lutita aceitífera, utilizando calentadores eléctricos colocados en pozos verticales profundos perforados a través de una sección de lutita aceitífera. El volumen de lutita aceitífera se calienta durante un período de 2 a 3 años, hasta que alcanza entre 340 y 370°C, el punto en el cual el petróleo se libera de la lutita. El producto liberado se recoge en los pozos de recolección ubicados dentro de la zona calentada como se ve en la figura 2.2.9.

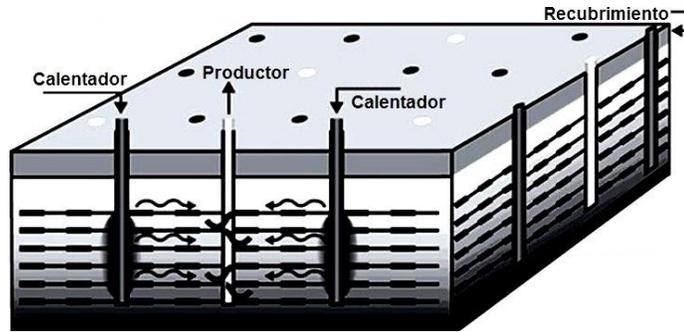
Figura 2.2.7. Tecnología del proceso de retortado en las instalaciones de Stuart, Queensland, Australia. Demostración a escala de 4,800 barriles/día de las instalaciones de lutita aceitífera. Una parte del área de extracción de la lutita es visible al fondo (Departamento del Interior de E.U., BLM, 2011).



Figura 2.2.8. Pasos principales de la conversión térmicamente conductiva *in situ* (modificado de Bartis, et al., 2005).

Figura 2.2.9. Proceso de conversión *in situ* (modificado de Bartis, et al., 2005).

Shell utiliza tecnología de congelación del suelo para establecer una barrera subterránea llamada "muro congelado" alrededor del perímetro de la zona de extracción. El muro se crea mediante el bombeo de líquido refrigerado a través de una serie de pozos perforados alrededor de la zona de extracción.



El muro congelado impide que el agua subterránea entre en la zona de extracción e impide que salgan del perímetro del proyecto los hidrocarburos y otros productos generados por el retortado *in situ*.

La confirmación de la viabilidad técnica del concepto se basa en la resolución de dos situaciones técnicas: controlar el agua subterránea durante la producción y la prevención de problemas ambientales bajo la superficie, incluyendo los impactos del agua subterránea.

Tanto la extracción como el procesamiento de lutitas aceítíferas implican impactos ambientales tales como calentamiento global, emisiones de gases de efecto invernadero, alteración de las zonas minadas, la eliminación de la lutita utilizada, el uso de los recursos hídricos y los impactos sobre la fauna, la calidad del aire y del agua.

A continuación se muestran las figuras 2.2.10 y 2.2.11 presentando un ejemplo de núcleo de lutitas aceítíferas y un ejemplo de sección sísmica en lutitas aceítíferas.

Figura 2.2.10. Sección sísmica en lutitas aceítíferas (Costello, et al., 2011).

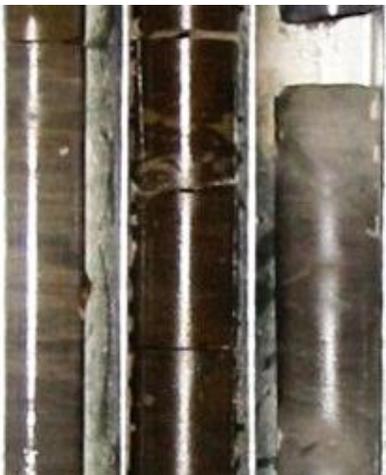
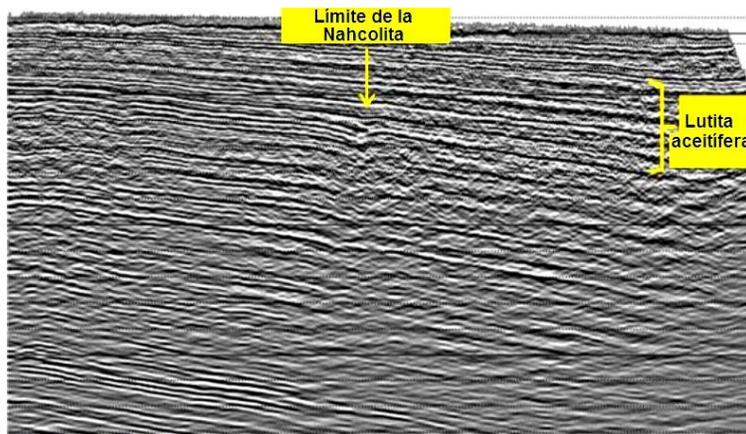


Figura 2.2.11. Núcleos de lutitas aceítíferas (Boss Resources Limited, 2012).

Introducir calor en la lutita es uno de los puntos principales en relación con la pirólisis de las lutitas aceítíferas. La inyección de vapor es una forma. También se probó el proceso de combustión en sitio, aunque su control es complejo. Los calentadores eléctricos, los apuntalantes eléctricamente conductores y los quemadores de gas de fondo de pozo se han evaluado en su totalidad y se han reportado grados variables de eficiencia.

También se modeló y sometió a pruebas de laboratorio la aplicación de calor mediante transmisores de radiofrecuencia de fondo de pozo. Una ventaja es que calienta el interior de la formación en lugar de calentar el pozo y puede ser controlado para ajustar la velocidad de calentamiento. Pero este método eléctrico, sacrifica eficiencia, perdiéndose alrededor de la mitad del poder calorífico del combustible quemado originalmente para producir la electricidad.

Aún se sigue trabajando para optimizar tecnologías de calentamiento. Para una lutita aceítífera dada, la historia de calentamiento (cantidad de calor y tiempo involucrados) determina la cantidad y el contenido de los fluidos resultantes. A través del control de la entrada de calor, se puede ajustar la salida, diseñando una lutita aceítífera de la composición deseada.

Hay otros aspectos de las lutitas aceítíferas. La estabilidad mecánica de la formación calentada no es bien comprendida. Todas las técnicas de calentamiento en sitio se basan en cierto fracturamiento termo-mecánico de la lutita para liberar el material orgánico maduro y crear una permeabilidad adicional para que los fluidos generados salgan de la formación. Con muchas lutitas aceítíferas que contienen 30% o más de kerógeno, que en su mayor parte abandona la roca después del proceso de pirólisis *in situ*, puede suceder que las formaciones tratadas no puedan sustentar su nueva porosidad. El peso de los estratos de sobrecarga posiblemente ayude a empujar la producción, pero también puede producir fenómenos de compactación y subsidencia, que a su vez pueden afectar la estabilidad del pozo y las estructuras de superficie.

Tampoco queda claro cómo tratar el CO₂ generado junto con otros gases. Es probable que quienes utilizan el método de pirogenación de la lutita aceítífera *in situ* necesiten investigar formas de capturar y utilizar el CO₂ para la recuperación mejorada del petróleo o formas de secuestrarlo en zonas de almacenamiento profundo. Una alternativa, es la mineralización del CO₂ en la formación de lutita gastada. Esto permite explotar las propiedades químicas de la lutita tratada con calor. Se considera que la formación agotada tiene porosidad suficiente para alojar todo el CO₂ generado y reinyectado como minerales carbonatados.

Se debe trabajar más para comprender el proceso de maduración del kerógeno. Para optimizar los programas de calentamiento, se necesitaría saber cuándo la lutita ha sido calentada suficientemente y si el calor se ha distribuido en forma uniforme en el volumen subterráneo. Por ello se están efectuando experimentos de laboratorio para monitorear los productos de la pirólisis del kerógeno. Para saber cuándo modificar o detener el proceso, se proyecta analizar la composición de una lutita aceítífera y sus hidrocarburos a medida que evolucionan con el tiempo.

2.3 Arenas Compactas

Un pozo de arenas compactas produce menos gas en un mayor periodo de tiempo de lo que se espera en un depósito convencional. Así que muchos pozos más deben ser perforados para recuperar un gran porcentaje del gas original *in situ* comparado con un depósito convencional. La figura 2.3.1 muestra una representación de arenas compactas.



Figura 2.3.1. Arenas compactas (Braccini, et al., 2008).

En algunos depósitos de arenas compactas naturalmente fracturados se pueden perforar pozos horizontales que necesitan estimularse. Para optimizar el desarrollo de estos depósitos, se deben optimizar el número y ubicaciones de los pozos a ser perforados.

En los años 70 E.U. definió a los depósitos de arenas compactas como aquellas rocas con permeabilidad menor a 0.1 md para que el gas fluya. Para entender mejor esto, la figura 2.3.2 muestra un triángulo de recursos marcando donde se encuentran las arenas compactas.



Figura 2.3.2. Triángulo de recursos para gas natural (modificado de Holditch, 2006).

La definición anterior fue usada para determinar que pozos recibirían créditos del impuesto federal para producir gas de los depósitos de arenas compactas. Actualmente la definición está en función de varios factores físicos mostrados en la ley de Darcy, que es la ecuación 2.3.1 a continuación:

$$q = \frac{kh(\bar{p} - p_{wf})}{141.2\beta\bar{\mu} \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + s \right]}$$

Ecuación 2.3.1. El gasto de flujo (q) está en función de la permeabilidad (k), del espesor de intervalos productivos determinados de un registro (h), del promedio de la presión del depósito (\bar{p}), del flujo de la presión (p_{wf}), del promedio de las propiedades del fluido (β, μ), del área de drenado (r_e), del radio del pozo (r_w) y del factor pelicular (s).

En depósitos profundos, gruesos y de alta presión, las terminaciones de los pozos pueden ser logradas cuando la permeabilidad de la formación de gas está en el rango de microdarcys (0.001 md). En depósitos someros, delgados y de baja presión, se requieren permeabilidades de varios milidarcys para producir gas a gastos de flujo económicos, aún después de un tratamiento exitoso de fracturamiento.

La mejor definición de arenas compactas es: un depósito que no puede ser producido a gastos de flujo económico de recuperación de gas natural o aceite, a menos que el pozo sea estimulado por tratamiento de fracturas hidráulicas, por un pozo horizontal y/o por el uso de pozos multilaterales.

No hay ningún depósito de arenas compactas común, ya que un depósito de arenas compactas puede ser profundo o somero, con alta o baja presión, con alta o baja temperatura, homogéneo o naturalmente fracturado y puede contener una o varias capas, conteniendo aceite o gas.

En la tabla 2.3.1 se muestra la distribución mundial de recursos de gas no convencional, resaltando los de arenas compactas.

Tabla 2.3.1. Distribución mundial de recursos de gas no convencional (Stephen A. Holditch, 2006).

REGIÓN	Metano en carbón [MMPC]	Lutitas gasíferas [MMPC]	Gas de arenas compactas [MMPC]	Total [MMPC]
Norte América	3,017	3,840	1,371	8,228
Latino América	39	2,116	1,293	3,448
Oeste de Europa	157	509	353	1,019
Centro y Este de Europa	118	39	78	235
La antigua Unión Soviética	3,957	627	901	5,485
Medio Oriente y Norte de África	0	2,547	823	3,370
África Subsahariana	39	274	784	1,097
Planificación centralizada de Asia y China	1,215	3,526	353	5,094
Pacífico (Organización para la cooperación económica y desarrollo)	470	2,312	705	3,487
Otro Pacífico de Asia	0	313	549	862
Asia del Sur	39	0	196	235
Mundo	9,051	16,103	7,406	32,560

A continuación se muestran las ubicaciones de las arenas compactas (figura 2.3.3), un triángulo de recursos de gas de baja permeabilidad en E.U. (figura 2.3.4), un ejemplo de núcleo (figura 2.3.5) y un ejemplo de sección sísmica en arenas compactas (figura 2.3.6).



Figura 2.3.3. Mapa de yacimientos de arenas compactas a nivel mundial (modificado de Gonfalini, 2005 y Holditch, 2006).

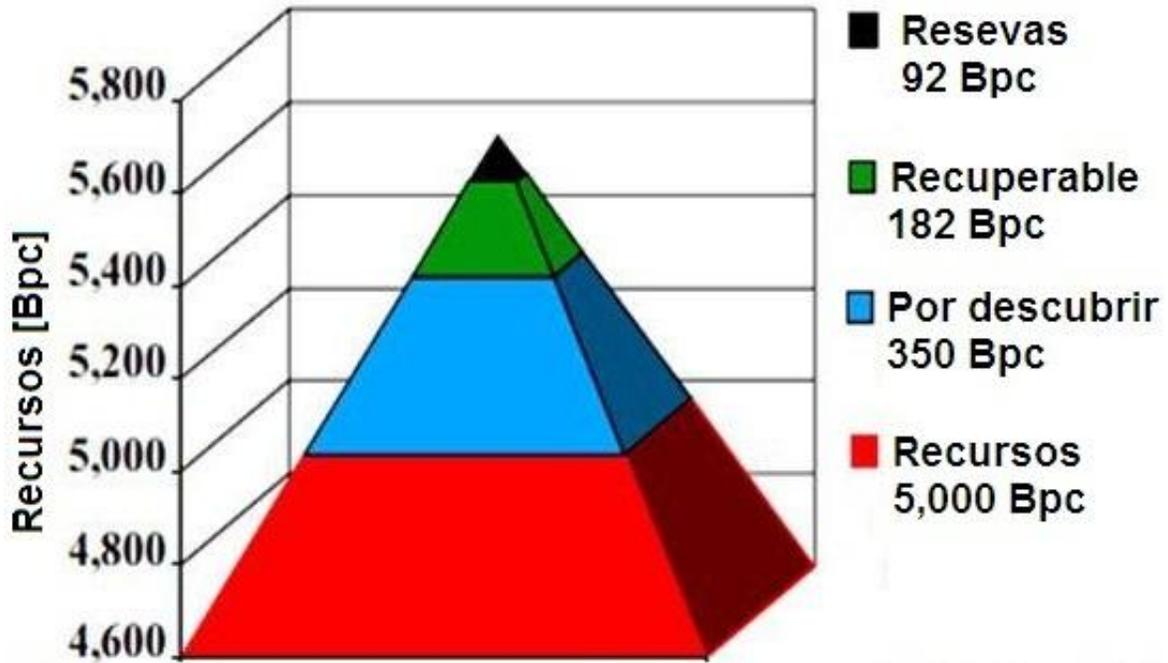


Figura 2.3.4. Triángulo de recursos de gas de baja permeabilidad en E.U. (Holditch, 2006).

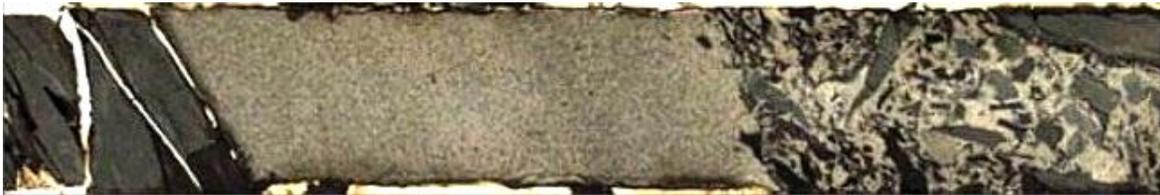


Figura 2.3.5. Núcleo de arenas compactas (Braccini, et al., 2008).

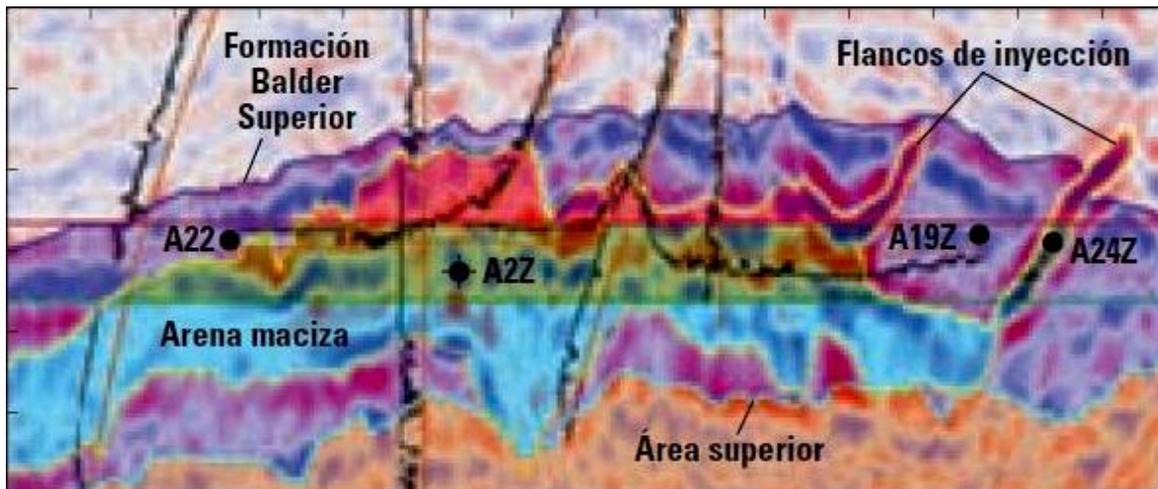


Figura 2.3.6. Sección sísmica en arenas compactas (Braccini, et al., 2008).

2.4 Arenas Bituminosas

Las arenas bituminosas generalmente no consolidadas, son una combinación de arcilla, arena, agua y bitumen (petróleo pesado viscoso negro como se muestra en la figura 2.4.1). Estas arenas se minan y procesan para extraer aceite rico en bitumen, que se refina posteriormente. El bitumen en estas arenas no puede ser extraído en su estado natural, se extrae utilizando minería a cielo abierto como se observa en la figura 2.4.2; también se extrae por calentamiento subterráneo.



Figura 2.4.1. Arenas bituminosas (Departamento del Interior de E.U., BLM, 2011).

Las arenas bituminosas son extraídas y procesadas para generar aceite similar al petróleo convencional, pero la extracción de petróleo de las arenas bituminosas es más compleja. Los procesos de recuperación de arenas bituminosas incluyen sistemas de extracción y separación para separar el bitumen de la arena, arcilla y agua. El bitumen también requiere depuración adicional antes de que pueda ser refinado. También requiere disolución con hidrocarburos más ligeros para que sea transportable a través de oleoductos ya que es muy espeso.

Figura 2.4.2. Actividad de retortado de superficie a gran escala comercial de arenas bituminosas al norte de Fort McMurray, Alberta, Canadá. El cubo de la pala sostiene alrededor de 100 toneladas de arenas bituminosas. Una planta de procesamiento es visible al fondo (Departamento del Interior de E.U., BLM, 2011).



Parte del petróleo mundial (más de 2 billones de barriles) está en las arenas bituminosas, aunque no todo es recuperable. La figura 2.4.3 muestra la ubicación de las arenas bituminosas a nivel mundial y la figura 2.4.4 la ubicación de arenas bituminosas en Utah.



Figura 2.4.3. Mapa de yacimientos de arenas bituminosas a nivel mundial (modificado de Fryklund, 2010).

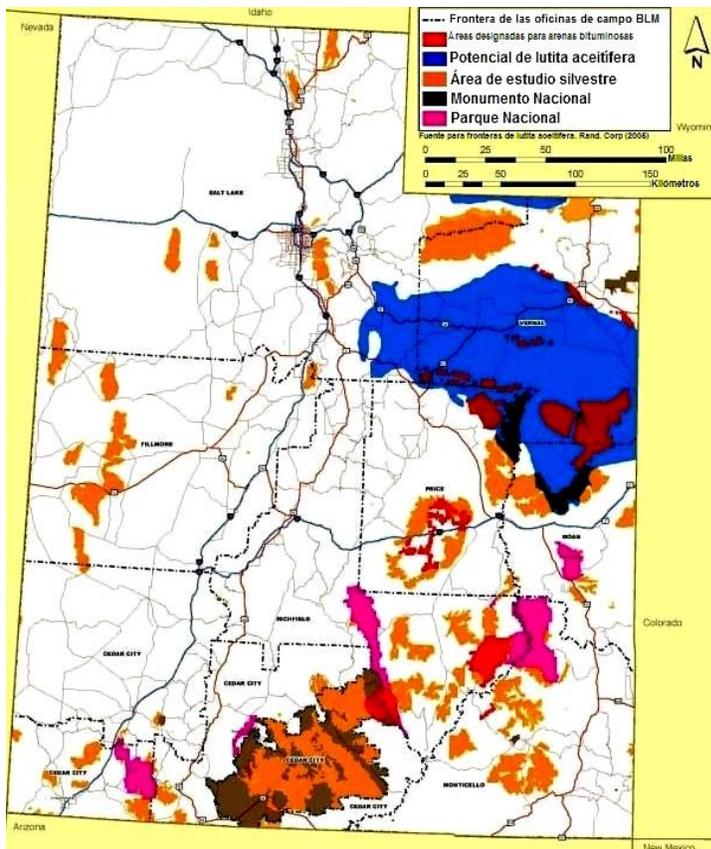


Figura 2.4.4. Depósitos de arenas bituminosas y lutita aceitifeira en Utah (modificado del Departamento del Interior de E.U., BLM, 2011).

Las arenas bituminosas se encuentran en varias partes, pero los depósitos más grandes del mundo se encuentran en Canadá, Venezuela, y gran parte del resto se encuentra en varios países de Medio Oriente. En E.U., los recursos de arenas bituminosas están principalmente en el este de Utah, en su mayoría en terrenos públicos. Los recursos de arenas bituminosas *in situ* en Utah se estiman entre 12 hasta 19 mil millones de barriles.

Las arenas bituminosas no producen petróleo a nivel comercial importante en E.U.; Sólo Canadá tiene una industria

comercial a gran escala, aunque una pequeña cantidad de arenas bituminosas se produce comercialmente en Venezuela. La industria de Canadá se centra en Alberta y produce más de un millón de barriles de petróleo sintético de estos recursos por día. Actualmente, las arenas bituminosas representan alrededor del 40% de la producción de petróleo de Canadá.

Alrededor del 20% del petróleo crudo y productos de E.U. provienen de Canadá, y una parte importante de esta cantidad procede de las arenas bituminosas. Las arenas bituminosas son extraídas tanto de la minería como de los métodos de recuperación *in situ*. Las arenas bituminosas de Canadá son diferentes a las de E.U.; Las arenas de Canadá están mojadas por agua, mientras que las de E.U. por aceite. Por lo tanto, las técnicas de extracción de las arenas bituminosas de Utah son distintas a las de Alberta.

Los depósitos someros de arenas bituminosas pueden ser recuperados por técnicas de minería a cielo abierto. Los métodos introducidos en los años 90 mejoraron la eficiencia de la minería en las arenas bituminosas, lo que reduce el costo. Estos sistemas utilizan grandes palas hidráulicas para desenterrar arenas bituminosas y cargarlas en camiones que transportan hasta 320 toneladas por carga.

Figura 2.4.5. Extracción de arenas bituminosas en células de separación, Alberta, Canadá (Departamento del Interior de E.U., BLM, 2011).



Las arenas bituminosas son transportadas a una planta de extracción tras su explotación, donde un proceso de agua caliente separa el bitumen de la arena, el agua y los minerales. La separación se lleva a cabo en células de separación como se observa en la figura 2.4.5.

El agua caliente se añade a la arena y la suspensión resultante se canaliza a la planta de extracción donde se agita. La combinación de agua caliente y agitación libera bitumen de la arena aceitífera y causa que pequeñas burbujas de aire se adhieran a las gotas de bitumen que flotan en la parte superior del recipiente de separación donde el bitumen puede ser despumado. El tratamiento posterior elimina el agua residual y los sólidos. El bitumen es luego transportado y depurado en aceite crudo sintético.

Cerca de 2 toneladas de arenas bituminosas se requieren para producir un barril de petróleo. Aproximadamente 75% del bitumen se puede recuperar de la arena. Después de la extracción de petróleo, la arena y otros materiales utilizados se devuelven a la mina, que es eventualmente regenerada.

Los métodos de producción *in situ* se utilizan en depósitos de bitumen muy profundos. Estas técnicas incluyen inyección de vapor, inyección de solventes y generación de fuego, en la cual se inyecta Oxígeno y parte de los recursos se queman para proporcionar calor. Algunos de estos métodos de extracción requieren grandes cantidades de agua y de energía (para calentamiento y bombeo).

Tanto la minería como el procesamiento de las arenas bituminosas implican impactos ambientales como calentamiento global, emisiones de gases de efecto invernadero, alteración de las zonas minadas, impacto sobre la fauna, la calidad del aire y el agua. El desarrollo de una industria comercial de arenas bituminosas también tiene importantes impactos sociales y económicos en las comunidades locales. Actualmente, la extracción y procesamiento de las arenas bituminosas requiere de varios barriles de agua por cada barril de petróleo producido, aunque parte del agua puede ser reciclada.

A continuación se muestran las figuras 2.4.6 y 2.4.7 presentando un ejemplo de núcleo de arenas bituminosas y un ejemplo de sección sísmica en arenas bituminosas.



Figura 2.4.6. Núcleo de arenas bituminosas (Osum Corp, 2011).

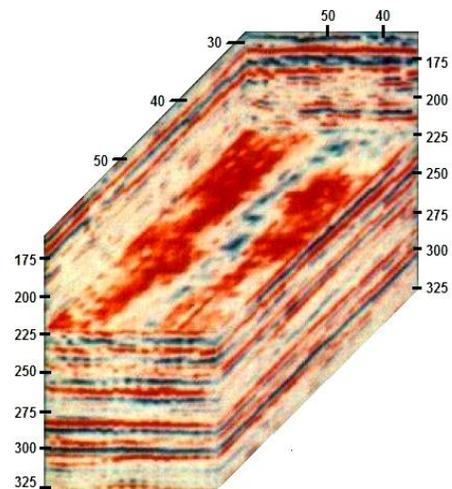


Figura 2.4.7. Sección sísmica en arenas bituminosas (Pulling, 1987).

2.5 Metano en Carbón

El metano en carbón (CBM por sus siglas en inglés) representa una parte importante de los recursos de gas natural del mundo. Los cementos ligeros con utilización efectiva de aditivos disminuyen el daño de estos yacimientos. Además, se utilizan fluidos de estimulación que



no causan daños y diseños de fracturamientos hidráulicos para mejorar el flujo de agua y gas de la formación al pozo. Se logran técnicas de bombeo artificial optimizadas por medio de programas computacionales que ayudan a una rápida y eficaz deshidratación de las capas de carbón. La figura 2.5.1 muestra carbón con metano.

Figura 2.5.1. Metano en carbón (Alberta Geological Survey, 2011).

La modernización de los métodos de explotación minera (método de cámaras, de pilares y las técnicas de explotación a cielo abierto) posibilitan la ejecución de mayores operaciones a mayor profundidad. Uno de los más grandes riesgos de la explotación minera del carbón es el gas metano, llamado comúnmente gas grisú; un subproducto del proceso de maduración termal del carbón que se convierte en un riesgo en las minas más profundas. Se disminuyen estas condiciones peligrosas en el subsuelo mediante la técnica de ventilación de minas.

La figura 2.5.2 muestra la ubicación del metano en carbón.



Figura 2.5.2. Mapa de yacimientos de metano en carbón a nivel mundial (Anderson, et al., 2003).

El aire bombeado en una mina a través de pozos y tuberías de ventilación da Oxígeno a los trabajadores y disipa el metano. Las compañías mineras perforan pozos de desgasificación de carbón en las capas de carbón para liberar gas metano antes de iniciar la explotación del carbón.

El valor del carbón no sólo radica en quemarlo para generar calor y electricidad; el gas natural contenido en el carbón se puede explotar y distribuir como gas natural convencional, constituyendo un combustible de combustión limpia.

El primer pozo de CBM fue perforado en 1931 en Virginia, E.U. Durante más de 50 años, el nivel de actividad de perforación de pozos se mantuvo bajo. En 1978, E.U. promulgó la Ley de Política del Gas Natural. Esta legislación permitió a las compañías recibir precios más altos por el gas producido de arenas compactas, lutitas gasíferas y vetas de carbón. En 1984, E.U. ofreció créditos fiscales para el desarrollo y explotación de estos yacimientos; estos caducaron en 1992, entonces los bajos precios del gas generaron preocupación sobre la economía de desarrollo del CBM.

La accesibilidad a los servicios de transporte de gas y los asuntos técnicos relacionados con la producción: bajos gastos de producción de gas iniciales, altas tasas de producción de agua y todo lo relacionado con el método de eliminación de agua, también son factores que afectan la producción de CBM.

La producción anual de metano en carbón en E.U. es mayor a 42,900 millones de m³ (1.5 Tpc) ó 10% de la producción anual de gas anual en E.U. Las reservas probadas de CBM (501,000 millones de m³) forman 9.5% del volumen total de reservas de gas en E.U. y el CBM total que se encuentra *in situ* en E.U. se estima en 21.4 trillones de m³. Alrededor de 2.9 trillones de m³ se consideran recuperables. El incremento de los precios del gas, la expansión del sistema de transporte del gas natural y los avances tecnológicos de campos petroleros han aumentado la rentabilidad de los pozos de CBM.

El tipo de los yacimientos de carbón cambia entre una cuenca y otra, incluso dentro de la misma cuenca. Esta variación en la calidad del carbón guía en gran medida la aplicación de distintas tecnologías dentro de una cuenca. En varias áreas de CBM, se han reducido los costos totales de explotación aumentando al mismo tiempo la recuperación de gas mediante la aplicación de nueva tecnología.

Canadá produce gas de yacimientos de CBM y estima que el volumen de reservas *in situ* asciende a 36.8 trillones de m³. Australia produce gas de CBM desde 1998 y el cálculo de sus reservas totales va de 8.6 a 14.3 trillones de m³. El total de reservas mundiales de CBM *in situ* se estima alrededor de 100 a 272 trillones de m³ (3,500-9,500 Tpc).

La formación del carbón inicia con la sedimentación de materia orgánica vegetal, esto da lugar a la turba. La turba se forma por sedimentación sub-acuática continua de materia orgánica proveniente de plantas en ambientes donde las aguas intersticiales contienen poco Oxígeno. Estos ambientes permiten acumulación, sepultamiento y preservación de la turba, incluyendo pantanos y áreas de desborde que pueden tener o no influencia marina. La mayoría de la turba se forma en ambientes marinos deltaicos o marginales.

La carbonización (transformación de la turba en carbón) se produce a diferentes regímenes en diferentes ambientes. La degradación bioquímica inicia el proceso de carbonización, pero con el sepultamiento, el aumento de las presiones de los estratos de sobrecarga y las temperaturas del subsuelo generan procesos fisicoquímicos que continúan con la carbonización.

Al liberarse agua, dióxido de Carbono y metano, aumenta la medida de madurez del carbón. Las capas de carbón se dividen en rangos, estos son: lignito, carbones sub-bituminosos, bituminosos alto volátil, bituminosos medio volátil, bituminosos bajo volátil, semi-antracita y antracita. Las capas de carbón contienen minerales (compuestos con arreglos cristalinos) inorgánicos, pero principalmente se componen de macerales (compuestos de origen orgánico sin arreglos cristalinos).

Hay 3 categorías de macerales. La vitrinita viene de plantas leñosas (troncos, raíces, ramas y brotes). La liptinita viene de las partes más resistentes de la planta (esporas, polen, ceras y resinas). La inertinita es material vegetal alterado (se encuentra menos estructurado). Estos

macerales tienen mayor contenido de Carbono como consecuencia de los procesos de oxidación producidos durante la sedimentación (combustión de leña o fuego en la turba). Los datos de los macerales muestran la composición básica de las capas de carbón y ayudan a determinar el potencial de los yacimientos de CBM.

Desde la sedimentación, el carbón es distinto de otros tipos de yacimientos. Se compone de material vegetal alterado que funciona como roca generadora y como yacimiento de hidrocarburos. Se encuentra inherentemente fracturado como consecuencia del proceso de carbonización (forma fracturas verticales o diaclasas). Las diaclasas en carbón se clasifican geométricamente: diaclasas primarias (más continuas, diaclasas frontales) y secundarias (menos continuas, diaclasas interpuestas).

La clasificación genética de las fracturas del carbón también es común. Las fracturas endógenas o diaclasas clásicas se crean bajo tensión al comprimirse la matriz del carbón debido a deshidratación y desvolatilización producidas durante la maduración del carbón. Estas diaclasas son ortogonales y casi siempre perpendiculares a la estratificación. Por el contrario, las fracturas exógenas formadas debido a tectonismo y en consecuencia el campo de los esfuerzos regionales, determinan su orientación.

También se observan fracturas por esfuerzo de corte a 45° con respecto de los planos de estratificación. En los yacimientos de CBM, las diaclasas constituyen el mecanismo de permeabilidad primario.

Las capas de carbón pueden ser naturalmente fracturadas, aunque cuando se encuentran más profundas, los mayores esfuerzos de los estratos de sobrecarga pueden triturar la estructura del carbón y cerrar las diaclasas. En estos casos, el fracturamiento natural subsiguiente tiende a ser el principal origen de la permeabilidad. La comprensión de los sistemas de diaclasas y fracturas naturales en capas de carbón es esencial durante todas las facetas del desarrollo de yacimientos de CBM.

La generación del metano está en función del tipo de maceral y del proceso de madurez termal. Al aumentar temperatura y presión cambia el rango del carbón junto con su capacidad de generar y almacenar metano. Con el tiempo, se produce la deshidratación y desvolatilización provocando la contracción de la matriz del carbón y la formación de diaclasas endógenas. Cada tipo de maceral almacena diferentes volúmenes de metano; El carbón puede almacenar más gas al aumentar su rango de maduración térmica como se muestra en la figura 2.5.3.

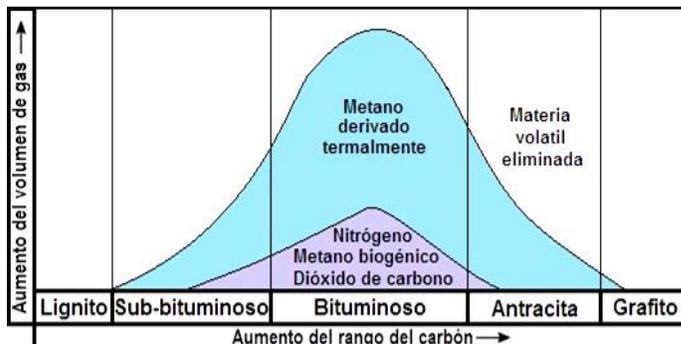


Figura 2.5.3. Relación del aumento del tipo de carbón y el aumento del volumen de gas (Anderson, et al., 2003).

Los yacimientos de areniscas y carbonatos convencionales almacenan gas comprimido en sus sistemas de porosidad. El metano es almacenado en el carbón por adsorción, proceso

por el cual las moléculas de gas individuales se ligan a las moléculas orgánicas sólidas que conforman el carbón mediante fuerzas eléctricas débiles. Para evaluar la producción de pozos de CBM con el transcurso del tiempo se comprueba la capacidad de absorción y adsorción de las muestras de carbón trituradas y se construyen isotermas de desorción como se observa en la figura 2.5.4.

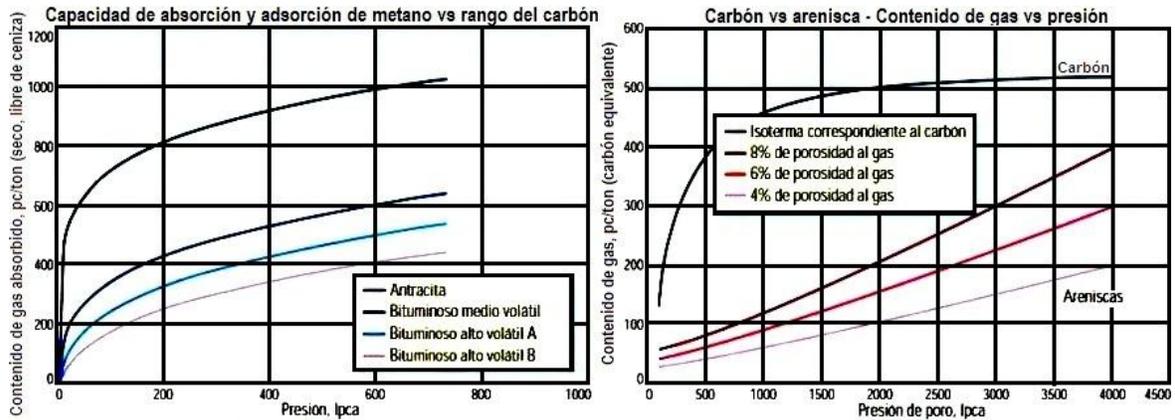


Figura 2.5.4. Capacidad de absorción y adsorción de metano, así como contenido de gas (Anderson, et al., 2003).

Al aumentar la madurez del carbón de bituminoso a antracita, aumenta su capacidad de absorción y adsorción. Las pruebas realizadas a muestras de carbón para relacionar el gas adsorbido con la presión (bajo condiciones isotérmicas) evalúan cómo sería la producción de pozos de CBM con el tiempo. La gráfica muestra respuestas típicas de carbones bituminosos y de antracita. La capacidad de almacenamiento de gas del carbón puede ser superior a la de las areniscas

Las isotermas describen la relación entre la presión y el contenido de gas adsorbido en el carbón en condiciones estáticas de humedad y temperatura. La capacidad del carbón de almacenar metano reduce la necesidad de contar con entrapamientos de yacimientos convencionales, haciendo que su contenido de gas (relacionado con el tipo del carbón) y el grado de desarrollo de diaclasas o fracturas naturales sean las consideraciones principales cuando se evalúa un área para determinar el potencial de producción de CBM.

Esta capacidad de almacenamiento da a las capas de carbón un comportamiento inicial único en términos de producción relacionado con la desorción (las moléculas de gas se desligan de las moléculas orgánicas sólidas del carbón, liberándose gas), no con la caída de la presión. Las capas de carbón contienen agua, gas o ambos en los sistemas de diaclasas y fracturas naturales, y gas adsorbido en la superficie interna de la matriz del carbón. El agua en el sistema de diaclasas debe ser producida para reducir la presión del yacimiento en dicho sistema a fin de generar volúmenes de gas significativos. La deshidratación aumenta la permeabilidad al gas dentro de las diaclasas y fracturas y hace que el gas presente en la matriz se desorba, circule a través de la matriz y se desplace hacia el sistema de diaclasas.

La producción inicial es dominada por agua. Al sacar el agua de las diaclasas y las fracturas, la saturación y la producción de gas aumentan y la producción de agua decae. Cuando la permeabilidad al gas se estabiliza, el carbón se considera deshidratado y la

producción de gas alcanza su punto máximo. A partir de eso, la producción de agua y gas comienzan a declinar lentamente, siendo gas el fluido producido dominante. La velocidad a la cual se elimina agua del yacimiento depende de las saturaciones originales de gas y agua, la porosidad de las diaclasas, el espaciamiento entre pozos y la permeabilidad relativa y absoluta del carbón.

Algunos pozos de CBM producen gas seco desde el inicio, como algunos pozos de Alberta, la Columbia Británica y la Cuenca San Juan; estos son comparables con yacimientos convencionales y producen en condiciones de saturación de agua irreducible. La producción de gas seco de capas de carbón típicamente declina desde el inicio, mostrando un comportamiento referente a la etapa 3 en la figura 2.5.5 que muestra las características de la producción de capas de carbón.

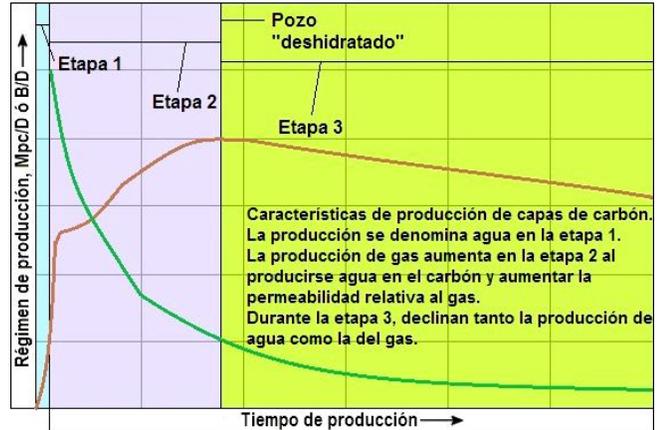


Figura 2.5.5. Características de producción de capas de carbón (Anderson, et al., 2003).

Como ocurre con los yacimientos de gas, la permeabilidad controla la producción y determina en gran parte el volumen de reservas recuperables del gas presente en las capas de carbón. Las variaciones locales de la conectividad y la densidad de las diaclasas y de las fracturas naturales producen variaciones en el rendimiento de los pozos en ciertas áreas de desarrollo.

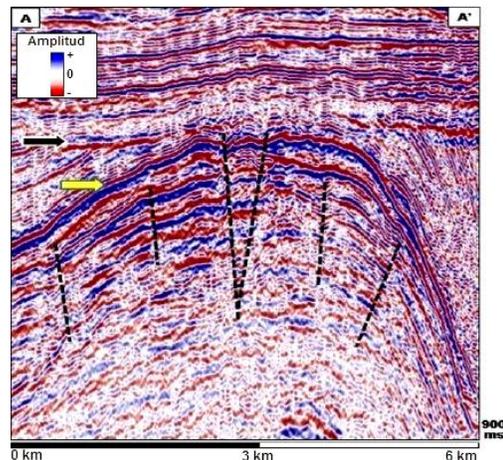
A continuación se muestra un ejemplo de núcleo de carbón con metano (figura 2.5.6) y un ejemplo de sección sísmica en carbón con metano (figura 2.5.7).



Figura 2.5.6. Núcleo de carbón con metano (Jewell, 2007).

Figura 2.5.7. Sección sísmica en carbón con metano (Fisk, et al., 2010).

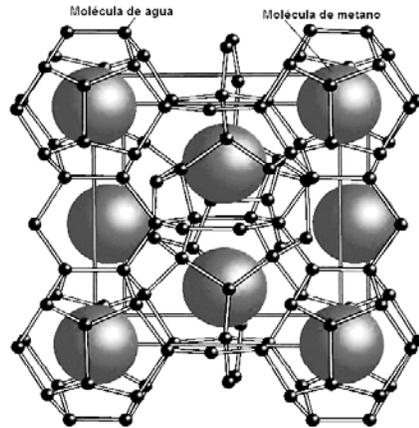
Un yacimiento de CBM yace dentro de este anticlinal. La flecha amarilla señala la cima de la veta de carbón (amplitud negativa). La flecha negra señala la inconformidad que separa los periodos Triásico y Jurásico. Las líneas punteadas son fallas que se han formado como resultado del plegamiento en esta área (Fisk, et al., 2010).



2.6 Hidratos de Metano

Los hidratos son una combinación de agua y gas natural. Si estas sustancias se encuentran en condiciones de alta presión y temperatura, se unen para formar una sustancia sólida. Grandes volúmenes de sedimentos en el fondo del mar y en las regiones polares favorecen la formación de hidratos en forma de hielo.

