



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

**“EVALUACIÓN DE LOS PARÁMETROS: MADUREZ
TÉRMICA (MT) Y CONTENIDO ORGÁNICO TOTAL (COT)
PARA LA CARACTERIZACIÓN ESTÁTICA DE
YACIMIENTOS DE LUTITAS GASÍFERAS”**

T E S I S

PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A N:

CORREA PEÑA DANIEL ENRIQUE

SALAZAR MÉRIDA JOSÉ EBER

DIRECTOR DE TESIS:

ING. MANUEL JUAN VILLAMAR VIGUERAS



Ciudad Universitaria, México, D.F.

Octubre 2013.



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas

Tesis Digitales

Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©

PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

Índice:

Resumen	i
Abstract	ii
Introducción	iii
1.- Generalidades de Yacimientos Petroleros Convencionales y No Convencionales	1
1.1 Yacimiento Petrolero	3
1.1.1 Sistema Petrolero	3
1.2 Yacimientos Petroleros Convencionales	7
1.2.1 Yacimientos de Aceite Negro	9
1.2.2 Yacimientos de Aceite Ligero	10
1.2.3 Yacimientos de Gas y Condensado	11
1.2.4 Yacimientos de Gas Húmedo	11
1.2.5 Yacimientos de Gas Seco	12
1.3 Yacimientos Petroleros No Convencionales	13
1.3.1 Lutitas Gasíferas	14
1.3.2 Lutitas Aceitíferas	16
1.3.3 Gas en Arenas Compactas	17
1.3.4 Arenas Bituminosas	19
1.3.5 Metano en Carbón	20
1.3.6 Hidratos de Metano	21
1.3.7 Aceite Extrapesado	22
1.4 Caracterización de Yacimientos Petroleros	23
1.4.1 Caracterización Estática	25
1.4.1.1 Aspectos Geológicos	26
1.4.1.2 Aspectos Petrofísicos	27
1.4.2 Caracterización Dinámica	29
2.- Conceptos Básicos y Generalidades de Yacimientos de Gas en Lutitas	31
2.1 Propiedades Geológicas de las Lutitas Gasíferas y Generación de Hidrocarburos	34
2.1.1 Lutitas	36
2.1.1.1 Origen	37
2.1.1.2 Ambientes de Depósito	38
2.1.1.3 Tamaño de Grano	39
2.1.1.4 Densidad de la Matriz	40
2.1.1.5 Mineralogía	40

2.1.2 Hidrocarburos	44
2.1.2.1 Origen	45
2.1.2.2 Transformación de la Materia Orgánica: Kerógeno	47
2.1.2.3 Tipos de Kerógeno	53
2.2 Propiedades Geoquímicas de las Lutitas Gasíferas	56
2.2.1 Madurez Térmica (MT)	57
2.2.2 Contenido (Carbono) Orgánico Total (COT)	61
2.3 Propiedades Petrofísicas de las Lutitas Gasíferas	65
2.3.1 Porosidad	67
2.3.2 Permeabilidad	73
2.3.3 Saturación de Fluidos	81
2.4 Perspectiva Mundial de Yacimientos de Gas en Lutitas	85
2.4.1 América del Norte	88
2.4.2 América del Sur	90
2.4.3 Europa	92
2.4.4 África	93
2.4.5 Asia	95
2.4.6 Oceanía	96
3.- Métodos Directos e Indirectos para medir la MT y el COT	99
3.1 Evaluación y Fundamentos de las Rocas Generadoras	102
3.2 Interpretación de los Registros Geofísicos de Pozo	104
3.2.1 Registro de Resistividad	107
3.2.2 Registro de Densidad y Factor Fotoeléctrico	107
3.2.3 Registro de Rayos Gamma y Espectroscopia de Rayos Gamma	107
3.2.4 Registro Sónico	108
3.2.5 Registro Neutrón Compensado	108
3.2.6 Registro de Resonancia Magnética Nuclear (NMR)	109
3.2.7 Registro de Imagen Micro-resistivo	109
3.3 Métodos de Medición de la Madurez Térmica (MT)	111
3.3.1 A partir de Núcleos	111
3.3.1.1 Pirólisis Rock-Eval	111
3.3.2 A partir de Registros	119
3.3.2.1 Índice de Madurez (LMI)	119
3.3.3.2 Tiempo de Tránsito/Intervalo de Velocidad Sísmica	131
3.4 Métodos de medición del Contenido Orgánico Total (COT)	145
3.4.1 A partir de Núcleos	145
3.4.1.1 LECO® - COT	145

3.4.2 A partir de Registros	149
3.4.2.1 Técnica $\Delta\log R$	149
3.4.2.2 Predicción de Pirita y Azufre – COT	164
3.5 Otros Métodos	177
3.5.1 Reflectancia de la Vitrintita	177
3.5.2 Índice de Alteración del Color de los Conodontes (CAI)	179
3.5.3 Cromatografía en Fase Gaseosa	181
3.5.4 Herramienta Dielectric Scanner®	183
4.- Aplicación de los parámetros MT y COT en la estimación de Gas en Lutitas	187
4.1 Detección de Intervalos Productivos	189
4.2 Presencia del Gas en las Lutitas	189
4.2.1 Gas Natural	191
4.2.2 Contenido de Gas	192
4.2.2.1 Gas Adsorbido	194
4.2.2.2 Gas Intersticial	195
4.3 Estimación del Contenido de Gas a partir de Núcleos	196
4.3.1 Gas Adsorbido	197
4.3.1.1 Método Indirecto o de la Isoterma de Langmuir	197
4.3.1.2 Estimación del Gas Adsorbido Inicial en Sitio ($GIIP_{ad}$)	201
4.3.2 Gas Total	202
4.3.2.1 Método Directo para Contenido de Gas Total (G_c) y Estimación del Gas Total Inicial en Sitio ($GIIP_{tot}$)	202
4.4 Estimación del Contenido de Gas a partir de Registros de Pozo	205
4.4.1 Gas Adsorbido	208
4.4.1.1 Densidad vs COT y $\Delta\log R$ vs COT	208
4.4.2 Gas Total	211
4.4.2.1 Método con Registros y Modelo de Resistividad	211
5.- Ejemplos de Caracterización Estática de Lutitas Gasíferas	223
5.1 Formación Vaca Muerta – Argentina	227
5.2 Formación Longmaxi – China	247
Conclusiones y Recomendaciones	261
Apéndice A	263
Bibliografía	267

Resumen

Debido al auge de los yacimientos no convencionales y a la creciente necesidad de exploración y explotación de los mismos, además de la creciente demanda de gas y del potencial con el que cuenta nuestro país en el tema de yacimientos de gas de lutitas, en este trabajo se describen generalidades y algunas metodologías que son útiles en la obtención de parámetros clave en la caracterización de este tipo de yacimientos.

En el primer capítulo se revisan las características principales de los yacimientos petroleros convencionales y no convencionales con objeto de conocer las diferencias entre ellos. Se hace una breve descripción acerca de los aspectos geológicos y petrofísicos necesarios en la caracterización estática de los yacimientos.

En el segundo capítulo se definen conceptos básicos de Ingeniería Petrolera. Además se detallan las principales propiedades geológicas, geoquímicas y petrofísicas de las lutitas gasíferas, que intervienen en la comprensión del sistema roca-fluido del yacimiento, enfatizando la importancia de los parámetros Madurez Térmica (MT) y Contenido Orgánico Total (COT). Finalmente se habla acerca de la situación mundial en cuanto al desarrollo de este recurso no convencional.

Se analizan en el tercer capítulo los principales registros geofísicos de pozo con el fin de observar su respuesta a los intervalos ricos en materia orgánica potencialmente generadores, con objeto de discretizarlos de zonas no generadoras y de yacimientos de hidrocarburos. Con base en los resultados de la interpretación de registros y datos de muestras de roca, se describen los métodos de mayor dominio en la industria petrolera para la medición de la MT y del COT, con el fin de evaluar el potencial de generación de gas de lutitas.

Se explica en el cuarto capítulo de qué forma se encuentra contenido el gas en los poros, en la matriz y en la materia orgánica de la roca. Se proponen algunos métodos para estimar el volumen de gas de las lutitas.

Finalmente, en el quinto capítulo se presentan dos casos reales de caracterización de este tipo de yacimientos en países con gran desarrollo en este tipo de recurso. Se presenta de manera resumida el estudio realizado en las formaciones.

Abstract

Due to the boom in unconventional reservoirs and the growing need for exploration and exploitation of them, besides the potential that our country has on the issue of shale gas reservoirs, in this thesis work described generalities and some methodologies which are useful in obtaining key parameters in characterizing such reservoirs.

In the first chapter we review the main features of conventional and unconventional reservoirs in order to differentiate them. At the same time there is a brief description about the necessary geological and petrophysical aspects for the reservoirs static characterization.

The second chapter defines Petroleum Engineering basics concepts. Besides, the main geological, geochemical and petrophysical properties were detailed for shale gas, which are involved in understanding the rock-fluid system, emphasizing the importance of thermal maturity (MT) and Total Organic Carbon (COT) parameters. Finally, we talk about the world situation in the development of this unconventional resource.

In the third chapter, we analyze the main well logs observing the response to organic-rich intervals potentially generators in order to differentiate the non-generating areas and hydrocarbon reservoirs. Based on the results of well logs and rock samples data interpretation, we described the main methods in the oil industry for the MT and TOC measurements, in order to evaluate the potential of shale gas generation.

During the fourth chapter, we explain how the gas is contained in the pores, matrix and organic matter of the rock. Some methods are proposed to estimate the shale gas volume using the focused parameters in the topic of this thesis work.

Finally, in the fifth chapter we illustrate two real cases of characterization of this type of reservoirs (shale gas) in highly developed countries in this field. We present in summary way the formations study.

Introducción

Debido a que la demanda de hidrocarburos que es cada vez mayor y la oferta rezagada que se proyecta en altos precios del petróleo y gas causada por el decremento de la producción de campos de yacimientos convencionales, hoy en día la industria petrolera se ha visto en la imperativa necesidad de enfocar su atención en la exploración y explotación de yacimientos no convencionales.

Con el conocimiento de que las lutitas son el tipo más abundante de roca sedimentaria en el planeta, que sirven como rocas generadoras de hidrocarburos y actúan como sellos para entrapar a los fluidos en los sedimentos subyacentes, los Geólogos e Ingenieros de Yacimientos han comenzado a estudiar una variedad específica de lutitas ricas en materia orgánica con una nueva apreciación, ya que si cuentan con las características adecuadas, ricas en materia orgánica y un buen nivel de madurez térmica, las lutitas tienen el potencial de servir también como yacimientos que pueden ser explotados. Aunado a esto y a la estimación de grandes volúmenes de gas en estas formaciones a nivel mundial, la industria petrolera ha considerado atractivo la explotación de este recurso.

Un proceso imprescindible para lograr una explotación exitosa de un yacimiento de lutitas gasíferas, es la caracterización del yacimiento, tal como se hace en los yacimientos convencionales, donde se realizan estudios de las propiedades geológicas, petrofísicas, geoquímicas de las rocas y el análisis de los fluidos contenidos para poder así establecer el óptimo plan de desarrollo. Los estudios de porosidad, permeabilidad, saturación de agua, mineralogía, son mucho más complejos en los yacimientos no convencionales y esto representa un gran desafío tecnológico para la industria petrolera.

Distintos parámetros son de vital importancia para mejorar la comprensión del sistema roca-fluido en las lutitas gasíferas. Para lograr una buena caracterización del yacimiento siempre será necesario el uso de diferentes técnicas y herramientas propias de la industria del petróleo e incluso aquellas que surgieron en la industria del carbón y se han ido incorporando conforme avanza la comprensión de las formaciones de lutitas ricas en materia orgánica. El uso de recortes de perforación, de núcleos de formación y de los registros geofísicos de pozo así como el análisis de los mismos, son prioritarios y fundamentales, ya que dan pauta a la correcta interpretación del yacimiento, permitiendo comprender los volúmenes técnicamente recuperables y acertar en los modelos que darán mayor producción de hidrocarburos.

Para entender mejor cómo es que el gas se genera y almacena en la matriz y el espacio de poros de las lutitas, es necesario conocer dos parámetros fundamentales como lo es la Madurez Térmica (MT) y el Contenido Orgánico Total (COT). Estos dos parámetros nos ayudan a evaluar o estimar el tipo, la cantidad y la calidad del material orgánico que va a definir el potencial generador de hidrocarburos en las lutitas.

Buscando dar una solución o facilitar la obtención de los parámetros mencionados anteriormente, se analizan diferentes metodologías que se han desarrollado y que son de las más utilizadas, con base en el uso de núcleos de formación o registros geofísicos de pozo, para estimar la MT y el COT de la materia orgánica contenida en las lutitas.

Conocer estos dos parámetros y en combinación con otras técnicas nos permitirá evaluar la cantidad de recursos técnicamente recuperables, hablando principalmente de volúmenes de gas. Se tienen metodologías que hacen uso de núcleos de formación y registros de pozo, para conocer el contenido de gas de estas formaciones que tienen características únicas que los diferencian de los yacimientos de gas convencionales.

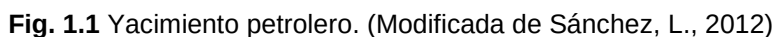
Es importante señalar que los yacimientos de lutitas gasíferas con potencial de producción de hidrocarburos son sedimentos de baja a ultra baja permeabilidad que producen principalmente gas seco. A diferencia de los yacimientos convencionales, las formaciones de lutitas cubren una amplia extensión del área y no se limitan a la estructura geológica.

Encontrar y producir gas de formaciones de lutita, en principio fue una actividad exclusiva en América del Norte; sin embargo, en la actualidad se ha convertido en una búsqueda mundial para muchas compañías de exploración, ejemplo de ello han sido los trabajos en la Formación de la Lutita Vaca Muerta en Argentina y en la Formación de la Lutita Longmaxi en China, donde se han realizado extensos trabajos de investigación, desde estudios de las propiedades de roca hasta la comprensión del contenido de gas de las mismas, permitiendo hacer una comparación con los principales campos productores de gas de lutitas en los Estados Unidos. Así entonces, las rocas que habían sido en gran parte ignoradas por la industria al momento de fijar objetivos en otras litologías son hoy en día tema de gran interés.

Capítulo 1:

Generalidades de Yacimientos Petroleros Convencionales y No Convencionales

Se entiende como yacimiento petrolero a la porción de una trampa geológica porosa y permeable que contiene hidrocarburos (aceite y/o gas), que se comporta como un sistema hidráulicamente intercomunicado, y donde los hidrocarburos se encuentran a temperatura y presión elevadas ocupando los espacios porosos. A continuación, en la **Fig. 1.1** se muestra un esquema de la acumulación de hidrocarburos en una trampa geológica.



El sistema petrolero es un sistema natural que involucra un volumen de roca generadora activa junto con todo el petróleo y gas relacionado a ella, comprende todos los elementos esenciales y procesos geológicos necesarios para que un yacimiento de aceite y/o gas exista en la naturaleza (**Fig. 1.2**).

- Todos los elementos esenciales deben darse en tiempo y espacio para que puedan ocurrir todos los procesos que dan origen a una acumulación de

hidrocarburos, la ausencia de uno solo de los elementos o procesos elimina la posibilidad de tener un yacimiento de hidrocarburos.

El sistema petrolero se estudia como un modelo dinámico, en el que intervienen o se consideran varios aspectos: los elementos de entrada a la cuenca sedimentaria (sedimentos, materia orgánica), cuándo y bajo qué condiciones ocurre su transformación (diagénesis, catagénesis), y cuándo y dónde se genera el aceite y/o gas, que finalmente puede acumularse en una trampa petrolera.

“Los elementos clave que definen la existencia de un sistema petrolero son las rocas generadoras, almacenadora, sello, trampa, la migración y el sepultamiento necesario para la generación térmica de los hidrocarburos. Elementos que deben compartir las apropiadas relaciones espacio-temporales (sincronía) para permitir que los hidrocarburos se acumulen y se preserven” (Guzmán, Holguín, 2001).

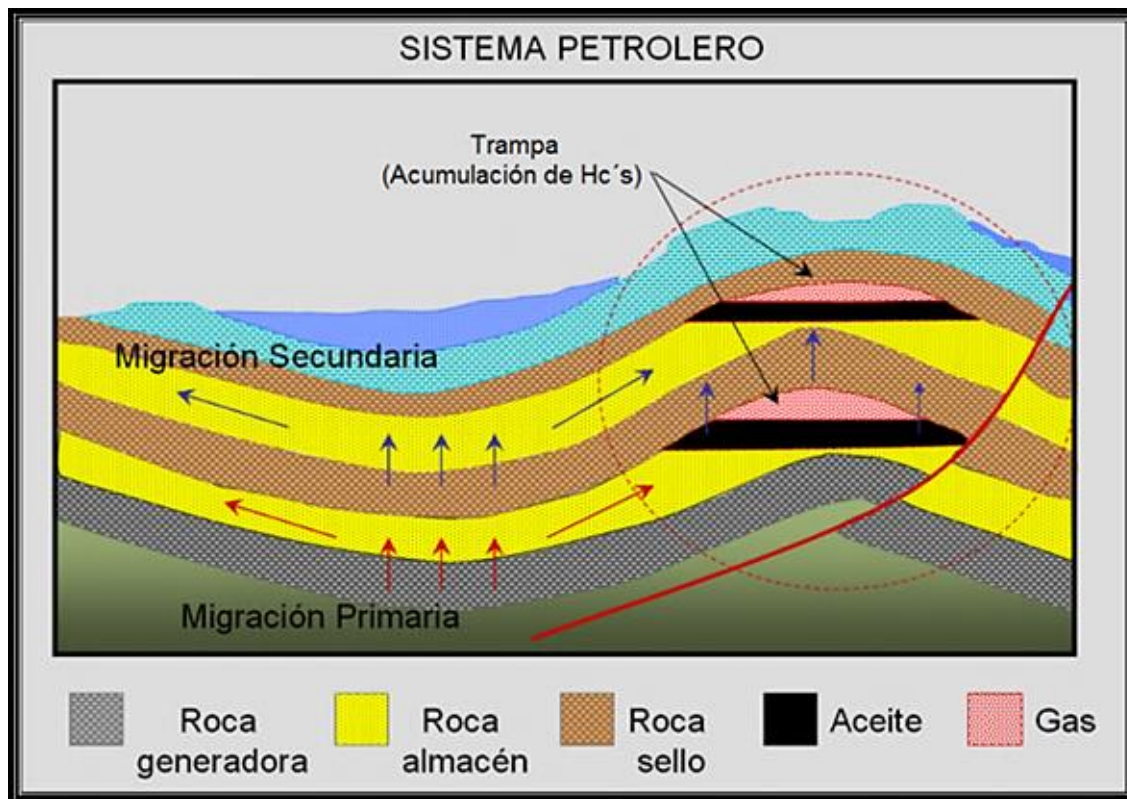


Fig. 1.2 Elementos que conforman el sistema petrolero. (Modificada de Martell, B., Apuntes de asignatura, 2010).

Los principales elementos del sistema petrolero se describirán a continuación:

Roca Generadora.

Es todo aquel cuerpo de roca que permita la conservación temporal y posterior transformación de la materia orgánica en hidrocarburos. La roca generadora debe ser enterrada a una profundidad suficiente (más de 1000 m) para que la materia

orgánica contenida pueda madurar hasta convertirse en aceite y/o gas, además de que se encuentre en una cuenca sedimentaria que sufra procesos de subsidencia.

Las rocas generadoras deben cumplir con tres requerimientos geoquímicos: Cantidad, Calidad y Madurez. La roca generadora es una roca que debe tener un porcentaje mayor a 1% de contenido orgánico total (COT), que se forma de la parte blanda de los organismos, debe tener un volumen importante y es una roca de grano fino como las Lutitas, Calizas, Lutitas calcáreas, Limolitas, Margas y Calizas arcillosas.

Roca Almacenadora.

Son todas aquellas rocas que debido a sus propiedades de porosidad y permeabilidad, permiten el flujo y almacenamiento de hidrocarburos, en combinación con otro tipo de roca denominada roca sello.

Las rocas almacenadoras deben cumplir con las siguientes características: ser porosas, ser permeables y tener continuidad hidráulica lateral y vertical.

Roca sello.

Son rocas sello aquellas que por su escasa permeabilidad o por contener poros de tamaño subcapilar, no permiten el paso del petróleo, sirviendo como cierre o barrera a su migración o desplazamiento. El espesor de la roca sello es muy variable, puede ser de espesor muy reducido, si tiene excelente calidad o de espesor mediano o grueso, si es de calidad mediana o mala, respectivamente. El grado de tectonismo de la región puede modificar la calidad de la roca sello, de tal forma que en regiones muy tectonizadas se requiere un espesor de roca sello mayor.

Las principales rocas sello son:

- Calcáreo-arcillosas: Lutitas, Marga y Calizas arcillosas
- Pelíticas: Lutitas
- Evaporitas: Sal, Yeso y Anhidritas
- Calizas: Mudstone (sin fracturas) y Wackestone

Migración.

Es el movimiento de los fluidos hacia y en el yacimiento y se puede clasificar en:

- Migración primaria: comprende el movimiento de los hidrocarburos a partir de su desprendimiento del kerógeno, así como su transporte dentro y a través de los capilares y poros estrechos de la roca generadora.

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

En la **Fig. 1.3** se muestra el movimiento de los hidrocarburos a través de los diferentes tipos de roca.

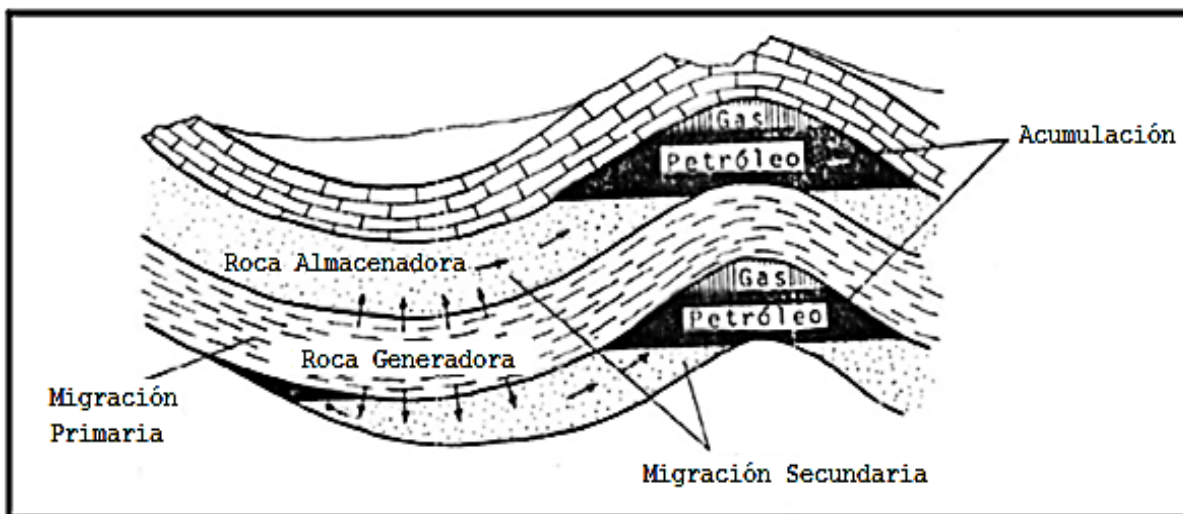


Fig. 1.3 Tipos de migración dentro del sistema petrolero. (Modificada de Martell, B., Apuntes de asignatura, 2010).

Las fuerzas que causan la migración son: fuerzas debidas a la acción de la gravedad, fuerzas moleculares, fuerzas debidas a la acción química, fuerzas debidas a movimientos tectónicos y a la profundidad de sepultamiento y fuerzas debidas a la acción bacterial.

Trampa Petrolera.

Es toda aquella estructura geológica que permite que el aceite y/o gas se acumule y conserve de manera natural durante un cierto periodo de tiempo. Es decir, son receptáculos cerrados que existen en la corteza terrestre y que cuentan con rocas almacenadoras y rocas sello en posición tal que permiten se acumulen los hidrocarburos. Las trampas petroleras tienen una amplia variedad en: forma, tamaño, geometría, cierre y área de drenaje.

El cierre se refiere a la longitud vertical máxima en la que los hidrocarburos pueden acumularse en la trampa y el área de drenaje es la máxima abertura (área) de la trampa, echado abajo, se mide en la parte inferior de la trampa. A continuación en la **Fig. 1.4** se ilustran diferentes tipos de trampas petroleras.

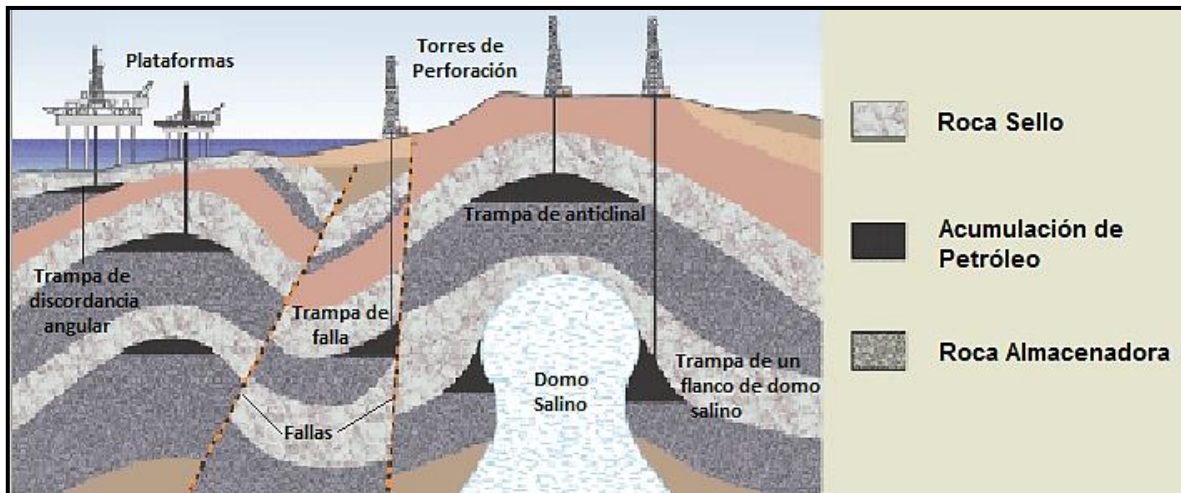


Fig. 1.4 Diferentes tipos de trampas en una región petrolera. (Modificada de Kalipedia, 2010).

Las trampas petroleras se clasifican en:

- Trampas Estructurales: como lo son pliegues anticlinales, domos salinos, fallas normales, fallas inversas y fallas laterales.
- Trampas por Variación de la Permeabilidad (se incluyen las trampas estratigráficas): como son los cambios de facies, discordancias angulares y paleogeomórficas, variación causada por aguas subterráneas y variación causada por truncamiento.
- Trampas Mixtas: pueden ser combinación de elementos estructurales con variación de permeabilidad o variación en las propiedades hidrodinámicas.

Sincronía.

Es la relación precisa en espacio y tiempo de todos los elementos que conforman el sistema petrolero, para que este pueda existir.

1.2 Yacimientos Petroleros Convencionales.

Estos yacimientos se caracterizan porque pueden ser producidos a gastos económicos de flujo, lo cual podrá llevar a la producción de ciertos volúmenes económicos de hidrocarburos, es decir, estos hidrocarburos producidos no tendrán la necesidad de recibir tratamientos mayores de estimulación, procesos especiales de recuperación, ni tampoco será necesario utilizar una tecnología de punta para la producción de estos hidrocarburos en el yacimiento, siempre que se cumpla con los objetivos de producción.

Las características principales de estos yacimientos son las siguientes:

- Se forman como acumulaciones discretas tanto en trampas estructurales como en trampas estratigráficas.

- Presentan un buen porcentaje de porosidad en sus litologías y poseen buenas permeabilidades.
- Están relacionados con las reservas limitadas las cuales pueden ser explotadas en pocos años.
- Su desarrollo como ya fue mencionado anteriormente no requiere del uso de tecnología de punta.

Considerando que en una adecuada clasificación de los yacimientos se deben tomar en cuenta la composición de la mezcla de hidrocarburos, la temperatura y la presión, se han utilizado diagramas de fases (**Fig. 1.5**) para hacer una clasificación más técnica de dichos yacimientos.

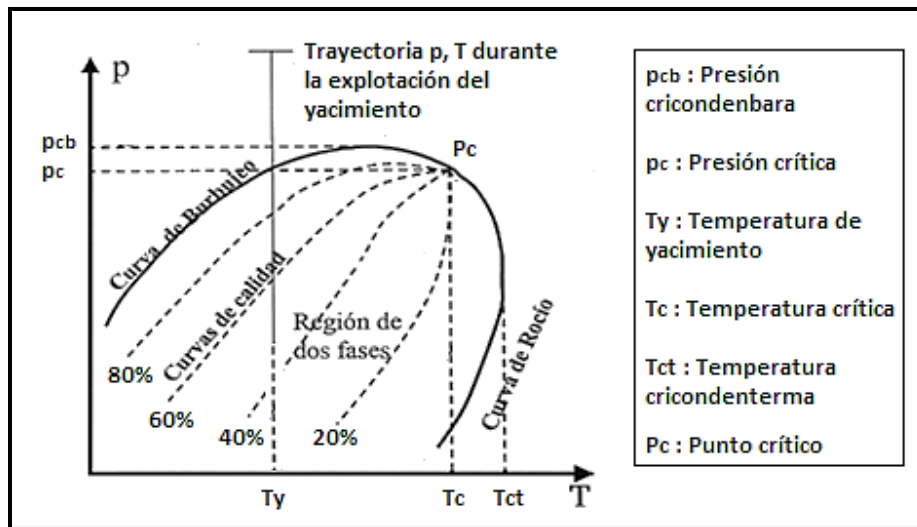


Fig. 1.5 Diagrama de fases de una mezcla de hidrocarburos. (Modificada de Rodríguez, R., Apuntes de Asignatura, 2010)

El área encerrada por las curvas de los puntos de burbuja y de los puntos de rocío es la región de combinaciones de presión y temperatura en la cual coexisten dos fases de hidrocarburos (líquida y gaseosa) en equilibrio. Las curvas dentro de la región de dos fases muestran el porcentaje de líquido en el volumen total de hidrocarburos, para cualquier presión y temperatura; a éstas se les conoce como curvas de calidad.