Figura 2.6.1. Estructura molecular del hidrato de metano (modificado de Hardage, 2006).



La unidad básica de hidrato es un cristal hueco de moléculas de agua con una sola molécula de gas flotando en el interior. Los cristales se agrupan en un enrejado compactado como se observa en la figura 2.6.1. Los hidratos también se conocen como hidratos de gas, hidratos de metano o clatratos y presentan una estructura similar al hielo, excepto que las moléculas de gas se encuentran ubicadas dentro de los cristales en vez de estar entre ellos. Aunque los hidratos se asemejan al hielo, no actúan como tal, ya que se queman cuando se encienden con fuego, como se aprecia en la figura 2.6.2.



Figura 2.6.2. Hidratos de metano (Demirbas, 2010).

La industria petrolera se interesó en los hidratos en los años 30, cuando se encontró que una formación de hidratos era la causa de bloqueos en algunos ductos en Kazakstán. Desde entonces la mayor parte de los esfuerzos de la industria relacionados con los hidratos se han encaminado a evitarlos o a prevenir su acumulación en las tuberías.

En los años 60, los rusos descubrieron una formación natural de hidratos en un campo de gas en Siberia. En los años 70, expediciones de perforación en aguas profundas descubrieron que los hidratos no sólo se forman naturalmente en las regiones continentales polares, sino también en los sedimentos de aguas profundas en los límites continentales exteriores. La figura 2.6.3 muestra la ubicación de los hidratos.

Figura 2.6.3. Mapa de yacimientos de hidratos de metano a nivel mundial (Collett, et al., 2000).



El gas encontrado en hidratos formados naturalmente se produce cuando bacterias anaeróbicas descomponen materia orgánica generándose metano y otros subproductos gaseosos (CO_2 , sulfuro de Hidrógeno, etano y propano). Todos estos pueden incorporarse como moléculas huésped en los hidratos, pero predomina el metano. En un limitado número de ambientes, el metano en los

hidratos proviene también de fuentes termogénicas, ubicadas a mayor profundidad dentro del subsuelo. La naturaleza compacta de la estructura del hidrato contribuye a la eficaz compactación del metano. Un volumen cúbico de hidrato contiene gas que se expandirá entre 150 y 180 veces a presión y temperatura estándar.

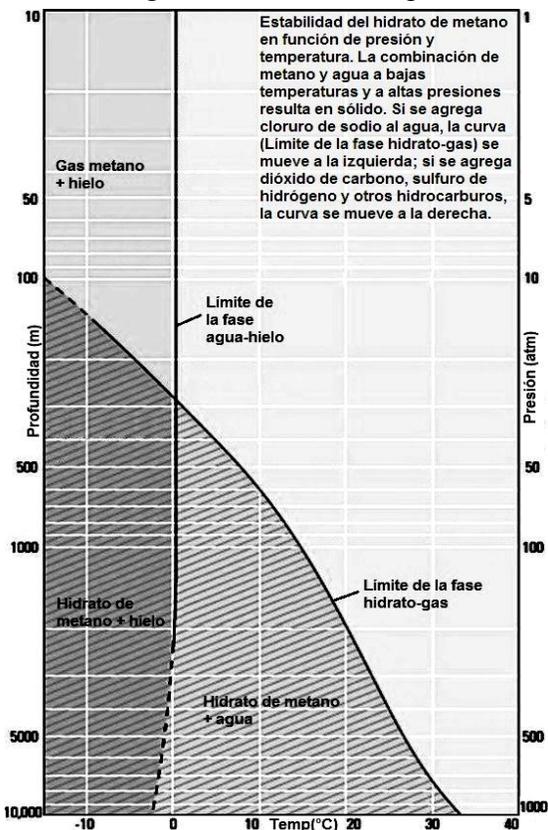
La mayoría de los hidratos marinos están en los límites de la plataforma continental de los continentes y donde las aguas ricas en nutrientes descargan residuos orgánicos para que las bacterias lo conviertan en metano. Los hidratos se han encontrado en el fondo del mar, pero su ubicación normal es de 100 a 500 m por debajo de éste. En regiones de permafrost (capas que permanecen congeladas todo el año), los hidratos pueden formarse en zonas menos profundas debido a que las temperaturas de la superficie son menores. La figura 2.6.8 muestra una comparación del estimado de recursos de hidratos en permafrost y en ambientes oceánicos, y la figura 2.6.9 muestra los volúmenes *in situ* proyectados de hidratos en permafrost y en ambientes oceánicos.

Se han identificado grandes acumulaciones costa afuera de Japón, en Blake Ridge fuera de la costa oriental de los E.U., en la costa continental de Cascade a las afueras de Vancouver, en la Columbia Británica, Canadá y costa afuera de Nueva Zelanda. Sólo una pequeña proporción de evidencia de las acumulaciones de hidratos alrededor del mundo proviene de muestreo directo. La mayoría proviene de fuentes como reflexiones sísmicas, registros de pozos, información sobre perforación y mediciones de la salinidad de agua intersticial.

Experimentos de laboratorio muestran qué la estabilidad de la fase sólida del hidrato depende de la presión y la temperatura, como se ve en la figura 2.6.4. Estos requisitos de estabilidad se cumplen en el fondo del mar del talud continental. En aguas profundas, se perforó la parte central de sedimentos ricos en hidratos, se extrajeron núcleos y se intentaron tomar muestras para su estudio a bordo de embarcaciones y en laboratorio. Sin embargo, cuando los primeros núcleos se colocaron a bordo, éstos se despresurizaron y autodestruyeron. Pocos hidratos formados naturalmente han sobrevivido el tiempo necesario para ser estudiados.

Figura 2.6.4. Estabilidad del hidrato de metano en función de presión y temperatura (modificado de Collett, et al., 2000).

Hay estimaciones sobre el volumen total del metano de que alrededor de 20,000 trillones de m³ (700,000 Tpc) se encuentran atrapados en los hidratos. Aproximadamente 99% de éstos se encuentran en sedimentos marinos costa afuera. El total es de una magnitud mayor a la cantidad del metano convencional recuperable, el cual se



calcula es de alrededor de 250 trillones de m³ (8,800 Tpc). Es decir, los hidratos pueden contener 10 trillones de toneladas de Carbono, más del doble de todo el carbón, el petróleo y las reservas de gas convencionales del mundo combinados como se observa en la figura 2.6.5.

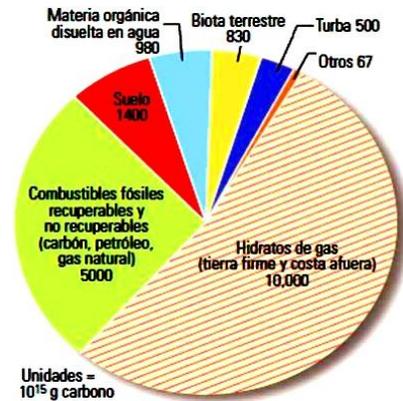


Figura 2.6.5. Contenido de Carbono a nivel mundial. Los hidratos de gas constituyen más de la mitad de recursos de hidrocarburos. Esto excluye el Carbono orgánico disperso como kerógeno y asfalto (Collett, et al., 2000).

Es de gran importancia conocer la distribución de los hidratos para cuantificar su volumen probable y su potencial como recurso. La figura 2.6.6 muestra esta distribución en núcleos y la figura 2.6.7 muestra un ejemplo real de un núcleo de hidratos masivos.

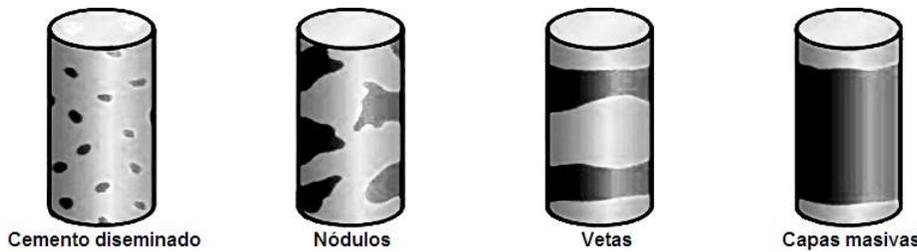


Figura 2.6.6. Distribución de los hidratos en los sedimentos (modificado de Collett, et al., 2000).



Figura 2.6.7. Núcleos de hidratos de metano masivos (Fujii, et al., 2009).

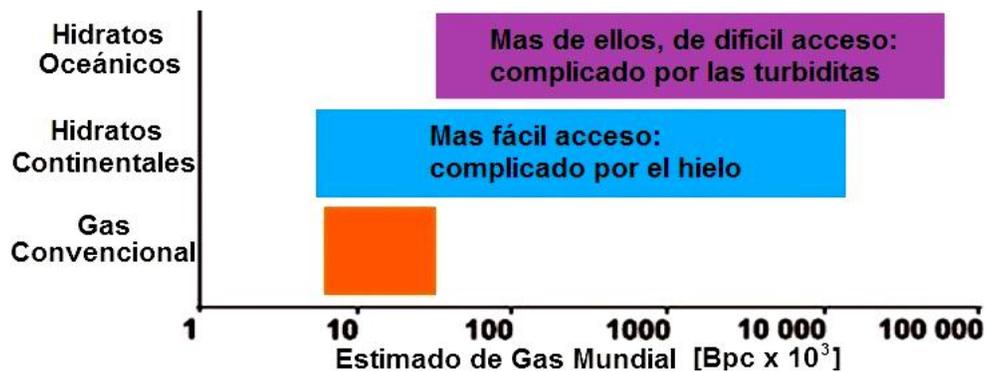


Figura 2.6.8. Comparación global del estimado de volúmenes de gas *in situ* de hidratos de gas para permafrost y ambientes sub-oceánicos (modificado de Worthington, 2010).

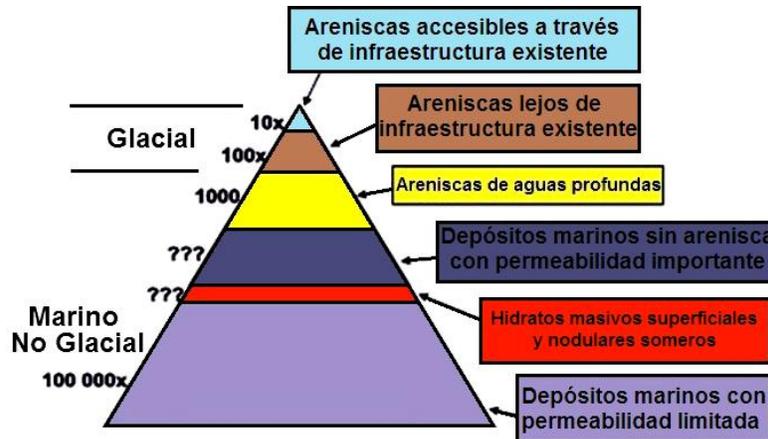


Figura 2.6.9. Volúmenes proyectados *in situ* de hidratos glaciales y marinos, mostrando cantidades relativas en arenas marinas y otras rocas como arcillas fracturadas de limitada permeabilidad. Las unidades son MMPC. El símbolo “x” denota múltiplos de los volúmenes base escritos (modificado de Worthington, 2010).

A continuación se muestran las figuras 2.6.10 y 2.6.11 presentando dos ejemplos de secciones sísmicas en capas con hidratos de metano.

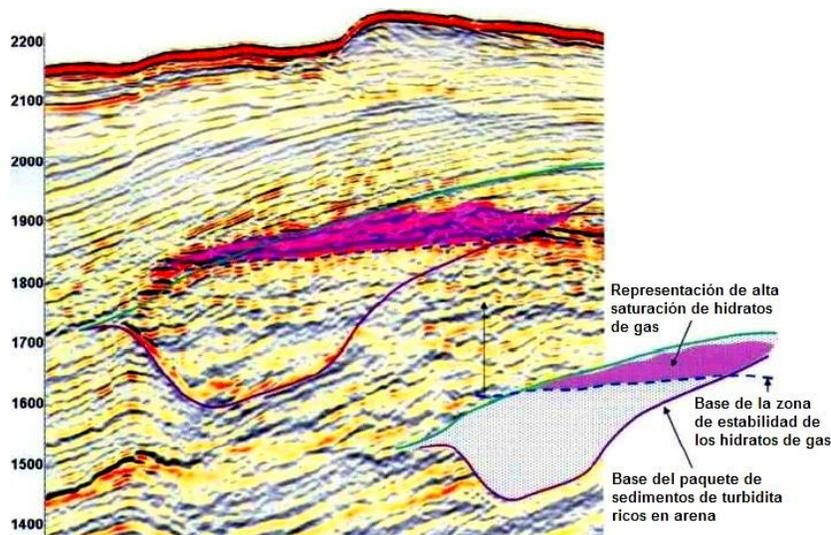


Figura 2.6.10. Sección sísmica en hidratos de metano (Riedel, et al., 2010).

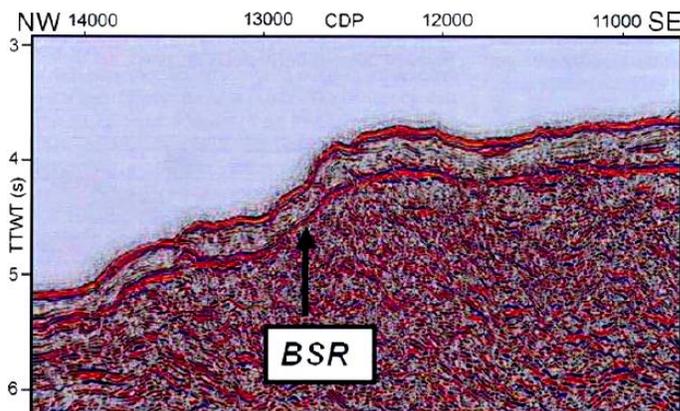


Figura 2.6.11 Reflector BSR del hidrato en el margen colombiano. (Riedel, et al., 2010).

3. EXPLORACIÓN DE YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES

3.1 Lutitas Gasíferas

Se pueden estimar algunas propiedades petrofísicas de la lutita a partir de registros geofísicos de pozo. La actividad intensa de rayos gamma se considera una función del kerógeno presente en la lutita. El kerógeno impulsa la precipitación de uranio, lo que afecta la curva de rayos gamma. La resistividad puede ser elevada debido a las altas saturaciones de gas, pero varía con el contenido de agua y el tipo de arcilla. Las densidades volumétricas son normalmente bajas debido al contenido de arcilla y a la presencia de kerógeno (peso específico de 0.95 a 1.05 g/cm³).

Los registros también se utilizan para investigar sobre la mineralogía de la lutita y cuantificar la cantidad de gas libre presente en los poros de la roca generadora. Utilizando una combinación de registros geofísicos convencionales y registros geoquímicos, se puede determinar el contenido de Carbono orgánico de la lutita. Los registros geoquímicos también permiten diferenciar distintos tipos de arcillas y sus respectivos volúmenes, información crítica para el cálculo de la producibilidad y para la determinación del fluido a utilizar durante los tratamientos de fracturamiento hidráulico subsiguientes.

En la Formación Barnett Shale (figura 3.1.1) y otras formaciones de lutitas, se está utilizando la herramienta de Espectroscopía de Captura Elemental (*ECS* por sus siglas en inglés) y la herramienta integrada de adquisición de registros con cable *Platform Express*, junto con técnicas de interpretación para caracterizar la litología, para calcular las saturaciones de gas *in situ*. La herramienta *ECS* utiliza el método de espectroscopía de rayos gamma de captura inducidos por neutrones para medir las concentraciones de Silicio, Calcio, aluminio, potasio, sodio, magnesio, Azufre, Hierro, Titano, Gadolinio, Cloro, Bario e Hidrógeno.



Figura 3.1.1. Cuenca de Barnett Shale en Texas.

Estos datos se utilizan con técnicas de interpretación, como el procesamiento litológico de los espectros de la herramienta de espectroscopía de rayos gamma inducidos por neutrones *SpectroLith*. La técnica *SpectroLith* genera un registro que muestra las fracciones de arcilla, cuarzo-feldespato-mica, carbonatos y pirita o anhidrita de la formación. Los elementos utilizados en este procesamiento no están presentes en el kerógeno; como resultado, la litología se representa con precisión pero no incluye materia orgánica. Se debe tomar en cuenta que el kerógeno afecta los registros medidos con la herramienta *Platform Express*. Por ejemplo, la actividad de rayos gamma para el kerógeno es intensa debido a la presencia de uranio acumulado en un ambiente reductor. Basarse sólo en el registro de rayos gamma

para cuantificar arcilla conduciría a una sobrestimación de su contenido, sin embargo, la utilización de la combinación de datos de entrada de las herramientas *ECS* y *Platform Express* limitará el potencial de errores litológicos y posibilitará la cuantificación del kerógeno y la porosidad a través de las diferencias entre las mediciones *ECS* y *Platform*.

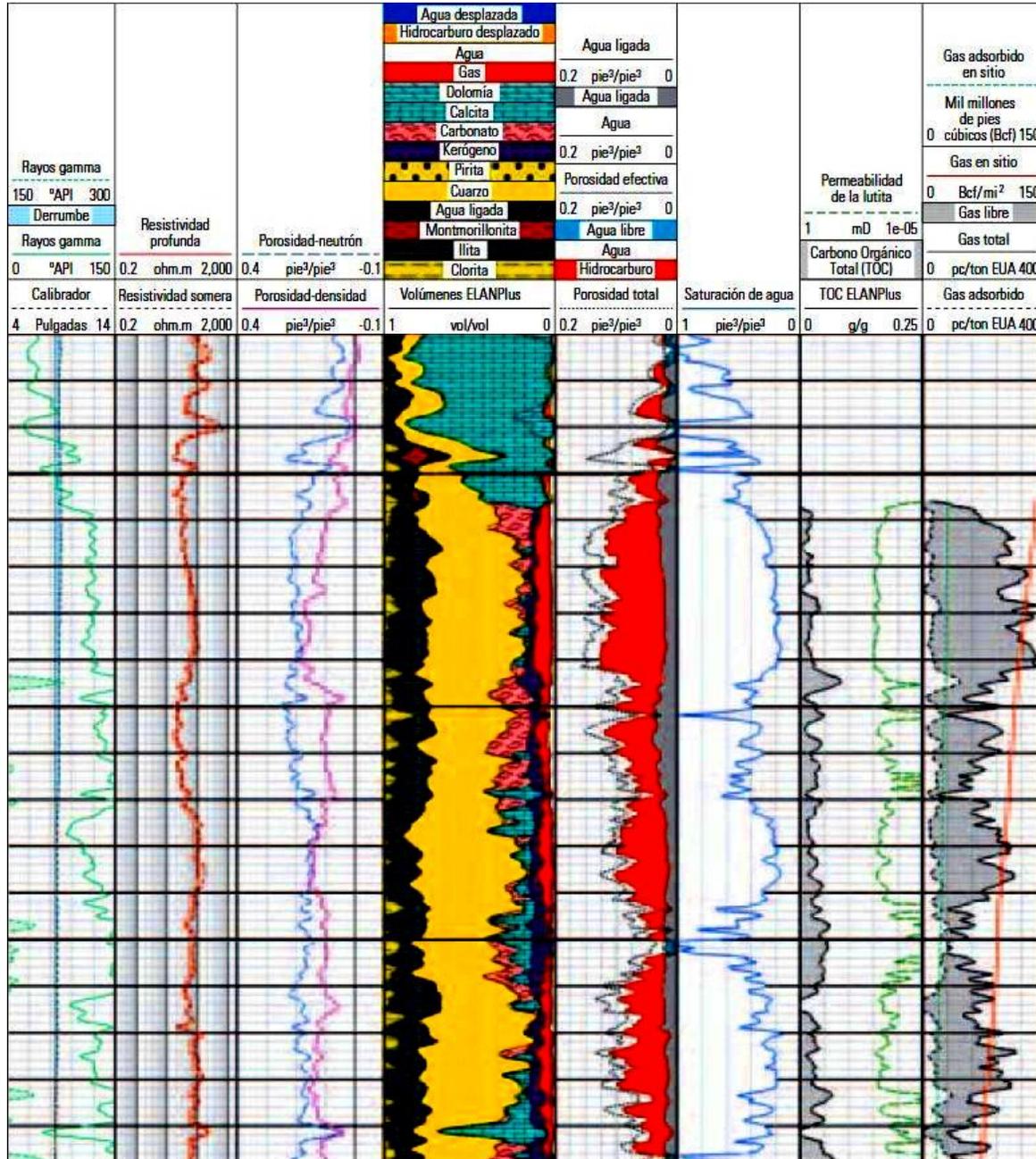


Figura 3.1.2. Registros de la Formación Barnett Shale. Los 3 primeros carriles se midieron con la herramienta *Platform Express*. El carril 4 presenta un modelo petrofísico generalizado de lutita gasífera con datos *Platform Express* y *ECS* procesados con el análisis de registros multi-minerales *ELANPlus*. Este programa ayuda a cuantificar la mineralogía, el TOC y la porosidad rellena con gas y agua. Además, la formación contiene cantidades significativas de cuarzo y carbonatos. La arcilla está compuesta principalmente por illita, que tiende a ser relativamente no reactiva con los fluidos de estimulación (Boyer, et al., 2006).

La figura 3.1.2 muestra la integración de datos de adquisición de registros, evaluaciones de fluidos, interpretaciones litológicas y mineralógicas. Esto ayuda a cuantificar el gas *in situ* y permite determinar dónde colocar los disparos con base en la mineralogía y la permeabilidad. La mineralogía y la porosidad interpretadas también sirven para la planeación del sitio donde colocar pozos laterales. Se utiliza la curva con la mineralogía para identificar la presencia de cuarzo, calcita o dolomía en la lutita. Estos minerales incrementan la fragilidad de la formación, mejorando el fracturamiento en pozos horizontales.

La evaluación de los registros y el análisis petrofísico ayudan a explorar las localizaciones en las que pueden existir acumulaciones de gas comercial.

La tabla 3.1.1 presenta las respuestas características en la lutita gasífera madura para herramientas de registro comunes. Para la mayoría de estos yacimientos, la presencia de materia orgánica madura se ve como un aumento aparente en la porosidad en las curvas de porosidad comunes. La intensidad total de rayos gamma se incrementará en las rocas de origen marino donde el uranio se concentra normalmente. Hay varias técnicas para estimar el TOC de registros (tabla 3.1.2). Los métodos de correlación de uranio y rayos gamma son adecuados para yacimientos de lutitas gasíferas que no tienen minerales o arcillas enriquecidas con uranio. Algunas lutitas gasíferas marinas tienen yacimientos con placas de pescado fosfatadas con alta respuesta de rayos gamma, debido a la presencia de radiactividad natural en estas placas. En estas secuencias donde se tiene la presencia de uranio con rayos gamma elevados no deben utilizarse este tipo de registros para predecir el contenido del TOC. El método de densidad aparente es más adecuado para emplearse en los yacimientos con fases similares de líquido y mineralogía consistente. Estas consideraciones también deben tenerse en cuenta antes de su uso con el método compuesto de Schmoker.

Tabla 3.1.1. Respuesta de las herramientas de registros de yacimientos de lutitas gasíferas (Sondergeld, et al., 2010).	
Herramienta	Respuesta
Rayos gamma totales	La alta intensidad de rayos gamma se relaciona con el anormalmente alto contenido de uranio en la materia orgánica.
Densidad aparente	La densidad aparente será menor porque la materia orgánica es menos densa que los minerales de la matriz en las rocas de origen.
Sónico	La materia orgánica aumenta el tiempo de tránsito aparente de los registros acústicos.
Neutrón	La materia orgánica aumenta la porosidad aparente de neutrones.
Resistividad	La materia orgánica es no conductora. La resistividad aumenta con la presencia de TOC. Con la maduración y conversión de kerógeno a hidrocarburos, la resistividad aumenta enormemente.

Los métodos anteriores son técnicas de correlación directa, a la que el porcentaje en peso o volumen de TOC se relaciona a una o más respuestas de registro. El método $\Delta \log R$ es un registro de porosidad-resistividad, por ejemplo DT superpuesto con R_t o un método de superposición de resistividad (R_o)-resistividad (R_t), donde R_o es la resistividad de la roca en una capa con $S_w=100\%$ y la R_t es la resistividad de la roca con materia orgánica. Este método se relaciona con la madurez de la materia orgánica y la respuesta del registro para obtener el porcentaje del TOC.

Tabla 3.1.2. Métodos para determinar el TOC con los registros (Sondergeld, et al., 2010).	
Método	Descripción
GR espectral - Enriquecimiento de uranio	Relación lineal de uranio (ppm) al contenido de Carbono orgánico para las lutitas negras del Devónico de los Apalaches.
Intensidad de GR	Derivación del volumen de TOC de la intensidad total de GR.
Densidad aparente	Relación empírica de la densidad aparente al porcentaje de TOC.
Intensidad de GR - Densidad de formación	Derivación de un volumen de TOC de la relación de la intensidad de GR y densidad de la formación en una lutita negra Devónica de la cuenca de los Apalaches.
$\Delta \log R$	Registro de porosidad escalado - Método de superposición de resistividad.
Redes neuronales	Uso de registros de pozos convencionales para predecir el TOC.
Neutrón pulsado - GR espectral	Mineralogía de neutrón pulsado y metodología espectral de GR utilizados para discriminar el exceso de Carbono.

Cada método requiere de la calibración de la roca con los registros para su validación. Si se sospecha que un intervalo ha sido depositado bajo condiciones variables (cambio de la química del agua o condiciones restrictivas dentro de la cuenca), puede requerir zonificación dentro del yacimiento para adaptar correlaciones variables.

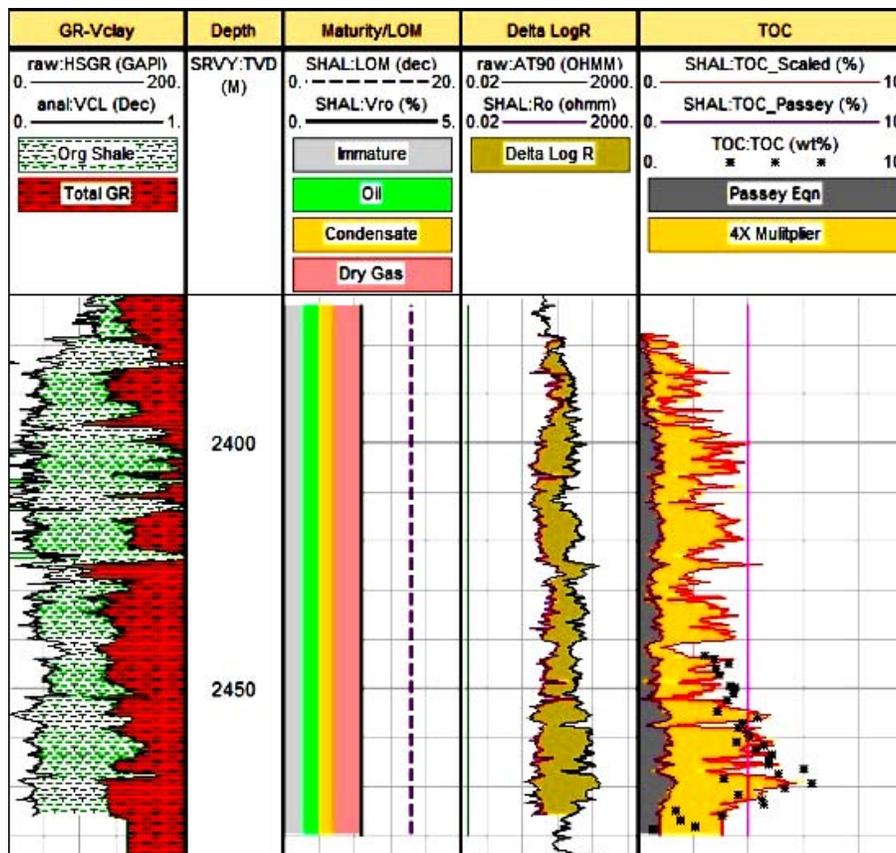


Figura 3.1.3. Técnica de Passey modificada aplicada a un pozo de Muskwa, Horn River. La composición derivada de la reconstrucción de registro coincide con los análisis del núcleo (Sondergeld, et al., 2010).

El método de Passey requiere minerales similares de arcilla o minerales conductores (pirita) en el intervalo de calibración generador y no generador, también se requiere de un

conocimiento de la madurez de la materia orgánica para predecir el TOC. La técnica sub-predice al TOC si la pirita está presente en abundancia en un intervalo contra el de comparación. La pirita es un mineral conductor que puede reducir la resistividad de la roca y en consecuencia la predicción de TOC mediante la reducción del término $\Delta\log R$. El método de Passey también sub-predice al TOC en sistemas maduros de lutita gasífera. Una modificación a la ecuación original empírica de Passey, agregando el multiplicador C, compensa esta limitación (ecuación 3.1.1).

$$\text{TOC} = \Delta\log R * 10^{(2.297-0.1688*\text{LOM})} * C$$

Ecuación 3.1.1. El TOC está en función de la magnitud de la separación entre las curvas de superposición ($\Delta\log R$), del nivel de metamorfismo orgánico, madurez (LOM) y de un multiplicador mayor que 1 (C).

En la Cuenca Horn River, donde los datos de maduración de reflectancia del maceral vitrinita (VRo) van de 2.2% a 2.5%, el multiplicador C puede variar de 3 a 8 (figura 3.1.3). A esa profundidad el valor de VRo es de 2.2%, que resulta en un nivel de sobremadurez térmica del kerógeno de 14.5 (LOM por sus siglas en inglés). El $\Delta\log R$ se deriva de una superposición Ro-Rt. El TOC resultante se predijo utilizando la ecuación original de Passey sin el factor C (curva púrpura sombreada de gris). Esto subestima el TOC medido. La curva roja sombreada en amarillo se calculó utilizando un multiplicador de C = 4. Esto coincide mejor con el TOC medido.

Como punto de comparación tenemos los rangos de variación para el LOM: inmaduro <7.5, maduro de 7.5 a 11.5, sobremaduro de 11.5 a 13.5 y degradación >13.5. En las rocas generadoras el LOM generalmente varía entre 6 y 10.5 (tablas 3.1.3 y 3.1.4).

Los rangos de variación para VRo son: inmaduro <0.5%, maduro de 1% a 2%, sobremaduro de 2% a 3%, degradación de 3% a 4% y metamorfismo >4%. Normalmente si VRo<0.5% se tiene kerógeno y si 0.5%<VRo<4% se tiene bitumen (asfaltenos, resinas, hidrocarburos aromáticos e hidrocarburos saturados: n-alcanos e iso-alcanos (parafinas) y ciclo-alcanos (naftenos)); la roca madre inmadura contiene principalmente kerógeno y muy poco bitumen, la roca generadora madura además de kerógeno contiene una mayor cantidad de bitumen y parte de este ya ha migrado. El bitumen es un constituyente orgánico de las rocas sedimentarias que es soluble en solventes orgánicos comunes. El kerógeno es un constituyente orgánico de las rocas sedimentarias que no es soluble en solventes acuosos ni en solventes orgánicos comunes. Para el aceite 0.5%<VRo<1.2%, para el gas húmedo (asociado a aceite) 0.8%<VRo<2% y para el gas seco (no asociado a aceite) 1%<VRo<4% (tablas 3.1.3, 3.1.4, 3.1.5 y 3.1.6).

Las redes neuronales tienen la ventaja de ser útiles en aplicaciones en donde las soluciones locales son necesarias. Al igual que otros métodos, cualquier red neuronal debe ser desarrollada para yacimientos similares con mineralogía y madurez similar. De la utilización de las concentraciones elementales de la herramienta geoquímica de mineralogía de neutrones pulsados y la herramienta de espectroscopía de rayos gamma naturales, se deriva un modelo integrado mineralógico que incluye concentraciones totales de Carbono. El resultado es una solución integrada de mineralogía-porosidad-fluidos. La utilización de uranio del espectro de energía de rayos gamma para discriminar el TOC puede ser una

limitación para las lutitas gasíferas que no son radiactivas o para las que tienen minerales fosfatados con contenido de uranio elevado.

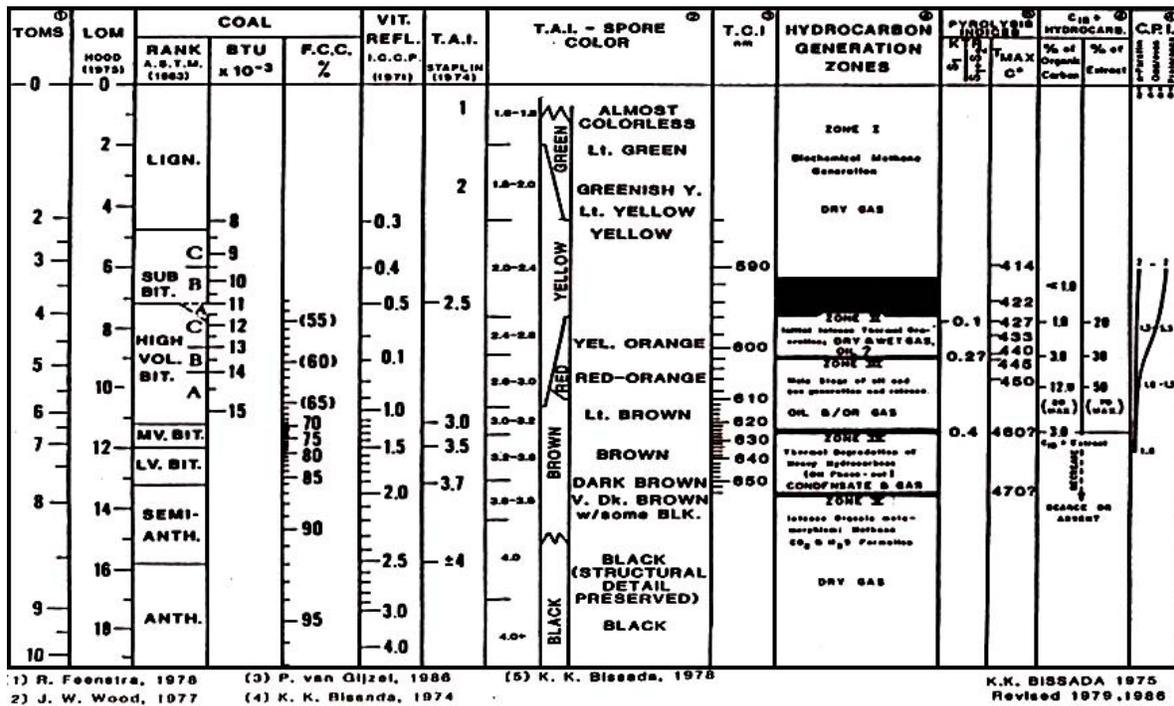


Tabla 3.1.3. Correlación de índices de metamorfismo orgánico para generación de hidrocarburos y zonas de preservación (Bissada, K., 1975).

Tabla 3.1.4. Generación de hidrocarburos vs madurez térmica del kerógeno (modificado de Bissada, K., 1979).

ZONAS DE GENERACIÓN DEL HIDROCARBURO	REFLECTANCIA DE LA VITRINITA (Ro)	ÍNDICE DE ALTERACIÓN TERMAL	TOMS (TT)	LOM Hood (1975)
I INMADURA	0.5	2.5	4	7
II ACEITE INICIAL				8
III GENERACIÓN DEL PICO DE ACEITE	1.0	3.0	5, 6	9, 10, 11
IV DEGRADACIÓN TERMAL	1.5	3.5	7	12
V METAMORFISMO ORGÁNICO INTENSO	2.0, 2.5, 3.0	4.0	8, 9	13, 14, 15, 16, 17

Hay que conocer los componentes mineralógicos y de la materia orgánica de la lutita gasífera, y ser capaz de reconocer y calcular TOC de los registros de pozo. Normalmente, estos resultados se incorporan en software de análisis de registros, calibrado con datos de núcleo. Dado un juego de registros convencionales de triple combo que incluye espectroscopía de rayos gamma y registro sónico de onda S, los resultados deseados son la mineralogía, la porosidad ajustada al TOC, las propiedades mecánicas de roca, los

volúmenes de gas libre y volúmenes de gas adsorbido (con datos de adsorción de gas de Langmuir).

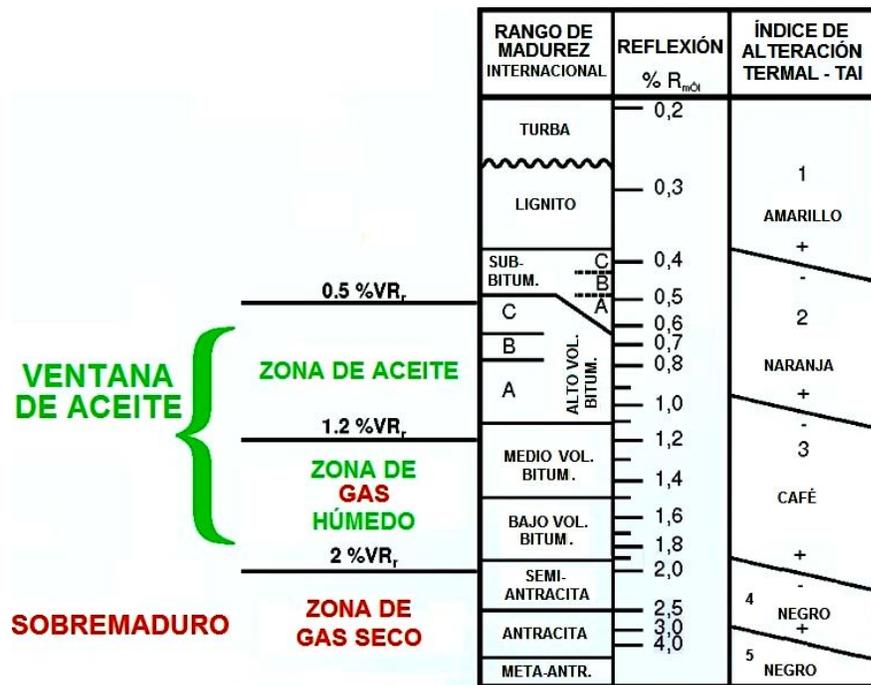


Tabla 3.1.5. Evolución de la materia orgánica.

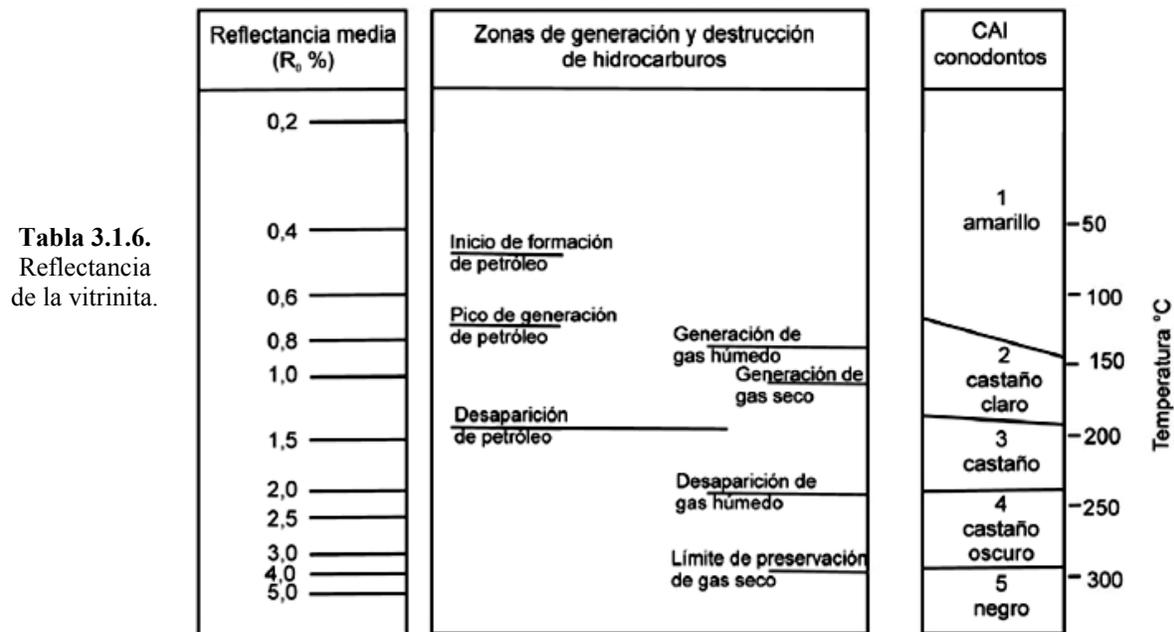


Tabla 3.1.6. Reflectancia de la vitrinita.

La determinación de la mineralogía de los registros (figura 3.1.3) requiere de: análisis de laboratorio de mineralogía por difracción de rayos X (XRD por sus siglas en inglés) (figura 3.1.4), transformada de Fourier de transmisión infrarroja (FTIR por sus siglas en inglés) (figura 3.1.4), volumen de arcilla preciso de los rayos gamma corregidos, métodos de gráficas cruzadas de arcilla, neutrón convencional, densidad aparente, sónico, curvas de

resistividad y una curva de TOC (%). La presencia de materia orgánica complica el análisis de registros convencionales. El efecto de TOC necesita ser explicado con el fin de obtener mineralogía precisa. Usando la curva de TOC como una entrada, en conjunto con la porosidad convencional y las curvas de volumen de arcilla, las subrutinas de cómputo probabilísticas utilizan métodos de mínimos cuadrados para distribuir volúmenes minerales para obtener curvas calculadas, minimizando el error con las curvas de registro de entrada. Esta es una técnica robusta que ofrece una solución "todo-en-uno" siempre y cuando el sistema no esté sub-determinado, es decir, demasiados minerales para muy pocos registros. Cada enfoque requiere validación con la información de núcleos.

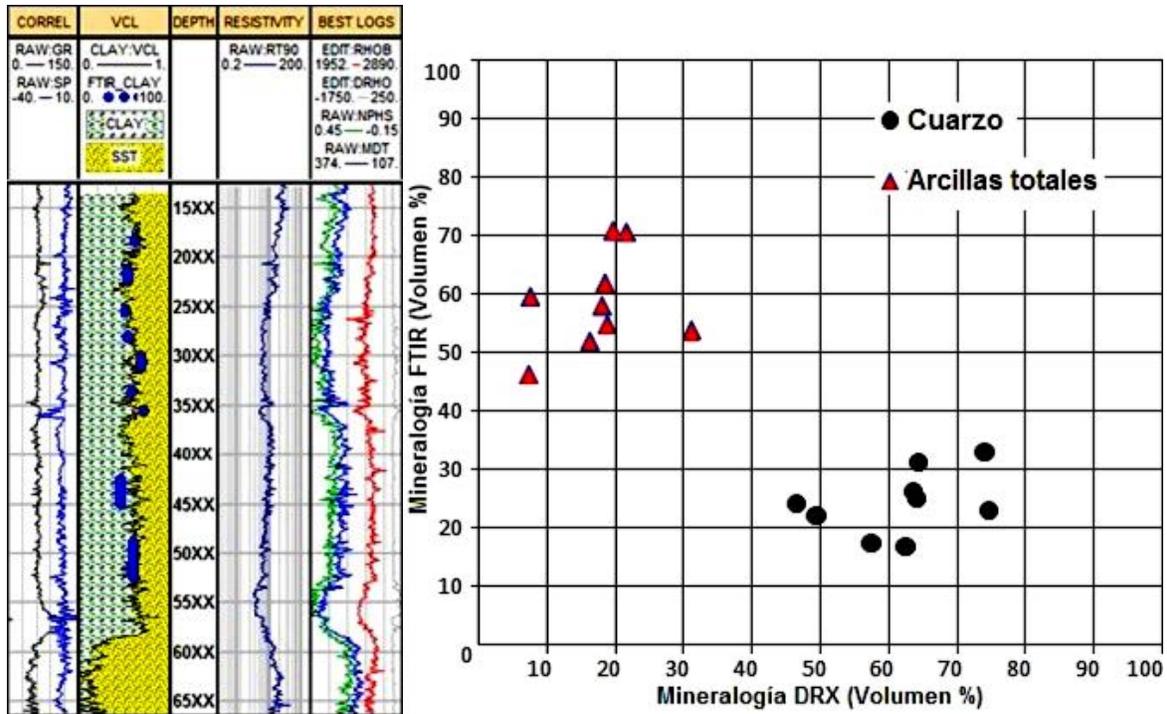


Figura 3.1.4. XRD vs FTIR. La XRD estima la mineralogía primaria y la FTIR corrige la sobreestimación de cuarzo en sistemas ricos en arcillas. El registro muestra cómo con tal separación entre los registros de neutrón-densidad y sónico-densidad, los volúmenes totales de arcilla FTIR (círculos azules) coinciden mejor con el volumen de arcilla obtenido de la curva en este intervalo (Sondergeld, et al., 2010).

La figura 3.1.5 demuestra la aplicación del software de registros con análisis probabilístico para interpretar un modelo de composición de un pozo de Muskwa, Horn River. Datos de laboratorio de DRX y la densidad del grano de núcleos sobrepuestos sobre los resultados calculados, se muestran en los carriles 1-4. La mineralogía calculada se representa en el carril 5. Las entradas (carriles 8-14) de este modelo son volumen de arcilla, sónico, densidad, porosidad neutrón, sección transversal de captura (U), resistividad y TOC derivado del método modificado de Passey. Se observa el uso de una mezcla de carbonato y arenisca en los carriles 2 y 3 para acomodar las complejidades de los minerales accesorios (pirita, siderita, feldspatos, fierro-dolomita) dentro de este yacimiento.

Los avances recientes en registros geoquímicos de mineralogía de neutrones pulsados no requieren TOC como una entrada. La mineralogía elemental impulsa la solución completa y el TOC es una salida del exceso de Carbono que no puede asignarse a los minerales de la

matriz portadora de Carbono o fluidos. Es una metodología basada en modelos que pueden tener limitaciones en la composición del modelo mineral.

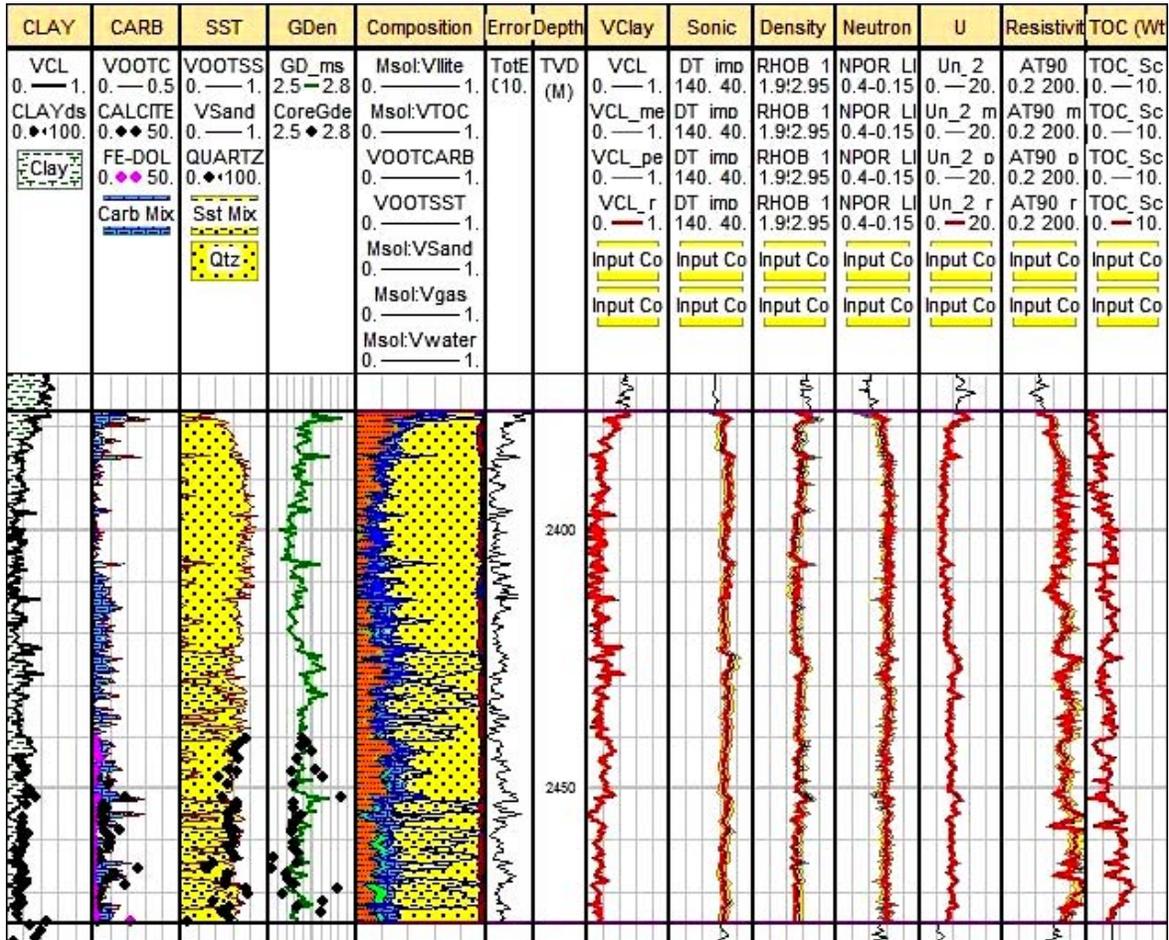


Figura 3.1.5. Análisis probabilístico de registro (Sondergeld, et al., 2010).

3.2 Lutitas Aceitíferas

La evaluación de la lutita aceitífera se basa esencialmente en la determinación de la saturación de aceite y el TOC a partir de núcleos. Tal enfoque está limitado por el número y distribución de muestras, así como por los costos de los análisis. A causa de esto, la técnica de evaluación de registros de pozos en lutitas aceitíferas fue desarrollada, adoptándose el método $\Delta\log R$ para la evaluación.

Varios estudios se han llevado a cabo sobre la evaluación de registros de pozos de la roca generadora, algunos autores adoptaron el método de registro de rayos gamma, otros utilizaron el método del registro de densidad para determinar el contenido de materia orgánica, así como el método de los registros acústico y de resistividad $\Delta\log R$. Se obtuvo una ecuación lineal en el diagrama de correlación de registros de pozos para distinguir las rocas madre y las rocas que no son generadoras. También se utilizaron redes neuronales artificiales con la relación implícita entre los registros y el TOC.

Los métodos de registros antes mencionados para evaluación de rocas generadoras utilizan de uno a varios parámetros y evaluación cualitativa a cuantitativa, pero el resultado de la evaluación se limita a un solo pozo. Es difícil evaluar las rocas madre en toda la cuenca, incluso en cuencas con alto grado de exploración, de alta densidad de perforación y abundantes datos de registros, la evaluación de las rocas generadoras entre los pozos es una tarea difícil. La evaluación espacial se ha realizado utilizando información sísmica, en la que se realiza la predicción cualitativa de rocas generadoras por las facies sísmicas y métodos de velocidad. Este enfoque permite estimar aproximadamente el espesor y la extensión de las rocas generadoras.

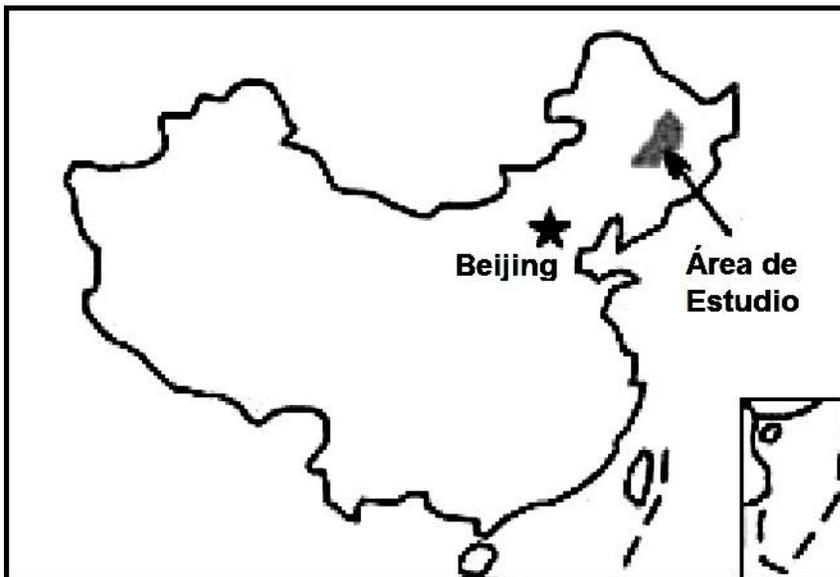


Figura 3.2.1. Mapa de la Cuenca Songliao, China (modificado de Jianliang Jia et al., 2012).

La Cuenca Songliao tiene un área de 260,000 km² (figura 3.2.1). La distribución de la lutita aceitífera se ve limitada principalmente por las características tectónicas, y la lutita aceitífera se distribuye principalmente en la zona de elevación sureste, al noreste de la zona

de elevación y la zona de depresión central. La Cuenca Songliao ha pasado por 3 evoluciones tectónicas principales durante la era Mesozoica: etapa de subsidencia syn-rift (hundimiento de fallas), etapa de subsidencia térmica post-rift (depresión), y la etapa de ruptura-contracción (pliegue). La lutita aceítica se desarrolló durante la etapa de depresión.

La lutita aceítica de la Cuenca Songliao se compone principalmente de lutita o lodolita lacustre, en su mayoría gris-café, gris oscuro y gris-negro. Tiene un contenido de Carbono orgánico de 5% a 10% y hasta 13.6%, así como un rendimiento de aceite de 3.5% a 8.0% y hasta 12.1% (figura 3.2.2).

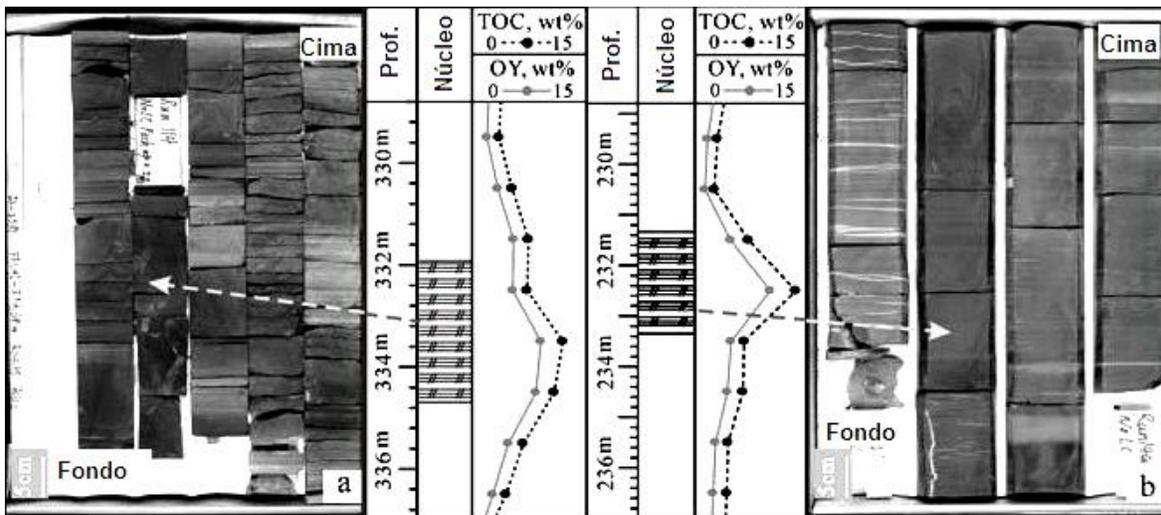


Figura 3.2.2. Características petrológicas de la lutita aceítica en la Cuenca Songliao. a) Pozo Zk0833, K_{2n2}, de lutita aceítica gris-café, b) Pozo Ngn2, K_{2qn1}, de lutita aceítica gris oscuro (Jia, et al., 2012).

Las características de respuesta de registro en las lutitas aceíticas dependen principalmente de la respuesta de registro para la materia orgánica y la matriz de la roca. La lutita aceítica con elevado contenido de materia orgánica tiene las siguientes características:

- La materia orgánica tiene radiactividad fuerte y su valor gamma natural es mayor que la matriz de la roca; por lo tanto, la lutita aceítica tiene un alto valor del registro gamma.
- La materia orgánica es un material no conductor y su ocurrencia disminuye la propiedad conductora de la roca. Su resistividad es mayor que la matriz de la roca; por lo que, la lutita aceítica tiene un alto valor del registro de resistividad.
- La materia orgánica es un medio de peso ligero que no es propicio para la transmisión de ondas acústicas. El tiempo de viaje acústico es mayor que el de la matriz de la roca, dotando al registro de lutita aceítica con un alto valor de tiempo de viaje acústico.
- La materia orgánica tiene baja densidad y su densidad es mucho menor que la matriz de la roca, de modo que la lutita aceítica tiene un valor de registro de baja densidad.

- El contenido de aceite es considerablemente mayor que la matriz de la roca, presentando valores de alta porosidad neutrón (figura 3.2.3 a 1,489 m).

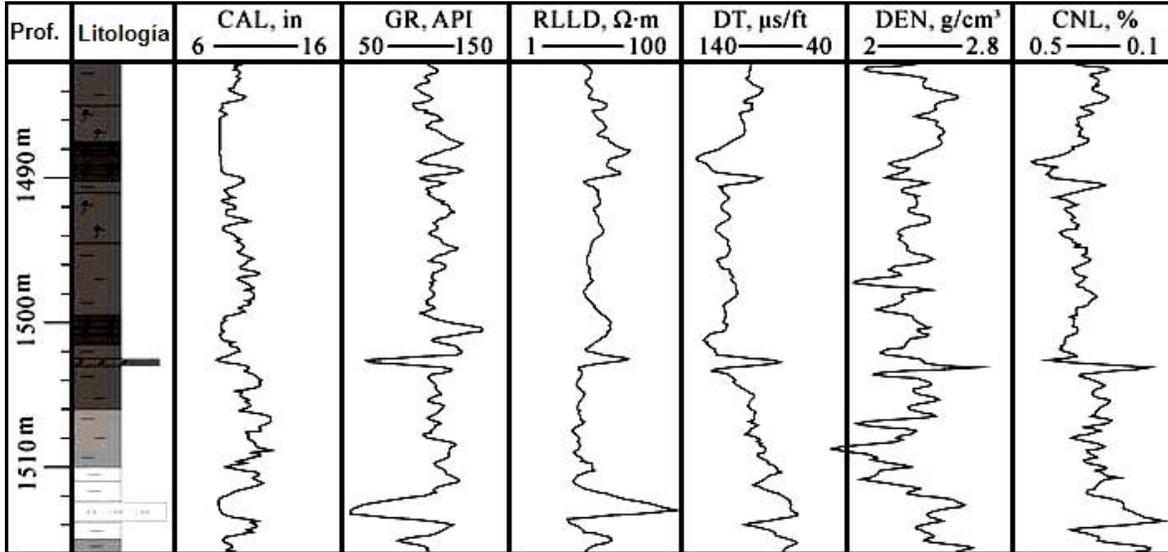


Figura 3.2.3. Respuesta de registros en lutitas aceíticas del pozo S35 en la Cuenca Songliao (Jia, et al., 2012).

La respuesta del registro antes mencionado en lutitas aceíticas puede ser influenciada por los siguientes factores:

- Los elementos radiactivos en las rocas aumentan el valor de gamma natural. Por ejemplo, las delgadas capas limosas de $K_2q_n_2$ $K_2q_n_3$ tienen uranio radioactivo, lo que aumenta el valor del gamma natural.
- En la figura 3.2.3 se observa que las capas de ostrácodos (1,502.8 m), areniscas (1,513 m) y lutitas aceíticas (1,489 m) tienen características similares de alta respuesta de resistividad.
- La capa de lodolita presenta fracturas o tiene gases mostrando baja velocidad acústica, por lo que la respuesta del registro tiene un alto valor de registro de tiempo de viaje acústico.
- La capa de lodolita es propensa al colapso de pared (figura 3.2.3. a 1,498 y 1,508 m) y la transgresión del lodo lleva el valor del registro de densidad de la formación no perturbada mucho más bajo que la lodolita normal.

3.3 Arenas Compactas

El Campo Cuervito Sur es parte de la Cuenca de Burgos en el noreste de México (figura 3.3.1), contiene una columna sedimentaria Cenozoica que alcanza espesores de 10,000 m y rangos de edad del Paleoceno al Pleistoceno. La distribución de arenas se debe a una progradación producida durante los ciclos principales de transgresión-regresión. Esta progradación dio lugar a un arreglo en la forma de las franjas que varían cronológicamente de oeste a este del Paleoceno al Mioceno, a través del Eoceno y Oligoceno (figura 3.3.2). La progresión sigue la regresión principalmente marina y la actividad de fallas sin-sedimentarias que permitieron el desarrollo de anticlinales asociados con inversión.



Figura 3.3.1. Cuenca de Burgos (Brito, et al., 2009).

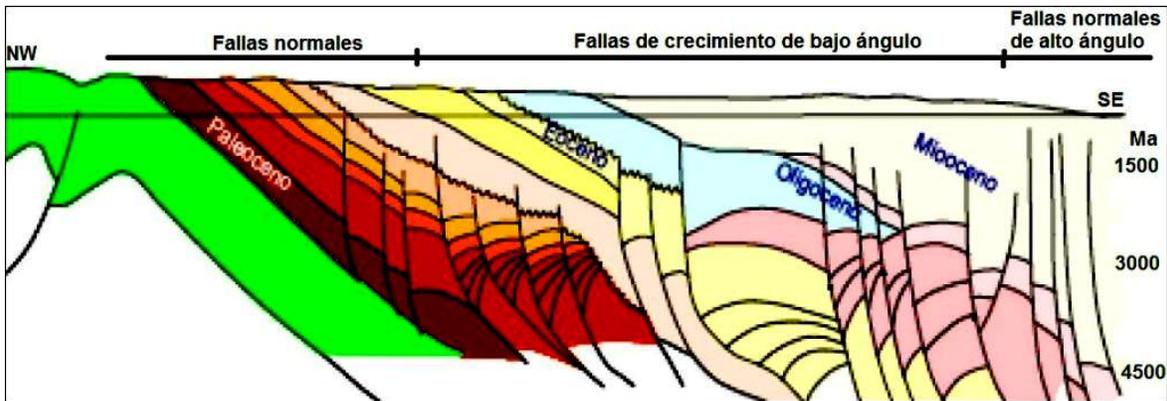


Figura 3.3.2. Estilos estructurales de la cuenca (modificado de Brito, et al., 2009).

El Campo Cuervito Sur tiene una extensión de alrededor de 30 km² y es un sistema de anticlinales que se limitan al noreste y al sureste por fallas normales. El límite occidental es una falla normal de norte a sur con bloque caído hacia el este. Esta falla se asocia con un paquete de 450 m de sedimentos siliciclásticos en su bloque hundido.

La arena QC3A (Queen City 3A) es el principal productor en el Campo Cuervito Sur. Tiene permeabilidad baja (<0.01 md), porosidad regular (7% a 15%), y requiere de fracturamiento hidráulico para producción de gas comercial. La figura 3.3.3 muestra la columna geológica.

Figura 3.3.3 Columna geológica del Campo Cuervito.

ERA	SISTEMA		FORMACIÓN	
	OLIG.	INF.	VICKSBURG	
TERCIARIA	EOCENO	SUP.	JACKSON	TARDIO
				MEDIO
				TEMPRANO
	MED.	CLAIRBORNE	YEGUA	
			COOK MOUNTAIN	
	INF.	MOUNT SELMAN	WECHES	
			QUEEN CITY	

Al comienzo de la historia de este campo existía una relación entre el espesor de la arena compacta y la producción del pozo, si el espesor de arena era mayor, la producción de gas también sería mayor. Este supuesto cambió con el paso del tiempo y los pozos se encontraron con espesores netos de gas similar, pero con diferentes comportamientos de producción. Los estudios petrofísicos disponibles no explican estas diferencias, lo que resulta en difíciles análisis de yacimientos para el campo. Este comportamiento llevó a una necesidad de refinar la caracterización del yacimiento QC3A con el fin de identificar mejor las zonas con buena calidad de roca y explicar las diferencias en la producción.

En el área de Cuervito Sur, el análisis se centró en el yacimiento 3A de la Formación Queen City del Eoceno Inferior. Esta formación consiste en una secuencia recurrente de capas finas a gruesas de granos de arena, con intercalaciones de espesor regular de lutitas y limolitas. Estos sedimentos fueron depositados en una plataforma somera de un ambiente nerítico interno.

La Formación Queen City está deformada mediante una estructura antiformal con una orientación del eje preferencial de oeste a este, mientras que los flancos buzcan hacia el norte y el sur. La formación objetivo está totalmente limitada por fallas listricas normales; el límite occidental es una falla principal de norte-sur que cae hacia el este. Esta falla disloca a un paquete de sin-deposición de 450 m de sedimentos siliciclásticos en su bloque de techo.

Durante el desarrollo de este campo petrolero, se obtuvieron buenos resultados (producción de gas inicial, $QC_{ini} > 2.0$ MMPCGD) con pozos ubicados cerca de las fallas que limitan el campo hacia el este, aunque estructuralmente no estaban en las mejores posiciones. Estos pozos tienden a mostrar propiedades y comportamiento de producción excelentes.

La expansión gradual de la actividad de perforación en el área ha permitido mejorar la correlación de los pozos en la parte norte del campo. Detalladas interpretaciones sísmicas para el horizonte QC3A y el modelado de fallas se realizó con énfasis en los límites del yacimiento en la zona donde se encontraron nuevas oportunidades.

Los estudios geológicos han ayudado a completar un nuevo modelo de facies y la propagación de propiedades usando herramientas geoestadísticas.

Con este fin, se utilizó un modelo geológico integrado para este campo (figura 3.3.4).

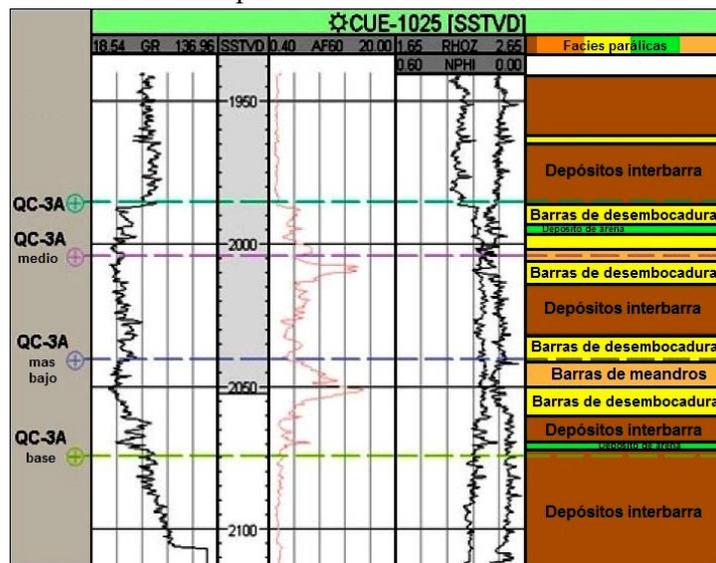


Figura 3.3.4. Análisis de facies (modificado de Brito, et al., 2009).

El estudio de este campo se complementó con un proceso de inversión sísmica que proporcionó un cubo de impedancia acústica (figura 3.3.5) que permite identificar y cuantificar la extensión y continuidad de las arenas potenciales en QC3A. Este proceso permitió definir 5 geo-cuerpos principales en el área que siguió las características conocidas geológicas del ambiente de yacimiento, y reveló la distribución de las arenas en el interior del yacimiento, reduciendo la incertidumbre de los lugares de perforación en el futuro.

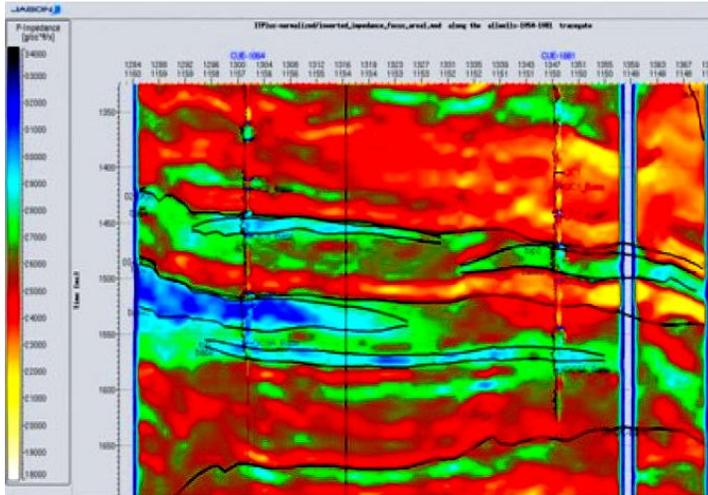


Figura 3.3.5. Cubo de impedancia de la identificación de los geo-cuerpos (Brito, et al., 2009).

Con el fin de encontrar una relación entre la producción, ambientes sedimentarios y las características petrofísicas de la roca, se realizó un estudio para caracterizar la arena QC3A para definir las áreas de calidad de la roca dentro de los yacimientos y explicar las diferencias encontradas en la producción.

Las principales características de la arena QC3A son:

- Formación de salinidad del agua 25,000 ppm de NaCl.
- Porosidad promedio que va de 9% a 15%.
- Permeabilidad que va de 0.009 md a 0.01 md.
- Valores de arcilla moderados de entre 10% a 25%.
- Cemento calcáreo con valores máximos de 35% a 40%.

Se realizó un análisis multi-mineral para estimar la distribución de cemento calcáreo. El proceso diagenético que afecta la calidad del yacimiento se asocia con la presencia y la cantidad de cemento calcáreo. El modelo se definió para resolver la mineralogía principal de la roca y se validó con datos de núcleo. Los minerales utilizados en el modelo fueron cuarzo, cemento calcáreo, feldespato, fragmentos volcánicos y arcilla.

Este análisis permite una mejor caracterización de las propiedades de la roca, ya que proporciona una descripción más realista del yacimiento.

Los yacimientos de arenas compactas tienen valores de porosidad bajos a regulares y los valores de permeabilidad son en general menores que 0.01 md. Esto requiere el uso de técnicas de estimulación para la producción (fracturamiento hidráulico). Pero a pesar de estos esfuerzos, el éxito de la producción de gas a partir del fracturamiento estaría

relacionado con la comprensión de la calidad de las propiedades de la roca. La porosidad, permeabilidad de la matriz, facies, etc., se pueden utilizar para identificar las mejores zonas de yacimiento y por lo tanto, las mejores áreas de producción asociadas.

Para establecer una mejor relación entre producción y calidad del yacimiento, es importante conocer las variaciones del tipo de roca. Para esto, se aplicó la metodología Winland para clasificar las rocas como una función de su capacidad de flujo.

Se utilizó este método debido a la limitada información de núcleos disponibles. La ecuación Winland es una de las más eficientes para describir el comportamiento del flujo en un sistema de poros de roca. La ecuación se expresa como:

$$\text{Log R35} = 0.732 + 0.588 \log (\text{Kair}) - 0.864 \log (\text{núcleo } \phi)$$

Ecuación 3.3.1. Ecuación Winland. R35 es el radio de la garganta de poro al 35% de saturación de mercurio, Kair es la permeabilidad del aire del núcleo (md) y el núcleo ϕ es la porosidad del núcleo (%).

La ecuación se definió por 300 mediciones del Campo Spindle en Colorado. Winland correlacionó porosidad, permeabilidad y radio de garganta de poro correspondiente a diferentes saturaciones de mercurio; el 35% le dio la mejor correlación.

En el estudio del Campo Cuervito Sur, los núcleos disponibles son limitados, los datos de los pozos Cuervito-1024 y Cuervito-1, que pertenecen a un área cercana a 1.5 km al norte, fueron utilizados. Los datos de porosidad y permeabilidad se calcularon para establecer la clasificación Winland. Los datos del núcleo cayeron en el rango nano-poroso que es común en los yacimientos de arenas compactas.

Para permitir una adecuada clasificación de los tipos de rocas observadas, se hicieron 4 subdivisiones del tipo de roca de nano-poro, para comprender mejor las variaciones de capacidad de fluido de arena QC3A. Esta clasificación en el Campo Cuervito Sur es:

- Nano-alta R35 > 0.04 micras
- Nano-media 0.04 \geq R35 > 0.035 micras
- Nano-baja 0.035 \geq R35 > 0.03 micras
- Nano R35 \leq 0.03 micras

Para llevar a cabo esta clasificación, se han integrado los datos de registro con núcleos y secciones delgadas para ayudar a definir los límites de las rocas de yacimientos contra las rocas que no son de yacimiento. Un punto de corte se estableció para un R35 > 0.03 micras. Los tipos de rocas consideradas como yacimiento se subdividieron en 3 clases: nano-alta, nano-media y nano-baja. Esta última clase se incluye porque la fractura se pondrá en contacto con este tipo de roca, aun cuando cuente con valores de porosidad regulares (6% a 9%) y permeabilidad muy baja (<0.005 md). Las clases de roca nano-alta y nano-media determinarán el comportamiento de la producción del pozo.

La figura 3.3.6 muestra la correlación entre los datos de núcleo y los registros para el pozo objetivo.

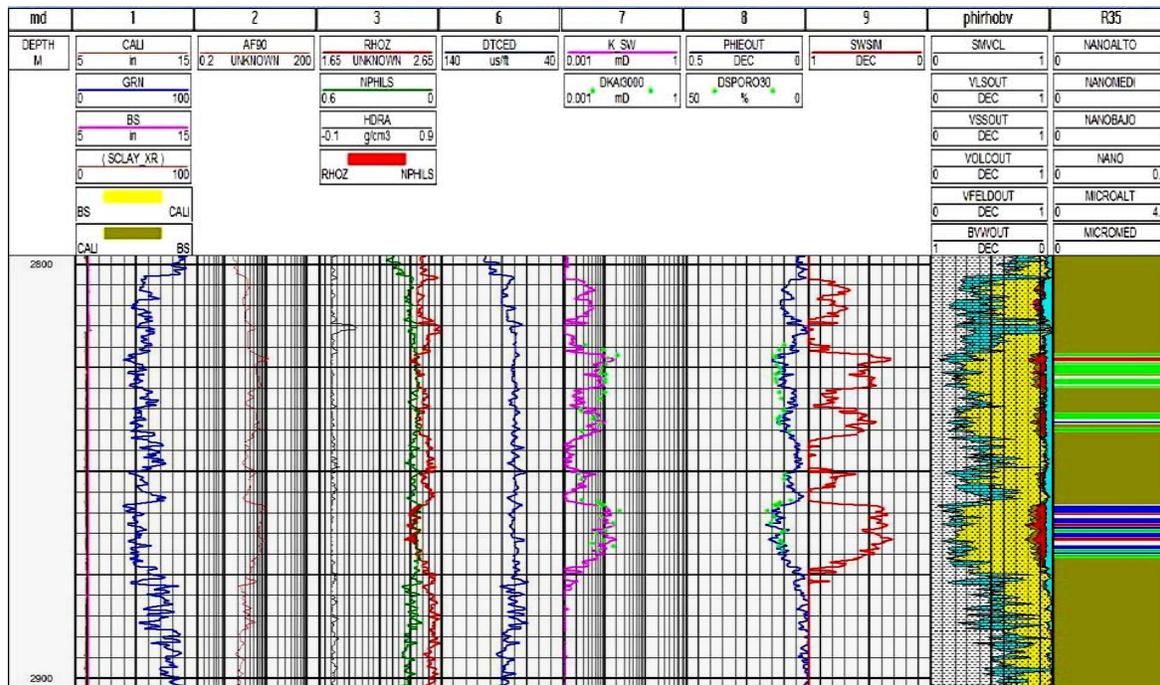


Figura 3.3.6. Evaluación petrofísica para el pozo Cue-1024 (modificado de Brito, et al., 2009).

Las curvas mostradas en la figura son:

- Carril 1: Rayos gamma (azul), caliper (rojo), tamaño de bit (púrpura).
- Carril 2: Resistividad profunda (rojo), resistividad media (azul).
- Carril 3: Densidad (rojo), neutrón (verde), corrección de densidad (negro punteado).
- Carril 6: P-sónico compensado (azul).
- Carril 7: Permeabilidad (magenta).
- Carril 8: Porosidad efectiva (azul).
- Carril 9: Saturación de agua (rojo).
- Carril "phirhobv": varios volúmenes de minerales.
- Carril R35: tipos de rocas: nano-alta (rojo), nano-media (azul), nano-baja (verde claro) y nano (verde oscuro).

Los carriles 7 y 8 muestran cómo los datos de porosidad y permeabilidad de los núcleos se comparan con las curvas calculadas. El último carril muestra los tipos de roca calculados (nano-clases) para este pozo.

- Este análisis es confiable mientras la formación no esté altamente fracturada.
- La productividad del pozo está relacionada con la calidad de la roca y el espesor.
- La técnica Winland ayuda a clasificar el yacimiento QC3A por unidades de flujo.
- Un análisis petrofísico integrado permite mejorar las características y comportamiento del yacimiento QC3A.
- A partir de estas caracterizaciones, una mejor estrategia de explotación puede ser definida para el yacimiento.
- La integración de información (geología, geofísica e información de la producción) nos permite definir una mejor relación entre el análisis de pozo y la producción.

3.4 Arenas Bituminosas

La predicción de las propiedades elásticas como la densidad, velocidades de onda S y P, así como sus relaciones con las propiedades de las rocas tales como la litología, la porosidad o el contenido de líquidos, es muy importante en la caracterización de yacimientos. Este análisis también constituye un paso crítico para diferentes aplicaciones tales como el modelado sísmico.

Las velocidades sísmicas se ven afectadas por la mineralogía, la porosidad, la geometría de los poros y fluido, la tensión efectiva, la cementación y las fracturas. Las ondas S son más lentas que las ondas P, son polarizadas y no se pueden propagar a través de fluidos, haciendo a las ondas convertidas de exploración útiles para discriminación de fluidos y litología, representando la estructura a través de nubes de gas y detección de fractura por análisis de la onda S dividida, entre otras aplicaciones. La densidad aparente de una roca es una función de la porosidad, el tipo de fluido del hidrocarburo, la saturación del agua y la composición mineral. Las secciones cruzadas entre las propiedades de las rocas, la litología y el fluido de poro indican que la densidad a menudo proporciona la mejor diferenciación entre los yacimientos de hidrocarburos y otros tipos de roca/fluido, haciendo estimados precisos de densidad significativos para la caracterización de yacimientos. La densidad también puede ser un indicador acústico importante de la presencia de lutitas, haciéndolo un importante parámetro en el desarrollo de arenas bituminosas donde cálculos precisos de densidad son necesarios para determinar la ubicación de las lutitas en los yacimientos, lo cual puede interferir con el vapor o el proceso de recuperación.

El yacimiento Manitou Lake está en el oeste central de Saskatchewan, a unos 50 km al sureste de la ciudad de Lloydminster (figura 3.4.1). La producción de este campo proviene principalmente de los miembros Colony y Sparky B del grupo Mannville del Cretácico. La acumulación Lloydminster de aceite pesado es la extensión hacia el sur de una secuencia sedimentaria discontinua con alto contenido de bitumen en rocas del Cretácico Inferior, donde también se tienen yacimientos de aceite pesado, que se extiende desde Athabasca a través de Cold Lake hasta Lloydminster. La densidad del aceite pesado en los depósitos de Lloydminster va de 10° a 25° API. El depósito Sparky en el Campo Manitou Lake fue descubierto en 1970 y actualmente hay 159 pozos productores de aceite pesado con una densidad de 15.1° API dentro de un área de 14.41 km². La profundidad media del yacimiento Sparky es de 605 m con una red de pago de 4.05 m. La información de núcleo muestra que la permeabilidad promedio máxima es de 573 md, la porosidad es de 0.16 y la saturación de agua es de 0.3.

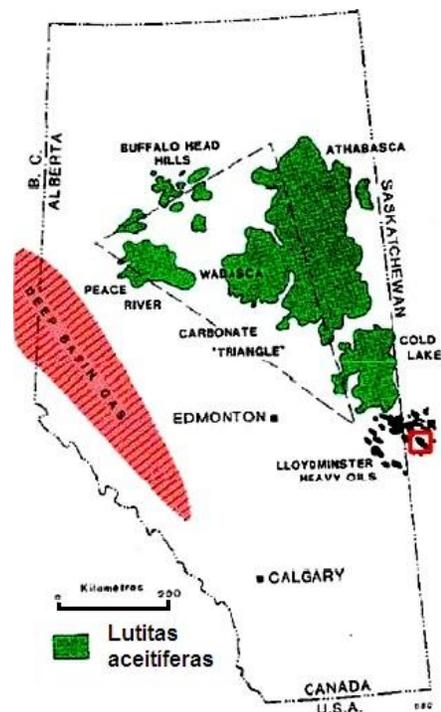
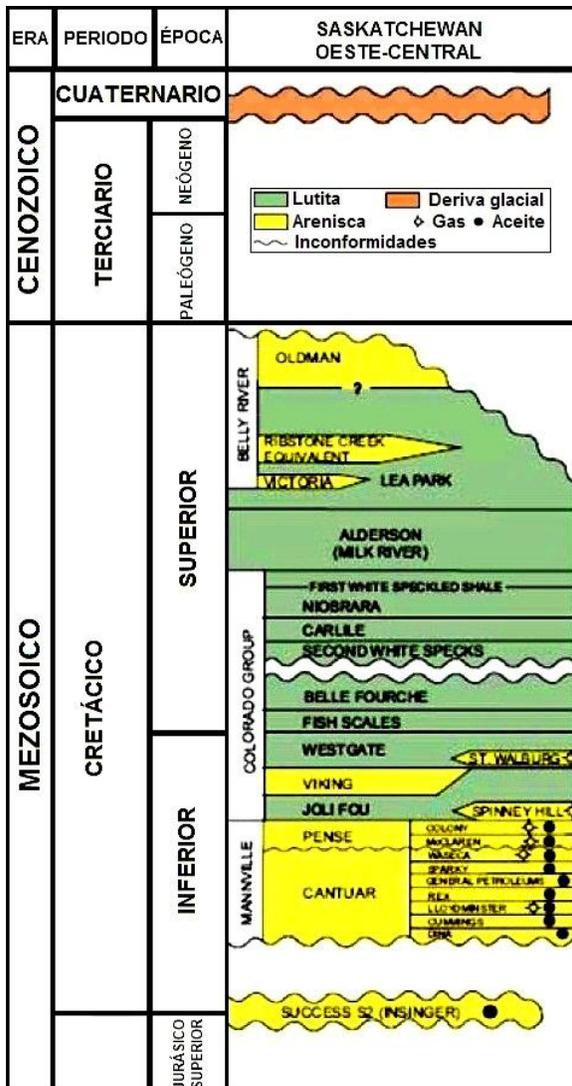


Figura 3.4.1. Localización del campo petrolero Manitou Lake, Saskatchewan (Quijada, et al., 2008).



La geología de la región de Lloydminster es bastante compleja desde las perspectivas deposicional, estructural y económica, debido a las extremas variaciones laterales de facies y a las características asociadas con la disolución de sal (figura 3.4.2). La mayoría de los sedimentos de la zona fueron depositados durante el Cretácico, y la parte superior del grupo Mannville marca una clara separación entre las arenas predominantes en Mannville y las lutitas marinas suprayacentes de los grupos Colorado y Belly River. El grupo Mannville se encuentra en discordancia sobre los estratos del Paleozoico, y su patrón sedimentario consiste de una interacción de agentes marinos, estuarios y fluviales que actúan en un entorno controlado por relieve paleotopográfico y cambios eustáticos y tectónicos ocasionando cambios en el nivel del mar. El espesor de los sedimentos Mannville depositados en el área fue controlado en gran medida, por el relieve de la discordancia en el pre-Cretácico.

Figura 3.4.2. Columna estratigráfica para el oeste central de Saskatchewan (modificado de Quijada, et al., 2008).

El miembro Sparky concordantemente se superpone al intervalo donde se encuentra el petróleo y está cubierto por un marcador regional de carbón. Se agrupa de manera informal en Mannville medio, que está dominado por el desarrollo de una secuencia de areniscas, con estrechos canales de areniscas y lutitas. Estas unidades han sido interpretadas como facies de delta-frontal asociadas con mareas planas, mareas de canal y ambientes de playa. Las capas de areniscas en Sparky en su conjunto son de 6 a 9 m de espesor, y se pueden seguir lateralmente por varios kilómetros; sin embargo, con frecuencia se interrumpen por depósitos gruesos en forma de lentes o acuñamientos de arenisca. El miembro Colony se compone de lutitas, limolitas, areniscas y carbones. La deposición de este miembro se produjo en un extenso complejo de un río anastomosado en el que se depositaron areniscas de canal, cubiertas por limolitas, lutitas, carbones y delgadas capas de areniscas. Tres facies distintas han sido interpretadas en el miembro Colony: los humedales del canal, los de depósitos de desborde y los inter-canales. Dentro del área de estudio, las rocas del yacimiento están representadas por las facies de canal.