Inicialmente toda acumulación de hidrocarburos tiene su propio diagrama de fases, que depende sólo de la composición de la mezcla. Los fluidos se encuentran inicialmente ya sea en estado monofásico o en estado bifásico, de acuerdo con la posición de sus presiones y temperaturas en los diagramas de fases.

Cuando la presión y temperatura iniciales de un yacimiento quedan fuera de la región de dos fases, éste puede clasificarse como un yacimiento:

1. De gas, donde su temperatura es mayor que la cricondenterma (temperatura máxima a la cual pueden existir dos fases en equilibrio).
2. De gas y condensado, que presenta condensación retrógrada (yacimientos de punto de rocío), donde su temperatura se encuentra entre la temperatura crítica y la cricondenterma.
3. De aceite bajo-saturado (de punto de burbuja), donde su temperatura es menor que la temperatura crítica.

Cuando la presión y la temperatura iniciales del yacimiento quedan dentro de la región de dos fases, éste puede clasificarse como un yacimiento:

1. De aceite saturado, donde existe una zona de aceite con un casquete de gas.
2. De aceite saturado sin estar asociado a un casquete de gas; esto es cuando la presión inicial es igual a la presión de saturación o de burbuja. La presión y temperatura para este tipo de yacimientos se localizan exactamente sobre la curva de puntos de burbuja.

A mayor número y complejidad de los componentes, mayor será la separación entre las curvas de puntos de burbuja y puntos de rocío.

1.2.1 Yacimientos de Aceite Negro.

También llamados yacimientos de crudos de bajo encogimiento o crudos ordinarios. Consisten de una amplia variedad de especies químicas que incluyen moléculas grandes, pesadas y no volátiles. El punto crítico está donde converge la curva de puntos de burbuja con la curva de puntos de rocío. Las líneas iso-volumétricas o de calidad están uniformemente espaciadas y tienen un rango de temperatura amplio. Los primeros crudos de este tipo fueron de color negro, de allí su nombre. Estos crudos tienen una Relación Gas-Aceite (RGA) $< 200 \text{ m}^3/\text{m}^3$, la cual se incrementa a presiones debajo del punto de burbuja. Su densidad API $< 35^\circ$. La temperatura del yacimiento (T_y) es menor a la temperatura crítica (T_c). Las fuerzas de gravedad decrecen lentamente con el tiempo hasta bien avanzada la vida del yacimiento donde vuelve a incrementarse ligeramente. Este crudo es normalmente negro (compuestos pesados) aunque puede ser marrón o verduzco.

Cabe mencionar que todos los yacimientos de aceite negro contienen gas disuelto, esto mientras la presión del yacimiento sea mayor a la presión de burbuja de la mezcla de hidrocarburos. Cuando la presión del yacimiento es apenas ligeramente menor que la presión de burbuja, el gas disuelto comenzará a liberarse por lo que la fracción del líquido de la mezcla de hidrocarburos comenzará a ser menor. Este fenómeno se muestra en el siguiente diagrama de fases (**Fig. 1.6**).

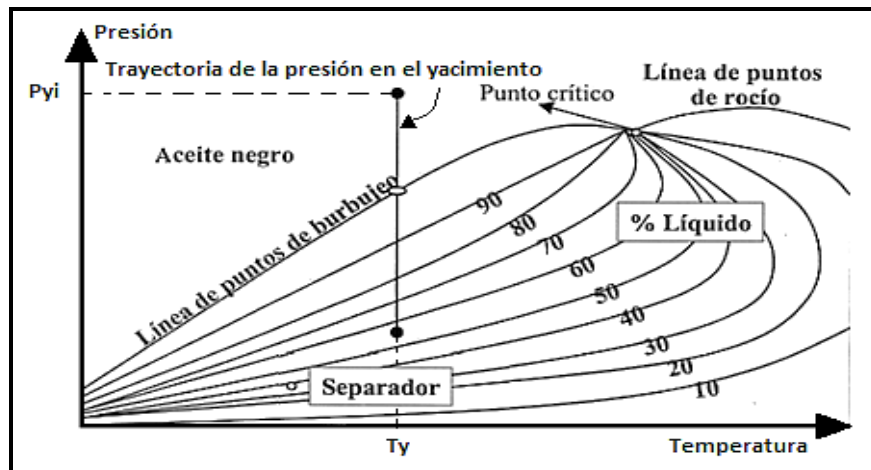


Fig. 1.6 Diagrama de fases para una mezcla de aceite negro. (Modificada de Rodríguez, R., Apuntes de Asignatura, 2010)

1.2.2 Yacimientos de Aceite Ligero.

También llamados yacimientos de aceite volátil o crudos de alto encogimiento. El rango de temperatura es más pequeño que el del aceite negro. La temperatura crítica (T_c) es también menor que en crudos negros y está cerca de la temperatura del yacimiento (T_y). Las líneas de calidad no están igualmente espaciadas y están desplazadas hacia arriba hacia el punto de burbuja (Fig. 1.7). Una pequeña reducción en presión por debajo del punto de burbuja causa una liberación enorme de gas. Hasta un 50 % de estos crudos puede convertirse en gas en el yacimiento cuando la presión cae unos cientos psi debajo del punto de burbuja. La Ecuación de Balance de Materia (EBM) de aceite negro no trabaja en estos casos. El punto de división entre crudo volátil y negro es arbitrario, pero se toma como referencia la tolerancia de la EBM. Su valor de RGA se encuentra entre 200 y 1,000 m^3/m^3 . La RGA y La densidad API, normalmente entre 35° y 45°, se incrementan con la producción a medida que la presión cae por debajo de la presión del punto de burbuja. El color es usualmente marrón, anaranjado o verde.

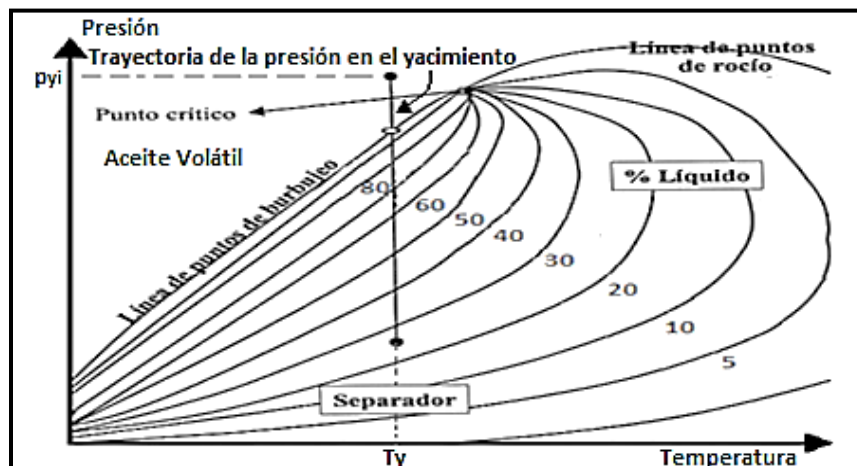


Fig. 1.7 Diagrama de fases para una mezcla de aceite volátil. (Modificada de Rodríguez, R., Apuntes de Asignatura, 2010)

1.2.3 Yacimientos de Gas y Condensado.

También conocidos como yacimientos de gas retrógrado o condensados. Sus condiciones originales de presión, temperatura y composición son tales que en cierta etapa de la explotación se presentará el fenómeno de condensación retrógrada. El diagrama de fases (**Fig. 1.8**) es menor que el de los aceites negros y el punto crítico está por debajo y a la izquierda de la envolvente. Esto es el resultado de gases retrógrados conteniendo muy pocos hidrocarburos pesados en los crudos. La temperatura crítica (T_c) es menor que la temperatura del yacimiento (T_y) y el punto de la cricondenterma es mayor que la temperatura del yacimiento ($T_c < T_y < \text{cricondenterma}$). A medida que la presión cae, el líquido se condensa y se forma líquido en el yacimiento, el cual normalmente no fluye y no puede producirse. Su RGA varía entre 500 y $15,000 \text{ m}^3/\text{m}^3$ y se incrementa a medida que la producción toma lugar. Su densidad API se encuentra entre 41° y 57° , se incrementa a medida que la presión cae por debajo de la presión de rocío. El líquido es ligeramente colorado, marrón, anaranjado, verduzco o transparente.

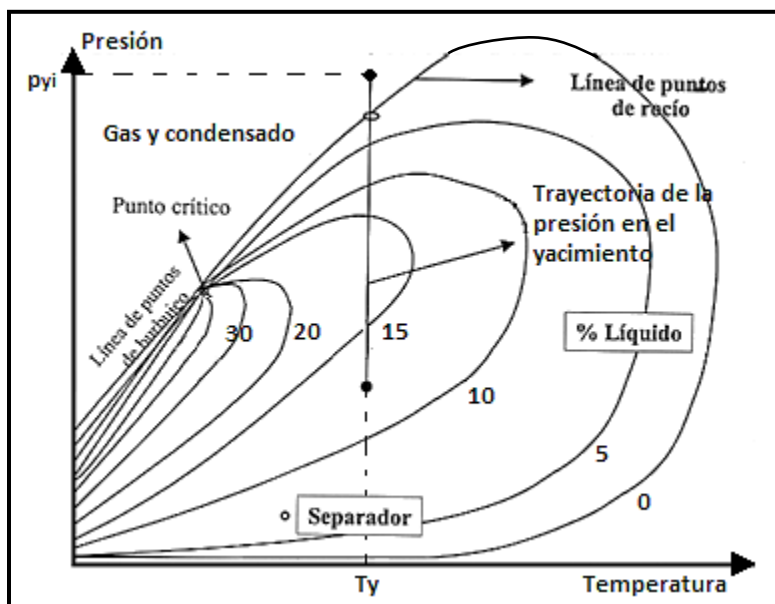


Fig. 1.8 Diagrama de fases para una mezcla de gas y condensado. (Modificada de Rodríguez, R., Apuntes de Asignatura, 2010)

1.2.4 Yacimientos de Gas Húmedo.

Sus condiciones originales de presión, temperatura y composición son tales que durante su vida productiva la mezcla de hidrocarburos en el yacimiento está en una sola fase (gaseosa), pero en la superficie se recuperará en dos fases. Todo el diagrama de fases de la mezcla de hidrocarburos con moléculas predominantemente pequeñas yace a temperaturas menores a la temperatura del

yacimiento (T_y), la cual es mayor a la cricondenterma. La línea de variación de presión no entra a la región de dos fases y por tanto no se forma líquido en el yacimiento, pero sí en superficie (**Fig. 1.9**). La densidad de los líquidos (condensado) es similar a la de los gases retrógrados (vapor de los condensados), teniendo un valor alrededor de 45° y 57° API manteniéndose constante. La RGA varía entre $10,000$ y $20,000 \text{ m}^3/\text{m}^3$ y permanece constante durante toda la vida del yacimiento. El color de los líquidos es translúcido.

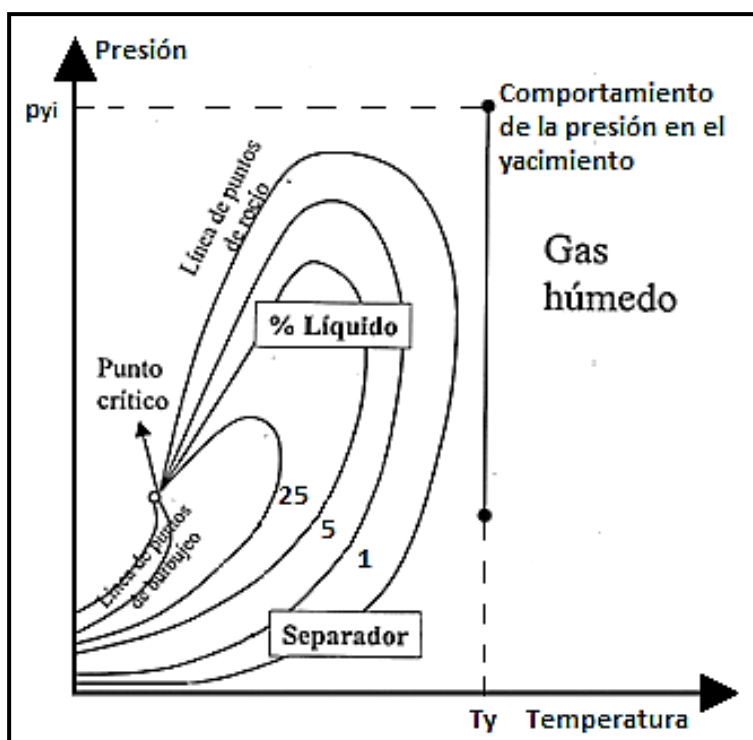


Fig. 1.9 Diagrama de fases para una mezcla de gas húmedo. (Modificada de Rodríguez, R., Apuntes de Asignatura, 2010)

1.2.5 Yacimientos de Gas Seco.

Sus condiciones originales de presión, temperatura y composición son tales que durante su vida productiva el gas permanece siempre en esta fase, tanto en el yacimiento como en la superficie. La temperatura del yacimiento (T_y) es mayor que la cricondenterma. Está formado principalmente por metano y algunos intermedios. Su RGA es mayor a $20,000 \text{ m}^3/\text{m}^3$ y su densidad API es mayor a 57° . El diagrama de fases muestra una mezcla de hidrocarburos gaseosa, en su mayoría componentes ligeros, es decir, no hay presencia de líquidos ni en el yacimiento ni en la superficie (**Fig. 1.10**).

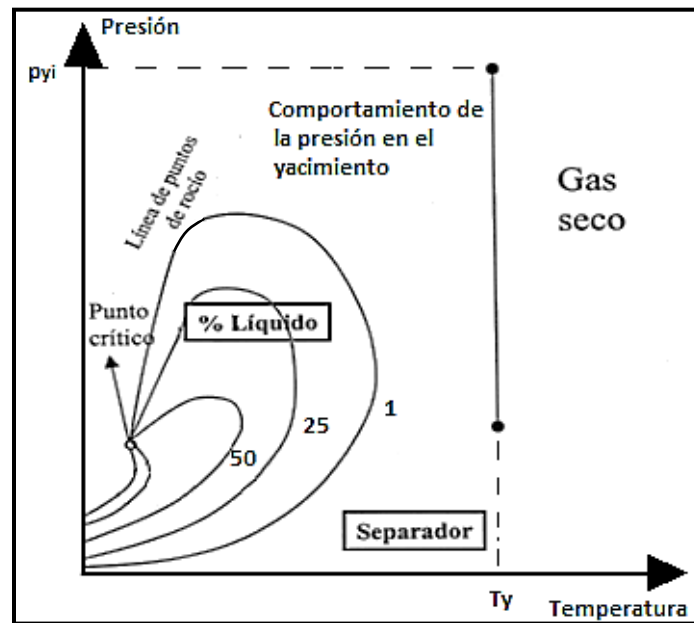


Fig. 1.10 Diagrama de fases para una mezcla de gas seco. (Modificada de Rodríguez, R., Apuntes de Asignatura, 2010)

1.3 Yacimientos Petroleros No Convencionales.

A diferencia de los yacimientos convencionales, estos yacimientos no pueden producir a gastos económicos de flujo y a su vez los mismos no podrán ser producidos rentablemente sin aplicárseles tratamientos intensivos para estimular su desarrollo, fracturamiento y procesos de recuperación, en general, para poder producir de manera óptima en este tipo de yacimientos es necesario la inclusión de una amplia gama de tecnologías para así poder garantizar altos niveles de producción.

Las características principales de este tipo de yacimiento son las siguientes:

- Se presentan como acumulaciones predominantemente regionales, extensas, la mayoría de las veces independientes de la presencia de trampas estructurales y estratigráficas.
- Poseen bajas porosidades y permeabilidades y en general pobres propiedades petrofísicas
- Su desarrollo requiere el uso de altas tecnologías.
- Se les asocian una gran cantidad de reservas de hidrocarburos.
- Son capaces de producir por varias décadas.

“Recurso no convencional” es un término general para los hidrocarburos que se producen por medios que no cumplen con los criterios para la producción convencional. Lo que ha calificado como poco convencional en un momento dado es una función compleja de las características del recurso, la exploración disponible y las tecnologías de producción, el entorno económico, la escala, la frecuencia y duración de la producción del recurso. La percepción de estos

factores inevitablemente cambia con el tiempo y a menudo difieren entre los usuarios de este término. En la actualidad, el término se utiliza en referencia a los recursos petroleros cuya porosidad, permeabilidad, mecanismo de entrapamiento de fluido u otras características difieren de los yacimientos de areniscas o carbonatos convencionales. Metano en carbón, hidratos de metano, lutitas gasíferas, lutitas aceítíferas, arenas bituminosas, aceite extrapesado y gas en arenas compactas se consideran recursos no convencionales.

1.3.1 Lutitas Gasíferas.

Comúnmente conocido también como Shale Gas (término en Inglés), se refiere al Gas Natural almacenado y/o producido por lutitas (**Fig. 1.11**). Las lutitas son rocas sedimentarias de grano fino compuestas por arcilla y limo, las cuales son ricas en materia orgánica. Se caracterizan por su alta impermeabilidad, lo cual evita la fuga de los fluidos que contiene. Entonces, se puede definir a este tipo de yacimiento no convencional como un sistema de rocas arcillosas, de grano fino o muy fino, orgánicamente ricas y de baja permeabilidad, que pueden actuar a la vez como generadoras, almacenadoras, trampa y sello. Estas rocas se encuentran a mayor profundidad que otras fuentes de gas natural convencional, lo cual, sumado a la impermeabilidad de las rocas en las que se encuentra, hace su extracción inviable en cantidades masivas y comerciables sin el respaldo de la tecnología adecuada para su extracción.



Fig. 1.11 Muestra de una lutita gasífera. (Tomada de El Economista, 2010).

Algunas características de este sistema son:

- El gas se encuentra atrapado a nivel molecular.
- El gas no se mueve dentro de la roca.
- Porosidad no interconectada.
- Gas libre en las micro-porosidades y fracturas.
- Gas adsorbido en la materia orgánica insoluble.

Para que este tipo de yacimiento no convencional funcione de manera rentable, se requiere crear permeabilidad a través de procesos como pozos horizontales con multi-fracturamiento hidráulico (**Fig. 1.12**).

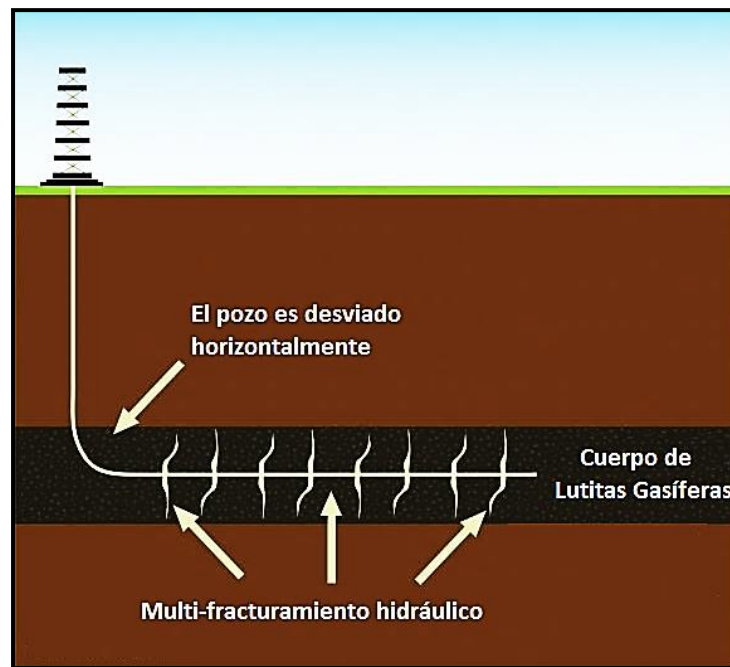


Fig 1.12 Explotación de un yacimiento de lutitas gasíferas. (Modificada de Babst Calland, 2011).

Las tecnologías actuales de extracción son dos: la perforación horizontal (horizontal drilling) y el fracturamiento hidráulico (hydraulic fracturing), las cuales funcionan de manera complementaria:

- Perforación horizontal: permite llegar a la zona donde se ubica el gas de lutitas. Se realiza, inicialmente, una perforación vertical hasta llegar al yacimiento, tras lo que el perforador gira horizontalmente para introducirse y perforar los pozos.
- Fracturamiento hidráulico: Este procedimiento (conocido también como fracking o hydrofracking) consiste en inyectar fluidos que contienen agua, arena, gases comprimidos, sustancias químicas, entre otros, a presiones suficientemente altas como para incrementar la porosidad y permeabilidad de las rocas creando fracturas artificiales para que el gas fluya hacia el pozo.

Para considerar explotar un yacimiento en lutitas gasíferas, se deben cumplir al menos las siguientes características de la roca:

- Contenido Orgánico Total (COT) > 1%, kerógeno tipos II y III.
- Rangos de madurez térmica: $R_o > 0.9\%$, $T_{max} > 440^{\circ}\text{C}$.

- Litología arcillosa intercalada con calizas o rocas clásticas con propiedades mecánicas favorables para el fracturamiento hidráulico.
- Gas libre en los espacios porosos (micro, nanoporosidad) y fracturas.
- Gas adsorbido en el kerógeno y en las partículas arcillosas.

1.3.2 Lutitas Aceitíferas.

Son conocidas también por su nombre en Inglés: Shale Oil. Las lutitas aceitíferas (lutitas bituminosas) son rocas sedimentarias arcillosas, generalmente negruzcas, que contienen materiales inorgánicos y orgánicos, procedentes de la fauna y la flora acuáticas (**Fig. 1.13**) (en lenguaje coloquial serían rocas empapadas de petróleo). Este material es transformado diagenéticamente en medio reductor y da lugar a materia orgánica compleja con un elevado peso molecular. La composición de los hidrocarburos en las lutitas aceitíferas es:

C= 80%, H=10%, O=6%, N=3%, S=1%



Fig. 1.13 Muestra de una lutita aceitífera (Tomada de Repsol YPF, 2011).

A similitud que las lutitas gasíferas, este tipo de yacimientos también se encuentra almacenado y/o producido por lutitas, la diferencia radica en que las lutitas aceitíferas están impregnadas por aceite y/o bitumen. Este aceite es bastante parecido al petróleo, pudiendo sustituirlo en buena parte de sus aplicaciones. El aceite de lutitas se produce por el proceso Petrosix (patente de la compañía Petrobras), presenta una menor cantidad de azufre (aproximadamente el 1%) y una mayor fluidez, puede ser usado como:

- Combustible para los procesos industriales que exijan un bajo contenido en azufre.
- Producción de asfalto especial.
- Producción de restauradores de asfalto.
- Producción de derivados del petróleo (refinería).

La calidad de lutita de aceite se expresa ya sea por su valor calorífico o la cantidad de aceite de lutita que puede derivarse de ella (litros / tonelada). La lutita bituminosa es considerada para uso comercial si su calidad es de 100 a 200 litros / ton. El proceso de extracción del petróleo consiste en la trituración, combustión en hornos y extracción.

El aceite de lutitas bituminosas es caro de producir, y nunca ha sido capaz de competir con el crudo convencional por mucho tiempo. Sin embargo, los precios del crudo han aumentado en los últimos años y se espera que se mantengan a la alza, lo que podría hacer práctico el desarrollo de las lutitas bituminosas. Este tipo de yacimiento se encuentra en las capas de roca dura que están a diferente profundidad (**Fig. 1.14**).

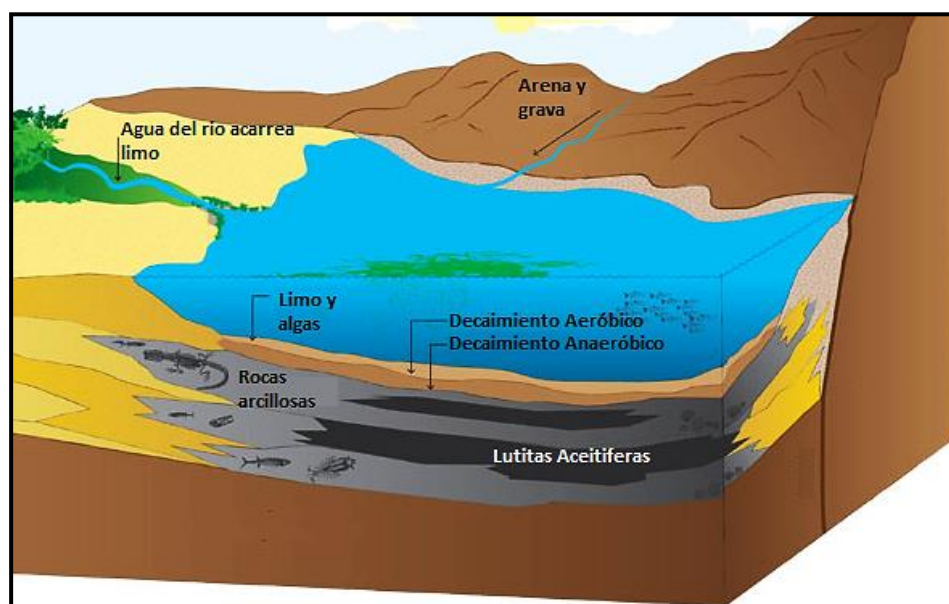


Fig. 1.14 Esquema de ubicación de un yacimiento de lutitas aceítíferas. (Modificada de Queensland Energy Resources, 2013).

1.3.3 Gas en Arenas Compactas.

Referidos en la literatura también como "Tight Gas". Esta fuente de hidrocarburos consta de una matriz de arenas de granos muy finos, lo que implica muy baja permeabilidad (inferior a 0.1 mD), impregnada de gas natural. Suele estar en rocas antiguas, de buen espesor, que han perdido permeabilidad por la compactación, cementación, recristalización y cambios químicos durante el tiempo transcurrido. Este recurso, como las "Lutitas Gasíferas", necesita tratamientos masivos de estimulación para ser económicamente rentable.

Encierran altos volúmenes de gas natural y suelen experimentar una tasa de declinación alta durante su producción inicial, aunque luego se estabiliza.

Constituyen un desafío a las técnicas de exploración, perforación, terminación y producción. Para encontrar este tipo de yacimiento, se tiene en cuenta la historia geológica de la cuenca, los tipos de kerógeno y los yacimientos de baja permeabilidad con manifestaciones de gas o con anomalías de presión.

Estos yacimientos suelen localizarse en cuencas con yacimientos de gas no convencional (**Fig. 1.15**), ya que cuando las condiciones a las cuales el gas es generado a ciertas profundidades en el subsuelo de la cuenca exceden las condiciones que se requieren para la migración del gas a una trampa (o superficie en su defecto) y se logran formar grandes acumulaciones de gas en arenas compactas.

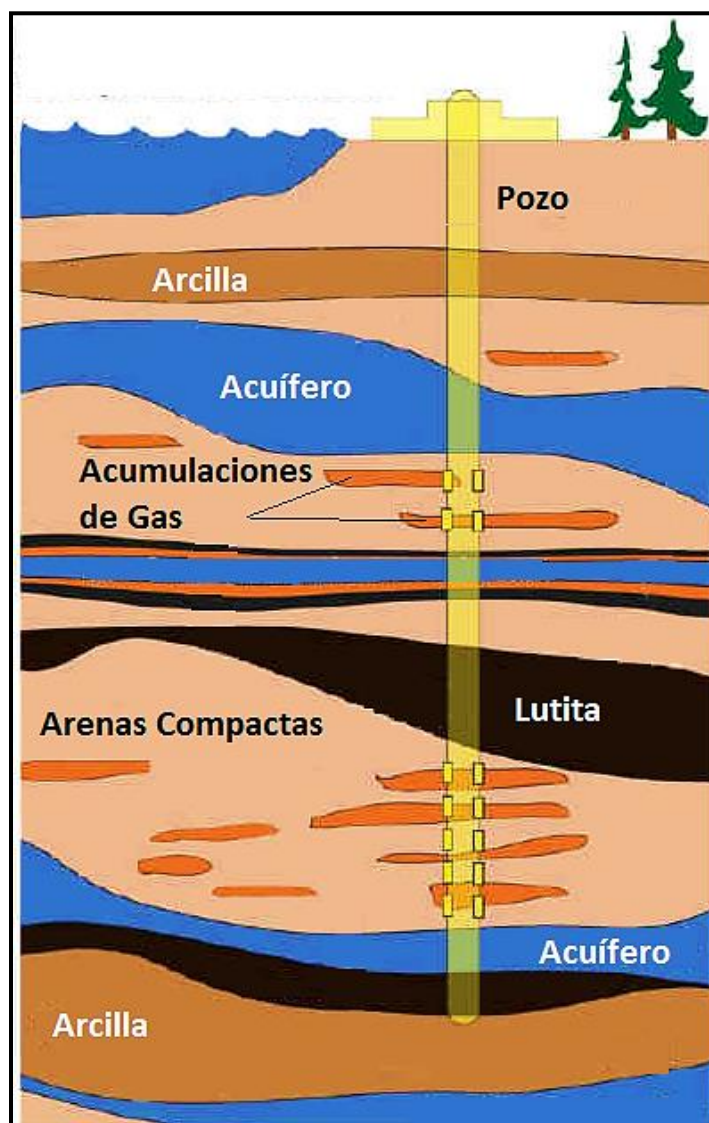


Fig. 1.15 Yacimientos de gas en arenas compactas. (Modifica de Bracken L., 2008)

1.3.4 Arenas Bituminosas.

Las arenas bituminosas, que reciben diversos nombres dependiendo de los lugares donde se localicen, como arenas de alquitrán, arenas de petróleo o, en inglés “Oil Sands”, son una mezcla de arena con alquitrán (**Fig. 1.16**) que, en ocasiones, llegan a ocupar extensas áreas. Lo atractivo de la mezcla se encuentra en que, a través de un proceso de separación adecuado, de ellas puede obtenerse un betún que guarda enormes similitudes con el petróleo, el cual a su vez es convertido en un petróleo crudo sintético o refinado directamente por refinerías especializadas para obtener productos del petróleo.