Las lutitas marinas de la Formación Joli Fou discordantemente se superponen al miembro

Colony, lo que representa la unidad basal del grupo Colorado. Este grupo está dominado por lutitas marinas que encajonan a areniscas finas, pero extensas, como las formaciones Viking, Dunvegan y Cardium, que actúan como yacimientos de petróleo importantes en otras áreas. Dentro del grupo Colorado, First and Second White Speckled Shales, Fish Scales Zone y la lutita en la base de la Formación Shaftesbury son más radiactivas que las lutitas suprayacentes y subyacentes, tienen un alto contenido de TOC y tienen un considerable potencial de generación de hidrocarburos. Un intervalo como The Second White Speckled Shale es potencialmente una roca generadora y de yacimiento para hidrocarburos. La distribución del aceite y la calidad parecen ser controladas por la hidrología del cuerpo del yacimiento.

Los datos disponibles en el yacimiento Manitou Lake incluyen un conjunto de registros a partir de 3 pozos, así como un estudio de Sísmica Tridimensional Multicomponente (3D-3C) en la zona. Un conjunto de registros de rayos gamma (GR), caliper (HCAL), potencial espontáneo (SP), densidad (RHOB), neutrón (NPHI) y porosidad-densidad (DPHI) para la matriz de la arenisca, y resistividad somera (RXOZ), media (AHF30) y profunda (AHF60) estaban disponibles para cada pozo.

Un estudio sísmico fue adquirido para Calroc Energy S.A. por Kinetex S.A. en febrero de 2005, que consta de 21 líneas receptoras sur-norte y 18 líneas fuente oeste-este, con 200 m de espacio entre líneas y espaciamiento de 50 m de la estación. Los objetivos de exploración de este estudio fueron evaluar los canales de arena dentro de los miembros Colony y Sparky del grupo Mannville, que en la actualidad están produciendo petróleo en la zona. Los datos multi-componentes fueron adquiridos en un intento de delinear mejor los canales de arena del yacimiento.

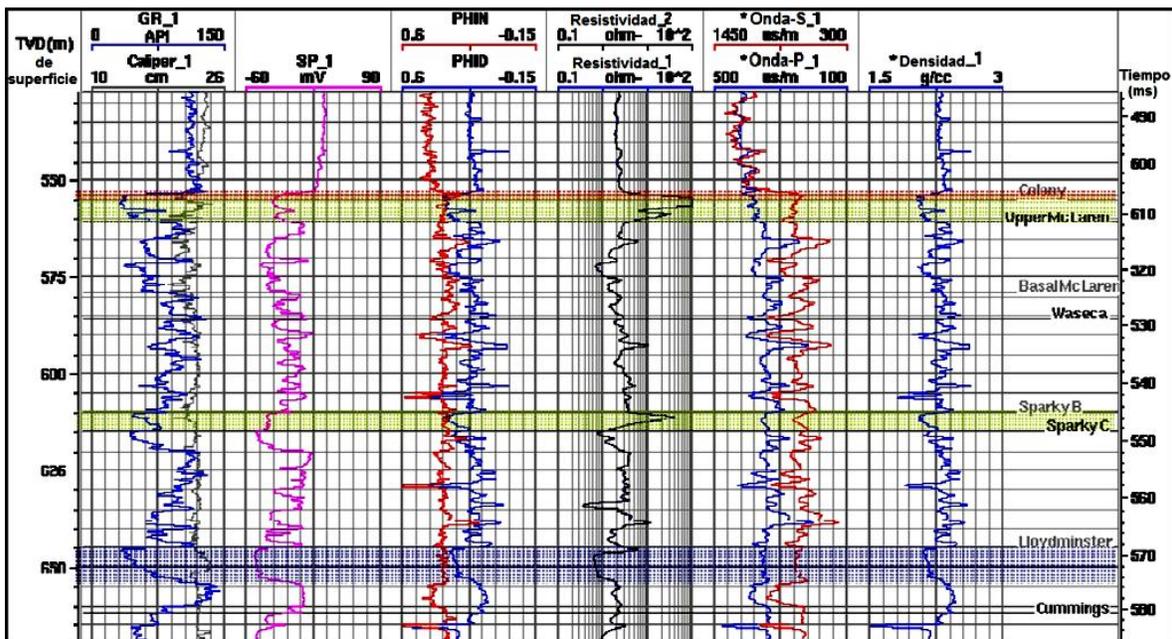


Figura 3.4.3. Conjunto de registros del pozo A11-17. El gas es indicado por un resaltado con color rojo, aceite con verde y agua con azul (Quijada, et al., 2008).

La figura 3.4.3 muestra los registros del pozo A11-17 sobre el intervalo de interés. Nótese la fuerte disminución de los registros GR y SP en la parte superior de las arenas Colony, lo que indica el cambio de las lutitas del grupo Colorado al grupo predominantemente arenoso Mannville. En esta interfaz el registro de densidad disminuye, la onda P muestra casi ningún cambio y la velocidad de onda S muestra un aumento muy significativo de 800 m/s en las lutitas a 1300 m/s en las arenas. Altos valores de resistividad en los miembros Colony y Sparky indican hidrocarburos, mientras que el cruce entre los registros de densidad y porosidad neutrón en las arenas Colony sugiere gas. Varias capas de carbón pueden interpretarse en el área, basado en los valores de densidad más bajos, entre 1.6 y 1.7 g/cm³.

Nótese que los registros de densidad y velocidad parecen estar anti-correlacionados en algunas áreas, especialmente en la parte superior de Mannville, donde hay una disminución significativa en la densidad y un ligero aumento en la velocidad. Este aumento en la velocidad es especialmente evidente en el caso de la onda S en el pozo A11-17 (figura 3.4.3). El área con valores más altos de GR, entre 300 y 400 m, está probablemente relacionado con las lutitas más radiactivas de las formaciones First and Second White Speckled, y la Fish Scales Zone, que tienen un considerable potencial de generación de hidrocarburos.

3.5 Metano en Carbón

La Cuenca Raton (figura 3.5.1) se localiza en el sur de las Montañas Rocallosas, E.U. Se formó durante fines del Cretácico y principios del Terciario. El levantamiento Laramide produjo la erosión de las Montañas Rocallosas y la creación de una cuña de sedimentación fluvio-deltaica que prograda hacia el este, incluyendo la sedimentación de numerosas capas de carbón. La cuenca de 5,700 km² contiene 2 sistemas de yacimientos de carbón: el objetivo de producción primario son las capas de la Formación Vermejo, a una profundidad promedio de 610 m y las capas de la Formación Raton sobreyacente, que constituyen el objetivo secundario. Los mantos y diques ígneos del Terciario de la secuencia Spanish Peaks han alterado las capas de carbón localmente.

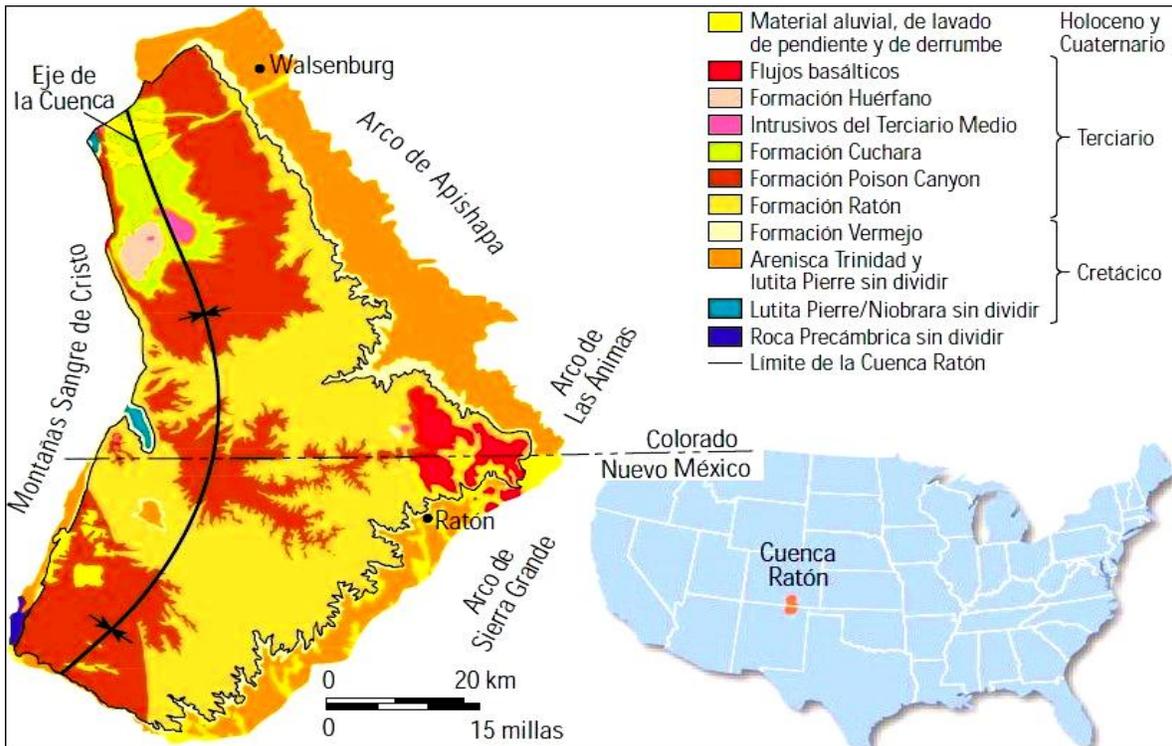


Figura 3.5.1. Geología de superficie de la Cuenca Raton (modificado de Anderson, et al., 2003).

Las capas de carbón de la Formación Vermejo son moderadamente continuas porque fueron depositadas en pantanos y en planicies de inundación, dentro de una planicie deltaica dominada por un ambiente fluvial. Estas capas alcanzan un espesor combinado de hasta 12 m y promedian 6 m de espesor combinado, con un espesor de capa individual medio de 0.8 m en un intervalo total de 84 m. Por el contrario, las capas de carbón en la Formación Raton son más delgadas y menos continuas porque su sedimentación correspondió a depósitos de desborde en los ambientes de pantanos fluviales asociados con sistemas de ríos meandrosos. Las capas de carbón Raton pueden superar los 23 m de espesor total, pero las capas individuales poseen un espesor medio de 0.5 m.

Durante el Mioceno, la cuenca fue intrusionada por un complejo ígneo llamado Spanish Peaks. La actividad ígnea formó una compleja red de diques, mantos y fracturas que han

incidido en las características del yacimiento, tanto de las capas de carbón como de las areniscas. El sepultamiento producido a mediados del Terciario y el levantamiento y la erosión de fines del Terciario, ocurridos en la porción sur de la cuenca, sumados a las intrusiones de fines del Terciario con el calentamiento asociado, hicieron que cayera la presión de fluido total en la cuenca. Esta complicada historia geológica ha dificultado el conocimiento y el desarrollo de la cuenca.

Con operaciones de yacimientos de CBM en varias cuencas de E.U. y más de 54,400 millones de m³ (1.9 Tpc) de reservas de CBM, la empresa El Paso Production Corporation ha estudiado la Cuenca Ratón desde 1989; esta compañía perforó más de 350 pozos y recuperó más de 12,800 m de núcleos de diámetro completo en la cuenca, lo que convierte a estos carbones en algunos de los yacimientos de CBM más estudiados de la industria. Grandes cantidades de datos litológicos, de contenido de gas e isotérmicos, obtenidos de núcleos extraídos de las áreas de El Paso, han sido examinadas y utilizadas para modelar los yacimientos de CBM. Estos datos también fueron esenciales para la calibración de las técnicas de interpretación de registros, incluyendo los cómputos del Análisis Elemental de Registros *ELANPlus*. Desde el 2001, la compañía El Paso ha obtenido datos *Platform Express* y *ECS* en 290 pozos y datos de la herramienta de generación de Imágenes Sónica Dipolar (*DSI* por sus siglas en inglés) y la herramienta de generación de Imágenes Microeléctricas de Cobertura Total (*FMI* por sus siglas en inglés) en pozos con ubicaciones estratégicas en el Rancho del Parque Vermejo. Se han utilizado imágenes de pared del pozo, junto con datos de afloramientos y núcleos, en un esfuerzo general de modelado de los sistemas de fracturas de la cuenca.

A pesar de contar con una gran base de datos, la Cuenca Ratón sigue siendo un área de operación desafiante debido a varios factores. En primer lugar, los valores de contenido de gas en las capas de carbón de las Formaciones Vermejo y Ratón varían en toda la cuenca oscilando entre 1.56 m³/ton y 12.48 m³/ton (50 pc/ton y 400 pc/ton), según el análisis *in situ*. Las capas de carbón más profundas de la Formación Vermejo se encuentran saturadas de gas y se prestan a técnicas de interpretación basadas en registros. No obstante, las capas de carbón más someras de la Formación Vermejo y muchos carbones de la Formación Ratón se encuentran sub-saturados en diverso grado porque han sido afectados por la compleja historia de sepultamiento, termal, de presión e hidrológica de la cuenca. En consecuencia, las variaciones de la saturación del gas respecto de la isoterma complican los esfuerzos de modelado del potencial productivo de las capas de carbón y dificultan aún más el cálculo de los perfiles de contenido y saturación de gas, basado en registros.

Otro factor es que las intrusiones ígneas con alto flujo térmico alteraron el rango y la permeabilidad de las diaclasas y fracturas en las capas de carbón. La alteración del carbón a un mayor rango afecta directamente su productividad. Los cuerpos intrusivos modificaron el carbón bituminoso convirtiéndolo en carbón de mayor rango, de manera que el impacto sobre el contenido de gas es inconsistente y aún impredecible.

El conocimiento que se tiene de los yacimientos y la cuenca en su totalidad han permitido mejorar los modelos y adoptar estrategias de perforación, terminación, estimulación y producción que maximicen la explotación segura desde el punto de vista ambiental. La compañía El Paso perfora los pozos de CBM de la Cuenca Ratón utilizando aire como

fluido de perforación, minimizando así el daño de los sistemas de diaclasas y fracturas naturales en las capas de carbón. La adquisición de registros con herramientas operadas a cable se realiza con aire en el pozo, adquiriendo datos de neutrones epitermales en combinación con la herramienta *Platform Express*.

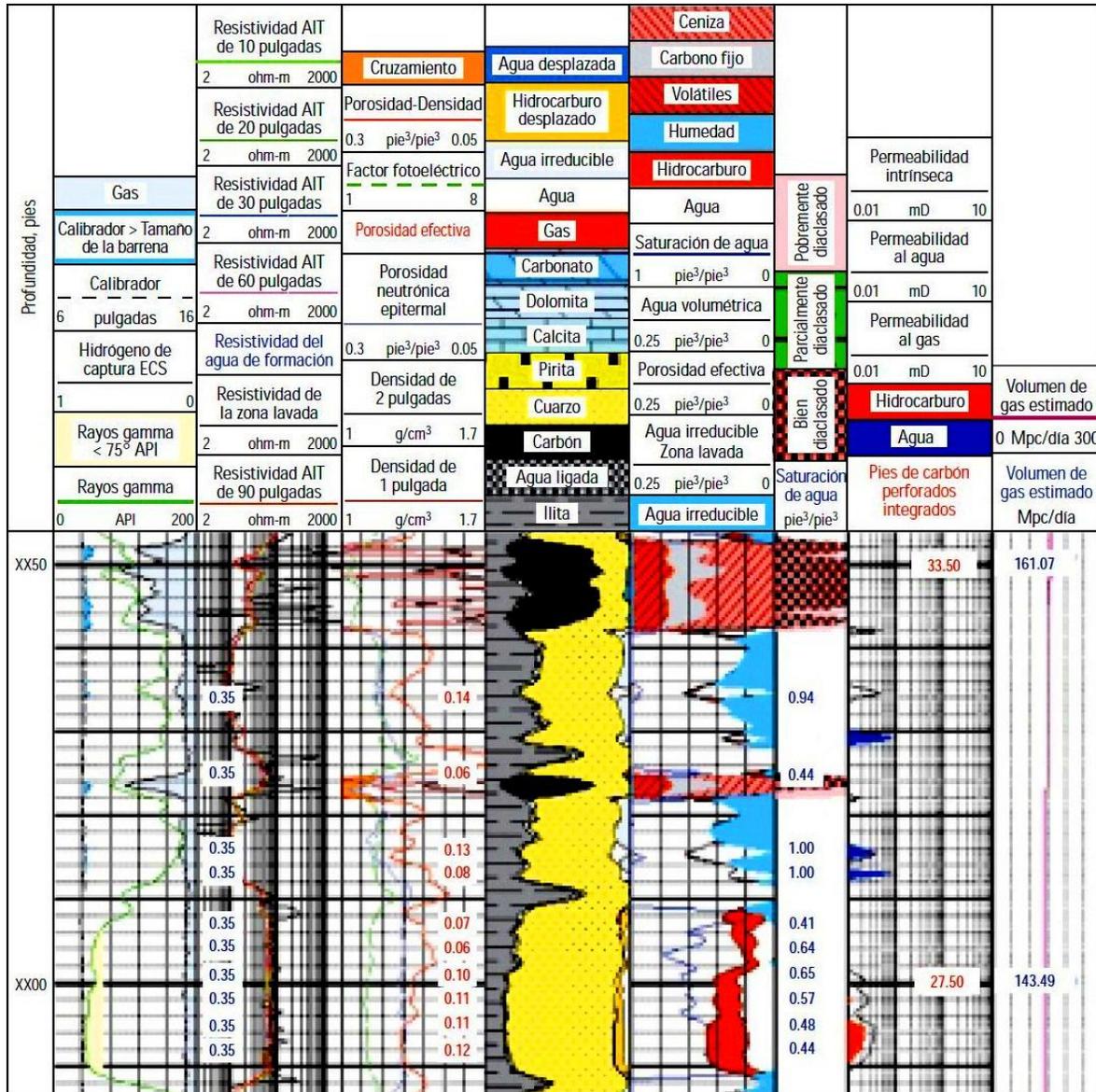


Figura 3.5.2. Registros de la Cuenca Ratón. Con datos de las herramientas de *ECS* y *Platform Express* se procesa un análisis *ELANPlus*. El análisis preliminar de las principales fracciones (carril 5) y el análisis de diaclasas dan información sobre la calidad del carbón. La compañía El Paso también utiliza el procesamiento *ELANPlus* para el cálculo de reservas en las areniscas y limolitas adyacentes (Anderson, et al., 2003).

La herramienta *Platform Express* ha sido diseñada para minimizar los efectos adversos de la rugosidad del pozo sobre las mediciones de densidad, comúnmente observados en las capas de carbón y en los pozos llenos de aire. La litología detallada tanto de las capas de carbón como de la arenisca gasífera adyacente, de baja permeabilidad, se procesa utilizando la herramienta *ECS* y el procesamiento *SpectroLith* y *ELANPlus*.

También se realiza en las capas de carbón el análisis preliminar de las principales fracciones basado en registros para determinar los porcentajes de materia volátil, Carbono fijo, humedad y ceniza, a partir del referenciamiento con datos de núcleos voluminosos. Con base en estos porcentajes, se puede calcular el rango del carbón y el volumen de gas adsorbido. Por otra parte, los registros (figura 3.5.2) proporcionan una estimación cualitativa del grado de desarrollo de diaclasas.

La herramienta *DSI* también proporciona información útil sobre fracturas y campos de esfuerzos locales, a través de la medición de la anisotropía de las ondas S. La anisotropía hace que las ondas S se dividan en 2 componentes; una polarizada a lo largo de la dirección de la velocidad máxima y la otra, a lo largo de la dirección de la velocidad mínima. Con 2 transmisores y 2 juegos de receptores orientados en sentido perpendicular entre sí, la herramienta *DSI* mide las formas de onda de las líneas paralelas a la dirección de adquisición (in-lines) provenientes de los receptores orientados en el mismo azimut que el transmisor y las formas de onda de las líneas perpendiculares a la dirección de adquisición (cross-lines) provenientes de los receptores orientados a 90° con respecto al transmisor.

Durante la medición con la herramienta *DSI*, no hay forma de conocer cómo están orientadas las señales con respecto a la anisotropía. Sin embargo, con las formas de onda de las in-lines y cross-lines, es posible realizar una rotación matemática para hallar el azimut de la onda S rápida y determinar las velocidades tanto de las ondas S rápidas como de las ondas S lentas. Esta rotación se basa en el hecho de que las formas de onda de las cross-lines deberían desaparecer cuando el eje de medición está alineado con el eje de anisotropía. El procesamiento también calcula la energía de las formas de onda de las cross-lines, como porcentaje de la energía de formas de onda total. Cuando los 2 ejes están alineados, el resultado se conoce como energía mínima y equivale a cero si el modelo de rotación es correcto. La energía máxima es la energía a 90°. La diferencia entre la energía mínima y la máxima se conoce como anisotropía de energía y es la medida principal de la anisotropía derivada de los datos *DSI*.

La historia politectónica de la Cuenca Ratón ha introducido otras complicaciones; como los cambios de compresión a tensión producidos en los esfuerzos regionales durante fines del Terciario, cuya causa podría ser la fractura (rifting) de Río Grande al oeste, tienen importantes implicaciones para el desarrollo de campos petroleros, especialmente en términos de emplazamiento de pozos y prácticas de estimulación. Antes de que la compañía El Paso adquiriera datos de registros clave, la dirección del esfuerzo principal máximo de la Cuenca Ratón se consideraba este-oeste, lo que resultaba compatible con un modelo de cuenca compresiva. Las imágenes *FMI* y los datos de anisotropía *DSI* demostraron que la dirección del esfuerzo principal máximo es norte-sur. Este cambio tiene grandes implicaciones para la planeación del desarrollo de campos petroleros y los tratamientos de estimulación de pozos. La estimulación de las fracturas tenderá a propagarse en esta dirección norte-sur y, dado un sistema de fracturas naturales abiertas en dirección este-oeste en rocas de la edad Laramide, se anticipan geometrías de formas de drenaje óptimas. En consecuencia, donde resulta posible, los pozos de desarrollo no se emplazan exactamente en sentido norte-sur o este-oeste entre sí; esto maximiza las áreas de drenaje y la recuperación de gas finales.

La compañía El Paso está evaluando 2 tratamientos distintos de estimulación por fracturamiento hidráulico en la Cuenca Ratón. El primero es utilizando un fluido de fracturamiento con base en borato con bajo contenido de polímeros y mayores concentraciones de apuntalante; se aplica utilizando tubería flexible y empacadores de intervalo. Esta técnica ha resultado de utilidad en pozos donde se identificaron entre 6 y 8 niveles de capas de carbón diferentes para la estimulación. Estos fluidos a base de polímeros resultaron más exitosos en áreas que inicialmente producen grandes cantidades de agua y donde el daño de los sistemas de diaclasas y fracturas no tiene gran importancia. Sin embargo, en las áreas donde las capas de carbón producen inicialmente bajos volúmenes de agua, es probable que se deteriore la permeabilidad al gas dentro de las diaclasas y las fracturas utilizando líquidos a base de polímeros. En estas áreas, se utiliza una segunda técnica de bombeo de nitrógeno energizado por la tubería de revestimiento para fracturar hidráulicamente las capas de carbón y colocar menores concentraciones de apuntalante.

A continuación se muestra otro ejemplo de un registro de carbón. La figura 3.5.3 muestra un registro a través de varias capas de carbón. El registro de combinación cuádruple consiste de 3 herramientas de porosidad y un dispositivo de medición de resistividad.

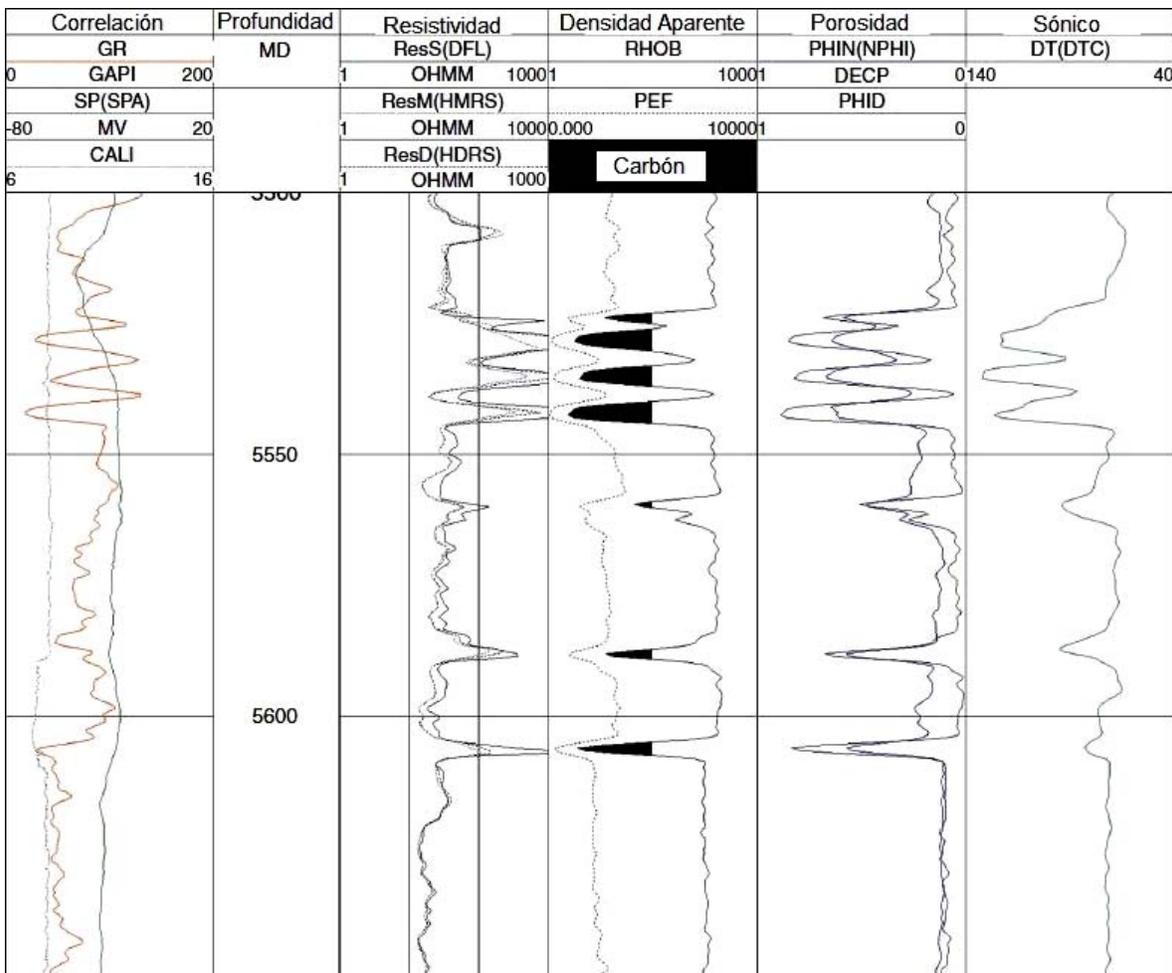


Figura 3.5.3. Registros de combinación cuádruple de Carbón (Rogers, 2007).

3.6 Hidratos de Metano

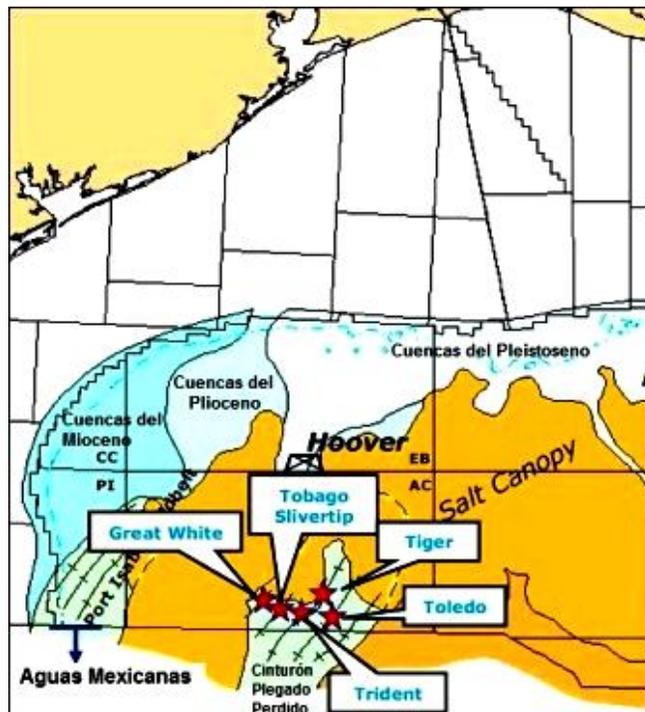
El relleno de poros de hidratos de metano se encuentra en los primeros 20 m de una arenisca de 100 m de espesor durante la perforación del bloque de Chevron Alaminos Canyon (AC) 818 en el pozo #1 Tiger Shark en aguas profundas. La adquisición de datos de pozo y asociados se han diseñado para la evaluación de un prospecto más profundo de petróleo. Sin embargo, la ocurrencia del hidrato AC 818 proporciona documentación única de la presencia de relleno de poros de hidratos de metano en un depósito de arena poroso, permeable, el efecto de los hidratos en las propiedades petrofísicas y la firma de los hidratos en datos sísmicos 3D.

El pozo AC 818 se encuentra en el Cinturón Plegado Perdido al suroeste del Golfo de México, a unos 322 km al sur de Galveston, Texas (figura 3.6.1). El Cinturón Plegado Perdido es una serie de pliegues de caja con tendencia al suroeste. La mayoría de los pliegues se encuentran por debajo del escarpe de sal Sigsbee, pero varios de los pliegues más al suroeste se encuentran por fuera de la sal. Descubrimientos de petróleo y gas en las formaciones del Eoceno Wilcox y del Oligoceno Frio están siendo desarrollados comercialmente en los Campos Great White (AC 857), Silvertip (AC 815) y Tobago (AC 859). Descubrimientos adicionales, aún no desarrollados comercialmente, se han realizado en los prospectos de Tiger Shark (AC 818) y Trident (AC 903).

La formación de los pliegues en el Cinturón Plegado Perdido se produjeron principalmente en los primeros tiempos del Oligoceno y los estratos de la edad del Mesozoico hasta el Oligoceno fueron sujetos a deformación compresional extensiva.

Figura 3.6.1. Mapa con la ubicación del Cinturón Plegado Perdido y descubrimientos de petróleo y gas del Eoceno-Oligoceno (Latham, et al., 2008).

El pozo AC 818 #1 fue un pozo de exploración dirigido a las arenas Wilcox del Eoceno y Paleoceno. Los datos sísmicos indicaron un reflector anormalmente fuerte alrededor de 460 m por debajo del fondo del mar (mbsf por sus siglas en inglés), que fue interpretado para aproximar la profundidad de: las arenas del Oligoceno Frio, un yacimiento secundario de petróleo y gas y la base de la zona de estabilidad del hidrato de metano (GHSZ por sus siglas en inglés). Durante la perforación de este pozo, la arena de Frio se encontró por primera vez como se esperaba a una profundidad de 3,212 m bajo el nivel del mar (mbsl por sus siglas en inglés), en cuyo momento un flujo de retorno ("golpe") de 246 bbl de fluido de perforación se observaron. El peso del fluido de



perforación se incrementó de 8.7 hasta 9.1 ppg con el fin de controlar el flujo. Los datos de registro de lodo por encima de la arena de Frio habían indicado menos de 50 unidades (1% de gas en el aire), y por debajo de 3,212 mbsl, el contenido de gas en el registro de lodo aumentó a 500-1000 unidades (10-20%) y se mantuvo a una profundidad de 3,225 mbsl. Por debajo de esta profundidad, el contenido de gas disminuyó constantemente de alrededor de 5% inmediatamente por debajo del hidrato a 2% en la base de la arena de Frio a 3,304 mbsl. El contenido de gas luego regresó a niveles bajos (en o por debajo del 1% tanto en intervalos de arena como de lutita) a 3,475 mbsl. Para determinar la naturaleza de este evento sísmico, un conjunto completo de registros de pozos han sido adquiridos a través de este intervalo somero. Este fue el primer conjunto completo de registros de pozos de alta calidad desde dentro de la zona de estabilidad del hidrato de metano en el Golfo de México.

En el pozo AC 818 la profundidad del agua es de 2,744 m. En el área del bloque Alaminos Canyon 818, el plegamiento de compresión a finales del Oligoceno levantó una de las arenas del Oligoceno Frio alrededor de 460 m del fondo marino, colocándolo en parte dentro de la zona de estabilidad del hidrato (figura 3.6.2). Los núcleos de pared lateral tomados del pozo AC 818 muestran que la arena de Frio que contiene al hidrato es litarenita volcanogénica pobremente consolidada que contiene abundantes fragmentos de vidrio volcánico, feldespato y fragmentos de roca (figura 3.6.3). Los fragmentos de vidrio fresco, no redondeados indican un componente importante de caída de aire volcánico que debe haber sido mínimamente modificado. La erosión debida a la elevación estructural ha eliminado la parte superior de la unidad de arena; el espesor conservado es de 96 m pero el espesor original es desconocido.

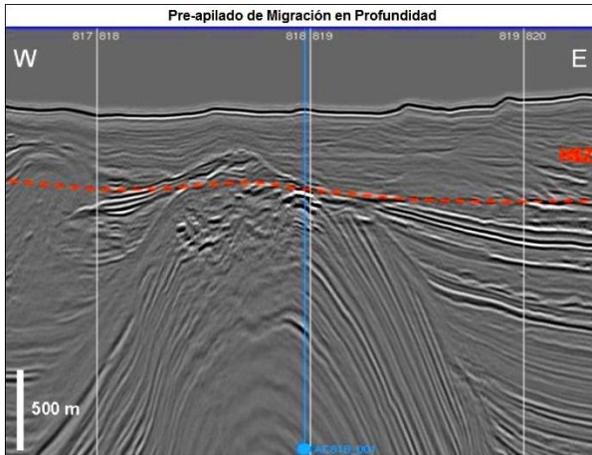
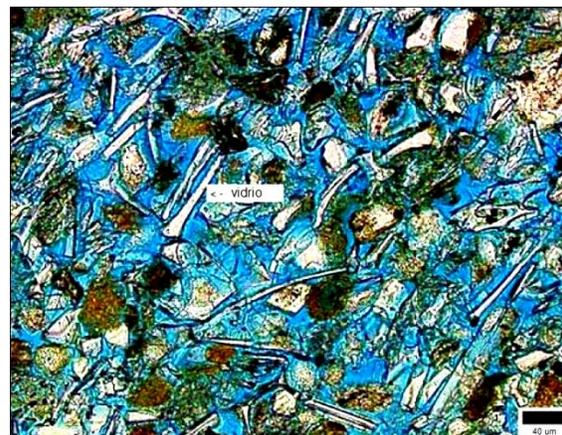


Figura 3.6.2. Línea sísmica regional mostrando el pliegue Perdido perforado por el pozo AC818#1 (línea azul). La base interpretada de la GHSZ es la línea roja. Puntos brillantes se producen por debajo de la base de la GHSZ. Los límites de bloques costa afuera (líneas blancas) son de unos 5 km de distancia. (Latham, et al., 2008).

Figura 3.6.3. Microfotografía de un núcleo de pared lateral de arena de Frio del pozo AC 818 en el intervalo del hidrato. La arena es porosa, pobremente consolidada. (Latham, et al., 2008).



La superficie discordante que recubre la arena de Frío tiene una geometría de cierre en 4 direcciones (figura 3.6.4) y está cubierta por una sección del Plio-Pleistoceno dominada por lodolita. Tres de los componentes necesarios para la acumulación de hidrocarburos (depósito, trampa y sello) están por lo tanto presentes. La fuente del metano que forma el depósito AC 818 de hidratos no se ha identificado positivamente, pero parece probable que sea la acumulación de aceite y gas descubierto por el pozo AC 818 en arenas del Eoceno aproximadamente 600 metros más profundo. Los datos sísmicos indican una red de pequeñas fallas normales que conectan las arenas del Eoceno con el depósito de Frío; estas fallas podrían haber actuado como conductos para el metano. No hay BSR's evidentes en esta área por lo que la base de la GHSZ se infiere por las ocurrencias más altas de "puntos brillantes", causadas por el contraste de baja velocidad debido a una pequeña cantidad de gas libre atrapado debajo de la GHSZ. La carga de gas se indica en los datos sísmicos por los efectos de gas, tales como eventos de puntos brillantes de alta amplitud particularmente concentrados en la cresta del anticlinal y, además, por absorción o la pérdida de contenido de alta frecuencia, al oeste de la estructura.

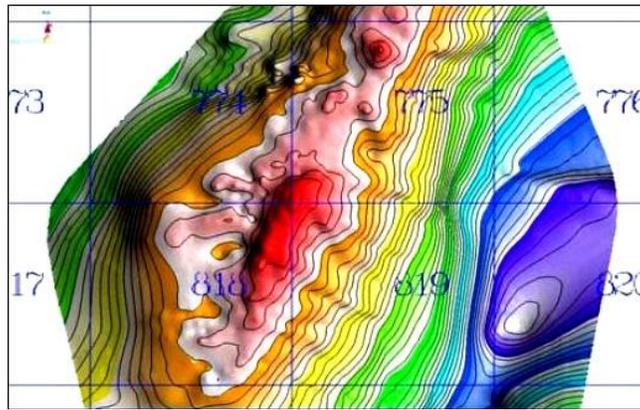


Figura 3.6.4. Mapa de estructuras de contorno en la discordancia del post-Oligoceno. El intervalo de contorno es de 61 m. Los cuadrados azules son bloques de la plataforma continental exterior federal (OCS por sus siglas en inglés) de 4.8 km x 4.8 km (Latham, et al., 2008).

Las propiedades petrofísicas de la arena de Frío portadora de hidrato se resumen a continuación. A los efectos de la comprensión de la respuesta sísmica, las litologías relevantes son la lutita del Plio-Pleistoceno que cubren la arena de Frío, la porción portadora de hidratos de la arena de Frío, y la porción subyacente saturada de salmuera de la arena de Frío. La lutita del Plio-Pleistoceno en discordancia que recubre el Frío es una capa masiva de alrededor de 60 m de espesor. Sus propiedades petrofísicas no son inusuales para una lodolita no consolidada. Su V_p es de unos 1800 m/s, y su V_s es de unos 565 m/s, dando un coeficiente de Poisson de 0.44. La densidad es de 1.87 g/cm^3 .

La arena de Frío portadora de hidrato es una roca de alta impedancia, con bajo coeficiente de Poisson. Su V_p es de unos 2700 m/s, y su V_s promedia 1200 m/s, dando un coeficiente de Poisson de 0.3. La densidad es de 1.85 g/cm^3 a 1.89 g/cm^3 , aproximadamente la misma que la lutita suprayacente (figura 3.6.5). La arena con hidrato tiene una anormal alta resistividad, 20 a 40 ohm-m, en comparación con 1 ohm-m para la arena con salmuera. Las propiedades de la arena saturada de hidrato son bastante diferentes de las propiedades esperadas de arena saturada de gas libre de litología similar. Alta resistividad se esperaría

en ambos casos, pero comparada a la arena en salmuera, la arena de gas libre tendría menor densidad, Vp mucho más baja y alrededor de la misma Vs. En comparación con la arena en salmuera, la arena portadora del hidrato de metano tiene aproximadamente la misma densidad, y velocidades Vp y Vs mucho más altas.

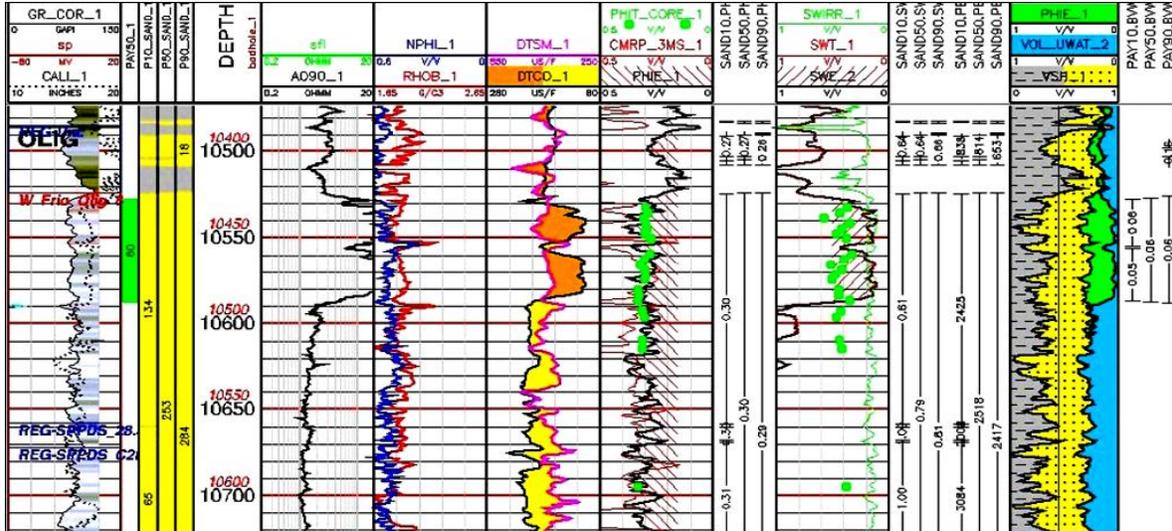


Figura 3.6.5. Registros de la arena de Frío. (Latham, et al., 2008).

El espesor total de la arena se extiende por debajo del fondo de la figura 3.6.5. Las curvas principales son: rayos gamma (GR_COR_1), resistividad (sfl), porosidad neutrón (NPHI_1), densidad aparente (RHOB_1), Vs (DTSM_1), Vp (DTCO_1) y registro de porosidad (PHIE_1). El último carril indica los volúmenes relativos de la lutita (gris), arena (amarillo), el espacio de poro lleno de hidrato (verde) y el espacio de poro lleno de salmuera (azul). La zona de hidratos se caracteriza por alta resistividad y alta velocidad, pero la densidad es esencialmente la misma que para la arena en salmuera debajo

La arena en salmuera que constituye la mayor parte del espesor del depósito de Frío tiene una impedancia muy baja y alto coeficiente de Poisson. Su Vp es de unos 1500 m/s a 1700 m/s y su Vs es de alrededor de 500 m/s, dando un coeficiente de Poisson de 0.4. La densidad es de 1.87 g/cm³, esencialmente la misma que la arena con hidrato. El fluido de poro dominante en la parte más profunda de la arena es salmuera, pero la anómalamente lenta Vp, sólo ligeramente más rápida que la velocidad del agua de mar, puede indicar la presencia de baja saturación, o gas "burbujeante". La interpretación de gas de baja saturación puede ser corroborada por la respuesta sísmica.