Fig 1.16 Muestra de arenas bituminosas. (Tomada de Radio Canadá Internacional, 2013)

El petróleo convencional es extraído por medio de pozos mientras que los depósitos de arenas bituminosas son extraídos usando técnicas de seccionamiento de minería a cielo abierto (**Fig. 1.17**), o se les hace fluir hacia pozos por medio de técnicas in situ que reducen la viscosidad del bitumen por medio de vapor y/o solventes. La mayoría de estos yacimientos son superficiales, por lo que la minería a cielo abierto es la técnica mayormente usada.



Fig. 1.17 Extracción de arenas bituminosas mediante minería. (Tomada de Hernández, J.A., 2011).

La controversia y el reto de este tipo de yacimiento se encuentra en el rubro de lo ambiental, sobre todo por dos problemas principales. Por una parte, las objeciones a la minería a cielo abierto, por otra la ingente cantidad de agua que es necesario consumir para obtener el betún; un barril de petróleo en arenas bituminosas contamina tres veces más que el petróleo convencional.

1.3.5 Metano en Carbón.

El gas natural contenido en capas o vetas de carbón representa una porción importante de los recursos de gas natural en el mundo. Desde el momento de la sedimentación, el carbón es diferente de otros tipos de roca de yacimiento. Se compone de material vegetal alterado que funciona a la vez como fuente generadora y como yacimiento de hidrocarburos. Se encuentra inherentemente fracturado como consecuencia del proceso de carbonización, que forma fracturas verticales o diaclasas.

El gas metano en carbón es gas natural que contiene prácticamente 100 % de metano (CH_4) y es producido desde los mantos en yacimientos de carbón. Es producido a menudo desde mantos de poca profundidad y junto con grandes volúmenes de agua de calidad variable. El Gas Metano de Carbón es gas natural generado y almacenado en vetas de carbón (**Fig. 1.18**). Se produce mediante pozos que permiten que el gas y el agua fluyan a la superficie. Para facilitar la migración del gas hacia el pozo es necesario reducir la presión en el yacimiento. Esto se logra extrayendo el agua del yacimiento, que posteriormente debe ser reinyectada en una zona más profunda o desechada en la superficie, para lo cual debe ser tratada especialmente. El gas se encuentra adsorbido en el carbón, por este motivo esta actividad puede desarrollarse conjuntamente con la explotación de carbón.



Fig. 1.18 Afloramiento de capas de carbón ricas en gas metano. (Tomada de Schlumberger, 2003).

La capacidad del carbón de almacenar metano reduce sustancialmente la necesidad de contar con mecanismos de entrapamiento de yacimientos convencionales, haciendo que su contenido de gas y el grado de desarrollo de fracturas naturales sean las consideraciones primordiales cuando se evalúa un área para determinar el potencial de producción de este tipo de yacimientos.

1.3.6 Hidratos de Metano.

Los hidratos de metano son moléculas de metano en estructuras de moléculas de agua unidas mediante enlaces de hidrógeno para formar un ensamblaje parecido a una jaula o celda (Clathrate) (**Fig. 1.19**) que bajo condiciones de alta presión y baja temperatura que existen en el talud continental y en las regiones polares (permafrost) se convierten en sustancias sólidas cristalinas (hielos de metano). Es el combustible fósil más limpio con el medio ambiente por su elevada relación hidrógeno/carbono (H/C) y con una aplicabilidad creciente no sólo como combustible sino también como materia prima química, además de que el volumen potencial disponible es enorme.

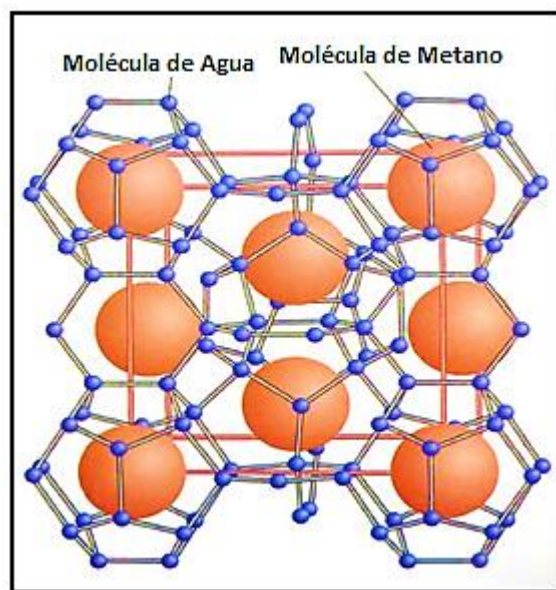


Fig. 1.19 Esquema molecular de los hidratos de metano. (Tomada de Cecopieri, M.L., Apuntes de Asignatura, 2012).

El hidrato de metano lo conforma un retículo cristalino de moléculas de agua (hielo) que "secuestra" en sus poros moléculas de gas metano o "gas natural" (**Fig. 1.20**). Cuando el hielo se funde, el gas natural atrapado se libera. Se calcula que en promedio un litro de hidrato de metano sólido libera 170 litros de gas natural en condiciones estándar de presión y temperatura.



Fig. 1.20 Muestra de hidratos de metano en núcleos. (Tomada de Cecopieri, M.L., Apuntes de Asignatura, 2012).

Pero su complicada forma de explotación no ha logrado encantar a los inversionistas internacionales, menos al gobierno. Se plantean métodos de explotación que van desde la inserción de calderas al yacimiento para calentar y liberar el gas, hasta la explotación con una combinación de despresurización mediante pozos y con la inyección de dióxido de carbono que libere el metano y lo sustituya en los yacimientos, contribuyendo así a retirar el CO₂ atmosférico y mitigando el impacto ambiental que puede significar la liberación de metano a la atmosfera, que dicho sea de paso es veinte veces más potente que el dióxido de carbono como gas invernadero.

Se considera que los depósitos marinos en offshore de las costas del Caribe y Pacífico serán en el futuro los que tendrían mayor desarrollo e interés económico para ser explorados.

El estimado global de reservas para el planeta es hasta ahora 3 trillones de toneladas de hidratos de metano, equivalentes al consumo anual actual de gas natural para los próximos 1000 años, o si se tratase hipotéticamente de la única reserva de combustible fósil disponible en el mundo alcanzaría para más de 100 años de explotación a los niveles actuales de consumo de energía total del planeta.

1.3.7 Aceite Extrapesado.

El petróleo pesado, el extra pesado y los bitúmenes son recursos no convencionales caracterizados por una alta viscosidad y alta densidad que les impide fluir a temperatura ambiente (**Fig. 1.21**). Dentro de la definición de petróleos pesados, se incluyen todos los crudos con una gravedad API (American

Petroleum Institute) menor a 20 grados API; los petróleos extrapesados tienen una gravedad menor a 10 API. La USGS (US Geological Survey) define como convencionales a aquellos con una gravedad API de al menos 22 y una viscosidad menor a 100 cP (centipoises).



Fig. 1.21 Muestras de aceite extrapesado. (Tomada de Alnoaimi, K.R., 2010).

Suelen hallarse en depósitos no muy profundos. Su generación es igual que la del petróleo convencional, pero la presencia de sellos pobres o directamente la falta de éstos determinó su degradación. En general, han migrado a zonas más someras o superficiales donde fueron degradados por bacterias y/o por meteorización, los hidrocarburos más livianos escaparon y quedaron los componentes más pesados. Son deficientes en hidrógeno y poseen contenido alto en carbón, azufre y metales pesados.

En muchos casos, las formaciones en los que están almacenados (arenas, carbonatos) tienen excelentes propiedades como rocas almacén: altas porosidades (en ocasiones de hasta 40-45%, carbonatos) y permeabilidades, y grandes espesores de roca porosa-permeable. En este caso, lo que los convierte en no convencionales es la alta viscosidad del aceite y el asociado proceso adicional de alta inversión, (upgrading) para volverlos apropiados para su producción y tratamiento en una refinería normal.

1.4 Caracterización de Yacimientos Petroleros.

La caracterización de un yacimiento es un proceso de amplia base científica en el cual son aplicados diversos conocimientos sobre Geofísica, Petrofísica, Geología y de Ingeniería para así interpretar lógicamente todos los datos y propiedades del yacimiento mediante herramientas y técnicas modernas, en otras palabras, es el

conjunto de productos orientados a la definición y al estudio de las características geológicas, petrofísicas, estáticas y dinámicas que controlan la capacidad de almacenamiento y de producción de los yacimientos petroleros, así como la cuantificación del volumen de hidrocarburos, también se incluye la definición de las estrategias y alternativas de explotación de los yacimientos, con el propósito de apoyar los planes de operación para optimizar la explotación y programas de desarrollo del área de estudio, incrementando las reservas o la producción de los mismos.

Dentro de la etapa inicial del proceso de caracterización de yacimientos se siguen, en general, las etapas del modelado geológico y petrofísico a partir de datos de núcleos, de registros geofísicos, inclusión del análisis de producción y por supuesto integración de la información disponible del campo. En caso de no existir datos de producción en el campo, el modelo estático inicial se usa como información de entrada en la aplicación de métodos volumétricos para estimar el potencial del yacimiento con el objetivo de determinar si es o no rentable su explotación, evaluando las zonas potenciales de producción. Otra alternativa es la aplicación de los métodos estadísticos para generar más de un modelo inicial del yacimiento basado en la información previa o estática. Estos buscan estimar la distribución de los parámetros a lo largo de todo el yacimiento conociendo los valores en los pozos de forma que se ajusten al resto de la información que se tiene de la zona donde se encuentra el yacimiento, como puede ser la obtenida por métodos sísmicos o por otro tipo de estudios geológicos.

Por otra parte, con los métodos estocásticos, basados en información estática, se consigue una gran cantidad de “realizaciones equiprobables”, es decir, posibles mapas de los parámetros en el área del yacimiento que tienen la misma probabilidad de ser correctos en función de criterios basados en la información conocida. Por supuesto la gran mayoría de ellos no se van a ajustar a los datos de producción en los pozos ni siquiera aproximadamente. Debido a que es posible crear muchos modelos geológicos escalados equivalentes usando el modelado estocástico, se evalúa la incertidumbre del modelo y se confirman los hidrocarburos recuperables.

En el caso de un yacimiento con historia de producción, el modelo estático inicial se usa como información de entrada para generar un modelo de simulación dinámico, que además toma en cuenta la información de los fluidos y los datos de producción, que debe ser ajustado para completar el proceso de caracterización del yacimiento generando un modelo estático final que se ajusta a la historia de producción con el objetivo de obtener un modelo de predicción que permita optimizar la producción del campo.

1.4.1 Caracterización Estática.

El objetivo de la caracterización estática es determinar cualitativa y cuantitativamente, características y propiedades geológicas y petrofísicas de los sistemas roca y roca-fluidos, así como las propiedades físicas y químicas, termodinámicas del sistema de fluidos, y definir su distribución en el yacimiento petrolero.

Todas las imágenes de los diferentes modelos de caracterización de yacimientos ilustrados en el tema 1.4 de este trabajo de tesis, corresponden al yacimiento Chihuido de la Salina, ubicado en la Cuenca de Neuquén en Argentina, la cual es considerada importante por sus recursos de gas de lutitas.

La etapa inicial de un proceso de caracterización de yacimiento consiste en la generación de un modelo estático inicial (**Fig. 1.22**) basado en información previa (estática). Esta información previa se consigue a partir de la interpretación de datos sísmicos 2D y 3D, registro de pozos, pruebas de laboratorios, análisis de recortes que muestras obtenidas durante la perforación, análisis de núcleos siendo muestras compactas tomadas en el yacimiento por herramientas especiales, entre otros.

El modelo estático de yacimiento es aquel que representa las propiedades de un yacimiento que no varían en función del tiempo, como es el caso de la permeabilidad, porosidad, espesor, fallas, ambiente de sedimentación, continuidad vertical y lateral, petrofísica de los cuerpos geológicos, litología y límites de la roca, que unidos a pruebas de yacimientos donde se involucran datos de presión, producción y pruebas de presión, permiten definir con mayor claridad el yacimiento.

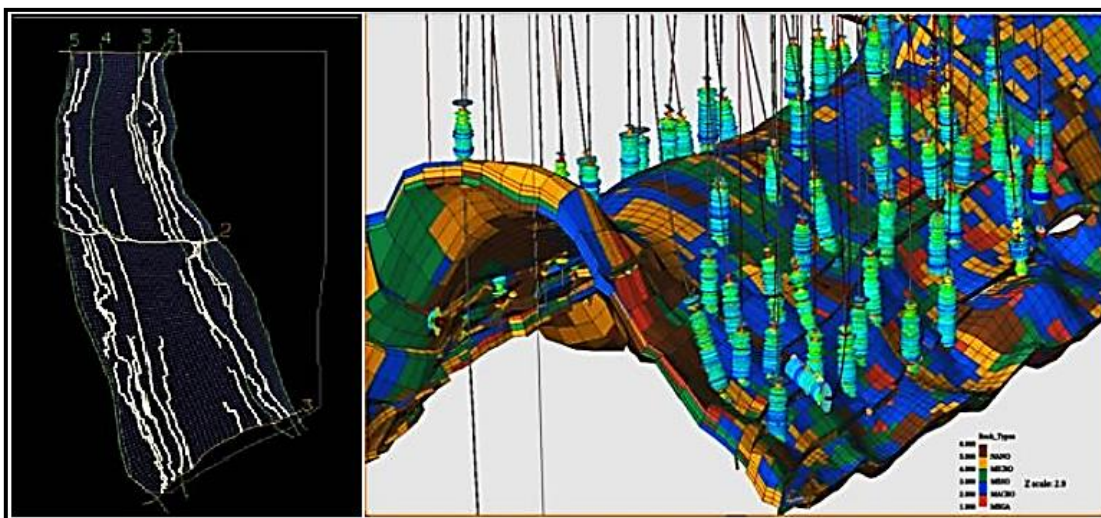


Fig. 1.22 Modelo estático 3D: Módulo de simulación de celdas (izq.) y modelo final de facies en 3D de un yacimiento. (Tomada de Vitarelli, L. et. al., 2008).

1.4.1.1 Aspectos Geológicos.

En el modelado geológico se desarrolla el modelado estructural, a partir de la información sísmica y geológica del área, disponiendo de sistemas para interpretación sísmica en 2D y 3D para la integración de la información procesada.

En los aspectos geológicos destacan los modelos:

a) Modelo Estructural

Las secciones estructurales muestran las profundidades y deformaciones sufridas por los estratos. La construcción de secciones estructurales a partir de perfiles de pozos nos indica:

- 1) Correlación de estratos.
- 2) Ubicación de un dato estructural en profundidad (bajo el nivel del mar).
- 3) Interpretación de la estructura actual (buzamiento, pliegues, fallas).
- 4) Identificación de trampas potenciales de hidrocarburos.

Este modelo se logra con la revisión de la sísmica con la cual se puede observar la frontera del yacimiento (**Fig. 1.23**), los cuerpos que lo conforman, además definir orientación y geometría de los elementos estructurales, y delimitar las estructuras o cierres que confinan la acumulación de hidrocarburos. Esta revisión abarca tanto el marco regional como el marco local, para determinar y generar planos de fallas y mapas estructurales.

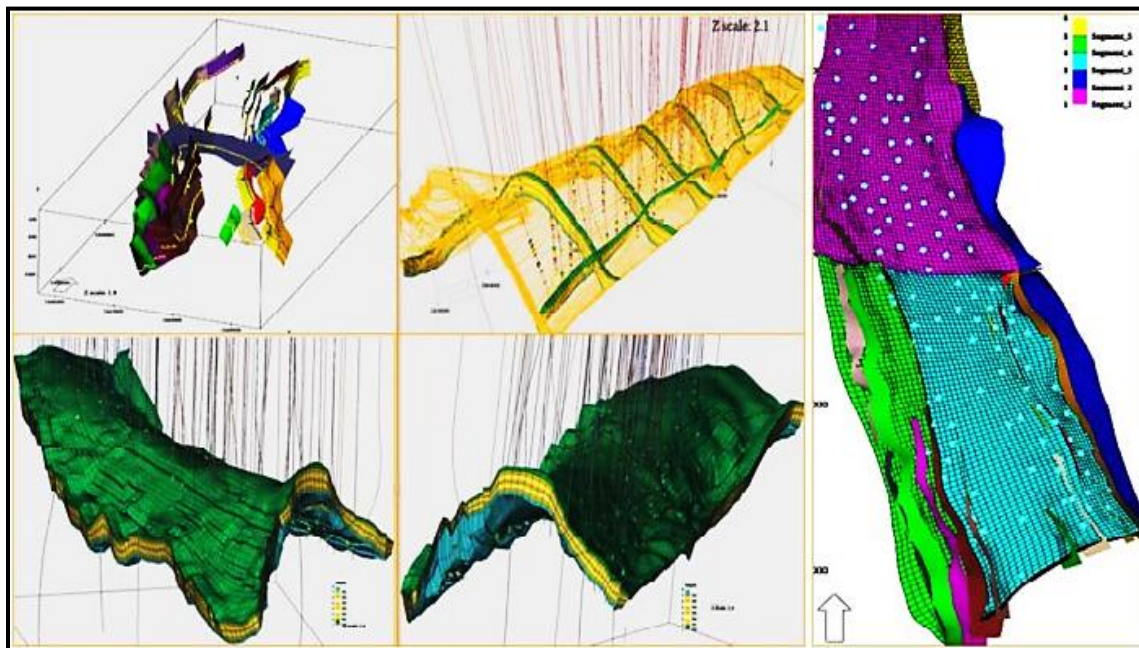


Fig. 1.23 Diferentes vistas del modelo estructural 3D de un yacimiento petrolero. (Tomada de Vitarell, L. et. al., 2008).

b) Modelo Estratigráfico

El objetivo de hacer secciones estratigráficas (**Fig. 1.24**), es determinar las relaciones laterales y verticales entre las unidades geológicas atravesadas por diferentes pozos. Una información importante obtenida de un buen mallado de secciones estratigráficas, es la de relaciones verticales entre las unidades para predecir la movilidad de los fluidos, este modelo define la arquitectura interna del yacimiento.

Para realizarlo se correlacionan los cuerpos litológicos que lo conforman, apoyándose en correlaciones litológicas pozo-pozo y análisis de estratigrafía secuencial.

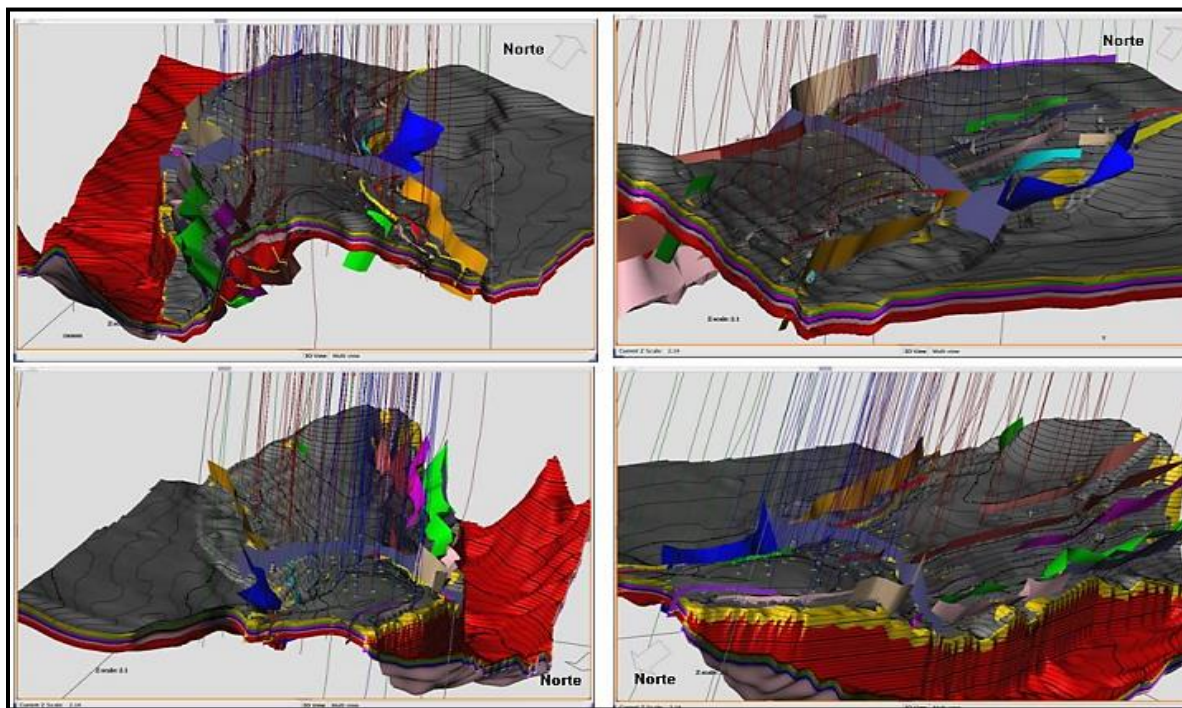


Fig. 1.24 Secciones del modelo estratigráfico ajustado al modelo estructural. (Tomada de Vitarell, L. et. al., 2008).

1.4.1.2 Aspectos Petrofísicos.

Un análisis petrofísico consiste en estudiar las propiedades de las rocas y su relación con los fluidos que contienen en estado estático (**Fig. 1.25**); algunas de las propiedades físicas y texturales de las mismas pueden ser medidas en el laboratorio analizando sus núcleos.

Una interpretación petrofísica de las rocas está basada en la aplicación de un método adecuado, dependiendo del tipo de formación y empleando ecuaciones que relacionan las características de la formación con algunos factores obtenidos de registros de pozos, pueden obtenerse ciertas informaciones como: arcillosidad, porosidad efectiva, intervalos permeables, espesor de arena neta, profundidades de los intervalos de interés y localización de los contactos entre fluidos.

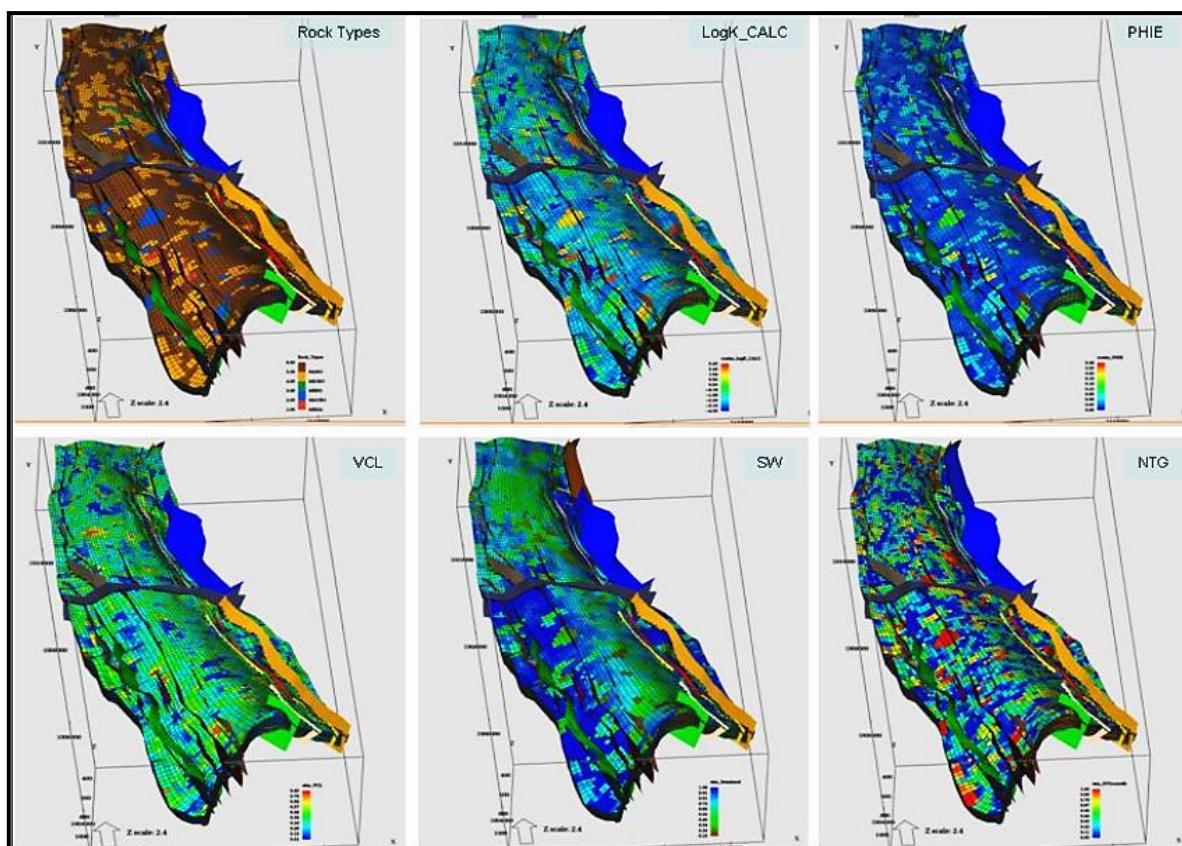


Fig. 1.25 Celdas de distribución de las propiedades petrofísicas (RT, Log_KCalc, PHIE, VCL, SW y NGT) en el yacimiento. (Tomada de Vitarell, L. et. al., 2008).

Los principales parámetros físicos necesarios para la evaluación de un yacimiento mediante un análisis petrofísico son: saturación de agua e hidrocarburos, porosidad, permeabilidad, contenido de arcilla y espesor de la capa permeable (Fig. 1.26).

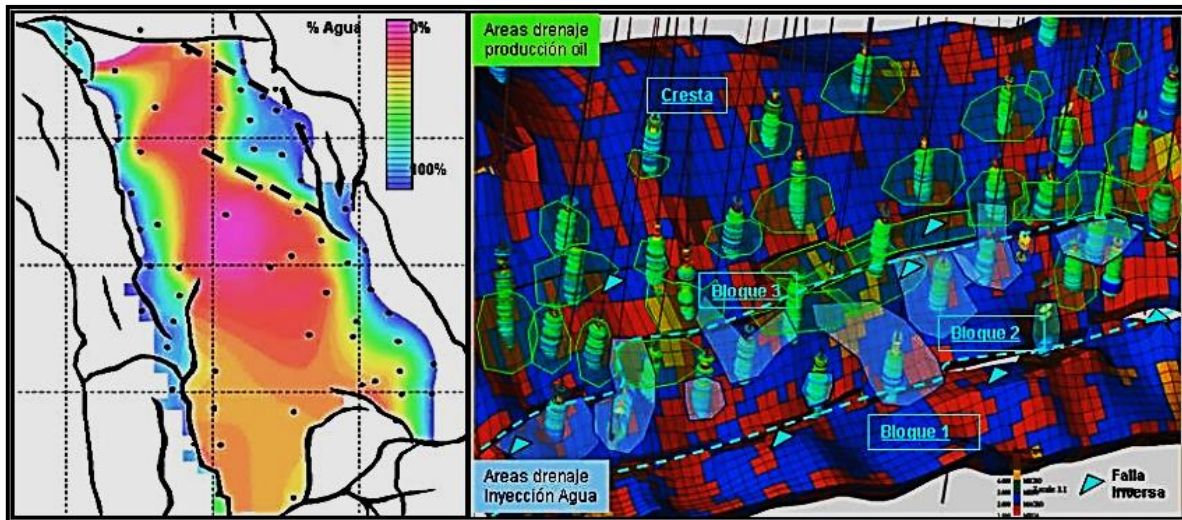


Fig. 1.26 Mapa de saturación de agua (izq.) y celdas 3D con áreas de drenaje teóricas (der.).
(Tomada de Vitarell, L. et. al., 2008).

El análisis de los registros eléctricos se basa en la aplicación de algoritmos para estimar las propiedades físicas como permeabilidad y porosidad. Luego se integran la modelización geológica, el análisis de registro y la información de análisis de laboratorio usando una metodología de evaluación. Esta integra la información estática disponible y utiliza la determinación cuantitativa de la litología de la roca, textura, composición, sistema de poros, arcillas y otros minerales sensibles. Finalmente, una vez aplicada la metodología de evaluación se obtiene un modelo que clasifica los tipos de roca y define los ambientes de depositación, generándose así un modelo estático inicial que caracteriza el yacimiento en estudio.

1.4.2 Caracterización Dinámica.

El objetivo de la caracterización dinámica es determinar y evaluar los aspectos que controlan el movimiento de los fluidos dentro del yacimiento petrolero de acuerdo a la caracterización estática establecida.

Con el fin de completar la caracterización estática también se usan medios dinámicos que detectan y evalúan los elementos que afectan el comportamiento de un yacimiento. Las herramientas más usadas para construir el modelo dinámico (**Fig. 1.27**) son los datos de producción, pruebas de presión, registros de producción y pruebas muy especializadas, como son las pruebas de trazadores que sirven para detectar tendencias preferenciales de flujo.

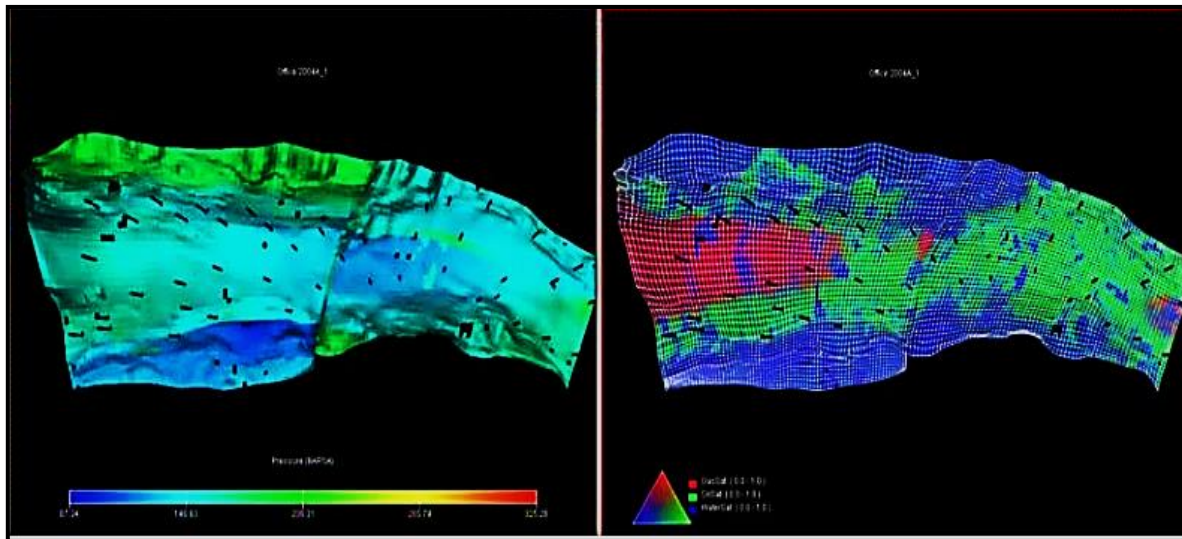


Fig. 1.27 Modelo dinámico: Distribución de presiones y fluidos en el yacimiento. (Tomada de Vitarell, L. et. al., 2008).