3.7 Respuesta de Registros Geofísicos de Pozos en Yacimientos de Hidrocarburos No Convencionales

A continuación se muestran las respuestas más comunes para los tipos de yacimientos de hidrocarburos no convencionales. Las respuestas pueden variar en gran manera debido a las características muy particulares de cada tipo de yacimiento (lutitas gasíferas – figura 3.7.1, lutitas aceitíferas – figura 3.7.2, arenas compactas – figura 3.7.3, arenas bituminosas – figura 3.7.4, metano en carbón – figura 3.7.5 e hidratos de metano – figura 3.7.6); dichas características hacen que estos yacimientos sean variables. Se aclara que esto no es una regla para cada uno de estos yacimientos sino una posible respuesta en los registros mencionados a continuación.

Lutitas Gasíferas										
Registro	Rayos Gamma	Resistividad (Δt)	Potencial Natural (SP)	Sónico (DT)	Neutrón (ϕN)	Densidad (pb)	Permeabilidad	TOC	Gas Libre	SW
Unidades	API	ohm*m	mV	$\mu s/ft - \%$	%	gr/cm ³	mD	%	pc/ton	%
Respuesta	Aumenta	Aumenta	Aumenta	Aumenta	Aumenta	Disminuye	Aumenta	Aumenta	Aumenta	Disminuye
Dirección de la respuesta										

Figura 3.7.1. Tendencia de la respuesta de los registros para lutitas gasíferas.

Lutitas Aceitíferas									
Registro	Rayos Gamma	Resistividad (Δt)	Potencial Natural (SP)	Sónico	Neutrón (ϕN)	Densidad (pb)	Permeabilidad	TOC	Gas Libre
Unidades	API	ohm*m	mV	$\mu s/ft - \%$	%	gr/cm ³	mD	%	pc/ton
Respuesta	Aumenta	Aumenta	-	Aumenta	Aumenta	Disminuye	-	Aumenta	-
Dirección de la respuesta									

Figura 3.7.2. Tendencia de la respuesta de los registros para lutitas aceitíferas.

Arenas Compactas										
Registro	Rayos Gamma	Resistividad (Δt)	Potencial Natural (SP)	Sónico	Neutrón (ϕN)	Densidad (pb)	Permeabilidad	TOC	Gas Libre	SW
Unidades	API	ohm*m	mV	$\mu s/ft - \%$	%	gr/cm ³	mD	%	pc/ton	%
Respuesta	Aumenta	Aumenta	-	Disminuye	Disminuye	Aumenta	Aumenta	-	-	Disminuye
Dirección de la respuesta										

Figura 3.7.3. Tendencia de la respuesta de los registros para arenas compactas.

Arenas Bituminosas									
Registro	Rayos Gamma	Resistividad (Δt)	Potencial Natural (SP)	Sónico	Neutrón (ϕN)	Densidad (pb)	Permeabilidad	TOC	Gas Libre
Unidades	API	ohm*m	mV	$\mu s/ft - \%$	%	gr/cm ³	mD	%	pc/ton
Respuesta	Disminuye	Aumenta	Disminuye	Aumenta	Disminuye	Disminuye	-	-	-
Dirección de la respuesta									

Figura 3.7.4. Tendencia de la respuesta de los registros para arenas bituminosas.

Metano en Carbón									
Registro	Rayos Gamma	Resistividad (Δt)	Potencial Natural (SP)	Sónico	Neutrón (ϕN)	Densidad (pb)	Permeabilidad	TOC	Gas Libre
Unidades	API	ohm*m	mV	$\mu s/ft - \%$	%	gr/cm ³	mD	%	pc/ton
Respuesta	Disminuye	Aumenta	Aumenta	Aumenta	Aumenta	Disminuye	Aumenta	-	-
Dirección de la respuesta									

Figura 3.7.5. Tendencia de la respuesta de los registros para metano en carbón.

Hidratos de Metano									
Registro	Rayos Gamma	Resistividad (Δt)	Potencial Natural (SP)	Sónico	Neutrón (ϕN)	Densidad (pb)	Permeabilidad	TOC	Gas Libre
Unidades	API	ohm*m	mV	$\mu s/ft - \%$	%	gr/cm ³	mD	%	pc/ton
Respuesta	Disminuye	Aumenta	-	Aumenta	Aumenta	Disminuye	Aumenta	-	Aumenta
Dirección de la respuesta									

Figura 3.7.6. Tendencia de la respuesta de los registros para hidratos de metano.

4. EJEMPLOS DE YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES

4.1 Lutitas Gasíferas

Varias técnicas de registros de pozo desarrolladas para rocas maduras ricas en materia orgánica son fácilmente aplicables a las formaciones "sobremaduras" de lutitas gasíferas. Las diferencias principales se refieren al tipo de fluido, el tipo de porosidad y la composición de la roca.

Los rayos gamma son el registro de pozo crítico para la evaluación de roca de grano más fino que ayuda a diferenciar lutitas de las litologías de yacimientos convencionales (arenisca o carbonato). Para los plays de lutita gasífera, la fuente, el sello y el yacimiento son a menudo contenidos por completo dentro de las litofacies de roca de grano fino y la curva de rayos gamma puede o no puede ser tan útil como en los depósitos convencionales. Si la lutita gasífera de interés se deposita bajo condiciones marinas (kerógeno tipo II), el contenido de uranio es útil dada su asociación con la materia orgánica y el componente de uranio puede ser un buen indicador de la riqueza orgánica, aunque este tipo de kerógeno principalmente genere aceite. En escenarios lacustres generalmente hay escasez de uranio y es más común que no haya ninguna relación entre el uranio y el TOC; en estos casos, la curva total de rayos gamma sigue siendo un buen indicador del contenido de arcilla total en la roca, pero puede no ser indicativo de alto TOC o de las facies de yacimientos de interés. La figura 4.1.1 muestra como la base de una parasecuencia es rica en materia orgánica y esta observación también puede ser vista en la respuesta total de rayos gamma.



Figura 4.1.1. Núcleo de Exshaw; La escala de rayos gamma es de 0 a 150 API. Base de una parasecuencia rica en materia orgánica (Passey, et al., 2010).

Muchos yacimientos de lutita gasífera contienen cantidades relativamente pequeñas de arcilla (20% a 30%), mientras que otros pueden contener hasta un 70% de arcilla. La importancia de la conductividad adicional de arcilla sobre la interpretación de saturación de agua depende de la conductividad relativa de la arcilla a la del agua de formación; en general, si la salinidad del agua de formación es mayor que la salinidad del agua de mar, entonces el impacto relativo del exceso de conductividad debido a minerales de arcilla es pequeño.

Otros minerales (orgánicos e inorgánicos) también juegan un papel importante en la conductividad total de la roca. La pirita está usualmente presente en los intervalos ricos en materia orgánica de las formaciones de lutita gasífera y puede formar parte en la disminución de la respuesta de la resistividad si el volumen es suficiente. La mayoría de los intervalos ricos en materia orgánica contienen algo de pirita, pero en conjunto, la

resistencia sigue siendo relativamente alta en los intervalos ricos de TOC. También la densidad de la matriz de los componentes de la roca debe tenerse en cuenta al determinar el porcentaje en volumen ocupado por dicho componente. Debido a la alta densidad de la pirita, una roca que contiene 10% de pirita puede contener sólo 7% en volumen, mientras que con la materia orgánica de baja densidad, 10% de TOC puede corresponder a alrededor del 20 % en volumen de kerógeno.

En algunos yacimientos de lutita gasífera que están muy maduros ($V_{Ro} > 3$), la resistividad total de la roca puede ser de los órdenes de magnitud 1 a 2 menor del que es observado en la misma formación a menores madureces térmicas (V_{Ro} entre 1 y 3). Se pensó que quizás el Carbono en la materia orgánica se recrystaliza al grafito mineral, que es eléctricamente conductor, pero estudios preliminares indican que el grafito mineral puro (indicado por XRD) no está presente en abundancia a estas madureces térmicas. Por lo tanto, es probable que un precursor al grafito se esté formando. En rocas de muy alta madurez ricas en materia orgánica ($R_o > 3$), la roca puede ser eléctricamente mucho más conductora debido a las otras fases minerales que están presentes en lugar de únicamente el agua de formación, arcilla y pirita.

Debido a la baja densidad del grano de la materia orgánica (o kerógeno), la presencia de materia orgánica puede tener un impacto significativo en la densidad aparente de la muestra y en consecuencia, sobre la densidad aparente medida por las herramientas de registros de pozo. Si no hay grandes variaciones locales en otros parámetros que pueden afectar la densidad aparente, entonces el registro de densidad puede ser utilizado para construir “proxies” bastante robustos para el TOC. Una ventaja del registro de densidad es su resolución vertical relativamente fina (~ 1 pie), que puede utilizarse para diferenciar estrechamente las variaciones verticales espaciadas en el TOC. Esto es muy valioso cuando se combina con registros de resistividad de alta resolución (figura 4.1.2).

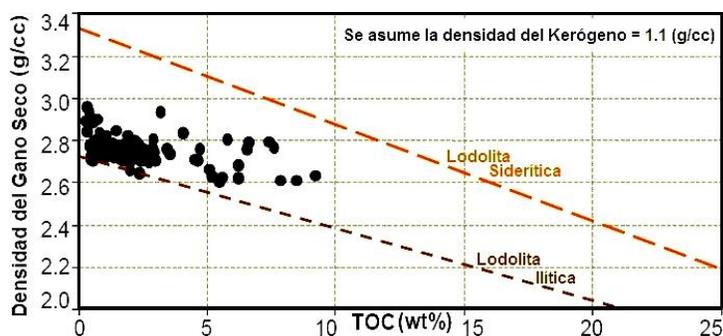


Figura 4.1.2. Relación entre TOC y densidad de grano seco para muestras de lodolita illítica rica en arcilla y lodolita rica en materia orgánica. Se ven los límites teóricos (Passey, et al., 2010).

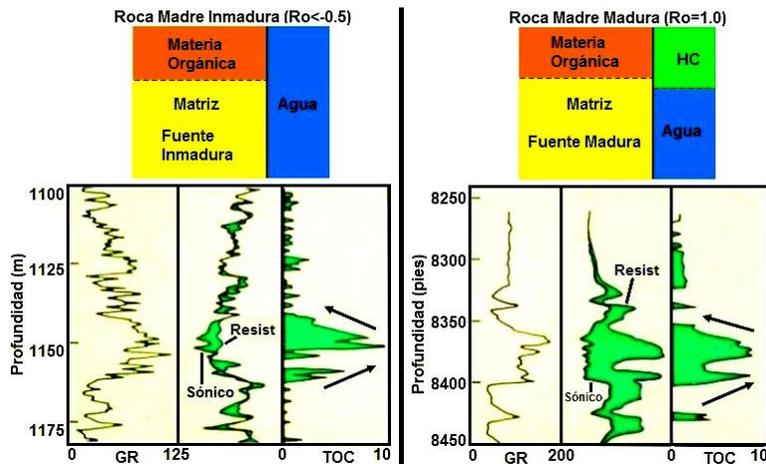
La respuesta del registro sónico es similar a la respuesta del registro de densidad, el registro de onda P puede ser calibrado para el contenido del TOC debido a la baja velocidad de las ondas P (tiempo de tránsito alto) en la materia orgánica, teniendo en cuenta las advertencias sobre variaciones locales no significativas (cambios de porosidad o mineralogía) que pueden afectar la respuesta sónica. La mayoría del trabajo se centra en la onda P, pero también existe un probable impacto en la respuesta de la onda S. En general, el uso del registro sónico para la determinación del TOC se mejora cuando se combina con otros registros.

El registro neutrón es un indicador pobre de materia orgánica como una sola herramienta independiente. Esta herramienta se ve afectada no sólo por el Hidrógeno en la materia orgánica, sino también por el Hidrógeno en el hidroxilo (OH-) en los minerales arcillosos, así como por el Hidrógeno en el agua de formación y cualquier tipo de hidrocarburos líquidos o gaseosos presentes. Para algunas formaciones de lutitas gasíferas ricas en sílice, el uso estándar de la superposición de neutrón/densidad ha mostrado ser útil para el reconocimiento de los intervalos que contienen altos volúmenes de gas; esta técnica tiene una aplicación limitada cuando la formación no es rica en arcilla, debido al aumento en los iones del hidroxilo resultando en una mayor separación del neutrón/densidad que puede enmascarar el "cruce de gas".

Las aplicaciones del uso de registros de Resonancia Magnética Nuclear (NMR por sus siglas en inglés) para la evaluación de yacimientos no convencionales son limitadas. En los intervalos de lutita gasífera de agua saturada con bajo TOC, hay una buena concordancia entre la porosidad total de NMR y las medidas de porosidad total del núcleo (usando métodos de roca triturada). Se necesita más trabajo para comprender plenamente la respuesta en intervalos ricos en materia orgánica y en intervalos portadores de gas.

Para las rocas madre tipo II (propensas a generar petróleo) en la ventana de madurez del aceite ($VR_o=0.5\%$ a 1.2%), la presencia de la materia orgánica y de hidrocarburos generados pueden tener una gran respuesta en el registro de resistividad. La atención se centra en la ventana del petróleo maduro y existen pocos datos para las rocas sobremaduras de lutita gasífera ($VR_o > 2\%$) (figura 4.1.3). La exploración activa de los plays de lutitas gasíferas ha permitido la adquisición de datos necesarios para calibrar los registros, para muchos de los controles críticos para los plays exitosos de lutitas gasíferas.

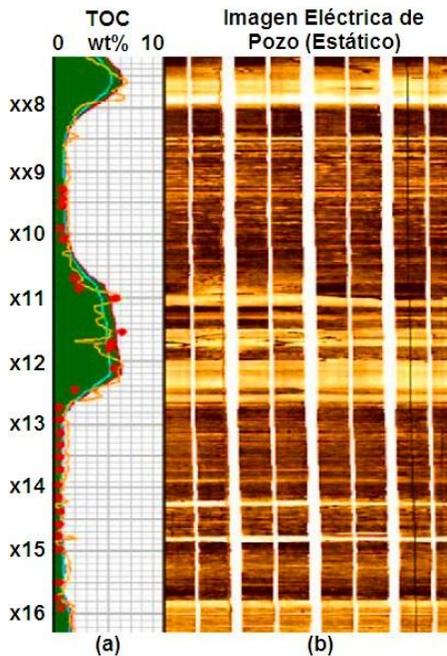
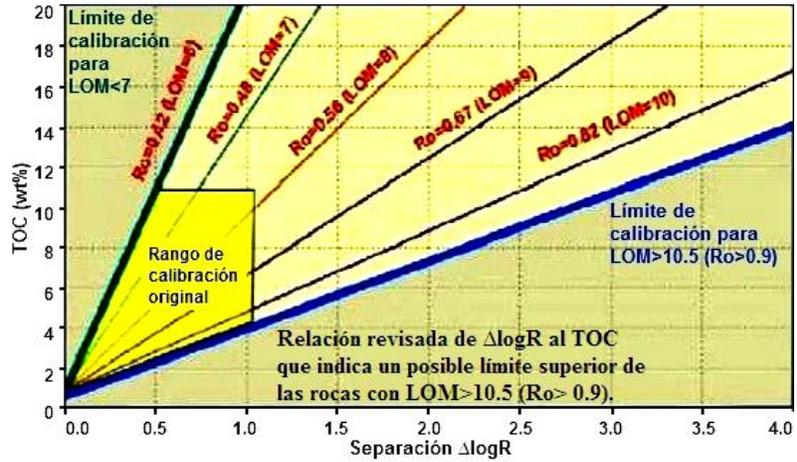
Figura 4.1.3. Respuesta de registros de pozos ($\Delta\log R$ y GR) para la formación inmadura y madura Duverney de la era Devónica en Canadá. La escala de los paquetes de la parasecuencia establecida es identificable en los perfiles de TOC (flechas negras) (Passey, et al., 2010).



La calibración original de la técnica $\Delta\log R$ (utilizando combinaciones de sónico-resistividad o densidad-resistividad) fue para rocas generadoras en la ventana de madurez del aceite ($VR_o=0.42\%$ a 0.9% ó LOM de 6 a 10.5). Ninguna calibración de roca estaba disponible para las rocas incluidas en la ventana sobremadura o de "gas" ($VR_o > 1.0$). Un ajuste paramétrico fue hecho para el TOC de la separación $\Delta\log R$ en función de LOM, las líneas para madurez superiores que LOM=10.5 son extrapolaciones numéricas de las líneas de calibración de madurez menor. Datos adquiridos del TOC de lutitas gasíferas en todo el

mundo indican que para los intervalos sobremaduros ($LOM > 10.5$) la calibración para el TOC es la línea azul (figura 4.1.4).

Figura 4.1.4. Relación de $\Delta \log R$ vs TOC (Passey, et al., 2010).



Una comparación del TOC derivado de $\Delta \log R$ con TOC de alta frecuencia medida se muestra en la figura 4.1.5.a; el sombreado verde representa el TOC del $\Delta \log R$ estándar (sónico/resistividad) usando la línea de calibración azul ($V_{Ro} > 0.9\%$); la curva cian en la figura 4.1.5.a es el TOC del $\Delta \log R$ de densidad/resistividad y la línea naranja es de los registros de alta resolución de densidad/resistividad, proporcionando variabilidad vertical más detallada del TOC y es comparable con el registro de imagen resistiva del pozo (figura 4.1.5.b).

Figura 4.1.5.

- a) Registro derivado del TOC utilizando el enfoque $\Delta \log R$ (Passey, et al., 2010).
- b) Imagen resistiva del pozo estático (Passey, et al., 2010).

El registro mineralógico puede determinar valores razonables de arcilla total, carbonato y cuarzo (al menos dentro de $\pm 5\%$ a 10%), pero ninguno de estos parámetros se relaciona directamente con la riqueza orgánica de los yacimientos de lutitas gasíferas. Sin embargo, el contenido total de sílice o de carbonato está probablemente relacionado con las propiedades geomecánicas de la roca. Además, estos registros parecen ser útiles en la identificación de intervalos de pirita y/o siderita, y estos intervalos se asocian comúnmente con las superficies de secuencias estratigráficas en ambientes distales donde se minimiza el tamaño clástico.

Los registros de imágenes de resistividad de pozo de alta resolución son útiles para identificar de cerca variaciones espaciadas verticales de resistividad, las cuales pueden estar vinculadas a variaciones en la riqueza orgánica (posiblemente debido a una más alta

saturación de gas en estos intervalos (figura 4.1.5.b). A partir de esta imagen, las parasecuencias individuales se identifican con facilidad (alto TOC y resistivo (brillante), y bajo TOC y conductor (oscuro)). Se debe tener cuidado al interpretar las imágenes resistivas de pozos, porque las capas compactas (baja porosidad) de carbonato o siliciclásticas y las concreciones de siderita aparecen resistivas (brillantes).

El uso de lodo base agua es necesario para imágenes de resistividad estándar de alta resolución. Puede ser posible identificar características similares utilizando imágenes de registros en lodos base aceite, pero la resolución vertical será menor que para las imágenes de resistividad de los registros eléctricos de lodo base agua.

A continuación se muestran propiedades de yacimiento y recursos de lutitas gasíferas en México, mostrando que hay un gran potencial de lutitas gasíferas en este país (tablas 4.1.1 y 4.1.2).

Tabla 4.1.1. Propiedades de yacimiento de lutitas gasíferas en México (modificado de EIA, 2011).

Información Básica	Cuenca/Área bruta		Cuenca de Burgos (24,200 mi ²)		Cuenca de Sabinas (23,900 mi ²)	
	Formación de Lutita		Lutita de Eagle Ford	Lutitas del Titoniano	Lutita de Eagle Ford	Titoniano La Casita
	Era Geológica		Cretácico L-M	Jurásico Superior	Cretácico Superior/Tardío	Jurásico Tardío
Extensión Física	Área Prospectiva (mi ²)		18,100	14,520	12,000	12,000
	Espesor (ft)	Intervalo	300 - 1,000	100 - 1,400	300 - 1,000	200 - 2,600
		Rico en materia orgánica	600	500	500	800
		Neto	400	200	400	240
	Profundidad (ft)	Intervalo	3,390 - 16,400	5,000 - 16,400	5,000 - 12,500	9,800 - 13,100
Promedio		10,380	12,000	9,000	11,500	
Propiedades del Yacimiento	Presión del Yacimiento		Normal	Normal	Baja Presión	Baja Presión
	Promedio del TOC (wt. %)		5.00%	3.00%	4.00%	2.00%
	Madurez Termal (%Ro)		1.30%	1.30%	1.30%	2.50%
	Contenido de Arcilla		Bajo	Bajo	Bajo	Bajo
Recurso	Concentración de GIP (Bcf/mi ²)		209	75	113	58
	GIP Riesgoso (Tcf)		1,514	272	218	56
	Riesgoso Recuperable (Tcf)		454	82	44	11

Tabla 4.1.2. Propiedades de yacimiento de lutitas gasíferas en México (modificado de EIA, 2011).

Información Básica	Cuenca/Área bruta		Cuenca de Tampico (15,000 mi ²)	Plataforma de Tuxpan (2,810 mi ²)		Cuenca de Veracruz (9,030 mi ²)
	Formación de Lutita		Pimienta	Tamaulipas	Pimienta	Maltrata
	Era Geológica		Jurásico	Cretácico L-M	Jurásico	Cretácico Superior
Extensión Física	Área Prospectiva (mi ²)		14,240	1,950	1,950	8,150
	Espesor (ft)	Intervalo	16 - 650	50 - 500	400 - 1,000	0 - 600
		Rico en materia orgánica	490	300	490	300
		Neto	245	225	245	120
	Profundidad (ft)	Intervalo	3,300 - 10,700	6,000 - 10,100	6,600 - 10,700	9,850 - 12,000
Promedio		6,200	7,900	8,500	11,200	
Propiedades del Yacimiento	Presión del Yacimiento		Normal	Normal	Normal	Normal
	Promedio del TOC (wt. %)		3.00%	3.00%	3.00%	2.00%
	Madurez Termal (%Ro)		1.30%	1.25%	1.30%	1.50%
	Contenido de Arcilla		Bajo	Bajo	Bajo	Bajo/Medio
Recurso	Concentración de GIP		63	65	72	29
	GIP Riesgoso (Tcf)		215	25	28	38
	Riesgoso Recuperable (Tcf)		65	8	8	9

4.2 Lutitas Aceitíferas

Varios registros geofísicos de pozos se pueden utilizar para evaluar depósitos de lutitas aceitíferas, debido a las variaciones de litología, espesor, y saturación de aceite.

Una técnica de registro de flujo de película caliente (anemometría de película caliente) desarrollado por la Oficina de Minas de E.U. ha mostrado ser una herramienta valiosa para la evaluación de formaciones de lutita aceitífera *in situ*. Las fracturas en las lutitas aceitíferas pueden ser localizadas y caracterizadas mediante esta técnica. Además, las características de flujo pueden ser determinadas antes y después de la estimulación artificial, y durante y después de la retorta.

Para los registros en depósitos someros de lutitas aceitíferas, los rangos máximos de presión y temperatura de las herramientas de registros no tienen ningún problema, porque la mayoría de las herramientas soporta cerca de 20,000 psi de presión y 400°F de temperatura.

La extracción de núcleos ofrece la única medida directa de la saturación de aceite de las lutitas aceitíferas, pero requiere mucho tiempo y es costoso, particularmente si los depósitos de lutitas aceitíferas son extensos y de gran espesor. Los registros geofísicos proporcionan estimaciones indirectas de la saturación de aceite y proporcionan una evaluación más rápida y económica de los depósitos de lutitas aceitíferas. No obstante, siempre es deseable una correlación empírica entre los análisis de núcleos y la respuesta de los registros.

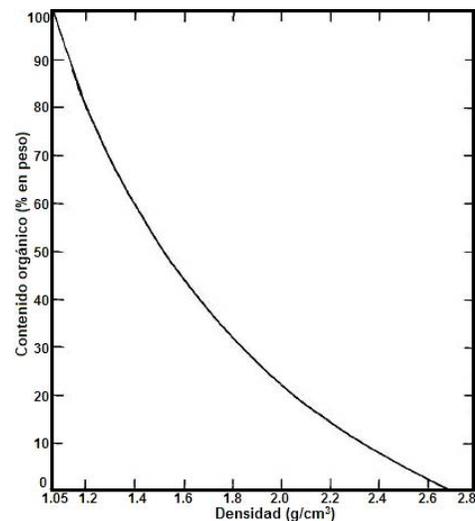
Una relación empírica directa tiene que existir entre una propiedad física, medida a partir de un registro de pozo y el rendimiento de aceite de una lutita aceitífera. Hay muchos intentos de correlacionar el rendimiento de aceite con la densidad, resistividad, propiedades acústicas, etc., de los depósitos de lutitas de aceitíferas.

Las lutitas aceitíferas delgadas tienden a ser frágiles y a fracturarse bajo tensión, mientras que las lutitas aceitíferas tienden a ser fuertes y resistentes, resisten fractura por unión y se doblan plásticamente bajo tensión. El contenido de materia orgánica es la única diferencia significativa entre las capas fracturadas y no fracturadas.

La figura 4.2.1 ilustra la relación teórica entre la densidad de la lutita aceitífera y el contenido de materia orgánica.

Figura 4.2.1. Relación teórica entre la densidad de la lutita y el contenido de materia orgánica típico de la lutita aceitífera de Green River (Yen, et al., 1976).

El análisis de regresión de densidades aparentes derivadas del registro y los rendimientos de aceite dieron lugar a correlaciones lineales y cuadráticas, por ejemplo:



Rendimiento de aceite= $144.39 - 56.05 \times (\text{densidad})$, con un error de estimación estándar de 3.36 gal/ton.

Rendimiento de aceite= $-5.004 + 91.721 \times (\text{densidad}) - 36.318 \times (\text{densidad})^2$, con un error de estimación estándar de 3.19 gal/ton.

Otra comparación de correlación empírica entre los rendimientos de lutita aceitífera y densidad se muestra en la figura 4.2.2. El arreglo más cercano se observa en el rango de principal interés (un rendimiento de aceite de 13 gal/ton a 27 gal/ton).

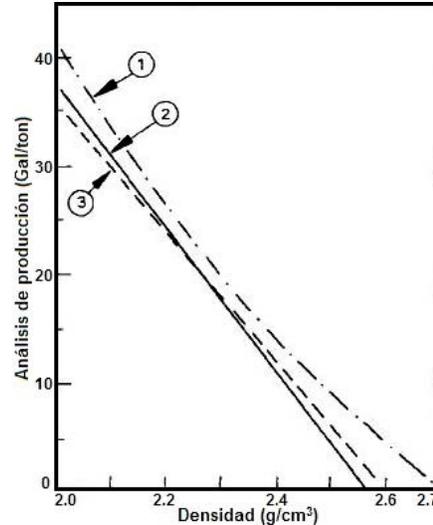


Figura 4.2.2. Relaciones empíricas entre el análisis de rendimiento de lutitas aceitíferas y la densidad (Yen, et al., 1976).

- 1) Rendimiento= $31.563 \times (\text{densidad})^2 - 205.998 \times (\text{densidad}) + 326.624$.
- 2) Rendimiento= $167.92 - 65.15 \times (\text{densidad})$.
- 3) Rendimiento= $154.81 - 59.43 \times (\text{densidad})$.

La uniformidad de la composición mineral en las lutitas aceitíferas debería existir. Por ejemplo, la composición mineral en las secciones que rinden aceite de la Formación Green River es bastante uniforme. Análisis de estudios de XRD mostraron una distribución uniforme de cuarzo, dolomita, calcita e illita en cada muestra. Feldespatos sódicos y potásicos estaban presentes en 85% a 95% de las muestras examinadas y fue encontrada pirita en más de una mitad de las muestras.

Las investigaciones de laboratorio han establecido la presencia de porosidad relativamente baja con poros llenos de agua en varios depósitos de lutitas aceitíferas. Conforme las herramientas de registros responden a la composición de la matriz de las lutitas aceitíferas (componentes minerales más orgánicos), cualquier desarrollo de la porosidad introducirá un error en estimaciones cuantitativas del rendimiento del aceite. Este error se eleva con el aumento de porosidad. En las lutitas aceitíferas no porosas este problema es inexistente. Si un registro de densidad se utiliza para evaluar una lutita aceitífera, la porosidad (ϕ) se refiere a la densidad de la lutita aceitífera como la ecuación 4.2.1.

$$\phi = (\rho_{ma} - \rho_b) / (\rho_{ma} - \rho_w)$$

Ecuación 4.2.1. El porcentaje de volumen aparente (ϕ) es el espacio de poro lleno de agua (incluyendo cavidades y fracturas) en la lutita aceitífera; la densidad de la matriz (ρ_{ma}) de lutita aceitífera (no porosa) es una función de los componentes minerales y orgánicos de la roca, g/cm^3 ; la densidad aparente (ρ_b) de la lutita aceitífera medida por el registro de densidad, g/cm^3 ; la densidad del agua (ρ_w) en el espacio poroso de las lutitas aceitíferas, g/cm^3 .

Para estimaciones cuantitativas del rendimiento de aceite utilizando el registro de densidad, el error de densidad aparente debido a los efectos de porosidad es:

$$E = 100 [1 - (\rho_b / \rho_{ma})]$$

Ecuación 4.2.2. Error de densidad aparente (E, %) debido a los efectos de porosidad.

Incluso si la presencia de baja porosidad (<5%) no se contabiliza, se introducirán errores sustanciales en las estimaciones del rendimiento de aceite, alrededor de 10 gal/ton o más. Por lo tanto, el factor de corrección anterior debe ser aplicado a los valores de densidad derivados del registro antes de estimar el rendimiento de aceite. Multiplicando la lectura del registro de densidad (ρ_b) por el valor $[100/(100-E)]$, entonces ajustará los datos de registro para aproximar la verdadera densidad de la matriz no porosa (ρ_{ma}).

Poca o ninguna rugosidad de la pared del pozo deben estar presentes. Los principales derrumbes y otras ampliaciones de agujeros afectan la respuesta y la calidad de la medición en el registro. Esto es particularmente cierto para herramientas de registro de tipo almohadilla, como el registro de densidad, que requiere paredes del agujero de pozo lisas para un contacto confiable de almohadilla a pared.

Un pobre contacto de pared genera mediciones de densidad que son muy bajas y en cambio dan estimaciones de rendimiento de aceite demasiado altas. Esto puede ser debido a que se aplican mal las técnicas de perforación, la presencia de cavidades llenas de agua, sistemas de fracturas o la presencia de cantidades importantes de dawsonita $[\text{NaAl}(\text{CO}_3)(\text{OH}_2)]$, nahcolita $[\text{NaH}(\text{CO}_3)]$, halita y otros minerales de sodio en la facies de lutitas aceítíferas. Estos minerales pueden producirse en forma de cristales individuales, discontinuos o masas cristalinas, que a veces representa más del 50% del volumen de roca.

La nahcolita tiene una densidad de alrededor de 2.2 g/cm^3 , que es igual a una lutita aceítífera produciendo 25 gal/ton. No siempre es posible diferenciar solamente desde el registro de densidad entre 25 gal/ton de lutita aceítífera y una veta de nahcolita. Los registros caliper, pueden ser utilizados para localizar tales zonas de minerales, que con frecuencia se deslavan durante la operación de perforación con lodos base agua o tienen grandes cavidades debido a la lixiviación natural en el pasado.

Se tiene que seleccionar el procedimiento de muestreo adecuado y representativo cuando se correlaciona un núcleo y el registro geofísico de pozo, a fin de obtener correlaciones significativas. El tamaño de la muestra para pruebas de Fischer (núcleos de un pie o pequeños tapones selectivos) deberían corresponder con la respuesta (resolución vertical) de la herramienta del registro específico utilizada. Estas consideraciones son las de mayor importancia en los depósitos de lutitas aceítíferas, donde zonas laminadas delgadas y muy ricas varían drásticamente sobre distancias de unos pocos centímetros.

Se están considerando formas de evaluar la riqueza de las lutitas aceítíferas y otras propiedades de las formaciones sin tener que extraer muestras de núcleos y efectuar el análisis de Fischer. Entre los métodos promisorios se encuentran la integración de diversas

mediciones derivadas de registros convencionales, como la densidad de la formación, la resonancia magnética nuclear, la resistividad eléctrica y la espectroscopía nuclear.

Una forma de cuantificar el contenido de kerógeno es a través de la combinación de las respuestas de los registros de porosidad densidad y de NMR. En una formación con porosidad rellena tanto con kerógeno como con agua, la medición de porosidad a partir del registro de densidad no diferencia los poros rellenos de kerógeno de los poros rellenos de agua.

En cambio, la medición de NMR ve al kerógeno como a un sólido, similar a los granos de la roca, por consiguiente, detecta una porosidad más baja. La diferencia entre las lecturas de NMR y de densidad da el volumen de kerógeno. El volumen de kerógeno puede relacionarse empíricamente con los valores del ensayo de Fischer para las lutitas aceitíferas de la región.

El método anterior fue probado en un pozo de lutitas aceitíferas en la Cuenca Green River. El contenido de kerógeno se calculó a partir de los registros de porosidad densidad y de NMR (figura 4.2.5). Mediante una correlación lineal entre el contenido de kerógeno y los resultados del ensayo de Fischer se calculó un registro estimado del ensayo de Fischer (figuras 4.2.3 y 4.2.4).

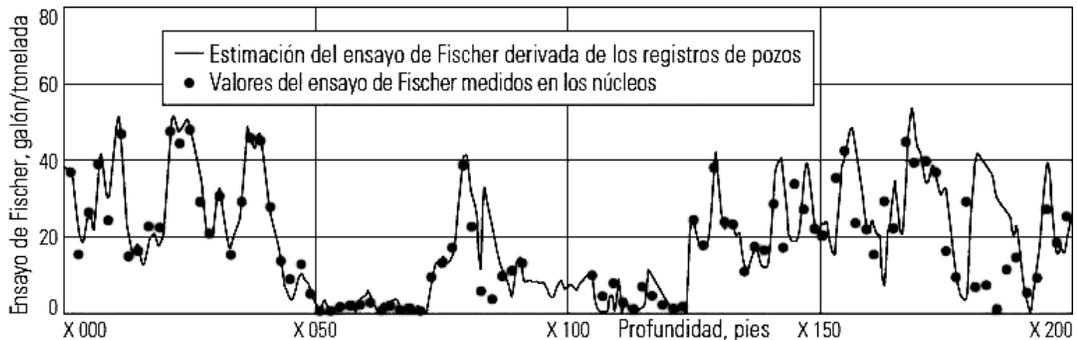


Figura 4.2.3. Estimaciones del Ensayo de Fischer. Las estimaciones basadas en el registro muestran una gran concordancia con los valores del ensayo de laboratorio de Fischer obtenidas en núcleos. La línea negra (—) también puede representar el TOC convertido en el producto del Ensayo de Fischer (Allix, et al., 2010).

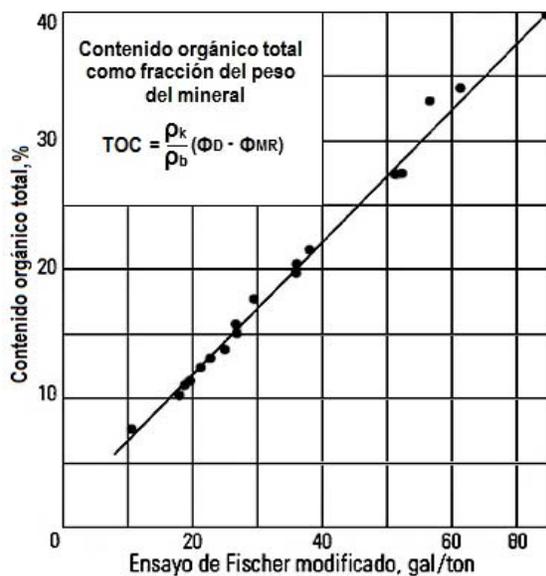


Figura 4.2.4. Estimaciones del Ensayo de Fischer. El TOC se calcula utilizando la densidad del kerógeno (ρ_k), la densidad volumétrica de la formación (ρ_b), la diferencia entre los valores de porosidad del registro de densidad (ϕ_D) y el valor de porosidad medida por NMR (ϕ_{MR}) (Allix, et al., 2010).

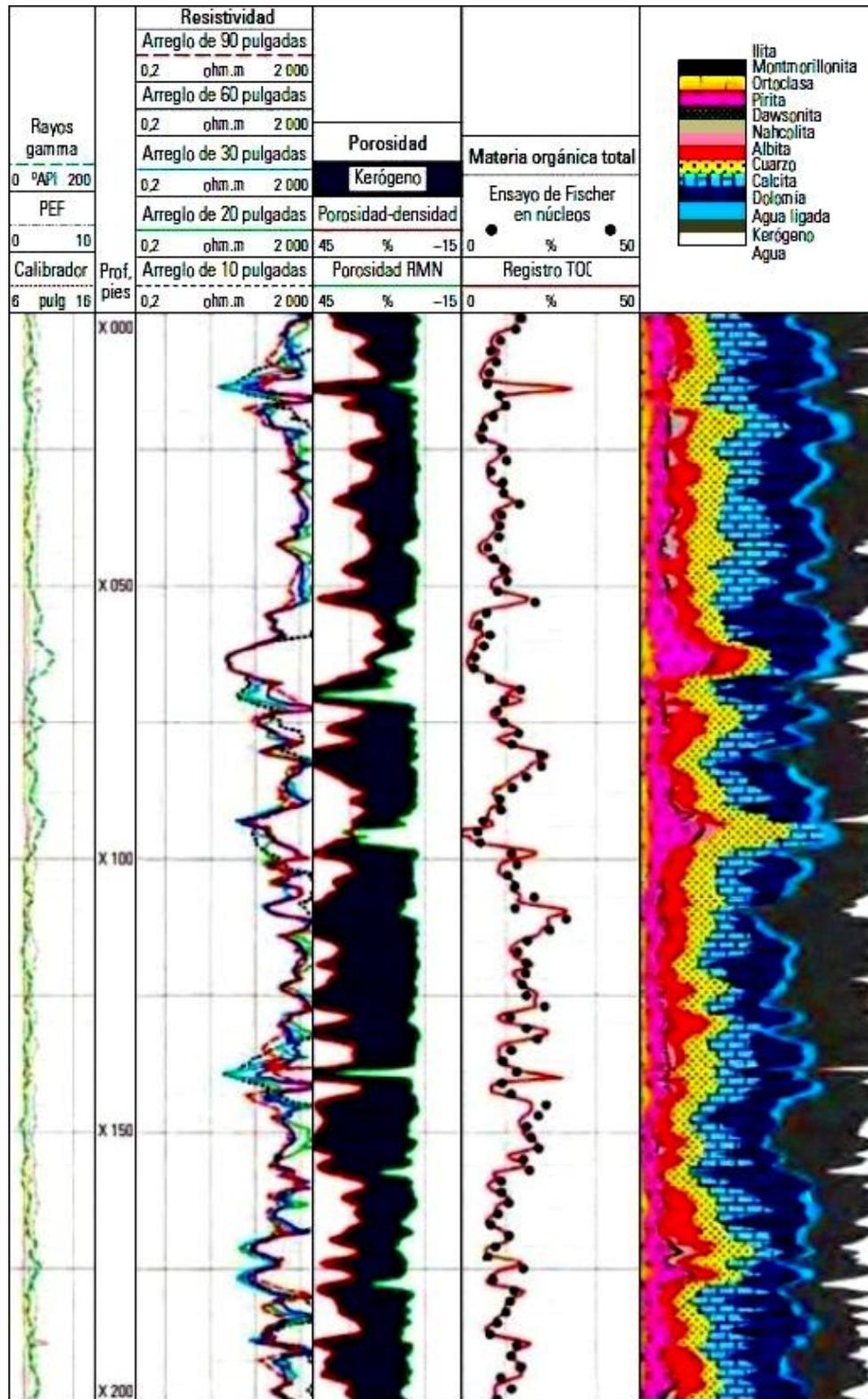


Figura 4.2.5. Registros de Green River. Ni las mediciones de GR ni las de resistividad muestran mucha correlación con el contenido de kerógeno. La diferencia entre la porosidad densidad y la porosidad por NMR representa la porosidad rellena con kerógeno. Los valores del kerógeno también pueden mostrarse como un registro de TOC. El análisis mineralógico indica altos niveles de calcita y dolomía presentes en estas lutitas, además de la presencia de minerales raros (dawsonita y nahcolita) en algunos intervalos (Allix, et al., 2010).

Otro enfoque diferencia el mineral del contenido orgánico. El mismo utiliza datos de espectroscopía. La mineralogía de los granos se procesa a partir de las concentraciones de los elementos medidos con la herramienta *ECS*.

La concentración de Carbono total se obtiene con la herramienta de Control de Saturación del Yacimiento (*RST* por sus siglas en inglés). De esta concentración, una parte del Carbono es inorgánica y otra orgánica. El Carbono inorgánico se combina con Calcio y otros elementos para formar calcita y dolomía junto con otros minerales (nahcolita y dawsonita) comunes en las lutitas de Green River. Las concentraciones de Ca, Mg y Na derivadas por *ECS* se utilizan para calcular el Carbono inorgánico. El resto conforma el kerógeno (TOC).

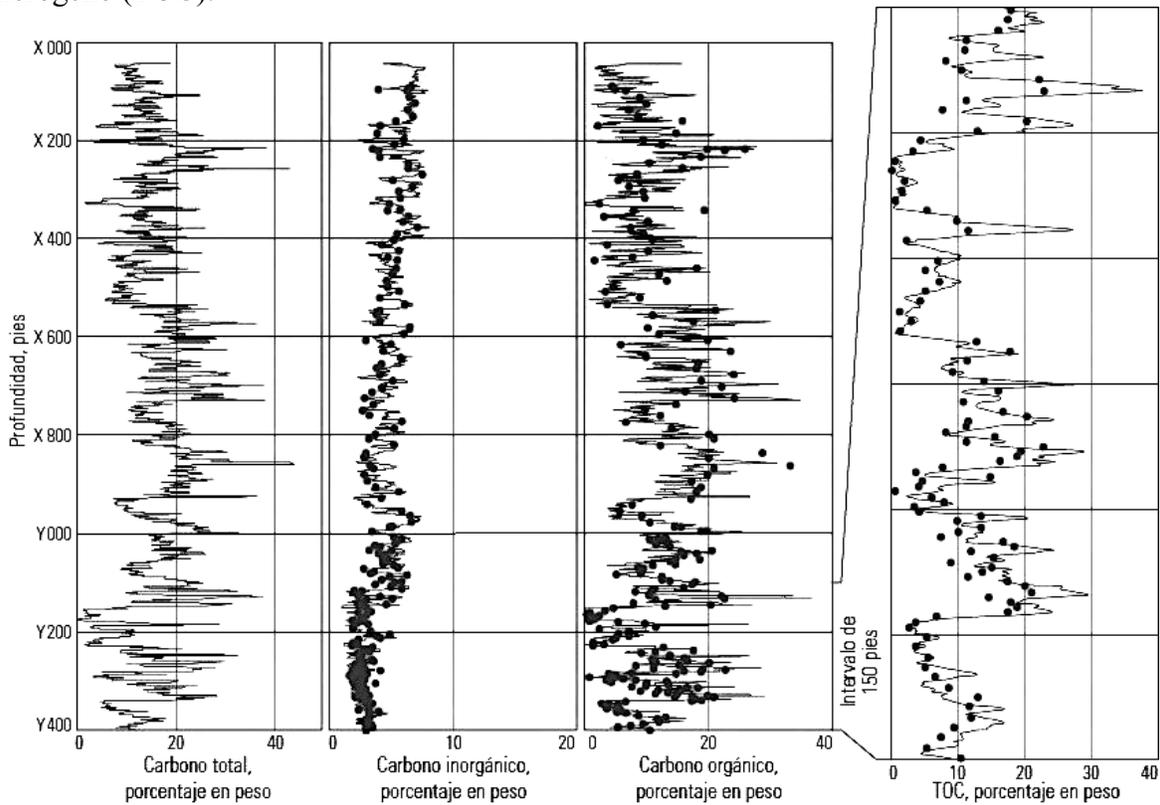


Figura 4.2.6. Carbono orgánico e inorgánico derivado de los registros y núcleos. El Carbono inorgánico se presenta en forma de mineral, como los carbonatos y algunos otros minerales que a veces se encuentran en las lutitas aceítíferas. Las estimaciones del Carbono inorgánico y orgánico basadas en mediciones nucleares se correlacionan muy bien con las mediciones de laboratorio obtenidas en núcleos (Allix, et al., 2010).