Es de vital importancia, a través de la determinación de diferentes herramientas como son el análisis e interpretación de pruebas de pozo tanto de presión como de producción, efectuar la evaluación de las propiedades dinámicas que rigen el flujo de los fluidos en el sistema pozo-yacimiento; a fin de caracterizar como se desplazan los fluidos en la roca, como base para la construcción de modelos de yacimiento que la simulación numérica se encarga de realizar.

Dentro de lo que es la caracterización dinámica de yacimientos petroleros se deben tener en cuenta algunas consideraciones básicas como son la porosidad, permeabilidad, saturación de fluidos, tensión superficial e interfacial, mojabilidad de la roca, presión capilar, permeabilidad relativa, análisis PVT, entre otras, ya que son las propiedades que caracterizan el comportamiento del sistema roca-fluidos y muchas de ellas están implícitas en los modelos y ecuaciones que tratan de representar dicho comportamiento.

Es imprescindible comentar que al contar con una caracterización de la dinámica del flujo de fluidos en el medio poroso para el sistema pozo-yacimiento, le permite al encargado de la administración de los yacimientos contar con una herramienta básica para la evaluación del comportamiento de los mismos y con esta información generar el diseño óptimo de la explotación del campo.

Capítulo 2:

Conceptos Básicos y Generalidades de Yacimientos de Gas en Lutitas

2.- Conceptos Básicos y Generalidades de Yacimientos de Gas en Lutitas.

Los yacimientos de aceite y gas en lutitas se definen como un sistema (play) de rocas arcillosas orgánicamente ricas y de baja permeabilidad, que actúan a la vez como generadoras, almacenadoras, trampa y sello. Para que esos yacimientos funcionen de manera rentable, se requiere crear permeabilidad en ellos a través de pozos horizontales, con multifracturamiento hidráulico y su explotación demanda un desarrollo masivo y continuo.

Para considerar un play no convencional de aceite y gas en lutitas se deben cumplir al menos las siguientes características de la roca (**Fig. 2.1**):

1. Riqueza orgánica total: COT > 1%, kerógeno tipo II y III.
2. Rangos de madurez térmica: Ro > 0.9%, Tmax > 440°C.
3. Litología arcillosa intercalada con calizas o rocas clásticas con propiedades mecánicas favorables para el fracturamiento hidráulico.
4. Aceite y/o gas libre en los pequeños espacios porosos (micro y nanoporosidad) y fracturas.
5. Gas adsorbido en el kerógeno y en las partículas arcillosas.

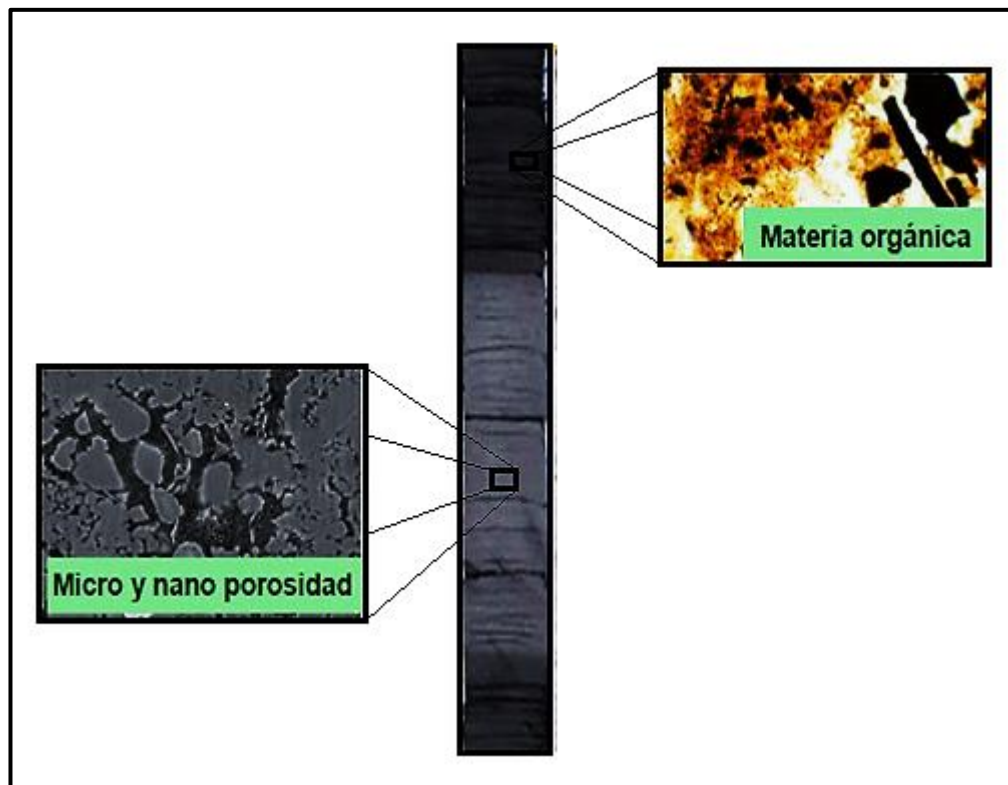


Fig. 2.1 Materia orgánica y tipos de porosidad presentes en un núcleo de diámetro completo de lutitas gasíferas. (Modificada de Pemex, 2012).

2.1 Propiedades Geológicas de las Lutitas Gasíferas y Generación de Hidrocarburos.

Las lutitas son rocas de granos finos que se forman por la compactación de partículas del tamaño de limos y arcillas. El 60% de la corteza sedimentaria de la tierra está compuesta por lutita y es la roca generadora más importante de la mayoría de los yacimientos convencionales de hidrocarburos en todo el mundo. Debido a que las lutitas se formaron a partir de lodo, a menudo se les llama lodolitas o fangolitas. Las lutitas se diferencian de las otras rocas arcillosas porque están laminadas en estratificaciones muy finas y son fisibles, lo que significa que pueden separarse o quebrarse en láminas en el sentido de su propia estructura laminar.

La litología de las unidades generadoras-almacenadoras de las lutitas gasíferas no es 100% lutita, sino que contienen intercalaciones delgadas de caliza arcillo-carbonosa o areniscas de grano fino, la cuales son más susceptibles al fracturamiento natural e inducido. A pesar de su abundancia, pocos yacimientos de lutita pueden ser desarrollados como recursos de hidrocarburos. Los objetivos de exploración de lutitas gasíferas son los sedimentos ricos en materia orgánica (**Fig. 2.2**), que se depositaron de tal manera que preservan una parte importante de su materia orgánica original, la que finalmente funcionó como materia prima para la generación de hidrocarburos. Una vez generados los hidrocarburos, la mayor parte de ellos permaneció atrapada en la matriz de la roca de ultra baja permeabilidad que no les permitió poder migrar.

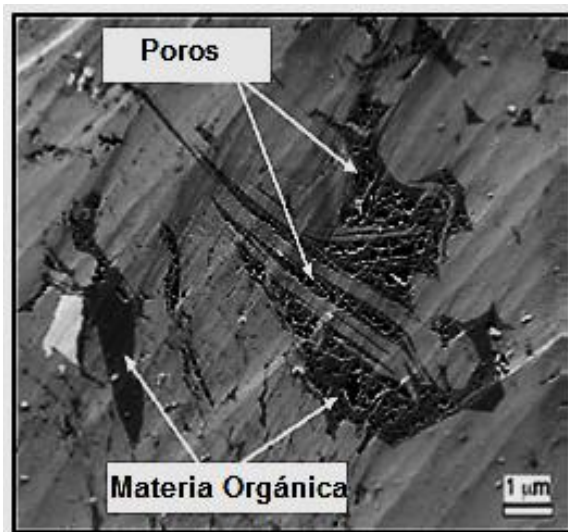


Fig. 2.2 Sedimentos ricos en materia orgánica, características de las lutitas gasíferas. (Modificada de Reed, R., 2008).

II. Conceptos Básicos y Generalidades de Yacimientos de Lutitas Gasíferas

Las formaciones de lutitas ricas en contenido orgánico se forman bajo condiciones específicas: altos niveles de materia orgánica y bajos niveles de oxígeno, que las diferencian de los otros yacimientos de lutitas. Estas condiciones fueron las predominantes durante varias eras geológicas (**Fig. 2.3**). Se han identificado lutitas ricas en contenido orgánico desde el Precámbrico (Arqueozoico y Proterozoico) hasta los tiempos modernos. Sin embargo, para cumplir con el criterio de madurez térmica, la mayoría de las lutitas gasíferas se concentran en sedimentos de un rango de tiempos geológicos que comienza en el período Ordovícico y se extiende a lo largo del período Pensilvaniense (Carbonífero Superior) pertenecientes a la era del Paleozoico.

Para entender un poco más acerca de las lutitas gasíferas es necesario saber cómo se generó el yacimiento, abarcando desde el origen y ambiente de depósito de la lutita, hasta la creación del kerógeno en ella, tomando en cuenta conceptos básicos de Ingeniería Petrolera para el mejor entendimiento de este tipo de yacimientos.

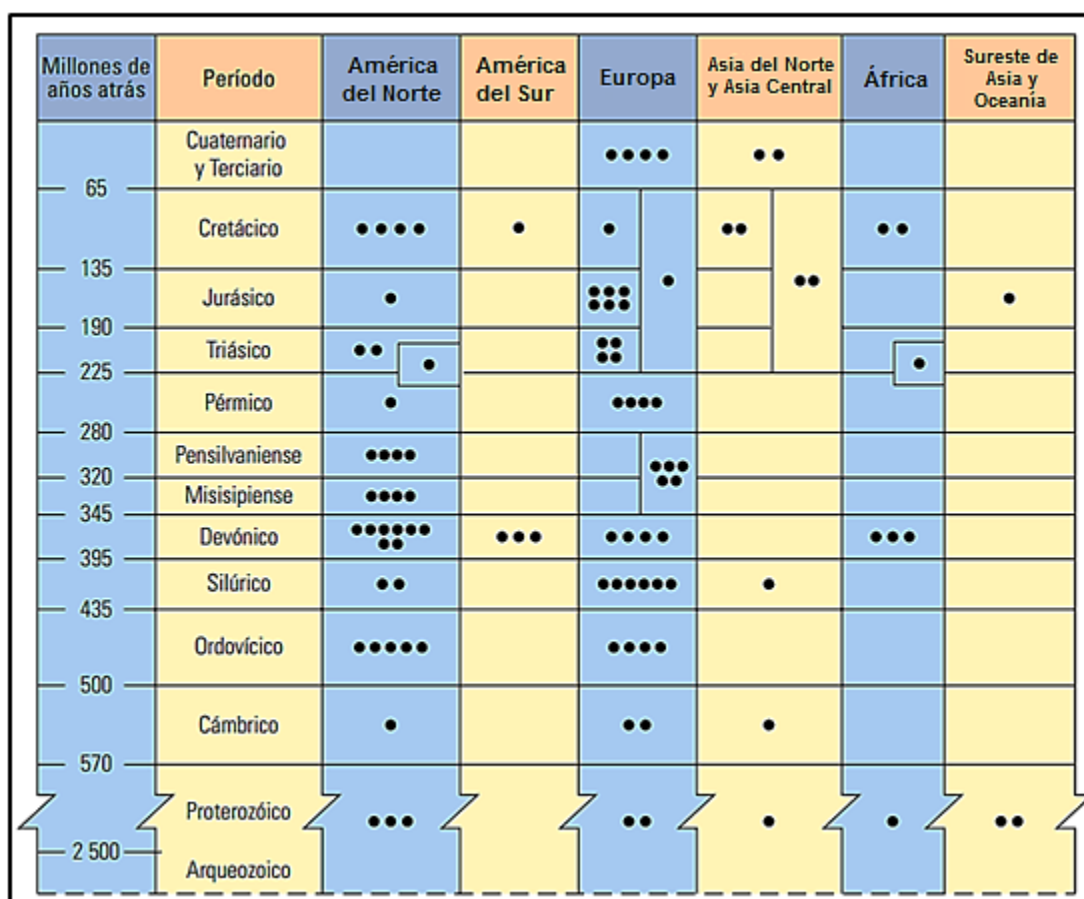


Fig. 2.3 Distribución mundial de lutitas ricas en materia orgánica por período geológico. Los círculos negros representan la cantidad de ocurrencias por cada período. (Modificada de Schlumberger, 2012).

2.1.1 Lutitas.

Las lutitas tienen distinta terminología en el español e inglés, por lo que es conveniente hacer una aclaración, ya que los términos mudrock y mudstone son equivalentes a la palabra lutita pero es importante tener en cuenta que mudrock es el término general y mudstone se refiere a una lutita sin fisibilidad o laminación. Por otro lado, la palabra shale se emplea para hablar de una lutita con fisibilidad o laminación. Es importante mencionar que la palabra siltstone nos indica una limolita y claystone una arcillita.

Las lutitas son la forma más abundante de roca sedimentaria que existe en la Tierra (**Fig. 2.4**). En el presente trabajo de tesis las definimos como rocas de estructura interna laminar y fisible con permeabilidades extremadamente bajas, que a menudo se considera una barrera natural para la migración del petróleo y el gas, esto debido a su composición primordial de limos y arcillas. Sirven también como rocas generadoras de los hidrocarburos que migran hacia los yacimientos permeables, o bien quedan atrapados dentro de la misma roca.



Fig. 2.4 Muestra de una lutita donde se aprecia su fisibilidad (laminación). (Tomada de Babst Calland, 2011).

Una clasificación de las lutitas en relación con su composición, es la siguiente:

- Lutita común (distintas arcillas, cuarzo, entre otros).
- Lutita margosa (calcita).
- Lutita silíceas (sílice).
- Lutita negra:
 - ✓ Carbonosa (pirita, siderita).
 - ✓ Bituminosa (minerales autógenos).

2.1.1.1 Origen.

Las rocas sedimentarias están formadas por materiales que han sido depositados en algún momento y forman estratos desde delgados hasta de bastante espesor. Presentan minerales cristalizados, y son las únicas rocas que presentan fósiles, por lo que pueden datarse con mayor facilidad que otro tipo de rocas. Se clasifican según su origen en: detríticas, químicas y orgánicas.