Mediante este método espectroscópico, se procesó un registro TOC para un pozo en la Cuenca Green River, que muestra un buen ajuste entre los resultados basados en el registro y las mediciones obtenidas en los núcleos (figura 4.2.6). El registro TOC fue convertido en un registro del producto del ensayo de Fischer mediante una correlación obtenida en forma independiente. El registro correspondiente al ensayo de Fischer mostró una buena concordancia con las pruebas del ensayo de Fischer efectuadas en los núcleos (figura 4.2.3). Esta técnica que emplea registros geoquímicos, junto con el método que utiliza registros de NMR, constituye una forma eficiente y confiable de caracterizar el rendimiento petrolífero de la lutita sin tener que recurrir a mediciones obtenidas en núcleos.

4.3 Arenas Compactas

El análisis de un yacimiento de arenas compactas debe iniciar con gran conocimiento de las características geológicas de la formación. Los parámetros geológicos importantes para una cuenca son el régimen estructural, la tectónica, los gradientes térmicos y de presión regionales. El conocimiento de la estratigrafía en una cuenca es importante y puede afectar la perforación, evaluación, terminación y actividades de estimulación. El sistema de deposición, las facies genéticas, la madurez textural, la mineralogía, los procesos diagenéticos, los cementos, las dimensiones del yacimiento y la presencia de fracturas naturales son parámetros que deben ser estudiados para cada unidad estratigráfica.

Uno de los parámetros más difíciles de evaluar en los yacimientos de arenas compactas es el tamaño del área y la forma del drenaje. En estos yacimientos, meses o años de producción normalmente se requieren antes de que las presiones transitorias se vean afectadas por los límites del yacimiento o la interferencia de pozo a pozo. Para estimar las reservas, se tiene que estimar el tamaño del área y la forma del drenaje de un pozo. Se necesita conocimiento del sistema de sedimentación y los efectos de la diagénesis sobre la roca para estimar el tamaño del área de drenaje y la forma de un pozo específico. Los volúmenes de drenaje alargado (o no circular) son causados probablemente por tendencias de deposición o fractura y la orientación de las fracturas hidráulicas.

En yacimientos de arenas compactas, el área de drenaje promedio de un pozo depende en gran medida del número de pozos perforados, el tamaño de los tratamientos de fractura bombeados dentro de los pozos y el marco de tiempo considerado. En yacimientos lenticulares o compartimentados de arenas compactas, el área de drenaje promedio es probablemente una función del tamaño de los lentes de la arena o el tamaño del compartimiento y puede no ser una fuerte función del tamaño del tratamiento de la fractura.

La actividad tectónica durante la deposición puede afectar la continuidad del yacimiento y la morfología. Además, la tectónica regional afecta los esfuerzos horizontales en todas las capas de roca. Las tensiones horizontales, a su vez, afectan las fallas, la resistencia de la roca, los parámetros de perforación, la propagación de la fractura hidráulica, el fracturamiento natural y la estabilidad del pozo. Las principales preocupaciones de estos yacimientos son los efectos de la tectónica regional sobre la propagación de la fractura hidráulica y el fracturamiento natural en la formación.

En un sistema de sedimentación clástica, las capas están compuestas de arenisca, limolita, lodolita y lutita. Para optimizar el desarrollo de un yacimiento de arenas compactas, se tienen que caracterizar por completo todas las capas de roca por encima, dentro y por debajo de las zonas productivas en el yacimiento. Los datos relativos a espesor de pago bruto, el espesor de red de pago neto, la permeabilidad, la porosidad, la saturación de agua, la presión, la tensión *in situ* y el módulo de Young para todas las capas son requeridos para utilizar modelos de yacimiento 3D y modelos de propagación de fractura para evaluar la formación, el diseño del tratamiento de fracturas, y las tasas de pronóstico de producción y recuperación final. Los datos utilizados para estimar los valores de estos parámetros provienen de registros, núcleos, pruebas de pozos, registros de perforación y producción de pozos vecinos.

Los registros de pozo abierto proveen la fuente más económica y completa de datos para la evaluación de capas de yacimientos de arenas compactas de baja porosidad. El juego de registros mínimos para estos yacimientos comprende registros de potencial espontáneo, rayos gamma, densidad de la formación, neutrón, sónico y doble inducción (arreglo). Otros registros, como imágenes de pozo o NMR, también pueden proporcionar información útil. Todos los datos de registro de pozo abierto deben ser pre-procesados antes de que los datos se utilicen en cálculos detallados.

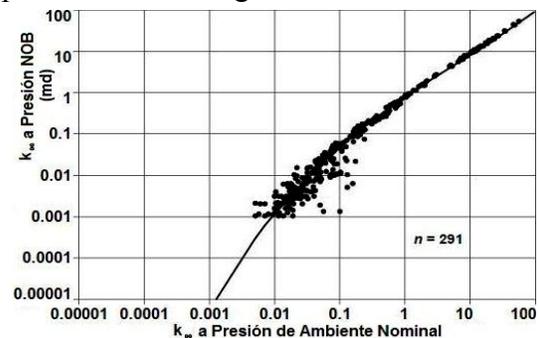
Los pasos para pre-procesar los registros son: digitalizar todos los datos del registro, desplazamiento de profundidad de los datos según sea necesario, realizar todas las correcciones ambientales y normalizar los datos de manera que todos los registros de distintos pozos proporcionen la misma lectura en las mismas zonas.

La obtención y análisis de núcleos son fundamentales para la adecuada comprensión de cualquier sistema de yacimiento de capas complejas. Para obtener los datos necesarios para comprender las propiedades del flujo de fluidos, las propiedades mecánicas y el ambiente deposicional de un yacimiento específico requiere que los núcleos se corten, sean manejados correctamente y probados en laboratorio. Es de gran importancia la medición de propiedades de las rocas bajo las condiciones de yacimiento restaurado. El efecto de presión de sobrecarga neta (NOB por sus siglas en inglés) debe ser reproducido en laboratorio para obtener información cuantitativa más precisa de núcleos.

Las mediciones de porosidad y permeabilidad son una función de la tensión neta aplicada a la roca cuando las mediciones se toman. Para rocas de baja porosidad, es importante efectuar mediciones en diferentes valores de la tensión neta para entender completamente cómo el yacimiento se comportará conforme el gas se produce y la presión disminuye.

La figura 4.3.1 muestra el efecto NOB. Para tapones (plugs) de núcleo de alta permeabilidad (10-100 md), la permeabilidad bajo la presión de sobrecarga original es ligeramente menor que la permeabilidad sin tensión para ese mismo tapón. Sin embargo, conforme la permeabilidad de los tapones disminuye, el efecto NOB en el tapón aumenta sustancialmente. Para los tapones que tenían valores de permeabilidad sin tensión (~ 0.01 md), los valores de permeabilidad debajo del NOB fueron de un orden de magnitud inferior (~ 0.001 md). Las rocas de baja permeabilidad son las más sensibles a la tensión debido a que las muestras de núcleos de menor permeabilidad tienen diámetros más pequeños de garganta de poro que las rocas de mayor permeabilidad. Para entender completamente las propiedades de estas formaciones, análisis especiales se deben realizar en los tapones de núcleos seleccionados para medir los valores de permeabilidad de gas contra la saturación de agua, índice de resistividad, factor de formación, presión capilar, velocidad acústica y las propiedades mecánicas de las rocas.

Figura 4.3.1. Permeabilidad del gas a presión NOB vs permeabilidad del gas a presión ambiente para los núcleos Howell No. 5 y SFE No. 2 de Travis Peak, Texas (Holditch, 2006).

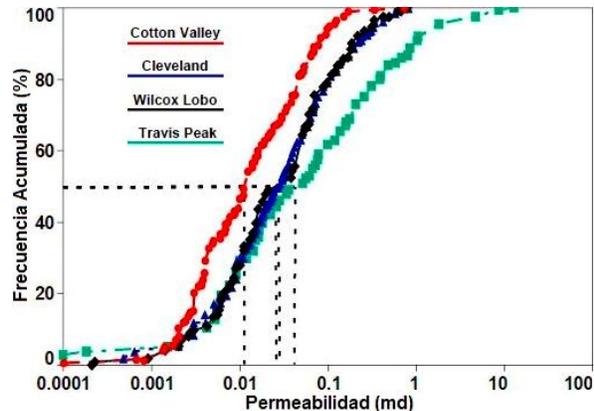


La mayoría de los yacimientos de arenas compactas son sistemas de capas gruesas que deben ser hidráulicamente fracturados para producir flujos a gastos de gas comercial. Para optimizar la terminación, hay que entender las propiedades mecánicas de todas las capas superiores, dentro y por debajo de los intervalos de pago de gas. Propiedades básicas de la roca (campo de esfuerzos *in situ*, el módulo de Young y la relación de Poisson) son necesarias para diseñar un tratamiento de fracturas.

La propiedad mecánica más importante es la tensión *in situ* (tensión de compresión mínima o presión de cierre de fracturas). Cuando la presión dentro de la fractura es mayor que la tensión *in situ*, la fractura está abierta. Cuando la presión dentro de la fractura es menor que la tensión *in situ*, la fractura está cerrada. Los valores de tensión *in situ* se pueden determinar mediante registros, núcleos o pruebas de inyección. Para optimizar la terminación, es importante conocer los valores de la tensión *in situ* en cada capa de roca.

La permeabilidad en una formación de gas dentro de una cuenca se toma normalmente del registro. Para ilustrar esto, 4 registros de Texas se muestran. Los datos de la figura 4.3.2 son de las formaciones Travis Peak y Cotton Valley (este), la Formación Wilcox Lobo (sur) y la Formación Cleveland (noroeste). Estos yacimientos están en cuencas diferentes, pero tienen distribuciones de permeabilidad muy similares de registro normal. La permeabilidad media para las formaciones va de 0.028 a 0.085 md, mientras que los valores de la media aritmética de permeabilidad van de 0.179 a 7.378 md. El valor de la permeabilidad media es la mejor medida de tendencia central. Para predecir las tasas de flujo de un pozo promedio, se debe utilizar el valor de la permeabilidad media.

Figura 4.3.2. Comparación de la distribución de permeabilidad en 4 formaciones de arenas compactas (Holditch, 2006).



Para utilizar un modelo de yacimiento de varias capas o un modelo de propagación pseudo-3D de fractura hidráulica, los datos deben ser introducidos por capa del yacimiento. En la figura 4.3.3, el pozo está completado y el tratamiento de fractura es iniciado en el yacimiento de la arenisca. Típicamente, la fractura crece hacia arriba y hacia abajo hasta que una barrera es alcanzada para prevenir el crecimiento adicional de la fractura vertical. Normalmente, las limolitas o areniscas arcillosas tienen tensiones *in situ* similares a las arenas y no impiden el crecimiento de fractura vertical. Sin embargo, las lutitas marinas gruesas, las cuales tienden a tener tensiones *in situ* que son más altas que las de las areniscas, serán barreras al crecimiento de fractura vertical. Las vetas de carbón también pueden prevenir fracturas de crecimiento vertical. Muchas vetas de carbón están altamente fisuradas y cuando el fluido de fractura entra en la veta de carbón, se mantiene contenida dentro de la misma veta, que despusa el crecimiento vertical de la fractura.

Siempre es de preocupación en el diseño de la terminación el número de zonas productoras que están separadas en el yacimiento por capas de barrera de flujo vertical. Si un solo

tratamiento de fracturas se puede utilizar para estimular capas múltiples, y ningún daño del yacimiento se produce por mezclar las diferentes zonas, el pozo debe ser completado y estimulado con un tratamiento de una sola fase. Normalmente, en los yacimientos de gas seco, ningún daño de yacimiento se produce por que se mezclen diferentes capas. Es probable que más gas sea recuperado por producir todas las capas en forma mezclada, porque la presión de abandono es menor en cualquier límite económico dado cuando las zonas están mezcladas contra las zonas de producción una a la vez.

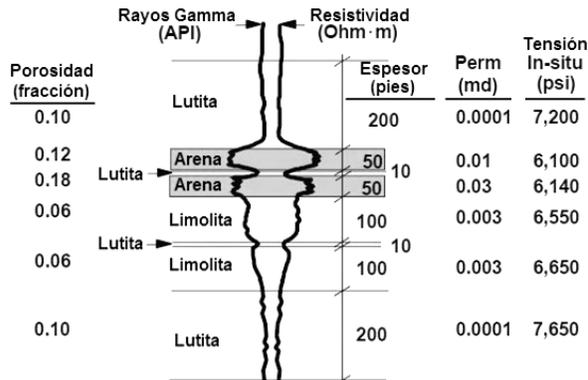


Figura 4.3.3. Datos de capa requeridos para evaluar la formación y diseñar el tratamiento de fractura (modificado de Holditch, 2006).

Si dos o más intervalos productivos están separados por una gruesa lutita limpia (15 m o más) y tiene suficiente tensión de contraste *in situ* para ser una barrera para el crecimiento de fractura vertical, se podría necesitar diseñar tratamientos de finalización y estimulación para considerar

que sean creadas múltiples fracturas hidráulicas. En tales casos, las técnicas de tratamiento de desviación de fractura se deben utilizar para estimular todos los intervalos productores adecuadamente.

El objetivo es diseñar el tratamiento de fractura óptimo para todos y cada uno de los pozos. Algunos autores discuten la optimización tanto de la longitud de fractura apuntalada como del área de drenaje para yacimientos de gas de baja permeabilidad.

Una vez que la longitud media de la fractura óptima ha sido determinada, y el fluido y el agente de fractura de apuntalamiento se han seleccionado, se tiene que utilizar un modelo pseudo-3D para determinar los detalles del diseño (la tasa de inyección óptima, el volumen de relleno óptimo, la necesidad de aditivos para pérdida de líquido, la ubicación adecuada para las perforaciones, etc.). Después de diseñar el tratamiento óptimo, se calculan los costos del tratamiento propuesto para tener la certeza de que los costos no son muy distintos de los costos asumidos durante el proceso de optimización del tratamiento. Si los costos son muy diferentes, el desvío de la optimización entera debe ser retirado utilizando los datos de costos correctos.

Por último, se debe ir a campo para asegurarse de que el tratamiento óptimo es impulsado correctamente según el diseño. La calidad del control de campo es muy importante. No es bueno recopilar los datos y diseñar el tratamiento óptimo si no es impulsado correctamente en el campo.

La producción del análisis post-fractura y los datos de presión requieren un conocimiento profundo de los patrones de flujo en el yacimiento. La técnica aplicada para analizar los datos debe ser compatible con el régimen de flujo que se produce cuando los datos son tomados. Para un pozo que contiene una fractura hidráulica de conductividad finita, los regímenes de flujo consisten de flujo bilineal, lineal, de transición y pseudo-radial. Estos

regímenes de flujo pueden ser definidos en términos de tiempo adimensional. Los tiempos que abarcan el flujo bilineal, lineal y el de transición pueden ser llamados flujo transitorio.

Los regímenes de flujo de un pozo vertical que contienen una fractura finita de conductividad vertical pueden ser definidos por la siguiente ecuación:

$$T_D = (0.000264 * k * t) / (\phi * \mu * c_t * L_f^2)$$

Ecuación 4.3.1. Ecuación de tiempo adimensional.

Se demostró que el flujo lineal se produce entre tiempos adimensionales de 0.0225 y 0.1156. El flujo pseudo-radial de un pozo que contiene una fractura hidráulica de conductividad finita no comienza hasta un tiempo adimensional de 2 a 5, dependiendo del valor de la conductividad de la fractura adimensional. Antes de llegar al flujo lineal, el flujo se caracteriza como bilineal. Entre el final del flujo lineal y el comienzo de flujo pseudo-radial, el régimen se llama flujo transicional. Para yacimientos típicos de arenas compactas, el flujo lineal tiene una duración de meses o años. Uno no debe utilizar métodos de análisis de estado semi-estacionario de los datos antes llegar al comienzo del flujo pseudo-radial.

Los datos transitorios de tiempo temprano de yacimientos de gas de baja permeabilidad que contienen fracturas de conductividad finita son analizados con soluciones analíticas o numéricas de la ley de Darcy que deben ser utilizadas para analizar los datos adecuadamente en el periodo de flujo transitorio.

El modelado en diferencias finitas se puede utilizar para analizar los datos de yacimientos de arenas compactas que contienen una fractura hidráulica de conductividad finita. La solución ideal es primero utilizar los modelos de análisis para analizar los datos para determinar las estimaciones de primer orden de la permeabilidad de la formación, la longitud media de la fractura, la conductividad de la fractura y luego utilizar esos valores como entrada en un modelo realístico de diferencias finitas.

El modelo de diferencias finitas se puede utilizar para determinar estimaciones finales de la formación y propiedades de fractura, teniendo en cuenta los efectos del flujo no-Darcy, el cierre de fractura y la compactación de la formación. La clave consiste en utilizar modelos de flujo transitorio para analizar los datos de flujo transitorio. Si se pretende analizar los datos en el flujo lineal con un modelo de flujo pseudo-radial (gráfico de Horner), uno obtiene estimaciones incorrectas de la formación y de las propiedades de las fracturas.

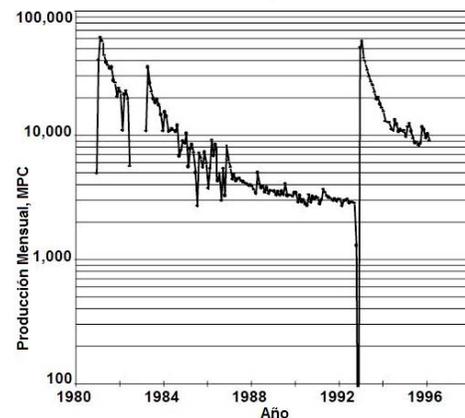
Los métodos comunes más utilizados para determinar las reservas se muestran en la tabla 4.3.1. Esta tabla presenta información relativa a cómo estos métodos se utilizan para evaluar la alta y baja permeabilidad en yacimientos gasíferos. Normalmente, los métodos volumétricos no funcionan en arenas compactas debido a que el área de drenaje adecuado para utilizar en el cálculo rara vez se conoce. Además, el balance de materiales rara vez funciona en arenas compactas, ya que es casi imposible de cerrar en los pozos el tiempo suficiente para determinar la presión media actual del yacimiento. El mejor método para determinar las reservas en yacimientos de arenas compactas es analizar los datos de producción mediante el uso de curvas de declinación o de simulación del yacimiento.

Tabla 4.3.1. Métodos de estimación de reservas para arenas compactas gasíferas (Holditch, 2006).

Método	Yacimiento de gas convencional	Arenas compactas gasíferas
Análisis Volumétrico	Preciso en yacimientos generales	Utilizados solo cuando ningún pozo ha sido perforado
Balance de Material	Preciso en el manejo de yacimientos agotados	Nunca debe ser usado
Curvas de Declinación	Declinación exponencial usualmente precisa	Debe usar declinación hiperbólica
Modelos de Yacimiento	Utilizados para estimular el campo	Usado para estimular pozos individuales

La figura 4.3.4 muestra una curva de declinación para un pozo que fue tratado con fracturas (1981), luego vuelto a completar y fracturado de nuevo (1992). Uno debe tener en cuenta que los pozos de arenas compactas con fracturas hidráulicas no declinan exponencialmente. En casi todos los casos declinan hiperbólicamente. Aún cuando se utiliza la ecuación hiperbólica para analizar la producción de estos yacimientos, hay que analizar los datos con cuidado. Por ejemplo, muchos pozos comienzan produciendo altas tasas de flujo de gas junto con alta presión de flujo de tubería.

Figura 4.3.4. Curva de declinación típica para un pozo de arenas compactas hidráulicamente fracturado (Holditch, 2006).



Durante los primeros meses, tanto la tasa de flujo de gas y la presión de flujo de tubería disminuye. Si solo se analizan los datos de la tasa de flujo del gas, la extrapolación hacia el futuro es optimista. Siempre que la presión del flujo de tubería alcance la presión del oleoducto y la presión del flujo de tubería se vuelva constante, la tasa de disminución de la tasa del flujo de gas aumenta. Así, cuando la tasa de flujo de gas y la presión de flujo de la tubería están disminuyendo, se tienen que calcular los valores de $q/\Delta p$, o la tasa de flujo dividida por la caída de presión, y el uso del modelo de la curva de declinación para que coincidan tanto el descenso de la tasa de flujo como la disminución de la presión del flujo de la tubería.

El método más exacto para calcular las reservas de gas en yacimientos de arenas compactas es utilizar un modelo de yacimiento, tal como un modelo semi-analítico o numérico del yacimiento, para que coincida la historia de los datos de producción de gas y la presión de fluido de la tubería desde el pozo. El modelo debe ser capaz de simular yacimientos en capas, una fractura hidráulica de conductividad finita y un cambio de presión de flujo de la tubería. En algunos casos, también se podría necesitar simular el flujo no-Darcy, la compactación de la formación, el cierre de fractura y/o los efectos de limpieza.

4.4 Arenas Bituminosas

El diseño de los yacimientos afecta las pruebas de pozos y el comportamiento de la declinación de la producción. Los límites estratigráficos (discordancias, acuñamientos y superficies de amalgamiento) pueden reducir drásticamente la recuperación de hidrocarburos durante las etapas de producción primaria y de recuperación asistida. La presencia de capas impermeables arcillosas o de lutitas en y alrededor de las facies de yacimiento, y aun la estratificación o la laminación entrecruzada dentro de un cuerpo arenoso, influyen en la efectividad de las técnicas de recuperación asistida. Cuando se desarrollan estrategias de inyección de vapor para la recuperación asistida de petróleo pesado, las imágenes de pared de pozo de alta resolución resultan críticas para caracterizar el yacimiento y las facies circundantes.



Figura 4.4.1. Las arenas bituminosas de Alberta contienen más de 400,000 millones de m³ (2.5 trillones de barriles) de bitumen *in situ*. Canadá tiene de las mayores reservas mundiales de petróleo ultra-pesado y bitumen (modificado de Contreras, et al., 2003).

Algunos depósitos ricos en bitumen se localizan en Athabasca, Cold Lake y Carbonate Triangle. Estos depósitos en el noreste de Alberta comprenden las formaciones Wabiskaw y McMurray (figura 4.4.1). La explotación a cielo abierto es la técnica utilizada para extraer el bitumen de zonas someras. Cuando estas formaciones se encuentran a profundidades mayores de 75 m, la tecnología de extracción *in situ* se conoce como drenaje gravitacional asistido con vapor (SAGD por sus siglas en inglés).

La técnica requiere dos pozos horizontales: uno superior para inyección y otro inferior para producir el petróleo movilizado por el vapor. Esto funciona cuando el vapor del pozo de inyección fluye libremente hacia los estratos superiores y cuando el petróleo calentado fluye sin impedimentos hacia el pozo de producción que se encuentra debajo (figura 4.4.2). Si existen barreras de permeabilidad que obstruyan, los gastos de producción de petróleo declinan, las relaciones vapor/petróleo aumentan y partes de las reservas se desaprovechan.

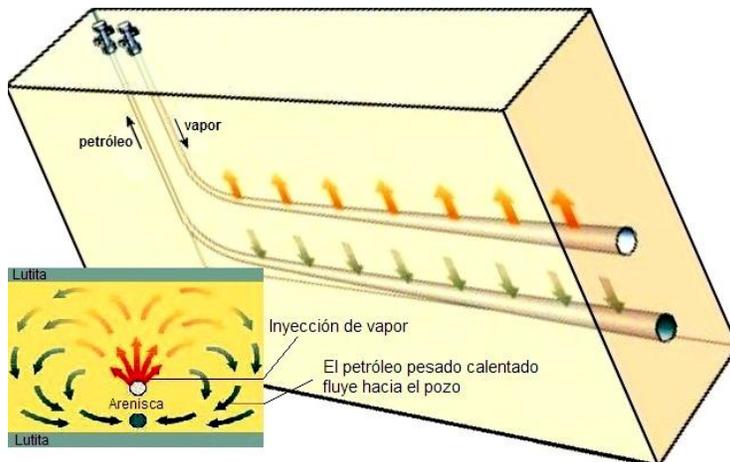


Figura 4.4.2. Método de extracción de SAGD. El vapor calienta la arenisca circundante saturada con bitumen y moviliza el petróleo. El diseño óptimo se logra cuando el volumen de flujo de vapor no es obstruido por bancos impermeables de lutita o arcilla (acreciones laterales), asociados con sistemas fluviales meandrosos. Una cuidadosa ubicación de pozos también minimiza los requerimientos de vapor (modificado de Contreras, et al., 2003).

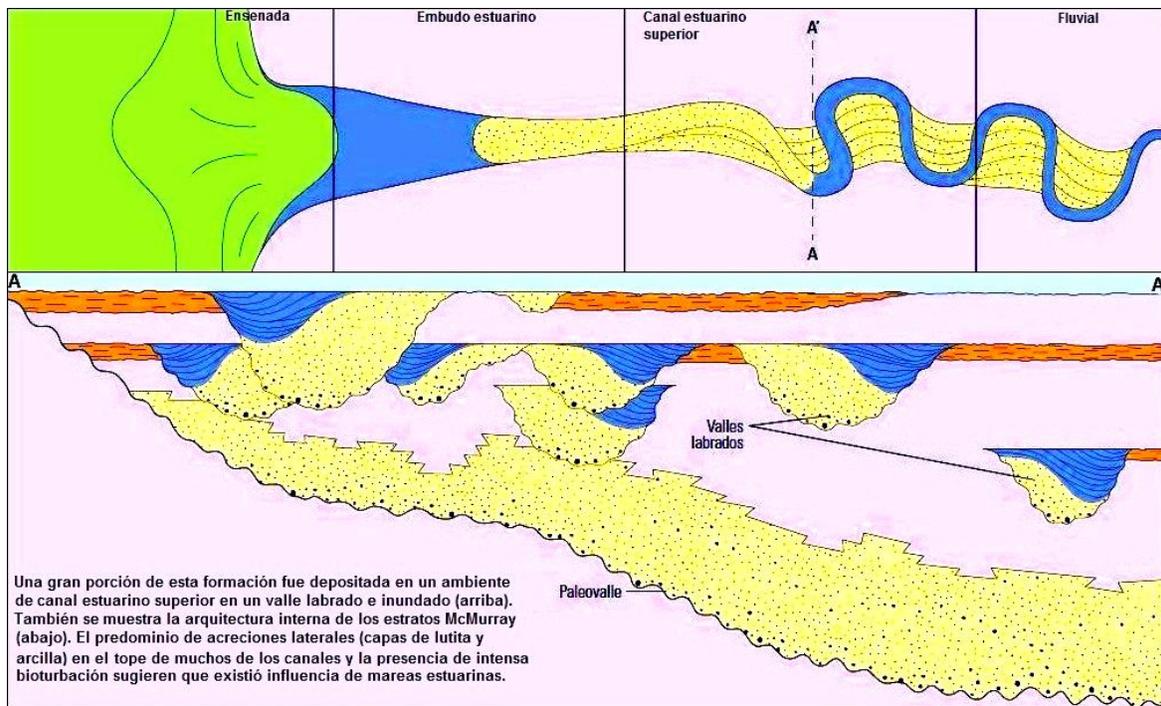


Figura 4.4.3. Modelo sedimentario de la Formación McMurray (modificado de Contreras, et al., 2003).

La Formación McMurray fue depositada durante un período de transgresión Cretácico temprano en un paleovalle de 200 km de ancho. Una fase dinámica transgresiva interrumpió varias veces la sedimentación de la arenisca McMurray, lo que se tradujo en una historia sedimentaria con rápidas variaciones. La sedimentación más importante para la acumulación de hidrocarburos ocurrió en valles fluvio-estuarinos de nivel bajo, donde un sistema de río meandrante depositó areniscas de barra de meandro (point bar), que contenían numerosas facies distintas, que mostraban diferentes propiedades de yacimiento (figura 4.4.3). Los espesores de las areniscas varían entre 20 y 58 m, poseen altas porosidades (30% a 35%) y son muy permeables (entre 3 y 10 darcys).

La secuencia sedimentaria es compleja. A pesar de la gran cantidad de datos, incluyendo registros y datos de núcleos de pozos estrechamente espaciados, es difícil correlacionar zonas, aun a cortas distancias. La extracción de núcleos de diámetro completo constituye una práctica estándar para evaluar correctamente los recursos de bitumen y la sedimentología de las areniscas aceíticas. Esto toma de 10 a 15 horas de equipo de perforación por pozo, más otros costos asociados con la extracción y el tratamiento de núcleos.

Las imágenes de pared del pozo obtenidas con la herramienta *FMI* (figura 4.4.5) permiten identificar y determinar la orientación de los límites estratigráficos dentro del depósito de arenisca aceítica McMurray (figura 4.4.4). Las areniscas de canal apiladas de la Formación McMurray están limitadas en la base por una superficie de erosión, o discordancia, sobre rocas carbonatadas Paleozoicas. Hacia el tope, se encuentran limitadas por una superficie de inundación transgresiva sobre la cual fueron depositados los sedimentos marinos Wabiskaw.

Figura 4.4.4. Afloramiento de la Formación McMurray de unos 50 m de altura, con al menos 5 secuencias de barra de espolón grano-decrecientes. Cada sucesión tiene arenisca con estratificación entrecruzada maciza, saturada de bitumen en la parte inferior (más oscura) y estratificaciones discontinuas inclinadas, (más claras). Estas estratificaciones se interpretan como acreciones laterales (Contreras, et al., 2003).

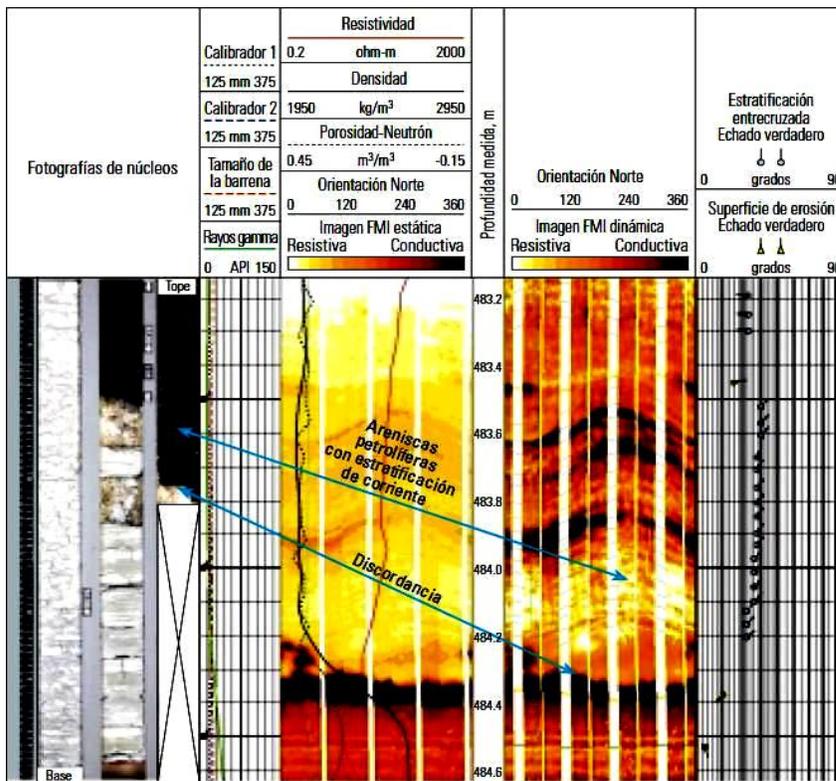


Figura 4.4.5. Núcleos e imágenes *FMI* muestran la discordancia entre la arenisca aceitífera McMurray y las rocas carbonatadas Paleozoicas. Esta discordancia no se puede observar en el afloramiento porque está ligeramente debajo del agua de la imagen anterior (Contreras, et al., 2003).

La interpretación e integración de los datos *FMI* con otra información derivada de registros, en combinación con datos de núcleos de diámetro completo extraídos de pozos verticales y datos de afloramientos de rocas, permiten conocer con mayor detalle factores sedimentológicos críticos que afectan directamente la efectividad de la tecnología SAGD. Esta comparación detallada entre afloramientos, núcleos e imágenes *FMI* permite identificar diferentes facies dentro de la Formación McMurray e inferir direcciones de paleo-corrientes. La utilización de la herramienta *FMI* reduce potencialmente el número de núcleos de pozos y los costos asociados con la extracción de núcleos de diámetro completo. En algunos casos, las técnicas de generación de imágenes de pared del pozo adquieren datos a través de intervalos de arenisca de alta porosidad que pueden perderse cuando se extraen núcleos si la recuperación de los mismos es pobre.

La determinación de las relaciones de tamaño de los granos dentro de bancos de arenisca, ayuda a la identificación de facies. En el subsuelo, esto se logra normalmente utilizando datos de registros (GR o neutrón). Se examinan las tendencias del tamaño de los granos para identificar sucesiones de facies que existen dentro de las secuencias de sedimentación, adquiriendo un mayor conocimiento sobre los procesos sedimentarios que dan forma al yacimiento.

Los métodos de análisis de las curvas convencionales, por ejemplo, utilizando GR solamente, a veces no resultan confiables porque no describen la historia sedimentaria. En el intervalo McMurray, se requieren mediciones de mayor resolución para reconocer la complejidad sedimentaria. Mediante la utilización de datos de resistividad sintética de alta resolución (SRES por sus siglas en inglés) derivados de la herramienta *FMI*, la aplicación *Sequence* puede identificar automáticamente intervalos grano decrecientes, grano crecientes, o de carácter homogéneo. Este análisis se combina con una interpretación integrada de imágenes *FMI* y núcleos para producir un análisis sedimentológico avanzado que brinda una descripción más precisa de las facies significativas a considerar durante la perforación de pozos para la aplicación de la tecnología SAGD (figura 4.4.6).

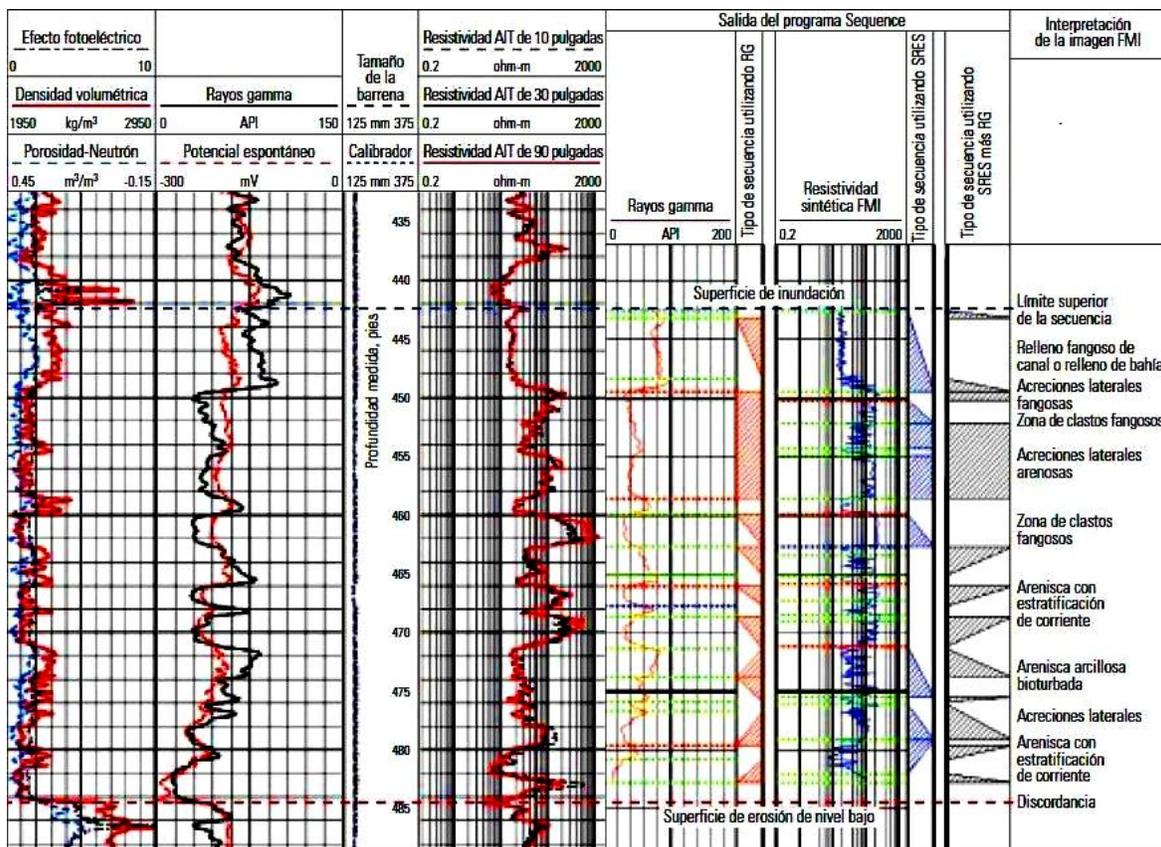


Figura 4.4.6. Herramienta *Sequence* para definición de facies. Se llevó la escala de la SRES a la escala de la herramienta AIT de 30 pulgadas para mejorar el análisis de tendencias. Además, se utilizaron los registros SRES y GR para generar una descripción mejorada de los tipos de secuencias. Comparando los tipos de secuencias con el análisis sedimentológico a través de imágenes, se pueden autenticar el análisis estratigráfico secuencial determinado con base en la forma de las curvas de los registros (Contreras, et al., 2003).

El análisis sedimentológico avanzado ayuda a diferenciar ciertas facies que tienen aspectos similares en los registros convencionales pero que afectan la recuperación de petróleo aplicando la tecnología SAGD de maneras muy diferentes. Los sistemas estuarinos meandrosos producen depósitos de areniscas de barra de espolón que comúnmente contienen acreciones laterales, o bancos de arcillas de baja permeabilidad, depositados en la porción superior de las areniscas de barra de espolón grano decrecientes, durante períodos de inundación o de agua estancada.

Si bien las acreciones laterales pueden haber limitado la extensión lateral, sus porciones arcillosas del tope son desventajosas para el proceso SAGD porque pueden obstruir el crecimiento local de la cámara de vapor dentro de las areniscas de barra de espolón ricas en bitumen, situadas sobre dichas porciones arcillosas. Estos bancos de baja permeabilidad parecen inhibir la movilización del petróleo que desciende hacia el pozo de producción.

Otra facies, identificada como clasto fangoso, presenta un aspecto similar a la arenisca arcillosa en los registros convencionales. Los intervalos arcillosos no son considerados mineralizados, pero sí lo son las zonas de clastos fangosos, ya que la matriz de tales intervalos es arenisca limpia saturada con bitumen. Las zonas de clastos permiten que el vapor penetre y migre hacia arriba. Las imágenes *FMI* diferencian fácilmente zonas de clastos fangosos de areniscas arcillosas que suelen observarse interrumpiendo la parte superior de las acreciones laterales (figura 4.4.7).

La herramienta *FMI* es muy útil para el análisis de orientación y geometría de los cuerpos arenosos. Los rasgos sedimentológicos pueden ser difíciles de visualizar en los núcleos a causa del manchado oscuro provocado por el bitumen, pero son fácilmente detectados en las imágenes *FMI*.

La estratificación de corriente de río en las imágenes de la pared del pozo muestra que la dirección de flujo era aproximadamente hacia el norte durante la sedimentación de la arenisca McMurray, pero varía a lo largo de la secuencia. La comprensión de la influencia de las mareas en la sedimentación de areniscas ayuda a construir un modelo geológico más preciso. La estratificación de corriente de río asociada con procesos fluvio-estuarinos también refleja la tendencia del cuerpo arenoso.

Con esta información direccional, se puede realizar un análisis de tendencias de areniscas utilizando la herramienta *SediView*. Los datos de imágenes también proveen un contenido relativo de bitumen entre zonas de características similares, una imagen estática más clara indica un mayor contenido de bitumen.

Esta relación ha sido establecida a través de varias comparaciones de núcleos. Otro rasgo sedimentológico identificado en las imágenes de pared del pozo es la bioturbación, comúnmente asociada con ambientes estuarinos. Además de proveer información de facies, la bioturbación puede afectar drásticamente las características finales de las rocas, fundamentalmente la permeabilidad del yacimiento.

Se caracteriza la Formación McMurray con imágenes *FMI* porque estas han resultado útiles para resolver facies ya que simulan los datos de facies de núcleos. Estas imágenes permiten

diferenciar aquellas facies que dificultan la implementación de la tecnología SAGD de las que no lo hacen. Vistas como una buena alternativa para optimizar la extracción de núcleos, las imágenes de pared del pozo ofrecen beneficios en términos de costos, datos completos a través de intervalos con pobre recuperación de núcleos, así como información acerca del contenido de bitumen, tendencias y geometría de areniscas.

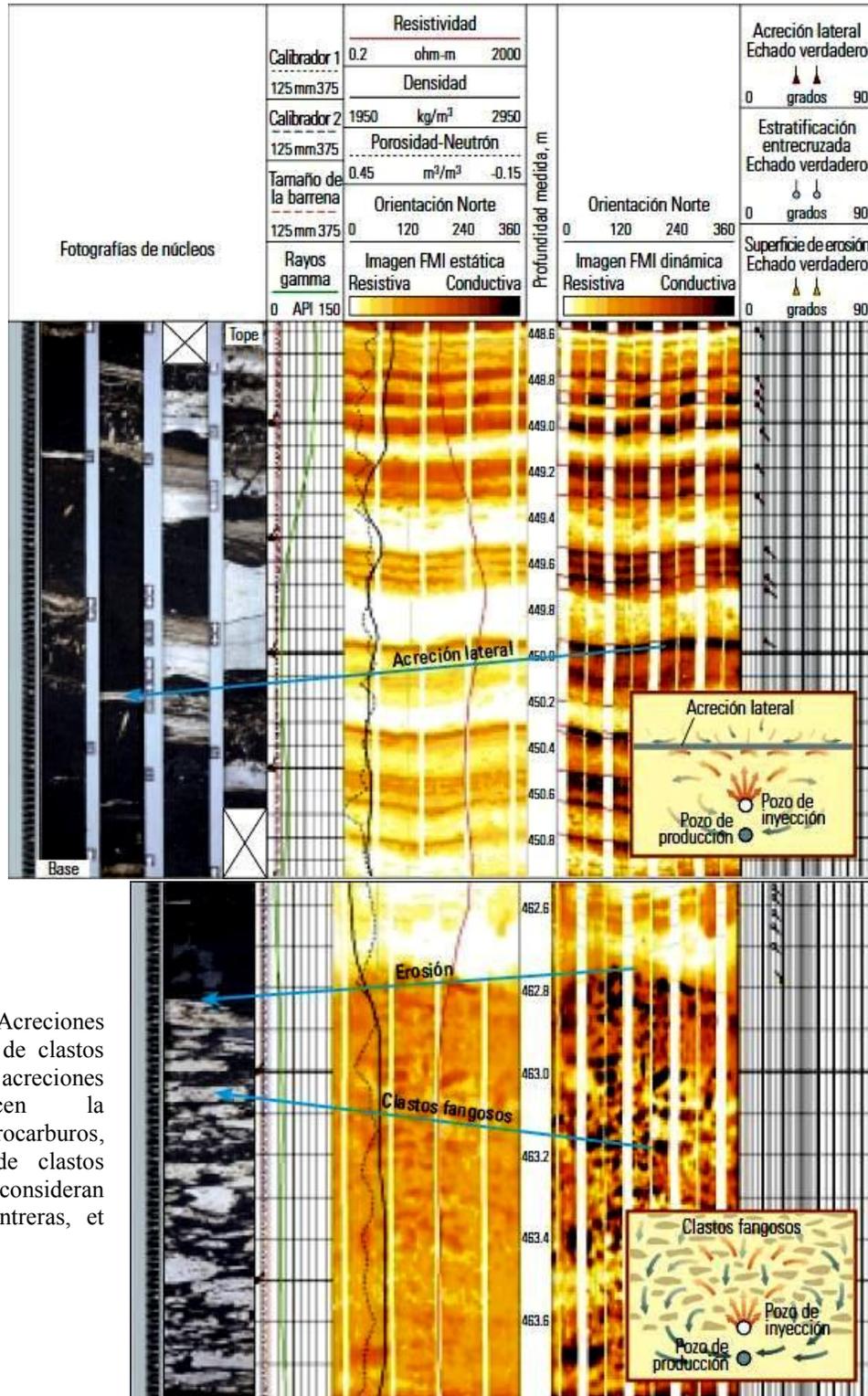


Figura 4.4.7. Acreciones laterales vs zonas de clastos fangosos. Las acreciones laterales reducen la producción de hidrocarburos, pero las zonas de clastos fangosos se consideran aprovechables (Contreras, et al., 2003).

4.5 Metano en Carbón

El análisis del carbón es la técnica más simple de análisis preliminar de registros; se interpreta la densidad volumétrica para determinar el contenido de ceniza, que luego se correlaciona con los otros componentes para cada rango del carbón. El agregado de los registros de neutrón, rayos gamma y factor fotoeléctrico hace al análisis más general y menos dependiente de las correlaciones locales. Lamentablemente, algunas capas de carbón presentan derrumbes durante la perforación, esto ocasiona agrandamiento del agujero y efectos adversos sobre los registros. Por otra parte, la composición de las fracciones, en particular la ceniza, puede variar, generando incertidumbre en cuanto a los parámetros a utilizar en la interpretación.

Una técnica alternativa se basa en el análisis elemental a partir de la espectroscopía de rayos gamma inducidos por neutrones. Las herramientas *ECS* y *RST* calculan la cantidad de minerales en las capas de carbón. La ventaja de la espectroscopía de rayos gamma es que la mayoría de las señales de interés surgen de los elementos de la formación y por tanto no son afectadas por el pozo. Por otro lado, los componentes de la ceniza pueden ser definidos con mayor precisión a partir de la mineralogía.

Las herramientas de espectroscopía de rayos gamma inducidos por neutrones emiten neutrones de alta energía que luego pierden velocidad y son capturados por los elementos del pozo y de la formación. Durante la captura, se emite un rayo gamma con una energía característica del elemento. Un detector mide la cantidad de rayos gamma recibidos en el detector en cada nivel de energía. Esta energía puede ser degradada al dispersarse en la formación, pero existe suficiente carácter en el espectro final para reconocer los picos causados por los diferentes elementos. El primer paso del procesamiento consiste en calcular la proporción de rayos gamma de cada elemento mediante la comparación del espectro medido con el espectro teórico de cada elemento individual. Un proceso de inversión matemática proporciona el porcentaje de los componentes principales.

Los rendimientos son medidas relativas porque la señal total depende del ambiente que puede variar a través de todo el intervalo de adquisición de registros. Para obtener concentraciones elementales absolutas se necesita información adicional. El principio del modelo de cierre de óxidos establece que una roca seca consiste en un conjunto de óxidos y que la suma de sus concentraciones debe equivaler a la unidad. La medición del rendimiento relativo de todos los óxidos permite calcular el rendimiento total y el factor necesario para convertir el total en la unidad.

Este factor de normalización convertirá luego cada rendimiento relativo en una concentración elemental de peso seco. Por último la técnica de procesamiento litológico *SpectroLith* transforma las concentraciones de elementos en concentraciones minerales utilizando una serie de correlaciones basadas en el estudio de más de 400 muestras de núcleos de distintos ambientes clásticos. Los resultados se expresan como el porcentaje de peso seco de arcilla, carbón, minerales accesorios (pirita y siderita) y el conjunto de cuarzos, feldespatos y micas. Si bien puede haber variaciones locales en estas correlaciones, la ventaja de esta técnica radica en que es automática y no requiere la

intervención del usuario. Esto la diferencia de los métodos estándar de determinación de la arcilla que dependen en gran medida de parámetros seleccionados por el usuario.

Las capas de carbón son fáciles de identificar por su alta concentración de Hidrógeno. La cuantificación del volumen de Carbono fijo, material volátil y humedad en el carbón es más difícil y requiere 2 supuestos. Primero, hay otras fuentes de Hidrógeno que deben ser consideradas, incluyendo el agua presente en las diaclasas, el agua de las arcillas, la humedad de la formación y del pozo, a menos que haya sido perforado con aire. Como estos elementos forman una base consistente, pueden ser sustraídos para dar la concentración de Hidrógeno en el carbón. En segundo lugar, los distintos tipos de carbón tienen diferentes contenidos de Hidrógeno. No obstante, en una formación dada, esto puede ser suficientemente consistente como para permitir una conversión de concentración de Hidrógeno a porcentaje de carbón.

Los datos obtenidos con *ECS* permiten efectuar un análisis preliminar rápido y automático de las principales fracciones en la ubicación del pozo. El contenido total de ceniza se obtiene a partir de sus componentes (cuarzo, arcilla, carbonatos y piritita), mientras que la cantidad de Carbono fijo y material volátil pueden estimarse a partir de correlaciones con el contenido de ceniza.

Muchas de esas correlaciones ya han sido establecidas con base en datos de núcleos para áreas o formaciones específicas. Como alternativa, la mineralogía *ECS* puede combinarse con otros datos de registros en un cómputo de la herramienta *ELANPlus*. El análisis preliminar resultante es mejorado mediante la descripción detallada del contenido de ceniza basado en la herramienta *ECS* y por la capacidad de los datos de los registros de litodensidad y neutrón para distinguir entre Carbono fijo y materia volátil.

La mineralogía *ECS* más detallada ayuda a identificar el grado de desarrollo de diaclasas. La presencia de calcita y piritita indica un sistema de diaclasas bien desarrollado en el que el flujo de agua ha provocado mineralización secundaria. No obstante, la existencia de grandes cantidades de calcita y piritita sugiere que las diaclasas han sido rellenas o que el carbón es de bajo grado.

También se han observado cuarzo y arcilla en las diaclasas pero los grandes volúmenes de estos minerales y un gran volumen total de ceniza indican un carbón de menor rango. Estos carbones habrán perdido menos agua y materia volátil durante la carbonización y tendrán menos diaclasas. Estas observaciones pueden ser utilizadas para identificar capas de carbón bien diaclasadas; por ejemplo, con porcentajes de calcita que van de 2% a 7% y de piritita que van de 0.5% a 5%.

Las capas de carbón pobremente diaclasadas tienen porcentajes totales de ceniza mayores al 45%, porcentajes de arcilla que exceden el 25% y porcentajes de cuarzo que superan el 10%. Los porcentajes de minerales comprendidos entre los de las capas de carbón bien y pobremente diaclasadas indican carbones parcialmente diaclasados. Las reglas y los valores de corte pueden variar según el área y deberían establecerse localmente a partir de los datos de producción.

El rango del carbón y el contenido de gas pueden calcularse con base en el análisis preliminar de las principales fracciones. La intensidad de las diaclasas indica permeabilidad y productividad. Por lo tanto, la espectrometría de rayos gamma inducidos por neutrones, combinado con otros registros, proporciona un registro continuo de los principales factores necesarios para evaluar una capa de carbón y cualquier arena adyacente, inmediatamente después del pozo perforado.

El análisis elemental tiene una función adicional en los pozos entubados, donde la relación Carbono/Oxígeno provista por la herramienta *RST* constituye el método más exacto para la identificación de carbones a través de registros. Esta técnica resulta útil en pozos perforados para alcanzar objetivos más profundos que han sido entubados en zonas carboníferas sin obtener registros de densidad a agujero abierto. La relación Carbono/Oxígeno es calibrada con la densidad del carbón, utilizando datos de otros pozos del área. Los otros rendimientos relativos pueden ser interpretados como ya descritos, después de considerar los efectos de la tubería de revestimiento y del cemento sobre las concentraciones de sílice y Calcio.

Canadá tiene 1,287 Tpc de reservas probables de CBM *in situ* estimadas esencialmente en: los pies del monte de Alberta, las planicies de Alberta y los pies de monte de la Columbia Británica. Las capas de carbón de estas áreas varían en rango, contenido de gas y accesibilidad. La permeabilidad del carbón es el principal sustento del potencial de los yacimientos de CBM. Por eso, cuando se evalúan estos yacimientos en Canadá, gran parte del enfoque se centra en el conocimiento de diaclasas y fracturas naturales, tanto en los afloramientos como en los pozos.

Alberta contiene grandes cantidades de carbón distribuidas por todas las planicies, los pies de monte y las montañas del sur. Originalmente depositada en turberas relativamente horizontales, la materia orgánica fue enterrada por sedimentos provenientes del oeste y se carbonizó gradualmente con el aumento del calor y la presión después del sepultamiento. Las capas de carbón luego fueron plegadas, falladas, levantadas y parcialmente erosionadas, dando como resultado la distribución actual del carbón a través de las planicies. Los estratos carboníferos se inclinan suavemente hacia el oeste, en dirección a las montañas, donde las capas de carbón están plegadas y se dirigen abruptamente hacia la superficie para volver a estar expuestas en los pies de monte.

Las capas de carbón se desarrollan dentro de los horizontes de las formaciones Scollard, Horseshoe Canyon y Belly River del Cretácico Superior y dentro de los estratos del grupo Mannville del Cretácico Inferior, en las planicies de Alberta. También hay carbón en las formaciones Coalspur del Paleoceno y Mist Mountain de los grupos Luscar/Kootenay del Jurásico-Cretácico, en los pies de monte de Alberta. El espesor de las capas de carbón individuales es de menor a 1 m y mayor a 6 m. Los grupos de capas de carbón están separados por 10 a 50 m de roca.

La mayoría de las capas de carbón que se encuentran a profundidades someras (<1000 m) en las planicies son de rango sub-bituminoso a bituminoso alto volátil. Las capas de carbón de los pies de monte de Alberta son en general más maduras, con rangos que varían entre bituminosos alto volátil y bajo volátil.

La permeabilidad, la presión de formación y la saturación del fluido de yacimiento son críticas para la identificación de áreas adecuadas para el desarrollo de yacimientos de CBM. Los métodos comunes para medir la permeabilidad en las capas de carbón (pruebas de inyectividad y de cierre luego de la inyección) a menudo dan resultados inconsistentes porque la permeabilidad de las diaclasas puede ser una función de la presión de inyección.

Los intervalos de prueba pueden ser perturbados por los fluidos de perforación y dañados por la cementación y los fluidos de fracturamiento y estimulación, causando efectos adversos sobre los resultados de las pruebas. Las ambigüedades se producen por el hinchamiento de las diaclasas y fracturas del carbón, la permeabilidad bifásica y los efectos de almacenamiento del pozo.

Se han realizado pruebas exitosas en capas de carbón localizadas en planicies someras, utilizando el Probador Modular de la Dinámica de la Formación (MDT por sus siglas en inglés). Luego de sacar por bombeo todo el fluido de perforación, el módulo del empacador MDT permite extraer el fluido de yacimiento de las capas de carbón aisladas en condiciones casi vírgenes. La herramienta da información precisa sobre la velocidad de flujo, la presión y mide las propiedades de los fluidos recuperados en tiempo real.

El análisis de presiones transitorias puede ser aplicado a la respuesta de la presión para determinar la permeabilidad del carbón. La presión de cierre de fondo reduce el problema de almacenamiento del pozo que puede ocultar la respuesta de la formación en el análisis de presiones transitorias. El dispositivo MDT es eficaz en materia de costos y minimiza las incertidumbres propias de otros métodos de prueba de la permeabilidad del carbón.

Algunos carbones del grupo Mannville en las planicies de Alberta son finamente estratificados. Aquí, el registro de densidad volumétrica parece responder a minerales pesados (pirita), que se encuentran en la matriz del carbón. Estos minerales aparecen como manchas conductoras en las imágenes *FMI*, arrojando picos de densidad anormalmente altos que causan errores potenciales en los cálculos del carbón neto. La resolución de la herramienta *FMI* permite obtener mediciones más confiables del espesor de carbón neto.

La abundancia de pliegues y fallas de cabalgamiento relacionadas con la deformación Laramide caracteriza la compleja geología estructural de la Columbia Británica y Alberta. El esfuerzo horizontal mínimo tiene dirección noroeste-sureste en gran parte del área de los pies de monte, más o menos paralela a los afloramientos, si bien estudios de ovalización por ruptura de la pared del pozo indican variaciones en los esfuerzos locales. Estudios realizados en las planicies de Alberta indican variaciones en los esfuerzos entre las secuencias de rocas del Cretácico-Terciario Superior y las del Cretácico Inferior.

Por otro lado, los datos de imágenes de pared del pozo obtenidos con la herramienta *FMI* mostraron la presencia de fallas en estas áreas (figura 4.5.1). Se realizaron levantamientos posteriores al fracturamiento para evaluar cómo se propagan las fracturas hidráulicas a través de las capas de carbón y la roca adyacente.

En los pies de monte del noreste de la Columbia Británica, las formaciones Gates y Gething del Cretácico contienen los estratos de carbón de mayor espesor. Las capas de carbón de

estas formaciones están expuestas en el campo carbonífero Peace River, a lo largo de los afloramientos de orientación noroeste, donde son explotados. En el extremo sureste de la Columbia Británica, el carbón está contenido en la Formación Mist Mountain del Jurásico-Cretácico, que aflora en la cadena frontal de las Montañas Rocallosas, en el Valle de Elk, en los campos carboníferos Crowsnest y Flathead.

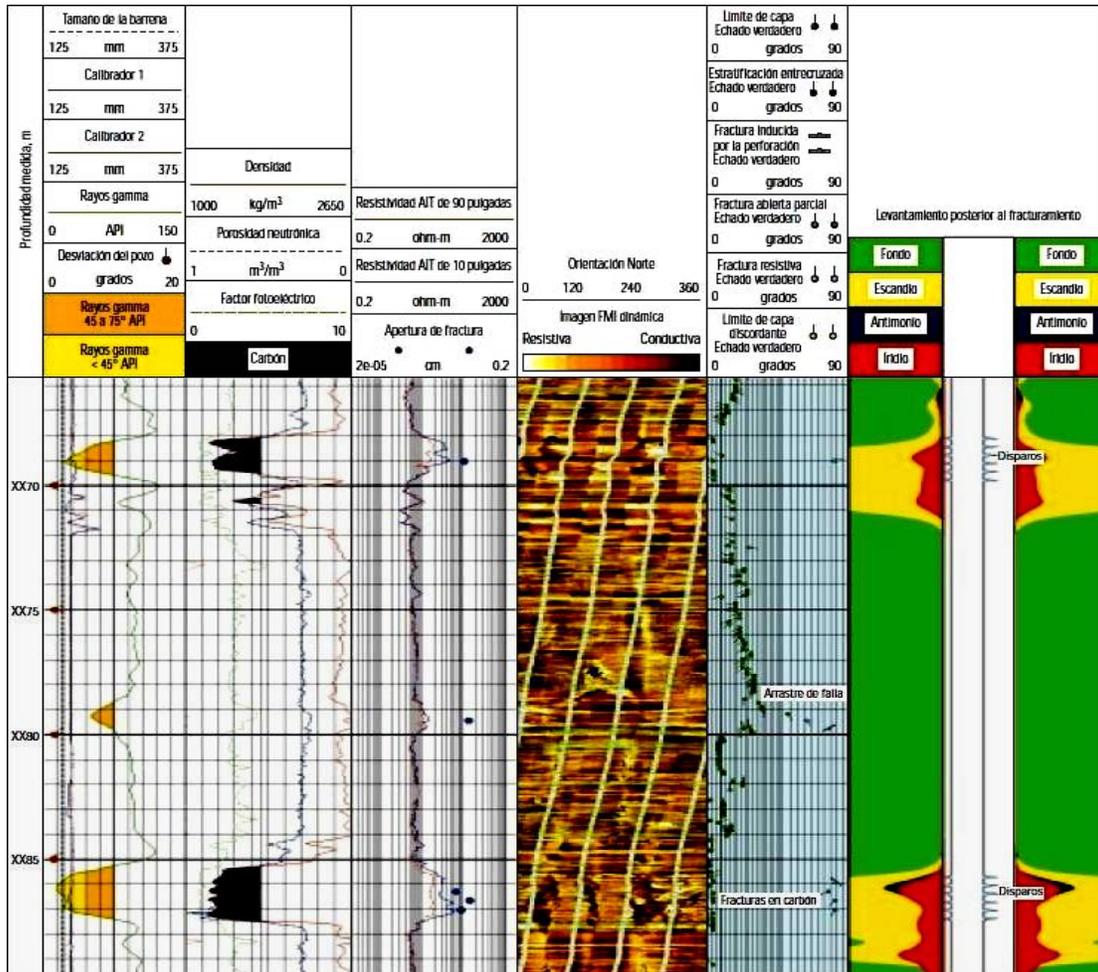


Figura 4.5.1. Análisis de capas de carbón de las planicies de Alberta en el pozo Burlington. Las fallas y la presencia de fracturas asociadas con las mismas tienen un impacto directo sobre la permeabilidad de las capas de carbón. Se incluye un levantamiento para demostrar el crecimiento vertical de las fracturas hidráulicas en las capas de carbón disparadas. La presencia de trazadores radiactivos debajo de los disparos indica el crecimiento de las fracturas en sentido descendente (Anderson, et al., 2003).

La Formación Gething contiene más de 20 m de carbón acumulado en el área de Pine River. La formación disminuye de espesor regionalmente en dirección al sureste, pero mantiene espesores de carbón acumulados de ~ 6 m. Un informe de 1980 sobre exploración de carbón en la porción norte de la tendencia de la Formación Gething da información sobre el contenido de gas de los pozos. Los datos indican alto contenido de gas (hasta 19.5 m³/ton o 620 pc/ton) a una profundidad de 459 m en un pozo como mínimo. El rango del carbón de esta formación generalmente disminuye hacia el este y abarca el rango bituminoso. Las diaclasas frontales en las capas de carbón al norte tienen orientación noroeste-sureste y, bajo el régimen actual de los esfuerzos, pueden estar cerradas.

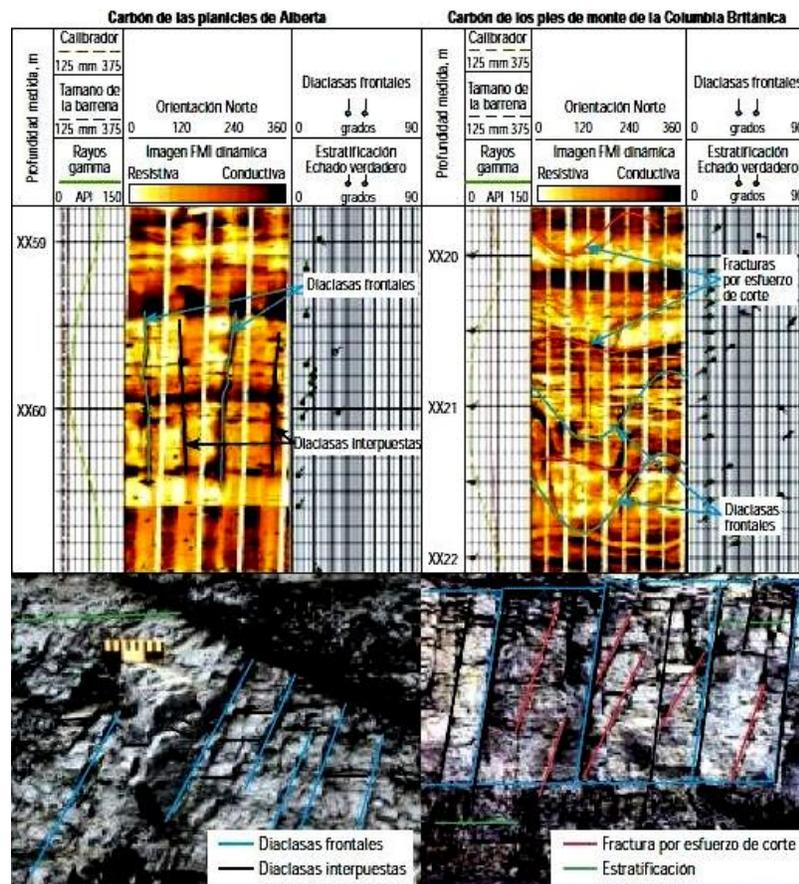
La Formación Gates disminuye de espesor hacia el noroeste y sus reservas de carbón no están tan esparcidas como las de Gething. El carbón en esta formación normalmente contiene 4 capas con un espesor medio total que va de 15 a 20 m.

En 1996, Phillips Petroleum perforó 4 pozos para comprobar las capas de carbón de esta formación, a una profundidad de 1300 a 1500 m. El contenido de gas medido en estos pozos resultó prometedor (6.3 a 29.2 m³/ton), si bien la permeabilidad medida era baja. Las diaclasas frontales en estas capas de carbón tienen orientación NE-SW y pueden ser perpendiculares a la dirección actual del esfuerzo mínimo. En consecuencia, es razonable suponer que las diaclasas frontales de Gates puedan estar abiertas.

Los afloramientos del campo carbonífero Peace River han permitido conocer las interrelaciones entre deformación, desarrollo de diaclasas y campos actuales de esfuerzos y su relación con la permeabilidad del carbón. La combinación de profundidad y deformación puede haber reducido considerablemente la permeabilidad en las capas de carbón presentes en las formaciones Gething y Gates. Se cree que la cizalladura entre capas de estos carbonos ha reducido la permeabilidad del carbón.

Los afloramientos de carbón dan mucha información sobre esfuerzos y sistemas de fracturas del carbón. En el subsuelo, muchos recurren a la generación de imágenes de pared del pozo para determinar el grado de desarrollo de diaclasas y fracturas naturales en las capas de carbón; en algunos pozos, se pueden observar fracturas por esfuerzo de corte usando imágenes de pared del pozo (figura 4.5.2).

Figura 4.5.2. Imágenes *FMI*. El desarrollo de fracturas por esfuerzo de corte degrada la permeabilidad del carbón (Anderson, et al., 2003).



Los datos *FMI* sirven para determinar las direcciones de las diaclasas y las fracturas, así como la orientación actual de los esfuerzos. Esta información es utilizada para las tareas de planeación de pozos y sirve de ayuda en la evaluación del comportamiento y la eficacia de la estimulación de fracturas hidráulicas. Las fracturas inducidas por la perforación y

ovalizaciones por ruptura de pared del pozo indican la orientación de los esfuerzos locales. Las imágenes de pared del pozo de alta calidad que muestran fracturas naturales, facilitan la interpretación de las orientaciones de los paleoesfuerzos y las aperturas de las fracturas.

Los pozos desviados son perforados en sentido perpendicular al grupo de fracturas dominantes utilizando la información de la herramienta *FMI* de los pozos adyacentes o de los registros de las zonas superiores de los mismos pozos. Las imágenes de pared del pozo también se utilizan para orientar y correlacionar en profundidad los intervalos en donde se extrajeron núcleos, particularmente en las zonas de pobre recuperación de núcleos.

Además de la generación de imágenes de pared del pozo, los datos de velocidad acústica de ondas P y S han sido utilizados mucho tiempo con otras mediciones petrofísicas (densidad volumétrica, porosidad y volumen de lutitas), para derivar las propiedades elásticas de las rocas y determinar los perfiles de esfuerzos de cierre a fin de ser utilizados como datos de entrada en los diseños de las fracturas hidráulicas.

Los registros de inducción de arreglos múltiples proveen perfiles de invasión y comparaciones cualitativas del desarrollo de diaclasas en carbones. En Canadá se está investigando un método para evaluar la permeabilidad del carbón mediante el examen de la invasión del fluido de perforación, utilizando datos de la herramienta de generación de Imágenes de Arreglo de Inducción (*AIT*). Este dispositivo da mediciones de resistividad en 5 profundidades de investigación, que van de 10 a 90 pulgadas y con resoluciones verticales de 1,2 y 4 pies. El perfil de invasión se calcula utilizando un modelo con una zona completamente lavada de diámetro D_i , seguida por una zona de transición hacia la formación no invadida a un diámetro D_o . El modelo ha sido utilizado para calcular el perfil de invasión en 2 pozos contrastantes; un pozo de prueba en los pies de monte de baja permeabilidad y un pozo de prueba en las planicies de mayor permeabilidad. Ambos pozos fueron perforados con lodo base agua dulce, proporcionando un buen contraste de resistividad entre el filtrado de lodo y la resistividad del agua de formación.

En las capas de carbón de las planicies, el análisis *AIT* indicó mayor invasión donde la herramienta *FMI* mostraba la presencia de fracturas por esfuerzo de tracción (figura 4.5.3). La medición *AIT* de 1 pie de resolución logró resolver los efectos de la invasión en las proximidades de una falla observada en la imagen *FMI* a 79.5 m.

La información obtenida de registros, núcleos y afloramientos puede usarse en la construcción de pozos. La correcta cementación de los pozos en los yacimientos de CBM canadienses constituye un desafío debido al estado fracturado de las capas de carbón. Con frecuencia, la cementación primaria no logra obtener o mantener los retornos de cemento a la superficie, lo que se traduce en topes de cemento bajos y en un mayor riesgo de migración del gas. Se ha recurrido a aumentar el volumen de cemento excedente bombeado para combatir el problema de los topes de cemento bajos, pero una solución conocida como cemento en fibras avanzado *CemNET* ha dado buenos resultados.

Los pozos correctamente cementados preparan el camino para la terminación. En todas las áreas de explotación de yacimientos de CBM del mundo, es típico que las capas de carbón primero necesiten ser deshidratadas para lograr máximos niveles de producción de gas,

aunque se han encontrado muchas capas de carbón sin agua. Cuando se estimulan capas de carbón con mínimo contenido de agua en sus sistemas de diaclasas, o capas de carbón de baja presión, un sistema de fluido de fracturamiento compatible minimiza el daño de la red de permeabilidad. En Canadá las selecciones de fluidos de fracturamiento hidráulico han incluido nitrógeno puro solamente, sistemas base guar o fluido de fracturamiento sin polímeros *ClearFRAC*. Estos fluidos han sido energizados utilizando CO₂ o nitrógeno. El cambio a sistemas energizados y sin polímeros ayuda a asegurar un mejor flujo de fluido al pozo sin dañar la permeabilidad del carbón.

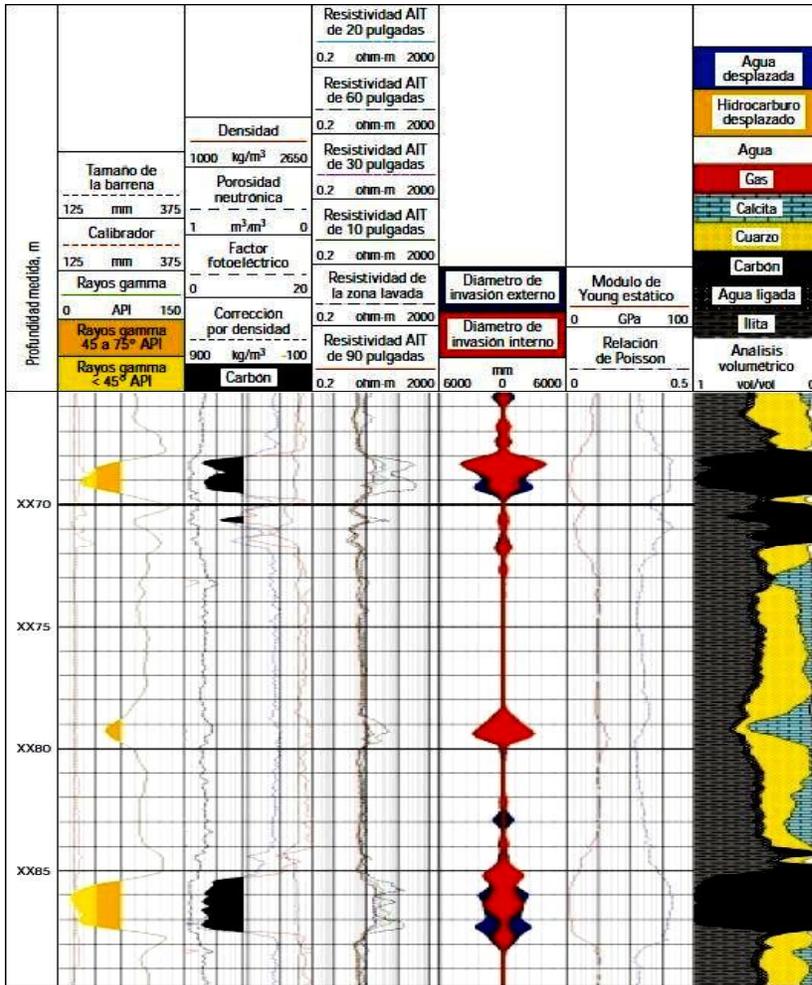


Figura 4.5.3. Análisis de invasión en las capas de carbón de las planicies de Alberta. Mediante la utilización de un modelo de invasión tipo rampa y datos de la herramienta *AIT*, las capas de carbón muestran invasión de hasta 3.5 m. La presencia de mayor invasión se asocia con intervalos que muestran fracturas por esfuerzo de tracción en las imágenes *FMI* (Anderson, et al., 2003).

Otra característica común de los yacimientos de Canadá es que consisten en múltiples capas de carbón delgadas; no es raro tener más de 20 capas presentes. La tecnología de estimulación mediante tubería flexible *CoilFRAC* ha permitido disparar y fracturar en forma económica todas estas zonas individualmente en una operación de un día de duración. En algunas áreas se fracturan más de 30 zonas por pozo y en ciertas circunstancias se estimulan 2 pozos por día. Hay beneficio con los menores costos de instalación, la disminución de las operaciones de quemado de gas y la reducción significativa del tiempo entre la terminación y las ventas del gas. Las operaciones *CoilFRAC* resultan adecuadas para áreas sensibles desde el punto de vista ambiental porque el equipo deja menos huellas que las unidades de servicio y la mayor parte del equipo se traslada al campo una sola vez.

4.6 Hidratos de Metano

A continuación se presentan 3 imágenes de la clasificación de los depósitos de los hidratos de metano en la macro (figura 4.6.1), meso (figura 4.6.2) y micro-escala (figura 4.6.3):

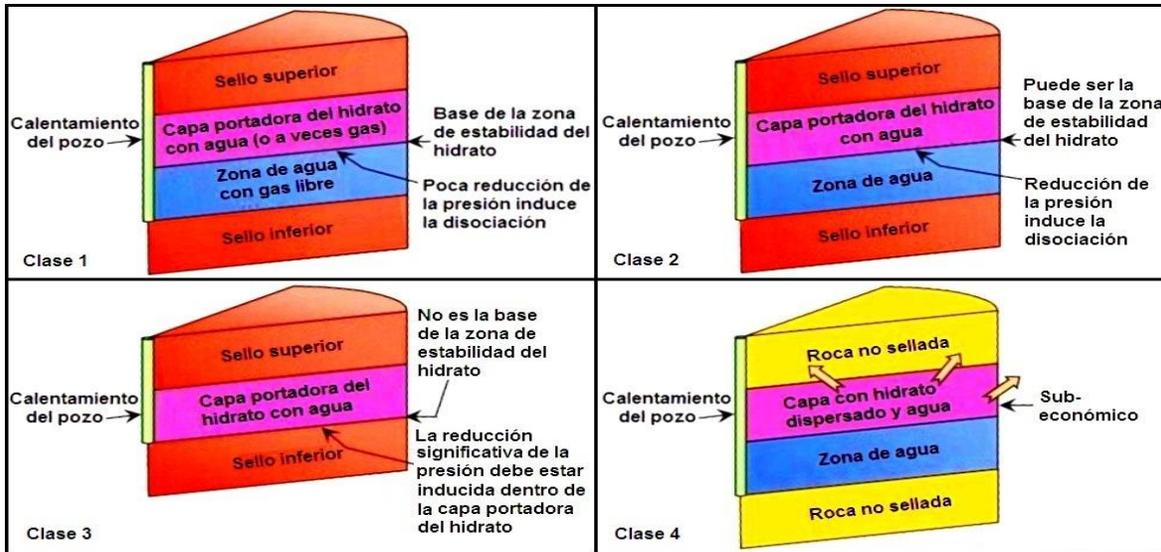


Figura 4.6.1. Clases de ocurrencia del hidrato en macro-escala sin permafrost (modificado de Worthington, 2010).

Clase	Fases	Zonas	Posición en la columna del hidrato	Implicaciones petrofísicas
1G	(Sólido) hidrato; (líquido) agua; gas libre	Superior: hidrato y gas libre	Base de la zona de estabilidad del hidrato	La saturación del hidrato debe de estar separada del gas libre en la zona superior
		Inferior: agua y gas libre		
1W	(Sólido) hidrato; (líquido) agua; gas libre	Superior: hidrato y agua	Base de la zona de estabilidad del hidrato	La saturación del hidrato no tiene la complicación del gas libre en la zona superior
		Inferior: agua y gas libre		
2	(Sólido) hidrato; (líquido) agua	Superior: hidrato y agua Inferior: agua	Puede estar cerca de la base de la zona de estabilidad del hidrato	Alta saturación del hidrato en la zona superior con gas libre es muy improbable
3	(Sólido) hidrato; (líquido) agua	Único: hidrato y agua	Dentro de (parte principal de) la zona de estabilidad del hidrato	Alta saturación del hidrato con gas libre es muy improbable
4	(Sólido) hidrato; (líquido) agua; gas libre	Superior: hidrato y agua, posiblemente con algo de gas	Disperso a través de la zona de estabilidad del hidrato en la ausencia de una capa impermeable de roca integral	Bajas concentraciones del hidrato; mas altas saturaciones de agua posiblemente con algo de gas (Se cree que la clase 4 solo se presenta en sedimentos marinos - Moridis & Sloan 2007)
		Inferior: agua y posiblemente gas		

Figura 4.6.2. Clasificación del hidrato e implicaciones petrofísicas sin permafrost (modificado de Worthington, 2010).

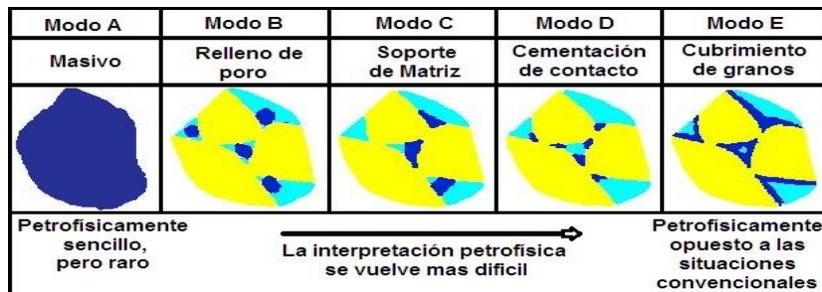


Figura 4.6.3. Modos de formación del hidrato en micro-escala (modificado de Worthington, 2010).

Los métodos convencionales de evaluación de acumulaciones de gas sólo son parcialmente aplicables a los hidratos de gas. En zonas de permafrost es difícil distinguir entre las firmas de registro estándar de los depósitos portadores del hidrato y sedimentos con hielo. Pruebas de formación no son posibles sin descomponer los hidratos, el equilibrio termodinámico tiene que ser perturbado con el fin de evaluar la recuperación. Antes de la disociación de hidratos, la permeabilidad de la formación puede ser muy baja, lo que inhibe la recuperación de cualquier gas libre que pueda coexistir en el sistema de poros. Además, los volúmenes relativos del hidrato y gas libre son difíciles de estimar a partir del análisis de núcleo. En vista de estos problemas, las herramientas disponibles son los registros de lodo, análisis de núcleos, registros de pozos (eléctricos y registro durante la perforación (LWD por sus siglas en inglés)) y repetir las pruebas de formación.

Los registros de lodo indican gas libre relacionado, pero no mostrará hidratos a menos que haya habido disociación para que el metano aparezca como gas libre en el pozo. Una comparación de gas muestra con los registros de pozos que debe permitir una evaluación calificada para hacerse de la fuente del gas. Donde el gas parece originarse de la zona de estabilidad del hidrato, esto no necesariamente implica disociación, ya que algo del gas libre puede existir en los depósitos de clase 1G y, excepcionalmente, en capas portadoras de hidrato clase 3. Los depósitos de gas libre de clase 2 se consideran poco probables, ya que la presencia de un acuífero subyacente significa que no debe haber limitaciones de agua. El gas que se muestra inmediatamente debajo de la base de la zona de estabilidad del hidrato es especialmente significativo.

El análisis de núcleo evalúa la concentración del hidrato de gas a través de cálculos de balance de masa del metano basado en la despresurización de laboratorio de los núcleos recuperados, mientras se mantiene la presión *in situ* y la temperatura restringida cambia. Este objetivo es aún más difícil dada la complejidad de que los hidratos aparezcan naturalmente, ya que es difícil replicarlos en laboratorio. La recuperación del núcleo usa un barril de núcleo de presión que puede mantener, por ejemplo, una longitud de 1 m de la muestra a presión efectiva del yacimiento. La extracción de núcleos del hidrato puede efectuarse con un aditivo de refrigeración que mantiene el lodo de perforación por debajo de 2°C y un gel no invasivo que reduce los efectos de la invasión de filtrado. Una vez retirada del pozo, la muestra se mantiene a alta presión y baja temperatura hasta que alcanza la autoclave de laboratorio, en donde se remueve del barril de núcleo y se transfiere. Los contras son que es caro, puede haber algo de disociación durante el proceso de transferencia, y el núcleo sin forro está sujeto a la disociación del hidrato, de allí la desgasificación en la autoclave.

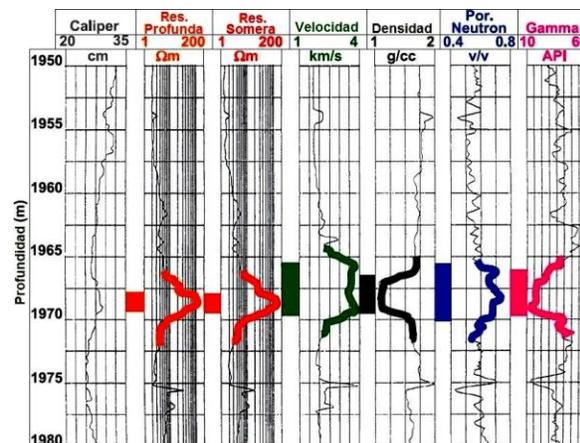
Hay una autoclave de núcleo que puede ser desacoplada de la herramienta de extracción de muestras principal después de la recuperación. El núcleo se mantiene bajo presión y se enfría con hielo mientras que se transfiere a las cámaras especializadas para el análisis, submuestreo y/o almacenamiento. Una cámara de registro de núcleo permite que propiedades físicas sean medidas a través de una ventana en un ambiente de temperatura controlada. Debido a que el núcleo está en una caja de acero con mantenimiento de presión, sólo un número limitado de mediciones se pueden hacer. Por ejemplo, la densidad (a través de la atenuación de rayos gamma) y la velocidad de la onda P pueden ser medidas, pero la resistividad no. También se puede permitir que el núcleo se disocie bajo control

termodinámico, conduciendo a estimaciones fiables de la cantidad de metano producido, siempre que la porosidad y la química del agua intersticial sean conocidas. Es una calibración clave para la estimación de los hidratos *in situ*, para lo cual también requiere un protocolo de mapeo para guiar la extrapolación fuera del pozo.

El análisis de núcleos no ha resultado todavía en el grado de verificación de laboratorio que se esperaría, debido a que no ha sido posible establecer en laboratorio algoritmos interpretativos que guíen la interpretación cuantitativa de los registros. Por otro lado, en los sedimentos oceánicos no consolidados hay problemas de inestabilidad del agujero, las respuestas del registro eléctrico pueden verse muy degradadas. Estas cuestiones se ven agravadas por las diferencias de resolución de las herramientas. Como resultado, diferentes registros han proporcionado diferentes puntos de vista en volúmenes del hidrato. A pesar de esto, los registros muestran que los hidratos masivos tienen baja respuesta de rayos gamma, baja densidad, alta porosidad de neutrones, alta velocidad símica y alta resistividad. La pre-diseñación de adquisición de datos debe ser mejorada a través de LWD y avances en el afinamiento de las resoluciones espaciales de los registros estándar para que sean más consistentes. La figura 4.6.4 muestra un conjunto de registros a través de una secuencia de registro de pozo inferida portadora de hidrato, con intervalos de sub-permafrost con diferentes grados de manifestación del hidrato debido al espesor de la capa variable y por lo tanto, grados variables de la resolución de registro de una capa a otra. Aunque los hidratos inferidos de la figura 4.6.5 están contenidos dentro de un sistema de poro sedimentario, las propiedades físicas de los intervalos interpretados portadores del hidrato rastrean aquellos del hidrato masivo. Esto es particularmente cierto para la unidad C de la figura 4.6.5.

Figura 4.6.4. Registros eléctricos de pozos a través de la capa masiva de hidrato penetrada en el sitio DSDP 570 (Worthington, 2010).

Se ha propuesto que el gas puede ser producido de los hidratos a través de tres métodos de disociación inducida: despresurización, estimulación térmica y el uso de inhibidores de hidratación tales como sales y alcoholes. Probadores de formación miden el flujo de fluidos y por lo tanto, la presión subsecuente aumenta, si estos datos son para reflejar la recuperabilidad del hidrato, su despliegue debe ser suficientemente posterior a la disociación de que el flujo de gas es sustentable.



La petrofísica es una materia que se guía por conceptos geológicos y físicos. Tiene una filosofía de carácter indirecto y se basa en gran medida de algoritmos de interpretación que se relacionan con parámetros físicos que podemos medir con los parámetros del yacimiento que queremos cuantificar. Por estas razones, el análisis de registro de pozos generalmente se basa en mediciones de núcleo para propósitos de verificación del subsuelo, al menos en algunos pozos clave. Para los hidratos, el papel de la información de núcleo como verificación del subsuelo es menos sencillo que para los depósitos convencionales debido a las dificultades de muestreo representativo.

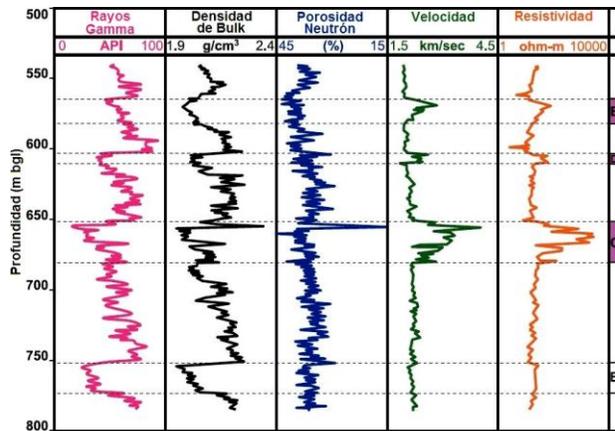


Figura 4.6.5. Registros eléctricos de pozo de la zona sub-permafrost en el noroeste del pozo Eileen State 2, Alaska. La unidad B se interpreta como portadora de agua, las unidades C, D y E como portadoras de hidrato. La zona de baja densidad debajo de C sugiere que esta unidad podría ser clasificada como clase 1 o 2 (Worthington, 2010).

A continuación se habla teóricamente de los hidratos que se han formado dentro de porosidad intergranular. Donde los hidratos están presentes en forma de nódulos o como relleno de fractura, ya sea en arena o lodolitas; están ubicados dentro de la porosidad secundaria y su evaluación se vuelve más compleja, por lo tanto más incierta. Hay tres cuestiones que deben ser controladas por datos en la medida de lo posible. La primera se refiere a la cantidad de hidrato que está presente dentro de un intervalo portador de hidrato. La segunda se refiere al modo de formación de hidrato dentro de ese mismo intervalo. La tercera se refiere a la naturaleza de las capas inmediatamente subyacentes, específicamente si éstas son impermeables o de la calidad del yacimiento y, si este último, contiene agua y gas libre. Estos factores se establecen para tratar de desarrollar los volúmenes de hidrocarburos *in situ* a recursos y luego a reservas.

En el volumen aparente del hidrato, la pregunta es si el régimen de presión-temperatura del fondo del pozo es propicio o no para la formación de hidratos y, de ser así, saber qué sólidos y líquidos podrían ocupar el espacio de los poros. Esto se puede saber a partir de gradientes geotérmicos y de presión *in situ* (figura 2.6.4). Otra cuestión importante es si una capa portadora de hidrato potencial puede ser resuelta por registros convencionales. Si no se pueden resolver las capas portadoras de hidratos, el problema se convierte en uno de ocurrencia de meso-escala y por lo tanto es mucho más complejo. En ese caso, la micro representación eléctrica acoplada con un enfoque de inducción multi-componente proporciona el camino más prometedor. No obstante, este último no está actualmente disponible en la sarta de perforación. Un tercer factor es si hay datos básicos disponibles.

Cuando una capa portadora de hidrato se puede resolver, la evaluación petrofísica está dirigida a estimar el volumen fraccional del hidrato dentro del yacimiento de roca (porosa y permeable). Esta cantidad es el producto de la saturación del hidrato y la porosidad. En presencia de un régimen termodinámico favorable, el hidrato se forma preferentemente donde la porosidad es alta (≥ 0.30), donde el tamaño de grano tiene un componente de limo y/o arcilla ($< 62.5 \mu\text{m}$) y donde la salinidad de la formación del agua es baja (por ejemplo, $< 25,000$ ppm de NaCl equivalente). Bajo estas condiciones, las saturaciones de hidrato pueden ser altas (0.5 a 0.9) y en estos niveles hay un incremento correspondiente en la rigidez de la roca almacén.

El hidrato se puede encontrar dentro de una zona de permafrost o no. Dentro del permafrost se necesita distinguir el hidrato del hielo. El registro dieléctrico de alta frecuencia es la forma de hacer esto. Sin embargo, las mediciones dieléctricas de alta frecuencia son poco profundas y, por tanto, no debería haber ninguna disociación del hidrato térmicamente

inducida cerca del pozo en el momento que los registros se ejecutan. Esto sugiere que un enfoque LWD es favorecido, un principio que debería ser extrapolado en todas las aplicaciones del registro de pozo a los hidratos. En la sarta de perforación, la resistividad es detectada a través de una medición de propagación de más baja frecuencia (2 MHz).

Aunque este método tiene la ventaja de proporcionar una medición más profunda con relación al registro dieléctrico de 1.1 GHz, la frecuencia más baja hace un menor diagnóstico de las propiedades dieléctricas y la constante dieléctrica varía con la frecuencia. En formaciones resistivas podría ser posible procesar los datos de LWD calibrando la entrada para proporcionar una estimación de la saturación del hidrato, siempre que una discriminación medible entre las propiedades dieléctricas del hielo y del hidrato haya sido confirmada en la frecuencia de medición de la herramienta. Una herramienta de multifrecuencia dieléctrica mide dispersión dieléctrica en un amplio intervalo de frecuencias y con una resolución espacial muy nítida. Tal medición puede estar disponible para aplicaciones de LWD todo el tiempo.

El volumen fraccional de lutita humedecida V_{sh} es necesario si se quieren utilizar los registros neutrón o sónico para la evaluación de la porosidad en intervalos arcillosos (arena). Esta cantidad se calcula a partir de un indicador de lutita como el registro de rayos gamma. Los valores inferidos del V_{sh} son poco confiables y pueden sobreestimar el valor del parámetro requerido por más de un factor de 3. Las correcciones sólo se pueden hacer si los datos del núcleo están disponibles. Dada la complejidad del problema petrofísico en la evaluación de los hidratos de gas, se recomienda que el modelo total de porosidad sea utilizado siempre que las condiciones lo permitan. Este modelo no utiliza V_{sh} en la determinación de porosidad de los intervalos arcillosos de los registros de pozos.

En el sistema total de porosidad de la interpretación petrofísica, el agua enlazada electroquímicamente asociada con minerales constituyentes de arcilla está incluida dentro de la porosidad. Se supone que la fracción mineral de arcilla seca tiene la misma densidad que la matriz de la roca. El registro de densidad se utiliza para evaluar la porosidad total, como si la formación fuera litológicamente limpia. Como parte de este proceso, es necesario estimar la densidad colectiva de las sustancias del relleno de poros, por ejemplo, hielo, hidrato, agua y gas. En ausencia de información de núcleo, este proceso está poco fundamentado.

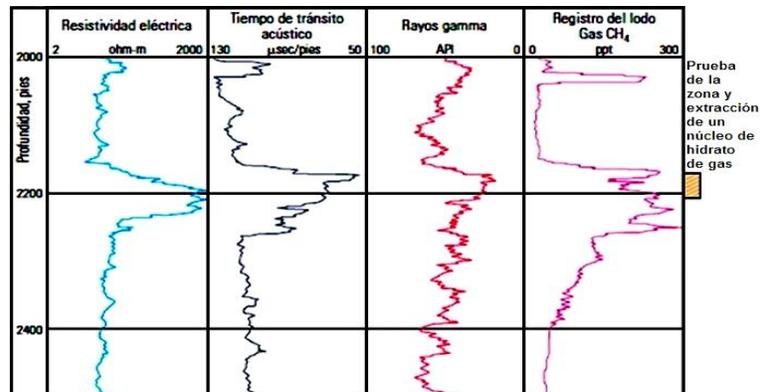
Logísticamente, esta recomendación requiere de un enfoque de adquisición de registros durante extracción de núcleos, un objetivo que se ve obstaculizado por la necesidad de núcleos a presión. El método de porosidad total puede fallar en donde las condiciones del agujero son pobres o cuando la matriz de la roca muestra grandes variaciones de profundidad en la composición. En cualquiera de estas condiciones, la petrofísica hace recurrir al sistema de porosidad, lo que permite el uso de registros de densidad, neutrón y sónico. En un hoyo malo, el registro sónico puede ser la única opción, pero puede degradar como predictor de la porosidad donde el yacimiento no está consolidado. Estos registros deben primero ser corregidos por el efecto de los minerales de arcilla utilizando la cantidad V_{sh} . Incluso si esto puede hacerse de manera significativa, todavía existe el problema de representar varias sustancias de relleno de poros en las ecuaciones de arena-limpia para la porosidad.

Situaciones más complejas pueden requerir un enfoque geomatemático implicando la solución simultánea de las ecuaciones de respuesta del registro. Sin embargo se considera que una comprensión más sólida del carácter petrofísico de los intervalos portadores de hidrato es necesaria antes de que tales métodos se puedan aplicar con un control adecuado. En particular, las herramientas de densidad, el Generador de Imágenes de Resonancia Magnética (MRI por sus siglas en inglés) y las herramientas sónicas son de detección somera, por lo que cualquier disociación de hidratos cerca del pozo puede conducir a información no representativa.

El enfoque convencional para la evaluación de saturación de hidrocarburos y agua implica el uso de registros de resistividad profunda. Esto requiere que la resistividad del agua de formación se conozca. Se permite que se haga una interpretación de saturación de agua por un lado, y volumen de poro colectivo fraccionado de hielo/hidrato/gas libre por el otro.

Cuando el hielo está presente, debería ser posible distinguir el hielo del hidrato utilizando un registro dieléctrico de alta frecuencia (trabaja de manera independiente de la salinidad del agua, pero tiene una profundidad somera de investigación). El problema que queda es cuantificar cualquier saturación de gas libre. En la figura 4.6.6 se muestran múltiples registros para poder diferenciar al hidrato del hielo. La velocidad sónica aumenta a lo largo de la zona del hidrato, como lo haría una capa de hielo. La resistividad aumenta debido al metano. El incremento en el gas de trasfondo medido mediante el registro del lodo de perforación fue el mejor indicador de hidratos, pero su respuesta no fue muy diferente al de un registro obtenido en una zona de gas libre.

Figura 4.6.6. Registros obtenidos en el pozo Northwest Eileen 2 de ARCO y Exxon en la pendiente del norte de Alaska. (Collett, et al., 2000).



Un enfoque complementario que pretende simplificar la identificación de las sustancias de relleno de poros utiliza el hecho de que los hidratos (y hielo) son invisibles para los registros de MRI, los cuales ven agua y gas. Esto es porque el realineamiento de los protones en tiempo real en la dirección de un campo magnético aplicado sólo puede ocurrir en los fluidos. Al comparar la porosidad MRI con porosidad de núcleo o de un caso de registro de porosidad estándar para ciertas simplificaciones, una estimación puede estar hecha del volumen fraccional del hidrato (más hielo). Se han utilizado una combinación de registros de densidad y MRI para inferir las proporciones de hidratos y agua en los sedimentos marinos arcillosos que se supone no contienen gas libre (figura 4.6.7). Una vez más, por sedimentos sin permafrost conteniendo hidratos de clases 1W, 2 y 3, un registro de Carbono/Oxígeno puede ser utilizado para inferir la saturación de agua.

El problema se vuelve más complejo donde las formaciones son arcillosas, ya que los efectos de la lutita son aumentados por la comparativamente baja salinidad de la formación

de agua asociada con la aparición de hidratos y altas saturaciones de hielo/hidrato, que son percibidos como aislantes eléctricos. Bajo estas condiciones, es poco probable que las ecuaciones de Archie sean apropiadas. Algunos han utilizado las ecuaciones de arena arcillosa para tratar de superar este problema, pero es probable que estas ecuaciones también dejen de funcionar donde hay grandes concentraciones de hidratos. Una respuesta adecuada en estas situaciones es utilizar un enfoque pseudo-Archie para estimar la saturación de agua. Para aplicaciones sin permafrost, los resultados pueden ser correlacionados con las estimaciones de MRI de contenido de agua fraccionada.

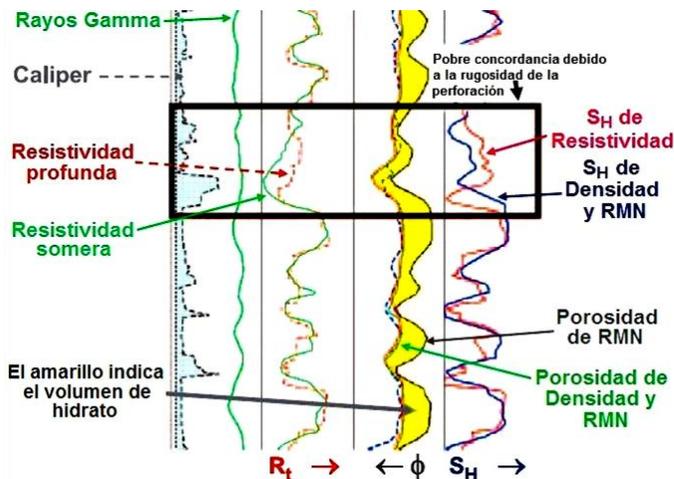
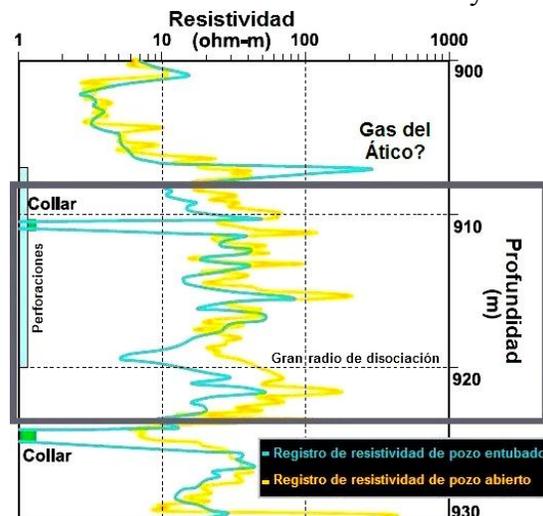


Figura 4.6.7. Registros eléctricos de un margen continental en la región del Pacífico Asiático. Hay baja porosidad de NMR. Esto no toma en cuenta los hidratos de gas. Cuando la densidad se considera, el hidrato está incluido dentro de la porosidad inferida. La diferencia entre las 2 curvas es el volumen fraccional del hidrato dentro de la roca (modificado de Worthington, 2010).

Un ejemplo del enfoque pseudo-Archie es un hidrato ocupando el 80% del espacio de los poros de una roca de 40% de porosidad y de una resistividad de pozo abierto de 40 ohm-m (con profundidad sub-permafrost de 907 m en el pozo Mallik 5L-38 al norte de Canadá) (figura 4.6.8). Se supone para simplificar, que no hay gas libre y que la formación es litológicamente limpia. Usando un perfil de temperatura regional, la temperatura a esta profundidad se ha calculado en 9.7°C. Asumiendo una salinidad de formación de agua en 25,000 ppm de NaCl equivalente, la resistividad del agua se estima en 0.35 ohm-m. Sobre esta base, los pseudo-valores del exponente de la porosidad de Archie “m” y el exponente de saturación “n” se estima en 1.92 y 1.85 utilizando un criterio de selección.

Figura 4.6.8. Comparación de registros resistivos de pozo abierto y pozo entubado durante una prueba de la disociación térmica. Las zonas de disociación están indicadas por la curva de separación (modificado de Worthington, 2010).

A pesar de que la formación se especifica como de lutita libre, estos valores parten de los valores convencionales de $m \approx n \approx 2$, que se han usado para evaluar volúmenes de hidrato en otra parte. Las salidas son causadas por la frescura comparativa de las aguas de formación dentro de la zona de estabilidad del hidrato. Sobreestimaciones de “m” y “n” llevarán a una subestimación de la saturación del hidrato, en este caso, por cerca de 4 unidades de saturación. Por lo tanto, el uso del enfoque pseudo-Archie debería conducir a un mejor uso colectivo de la resistividad, del MRI y quizás de los registros de Carbono/Oxígeno en la evaluación de los volúmenes del hidrato.



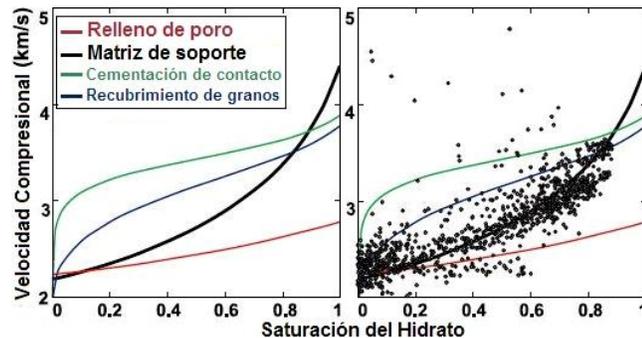
La manera en que el hidrato se forma dentro de una red de poros tiene profundas implicaciones para la estabilidad mecánica de la roca almacén y, lo más importante, como esa estabilidad podría cambiar si los hidratos se disocian. Esto es importante para la unión con el cemento del pozo para las rocas portadoras de hidrato porque de esto, se puede esperar que se descomponga con la disociación. Siempre que las capas portadoras de hidratos puedan ser resueltas con registros, el problema petrofísico yace en la micro-escala. El registro sísmico es potencialmente el mejor diagnóstico de crecimiento del hábito del hidrato. Estudios del modelo han indicado que la velocidad de la onda P es un indicador del modo de la formación del hidrato para un valor dado de la saturación del hidrato. Estudios de los modelos de unos autores se llevaron a cabo para un sistema de 2 fases (hidrato y agua). Las relaciones entre V_p y la saturación del hidrato para 4 modos (B-E) de la formación del hidrato se representan por las curvas calculadas de la figura 4.6.9.a. La figura 4.6.9.b muestra los datos derivados de los registros de pozos de los intervalos arenosos que se encuentran por debajo de la zona de permafrost en el pozo Mallik 5L-38; los datos indican un modelo de matriz de soporte de crecimiento del hidrato. Estos mismos autores han adoptado un enfoque similar para las ondas S, lo que ha reforzado el diagnóstico de la onda P. Esta conclusión significa que la disociación del hidrato le quitará algo del apoyo estructural de la roca con implicaciones para la estabilidad de la formación.

El método anterior se debe aplicar iterativamente. Una vez que hay indicaciones del modo de la formación del hidrato, podría considerarse apropiado utilizar un método alternativo para la evaluación de la saturación del hidrato como una comprobación cruzada. Esta necesidad podría ser fuerte cuando, por ejemplo, un algoritmo de resistividad convencional asumió un modelo de llenado de poros, pero el modo de la formación del hidrato resultó ser de recubrimiento de granos, de modo que la situación ya no es análoga a la roca almacén de agua mojada, pero más bien a la petrofísicamente más compleja roca de aceite mojado.

Figura 4.6.9.

a) Crecimiento del hábito del hidrato modelado a través de velocidad de onda P como una función de la saturación del hidrato (Worthington, 2010).

b) Superposición de datos del registro de una zona de sub-permafrost, indicando un modo de matriz de soporte de la formación del hidrato con implicaciones de estabilidad para la disociación (Worthington, 2010).



La naturaleza de los estratos adyacentes se refiere a estratos por encima y por debajo de la capa del hidrato. Registros de pozos indicaran si los hidratos pertenecen a la clase 1, 2, 3 o 4. Las clases 1 a 3 están delimitadas por roca impermeable por encima y por debajo de la zona de depósito del hidrato (incluye cualquier yacimiento de roca inmediatamente subyacente). La clase 4 no. La diferencia entre las clases 1 y 2 es que la capa por debajo de la zona de estabilidad del hidrato contiene agua y gas libre en la clase 1, pero solo agua en la clase 2. La separación de los registros de neutrón y densidad podrían ser diagnóstico de gas libre, pero este efecto puede ser suprimido por invasión o por arcillosidad. La presencia de gas podría ser mejor discernida a través del uso de los registros de Carbono/Oxígeno, representación de NMR o por registros de resistividad profunda.

5. CONCLUSIONES

Los yacimientos no convencionales son muy importantes para el desarrollo de nuestra sociedad a nivel mundial, ya que los hidrocarburos y el gas son unas de nuestras mayores fuentes de energía actualmente y lo seguirán siendo en los próximos años.

Las reservas de hidrocarburos y gas a nivel mundial han empezado a decaer, pero gracias a la recuperación secundaria y terciaria, nuevas tecnologías, descubrimientos de nuevos yacimientos no convencionales, entre otros, no solo dejarán de decaer estas reservas, sino que darán abasto suficiente con respecto al incremento de la población, por lo tanto continuará el aceite y el gas de los yacimientos convencionales y no convencionales cubriendo la demanda energética que necesitamos.

Es importante saber que los registros geofísicos son una herramienta muy útil en la evaluación de los yacimientos con hidrocarburos ya sean convencionales o no convencionales, aunque los registros por si solos no proporcionan toda la información. Siempre se debe tener en cuenta la geología, la sísmica, la petrofísica, la sedimentología, entre otras áreas técnicas; todo esto debe ir correlacionado de manera correcta para sacar el máximo provecho de los registros geofísicos para poder delimitar de mejor forma en dónde se encuentran los intervalos productores en los yacimientos de hidrocarburos, en este caso no convencionales. Además, obtener las mineralogías y parámetros de corte correctos para poder así obtener valores muy aproximados de volúmenes de aceite y gas en lutitas gasíferas, lutitas aceitíferas, arenas compactas, arenas bituminosas, metano en carbón e hidratos de metano.

Comprender las características de las rocas de cada formación que tiene yacimientos de hidrocarburos no convencionales es muy importante, porque si no tenemos una buena descripción del tipo de las rocas existentes en los intervalos de los yacimientos, podemos confundir el tipo de respuesta de los registros con algún otro factor que no se tomó en consideración. Entonces, se deben obtener correctamente la porosidad, permeabilidad, saturación de agua, minerales principales y accesorios. Además, se debe tener en cuenta el tipo de pozo que se tiene, el tipo de lodo de perforación que se está utilizando, entre otros factores.

Este trabajo corresponde a una guía rápida en español sobre los registros geofísicos de yacimientos de hidrocarburos no convencionales. Va dirigido a todas las personas interesadas (alumnos, ingenieros, profesores y otras personas afines a Ciencias de la Tierra y la industria petrolera) en este tipo de yacimientos (no convencionales) que quieren empezar a introducirse en este tipo de conocimiento, o que quieren consultar alguna información referente a los registros en yacimientos no convencionales de forma más rápida.

Los interesados en estos temas tendrán acceso directo a esta tesis, ya que es gratuita y se podrá descargar en línea de la página de las tesis de la UNAM. Normalmente para obtener este tipo de información uno debe estar registrado en alguna página o sociedad referente al petróleo y además debe buscar la información entre toda la que se encuentra disponible en

estos sitios. Aún estando inscrito a este tipo de información, normalmente tiene un costo de entre 8 y 10 dólares por artículo; Si uno no está registrado los precios pueden llegar a entre 30 y 35 dólares por artículo.

A partir de esta tesis se pueden abrir varias líneas de investigación de cada yacimiento de hidrocarburo no convencional enfocándose ya sea en alguna herramienta de medición, en algún registro geofísico, en la sísmica, en la geología, entre otras, para poder hacer una mejor y más particular caracterización del yacimiento no convencional que se desee estudiar.

Otra línea de investigación puede ser respecto a México, ya que esta tesis se trata sobre los registros geofísicos en yacimientos no convencionales de manera global; pero yendo a lo más particular, México ha empezado a explorar y a explotar este tipo de yacimientos no convencionales con buenos resultados (lutitas gasíferas en la parte norte y arenas compactas en la parte centro), y con la tendencia mundial, se invertirán más recursos en ese tipo de yacimientos para explorarlos y explotarlos al máximo, en algún momento, todo el potencial de reservas de hidrocarburos no convencionales en nuestro país.

A partir de cada una de estas líneas de investigación que quedan abiertas, existe un campo muy rico para posteriores investigaciones con el fin no sólo de enriquecer el presente trabajo de investigación sino con el propósito de aportar mayores contribuciones al campo de investigación de yacimientos de hidrocarburos no convencionales, específicamente en los registros geofísicos.

6. BIBLIOGRAFÍA

6.1 Bibliografía consultada

Lutitas Gasíferas – Gas Shales

Advanced Resources International, 2011, World shale gas resources - An initial assessment of 14 regions outside the US: U.S. Energy Information Administration.

Boyer Charles, Kieschnick John, Suarez Roberto, Lewis Richard and Waters George, 2006, Producing gas from its source: Oilfield Review, **18**, no.3, 36–49.

Boyer Chuck, Clark Bill, Jochen Valerie, Lewis Rick and Miller Camron K., 2011, Shale Gas - A Global Resource: Oilfield Review, **23**, no. 3, 28–39.

EIA, 2010, U.S. shale plays map, http://www.eia.gov/oil_gas/rpd/shale_gas.pdf, accessed 26 September 2011.

EIA, 2011, What is shale gas and why is it important? http://www.eia.gov/energy_in_brief/about_shale_gas.cfm, accessed 26 September 2011.

Martínez Barreto Jaime Ernesto, 2011, Hacia el big-bang... del shale gas, <http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta127/entorno.htm>, accessed 9 January 2012.

Paddock David, Stolte Christian, Zhang Lei, Durrani Javaid, Young John and Kist Pat, 2008, Seismic reservoir characterization of a gas shale utilizing azimuthal data processing, pre-stack seismic inversion, and ant tracking: Presented at AAPG Annual Convention, Texas.

Passey Q.R., Bohacs K.M., Esch W.L., Klimentidis R. and Sinha S., 2010, From oil-prone source rock to gas-producing shale reservoir - Geologic and petrophysical characterization of unconventional shale-gas reservoirs: Society of Petroleum Engineers, 131350, 1–29.

Slatt Roger M., Philp Paul R., O'Brien Neal, Abousleiman Younane, Singh Prerna, Eslinger Eric V., Perez Roderick, Portas Romina, Baruch Elizabeth T., Marfurt Kurt J. and Madrid-Arroyo Steven, 2010, Pore-to-regional-scale, integrated characterization workflow for unconventional gas shales: AAPG Book on gas shales.

Sondergeld Carl H., Newsham K.E., Comisky J.T., Rice M.C. and Rai C.S., 2010, Petrophysical considerations in evaluating and producing shale gas resources: Society of Petroleum Engineers, 131768, 1–34.

Lutitas Aceitíferas – Oil Shales

Allix Pierre, Burnham Alan, Fowler Tom, Herron Michael and Symington Bill, 2010, Coaxing oil from shale: Oilfield Review, **22**, no.4, 4–15.

Bartis James T., LaTourrette Tom, Dixon Lloyd, Peterson D. J. and Cecchine Gary, 2005, Oil shale development in the United States - Prospects and policy issues: RAND Corporation.

Boss Resources Limited, 2012, <http://www.bossresources.com.au/gallery.php?id=7&PHPSESSID=fe2d5924cedfe8188813eb7ffbf02e25>, accessed 23 April 2012.

Costello Michael, Cozzens A.J., Kudin Konstantin, Mestayer Jeff and Pronina Katia, 2011, Experiments in low impact seismic acquisition for Oil shale: 81th Annual International Meeting, SEG, Expanded Abstracts, 117–121.

Dyni John R., 2006, Geology and resources of some world oil-shale deposits: U.S. Geological Survey Scientific Investigations Report 2005-5294.

FinanceInGeneral, 2010, Shale oil - another conventional source of energy!, <http://genericfinance.blogspot.mx/2010/09/shale-oil-another-conventional-source.html>, accessed 23 May 2012.

Jia Jianliang, Liu Zhaojun, Meng Qingtao, Liu Rong, Sun Pingchang and Chen Yongcheng, 2012, Quantitative evaluation of oil shale based on well log and 3D seismic technique in the Songliao basin, northeast China: Estonian Academy Publishers, **29**, no. 2, 128-150, doi: 10.3176/oil.2012.2.04.

The New York Times, 2008, <http://green.blogs.nytimes.com/2008/09/30/oil-shale-viable-domestic-energy-or-dirtiest-fuel-on-the-planet/>, accessed 24 October 2011.

U.S. Department of Energy, 2011, http://fossil.energy.gov/programs/reserves/npr/npr_oil_shale_program.html, accessed 23 February 2012.

U.S. Department of the Interior, Bureau of Land Management, 2011, <http://ostseis.anl.gov/guide/oilshale/index.cfm>, accessed 17 October 2011.

U.S. Department of the Interior, Bureau of Land Management, 2011, http://www.blm.gov/pgdata/etc/medialib/blm/co/field_offices/white_river_field/oil_shale/chevron_u_s_a_inc.Par.39128.File.dat/Figure5_ConceptforPilotOilShaleRDD.pdf, accessed 19 May 2012.

Yen T.F. and Chilingarian G.V., 1976, Developments in petroleum science 5 - Oil shale: Elsevier Scientific Publishing Company.

Arenas Compactas – Tight Sands

Braccini Eric, De Boer Wytze, Hurst Andrew, Huuse Mads, Vigorito Mario and Templeton Gerhard, 2008, Sand Injectites: Oilfield Review, **20**, no.2, 34–49.

Brito Francisco, Muñoz Luis, Kaneko Masayuki, Ochoa Alberto and Nieves Emma, 2009, Petrophysical integration to approach tight sand gas reservoir characterization problems in

Cuervito Sur field, Mexico: Presented at the 24th World Gas Conference, International Gas Union.

EIA, 2010, Schematic geology of natural gas resources, http://www.eia.gov/oil_gas/natural_gas/special/ngresources/ngresources.html, accessed 10 October 2011.

Gonfalini Mauro, 2005, Formation evaluation challenges in unconventional tight hydrocarbon reservoirs: Presented at the SPE Italian Section.

Granberg Al, 2011, <http://www.propublica.org/special/hydraulic-fracturing-national>, accessed 26 September 2011.

Holditch Stephen A., 2006, Tight gas sands: *Journal of Petroleum Technology*, **58**, no. 6, 84–90.

Arenas Bituminosas – Tar Sands

Contreras Carmen, Gamero Helena, Drinkwater Nick, Geel Cees R., Luthi Stefan, Hodgetts David, Hu Y. Greg, Johannessen Erik, Johansson Melissa, Mizobe Akira, Montaggioni Philippe, Pestman Pieter, Ray Satyaki, Shang Richard and Saltmarsh Art, 2003, Investigating clastic reservoir sedimentology: *Oilfield Review*, **15**, no.1, 54–77.

Curtis Carl, Kopper Robert, Decoster Eric, Guzmán-García Angel, Huggins Cynthia, Knauer Larry, Minner Mike, Kupsch Nathan, Linares Luz Marina, Rough Howard and Waite Mike, 2002, Heavy oil reservoirs: *Oilfield Review*, **14**, no. 3, 30-51.

Deputy Assistant Secretary for Petroleum Reserves, 2006, National Strategic Unconventional Resource Model – A decision support system: U.S. Department of Energy.

Osum Corp, 2011, <http://www.osumcorp.com/about-osum/strategy/>, accessed 16 April 2012.

Pulling Norman, Matthews Larry and Hirshe Keith, 1987, Techniques applied to obtain very high resolution 3-D seismic imaging at an Athabasca tar sands thermal pilot, *The Leading Edge* **6**, 10–15.

Quijada Maria F. and Stewart Robert R., 2008, Petrophysical and seismic signature of a heavy oil sand reservoir - Manitou Lake, Saskatchewan: CREWES Research Report, 20.

U.S. Department of the Interior, Bureau of Land Management, 2011, <http://ostseis.anl.gov/guide/maps/index.cfm>, accessed 17 October 2011.

U.S. Department of the Interior, Bureau of Land Management, 2011, <http://ostseis.anl.gov/guide/photos/index.cfm#tarsandphotos>, accessed 17 October 2011.

U.S. Department of the Interior, Bureau of Land Management, 2011, <http://ostseis.anl.gov/guide/tarsands/index.cfm>, accessed 17 October 2011.

Metano en Carbón – Coalbed Methane

Alberta Geological Survey, 2011, http://www.ags.gov.ab.ca/energy/cbm/coal_and_cbm_intro2.html, accessed 26 March 2012.

Anderson John, Simpson Mike, Basinski Paul, Beaton Andrew, Boyer Charles, Bulat Daren, Ray Satyaki, Reinheimer Don, Schlachter Greg, Colson Leif, Olsen Tom, John Zachariah, Khan Riaz, Low Nick, Ryan Barry and Schoderbek David, 2003, Producing natural gas from coal: *Oilfield Review*, **15**, no.3, 8–31.

Fisk Jeremy C., Marfurt Kurt J. and Cooke Dennis, 2010, Correlating heterogeneous production to seismic curvature attributes in an Australian coalbed methane field: 80th Annual International Meeting, SEG, Expanded Abstracts, 2323–2328.

Fryklund Robert, 2010, Independents transforming U.S. resource play expertise into international success, <http://www.aogr.com/index.php/magazine/editors-choice/independents-transforming-u.s.-resource-play-expertise-international>, accessed 23 May 2012.

Jewell Stephen, 2007, <http://beta.pump-zone.com/pumps/progressing-cavity/quick-assemble-for-coalbed-methane-pcp-system.html>, accessed 30 April 2012.

USGS Fact Sheet, 2002, Natural gas production in the United States, FS **113**, no. 1, 1–2.

Hidratos de Metano – Gas Hydrates

Collett Timothy S., Lewis Rick and Uchida Takashi, 2000, Growing interest in gas hydrates: *Oilfield Review*, **12**, no. 2, 42–57.

Demirbas Ayhan, 2010, Green Energy and technology - Methane Gas Hydrate: Springer-Verlag London Limited.

Fujii, Nakamizu T., M., Tsuji Y., Namikawa T., Okui T., Kawasaki M., Ochiai K., Nishimura M., and Takano O., 2009, Methane-hydrate occurrence and saturation confirmed from core samples, eastern Nankai Trough, Japan, in T. Collett, A. Johnson, C. Knapp, and R. Boswell, eds., Natural gas hydrates—Energy resource potential and associated geologic hazards: AAPG Memoir 89, 385–400.

Hardage Bob A. and Roberts Harry H., 2006, Gas hydrate in the Gulf of Mexico: What and where is the seismic target?, *The Leading Edge*, **25**, no. 5, 566–571.

Latham Thomas, Shelander Dianna, Boswell Ray, Collett Timothy and Lee Myung, 2008, Subsurface characterization of the hydrate bearing sediments near Alaminos canyon 818: 6th International Conference on Gas Hydrates, University of British Columbia, 1–7.

Riedel Michael, Willoughby Eleanor C. and Chopra Satinder, 2010, Geophysical characterization of gas hydrates: SEG Geophysical Developments No. 14.

Worthington Paul F., 2010, Petrophysical evaluation of gas-hydrate formations: Petroleum Geoscience, **16**, 53–66, doi: 10.1144/1354-079309-018.

6.2 Otras Referencias bibliográficas

Lutitas Gasíferas – Gas Shales

Ridley Matt and Dyson Freeman, 2011, The shale gas shock: The Global Warming Policy Foundation.

Selley Richard C., 1998, Elements of petroleum geology: Academic Press.

Sigal Richard F. and Qin Bin, 2008, Examination of the importance of self diffusion in the transportation of gas in shale gas reservoirs: Petrophysics, **49**, no. 3, 301–305.

Sondergeld C.H., Newsham K.E., Comisky J.T., Rice M.C. and Rai C.S., 2010, Petrophysical considerations in evaluating and producing shale gas resources: Society of Petroleum Engineers, 131768, 1 -34.

Spears Russell W. and Jackson S. Lance, 2009, Development of a predictive tool for estimating well performance in horizontal shale gas wells in the Barnett shale, North Texas, USA: Petrophysics, **50**, no. 1, 19–31.

Lutitas Aceitíferas – Oil Shales

Behura Jyoti, Batzle Mike and Hofmann Ronny, 2006, Shear properties of oil shales: 76th Annual International Meeting, SEG, Expanded Abstracts, 1973–1977.

Bussell Ike S., 2009, Energy science, engineering and technology series - Oil shale developments: Nova Science Publishers, Inc.

Everett Lorne G., 1985, Developments in water science - Groundwater monitoring handbook for coal and oil shale development: Elsevier Science Publishing Company.

Holmberg Rurik, 2008, Survival of the unfit - Path dependence and the Estonian oil shale industry: Research thesis, Linköping University.

Arenas Compactas – Tight Sands

- Ahmed Tarek and McKinney Paul D., 2005, *Advanced Reservoir Engineering*: Elsevier Inc.
- Deng H., Alfarhan M., White L.S., Oldow J.S., Aiken C.L. and Aguilera R., 2010, *Reservoir characterization and flow simulation of a low-permeability gas reservoir - An integrated approach for modeling Tommy Lakes gas field*: Canadian Society for Unconventional Gas, Society of Petroleum Engineers International, 137507, 1–19.
- Jacobsen Scott, May Dale, Grant Jeff and Little Jeff, 2007, *Producibility prediction in gas sands through effective integration of NMR, resistivity and porosity log data*: *Petrophysics*, **48**, no. 6, 438–453.
- Merkel Richard, 2006, *Integrated petrophysical models in tight gas sands*: Society of Professional Well Log Analysts 47th Annual Logging Symposium, paper P, 1–9.
- Merkel Richard H. and Gegg John F., 2009, *NMR log/core data in tight gas sand petrophysical model development*: *Petrophysics*, **50**, no. 2, 130–139.
- Salazar Jesús M., Torres-Verdín Carlos, Alpak Faruk O., Habashy Tarek M. and Klein James D., 2006, *Estimation of permeability from borehole array induction measurements: Application to the petrophysical appraisal of tight gas Sands*: *Petrophysics*, **47**, no. 6, 527–544.
- Winkler Mario, Freeman Justin, Quint Edwin and Caputi Michael, 2006, *Evaluating valuating tight gas reservoirs with NMR: The perception, the reality and how to make it work*: Society of Professional Well Log Analysts 47th Annual Logging Symposium, paper BB, 1–9.

Arenas Bituminosas – Tar Sands

- Chilingarian G.V. and Yen T.F., 1978, *Developments in petroleum science 7 - Bitumens, asphalts and tar sands*: Elsevier Scientific Publishing Company.
- Lee Sunggyu, Speight James G. and Loyalka Sudarshan K., 2007, *Handbook of alternative fuel technologies*: CRC Press.
- Sweeny Alastair, 2010, *Black Bonanza - Canada's oil sands and the race to secure north America's energy future*: John Wiley & Sons Canada, Ltd.
- Toman Michael, Curtright Aimee E., Ortiz David S., Darmstadter Joel and Shannon Brian, 2008, *Unconventional fossil-based fuels - Economic and environmental trade-offs*, RAND Corporation.
- Zimmer C., Person J., Richter D. and Tilley J., 2010, *Drilling a better pair: New technologies in SAGD directional drilling*: Canadian Society for Unconventional Gas, Society of Petroleum Engineers International, 137137, 1–22.

Metano en Carbón – Coalbed Methane

- Graves Wynell, 2011, *Alternative Energy: The English Press*.
- Hyland F., Palmai F. J., Yu M., Abaco C., Lonkina N. and Cox W., 2010, *Manville CBM - integrated approach in the Mikwan area: Canadian Society for Unconventional Gas, Society of Petroleum Engineers International*, 138114, 1–19.
- Rempel D.G. and Somerwil M., 2010, *Case study - development and optimization of Horseshoe Canyon CBM properties: Canadian Society for Unconventional Gas, Society of Petroleum Engineers International*, 137135, 1–19.
- Rogers Rudy, Ramurthy Muthukumarappan, Rodvelt Gary and Mullen Mike, 2007, *Coalbed methane: Principles and practices: Oktibbeha Publishing Co., LLC*.
- Yang Yuanhai, Peeters Max, Cloud Thomas A. and Van Kirk Craig W., 2006, *Gas productivity related to cleat volumes derived from focused resistivity tools in coalbed methane (CBM) fields: Petrophysics*, **47**, no. 3, 250–257.

Hidratos de Metano – Gas Hydrates

- Anderson Barbara I., Collett Timothy S., Lewis Richard E. and Dubourg Isabelle, 2008, *Using open hole and cased-hole resistivity logs to monitor gas hydrate dissociation during a thermal test in the Mallik 5L-38 research well, Mackenzie Delta, Canada: Petrophysics*, **49**, no. 3, 285–294.
- Carroll John, 2009, *Natural gas hydrates: A guide for engineers: Elsevier Inc*.
- Collett T., Johnson A., Knapp C. and Boswell R., 2009, *Natural gas hydrates — Energy resource potential and associated geologic hazards: American Association of Petroleum Geologists*.
- Max Michael D., 2003, *Natural gas hydrate in oceanic and permafrost environments: Kluwer Academic Publishers*.
- Murray D. R., Kleinberg R. L., Sinha B. K., Fukuhara M., Osawa O., Endo T. and Namikawa T., 2006, *Saturation, acoustic properties, growth Habit and state of stress of a gas hydrate reservoir from well logs: Petrophysics*, **47**, no. 2, 129–137.
- Shepherd W. and Shepherd D.W., 2003, *Energy Studies: Imperial College Press*.
- Thakur Naresh Kumar, Rajput Sanjeev, 2011, *Exploration of gas hydrates: Geophysical techniques: Springer-Verlag Berlin Heidelberg*.