Las rocas detríticas (a las que pertenece la lutita) son el resultado de la diagénesis de sedimentos detríticos acumulados que, tras una presión ejercida por la fuerza de sobrecarga, dan lugar a la creación de estas rocas.

Los constituyentes fundamentales de estas rocas como ya se ha analizado son minerales de arcilla, cuarzo, feldespatos y micas procedentes de la meteorización de otros materiales. Dado que la meteorización química transforma rápidamente estos minerales en nuevas sustancias, su presencia en las rocas sedimentarias indica que la erosión y la depositación fueron lo bastante rápidas como para conservar algunos de los minerales principales de la roca original antes de que pudieran descomponerse.

Así pues, el proceso natural de formación de estas rocas es:

1. Formación de los fragmentos, detritos o clastos de la roca original.
2. Movilización de los clastos por los agentes externos.
3. Transporte de los detritos por los agentes erosivos.
4. Sedimentación de los fragmentos.
5. Compactación y cementación, durante el proceso de diagénesis.

A continuación se muestra un afloramiento natural de lutitas (**Fig. 2.5**).



Fig. 2.5 Afloramiento de lutitas con muestras fósiles. (Tomada de Babst Calland, 2011).

2.1.1.2 Ambientes de depósito.

Las lutitas se localizan en ambientes sedimentarios acuosos (**Fig. 2.6**), caracterizados por existir un nivel de energía muy bajo, como son:

- Ambientes continentales: las llanuras de inundación de ríos, canales fluviales, lagos y paleosuelos.
- Ambientes de transición: deltas, llanuras mareales y albuferas o lagoons.
- Ambientes marinos: margen continental y cuencas oceánicas profundas.

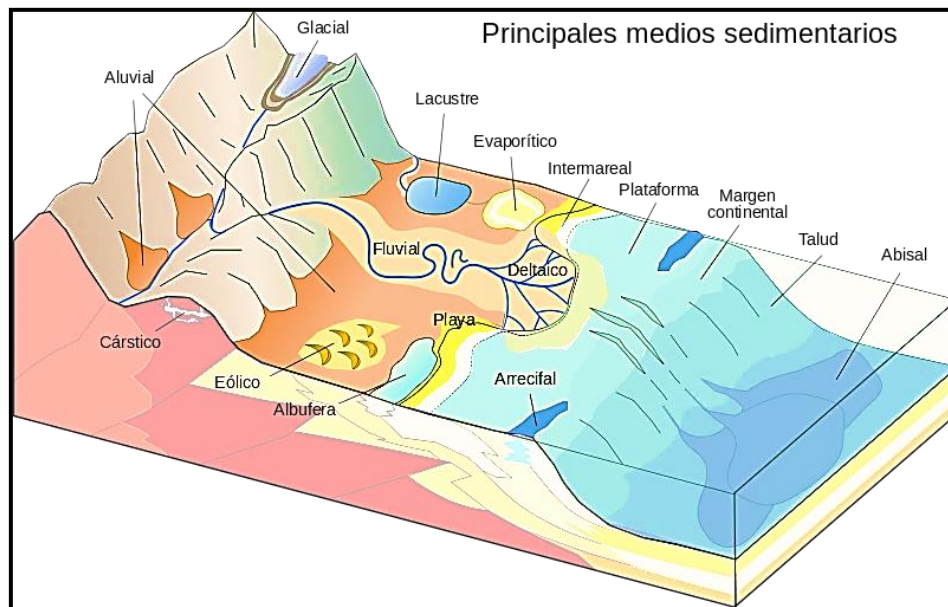


Fig. 2.6 Ambientes de depósito sedimentarios. (Tomada de Wikimedia Commons, 2012).

Los sedimentos de lutitas mezclados con agua se denominan genéricamente barros o lodos.

Debido al tamaño de sus partículas, es de destacar que para la formación de rocas de este tipo, o bien se produce una sedimentación constante a lo largo del tiempo debido al agregado en masa, o por consiguiente se pueden mantener suspendidas casi indefinidamente las partículas de tamaño arcilloso. Por lo tanto, mucha de la arcilla se deposita sólo después de que las partículas se reúnan para formar agregados mayores.

El viento con la generación de polvo produce una acumulación de lutitas que se denomina loess. Las acumulaciones de loess son importantes, cubren un 10 % de la superficie terrestre, especialmente en zonas semiáridas, desiertos y áreas glaciares. Depósitos importantes hay en China (donde alcanzan hasta 60 m de espesor), en los Estados Unidos, en Sudán y en Argentina.

2.1.1.3 Tamaño de grano.

Las lutitas son rocas sedimentarias compuestas por partículas del tamaño de la arcilla y del limo, es decir aquellas con el tamaño de clasto más fino; se denominan limolitas y arcillitas según si la medida de las partículas es, respectivamente, superior o inferior a 0.004 (1/256) mm. A diferencia de las arenas, las partículas de estas rocas son tan pequeñas que no pueden identificarse con facilidad sin grandes aumentos y, por esta razón, resulta más difícil estudiar y analizar el origen de las lutitas. Debido a la granulometría más fina de este tipo de roca que está en función del tamaño de las partículas finas, el tamaño de grano de las lutitas no se puede determinar por los métodos de cribado. Otra forma de conocer el tamaño de grano es deshaciendo la roca, pero, algunas lutitas están firmemente cementadas que no pueden ser desmenuzadas en partículas individuales, lo que hace imposible determinar el tamaño exacto.

No se nos debe olvidar que el tamaño y forma de los granos que constituyen las rocas detríticas depende del tipo de erosión y de transporte que haya sufrido el material original. Un ejemplo sería determinar en función del tipo de cantos ya sea rodados (zonas de depositación aluvial) o cantos agudos (laderas). Su clasificación depende del tamaño de los granos (**Tabla 2.1**):

Tamaño de grano de rocas sedimentarias						
Díametro			Sedimento	Roca		
mm	µm	Φ*(Phi)				
4096		-12	Bloques	RUDITAS	CONGLOMERADOS	
256		-8				
64		-6				
4		-2	Cantos			
2		-1				
1		0				
0.5	500	1	Arena muy gruesa	ARENITAS	ARENISCAS	
			Arena gruesa			
0.25	250	2	Arena media			
			Arena fina			
0.125	125	3	Arena muy fina			
0.062	62	4	Limo grueso			LUTITAS
0.031	31	5	Limo medio			
0.016	16	6	Limo fino			
0.008	8	7	Limo muy fino			
0.004	4	8	Arcilla	ARCILLITAS		
* Relación Φ-mm: $\Phi = -\log_2 d \text{ (mm)}$; $d(\text{mm}) = 1/2^{\Phi}$						

Tabla 2.1 Clasificación de las rocas sedimentarias detríticas según el tamaño de grano.

2.1.1.4 Densidad de la matriz.

La matriz de una roca sedimentaria son las partículas intersticiales de grano más fino, que se encuentran entre partículas de grano más grande, o en las cuales se encuentran incrustadas las partículas de mayor tamaño. La densidad de la matriz es un parámetro muy importante en la evaluación petrofísica de los yacimientos de lutitas, ya que el kerógeno tiene una fuerte influencia sobre la densidad de la matriz (ρ_{ma}). El kerógeno disminuye la densidad de la matriz en las lutitas, en comparación con las lutitas similares libres de kerógeno. Este parámetro es útil para calibrar los resultados de la interpretación de los registros de pozo; sin embargo, como se verá más adelante, esto se complica debido a las dificultades experimentadas para una precisa estimación del volumen del kerógeno y la densidad en las formaciones mediante el uso de registros.

2.1.1.5 Mineralogía.

Las rocas detríticas están estructuradas en los siguientes elementos:

- Soporte o esqueleto, formado por el conjunto de granos o partículas de mayor tamaño que constituyen el cuerpo de la roca. Se denominan clastos.
- Matriz: Fracción detrítica más fina que los clastos y que rellena los huecos que existentes entre ellos de manera parcial o completa.
- Cemento: Material de precipitación química que se forma durante la diagénesis y sella los huecos de la roca rellenándolos parcial o totalmente. Su origen puede ser calcáreo, silíceo o ferruginoso.

Los principales componentes de las lutitas son los minerales arcillosos (**Tabla 2.2**) como:

- Caolinitas: dickita y halloysita (Al).
- Cloritas (Fe, Mg).
- Esmeclitas: montmorillonita (Mg, Fe, Ca, Na).
- Micas: illita (K) y glauconita.
- Otros: berthierina, chamosita, sepiolita y paligorskita.

Otros componentes presentes son:

- Cuarzo (tectosilicatos) del tamaño de limos.
- Feldespatos (aluminosilicatos).
- Moscovita (biotita).
- Carbonatos.
- Pirita, hematita y yeso
- Materia orgánica o bitúmenes.

Composición de las lutitas			
Componentes petrográficos (en función del tamaño de grano)		Composición mineral (en función de la mineralogía)	
Limo ($< 62 \mu\text{m}$)	60%	Cuarzo (limo)	30%
		Feldespato	5%
		Mica (moscovita)	5%
		Arcillas ($> 4 \mu\text{m}$)	20%
Arcilla ($< 4 \mu\text{m}$)	40%	Arcillas	40%
Otros componentes		Carbonatos, Óxidos de Fe, Sílice, Pirita, MO y otros.	

Tabla 2.2 Muestra valores promedio de los componentes para una lutita tipo.

A veces la composición química de la roca proporciona información adicional, una de ellas es el color de la lutita (**Tabla 2.3**). Un ejemplo es la lutita negra, que es negra, porque contiene abundante materia orgánica (carbono). Cuando se encuentra una roca de este tipo, indica con fuerza que la sedimentación se produjo en un ambiente pobre en oxígeno, como un pantano, donde los materiales orgánicos no se oxidan con facilidad y se descomponen. Otro ejemplo sería una lutita ferruginosa que presenta 0.065 (de fracción molar) de óxido de hierro (**Fig. 2.7**), característico del contenido de hematita que es un mineral opaco, criptocristalino, de color rojo.

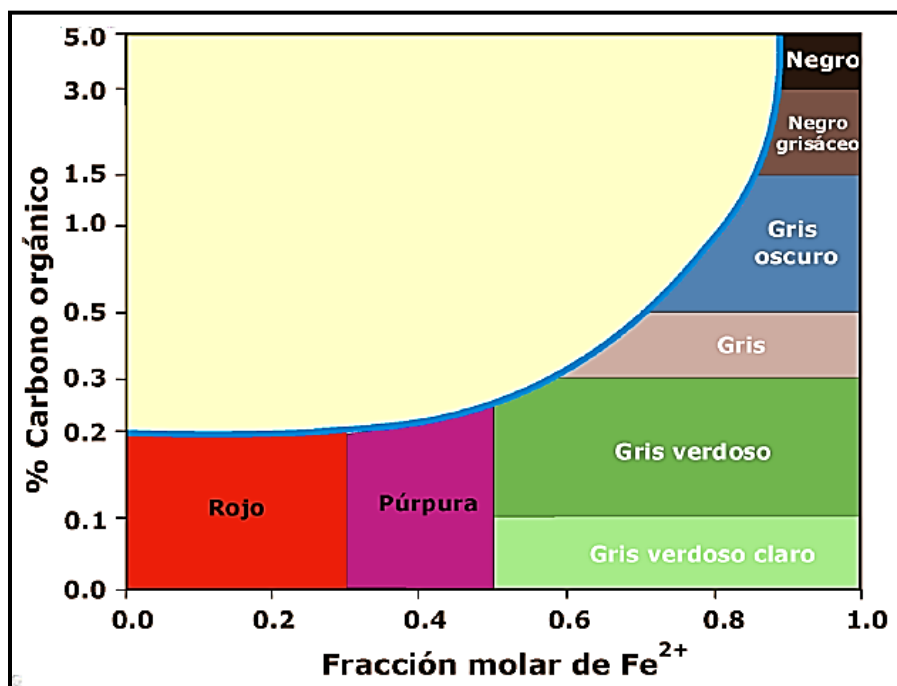


Fig. 2.7 Gráfico de la función de los contenidos de materia orgánica y del estado redox del hierro. (Modificada de Montijo, A., 2006).

Color	Componentes		Ambiente
Rojo	Muy bajo contenido de Materia Orgánica	hematita, goethita (Fe^{3+})	Oxidante
Amarillo		limonita (Fe^{3+})	
Blanco	Bajo contenido de Materia Orgánica	caolinita (Fe)	Ligeramente reductor
Verde		clorita, illita ($\text{Fe}^{2+} > \text{Fe}^{3+}$)	
Gris	Buen contenido de Materia Orgánica	Pirita (Fe^{2+})	Reductor
Negro			

Tabla 2.3 Color de lutitas en función de sus componentes, contenido de materia orgánica y tipo ambiente de depósito.

Para entender mejor la **Fig. 2.7** y la **Tabla 2.3** hablaremos un poco de química en este apartado.

En las rocas sedimentarias más comunes (lutitas, areniscas o carbonatos) podemos encontrar hierro (Fe) principalmente en los minerales arcillosos. Al hierro lo podemos encontrar en estado bivalente Fe^{2+} (ferroso) o trivalente Fe^{3+} (férrico). La precipitación de los minerales de hierro está controlada por la química de las aguas en los ambientes sedimentarios y en el campo diagenético; la mayor parte de los sedimentos ferruginosos de importancia se han acumulado en ambientes marinos.

Entonces se le denomina estado o reacción redox (reacción de reducción-oxidación) a toda reacción química en la que uno o más electrones se transfieren entre los componentes de los sedimentos, provocando un cambio en sus estados de oxidación.

Para que exista una reacción de reducción-oxidación, debe haber un elemento que ceda electrones y otro que los acepte, entendemos que en el subsuelo existen muchos compuestos orgánicos e inorgánicos que permiten esto, ejemplo de ello, los minerales arcillosos que son de interés para el fin de esta tesis. El agente oxidante es el elemento químico que tiende a captar esos electrones, quedando con un estado de oxidación inferior al que tenía, es decir, siendo reducido. El agente reductor es aquel elemento químico que suministra electrones de su estructura química al medio, aumentando su estado de oxidación, es decir, siendo oxidado.

Las muestras de núcleos pueden proporcionar una gran cantidad de información sobre la geoquímica y la mineralogía, pero están limitadas a la ubicación específica de donde se extrajeron las muestras. La mineralogía se determina más frecuentemente a partir de los datos petrofísicos adquiridos con herramientas de registros de fondo de pozo, los cuales se calibran con los datos de núcleos.

Para elegir el modelo mineralógico, primeramente son necesarias las mediciones de núcleos en el laboratorio para la obtención de datos reales del suelo. La identificación de la composición mineral en las lutitas gasíferas es esencial para completar una evaluación cuantitativa de las propiedades de los yacimientos y el contenido de gas a través de análisis de núcleos y de los registros eléctrico y radiactivo. Varios autores han reportado que la composición mineralógica de las lutitas gasíferas, puede variar de un metro a otro, o incluso más en algunas ocasiones. Estableciendo la composición de la roca, por ejemplo, la estimación de la densidad de matriz, un parámetro fundamental en el cálculo de la porosidad con registros. Los análisis de laboratorio son esenciales para calibrar los registros geoquímicos, el éxito de éstos en la predicción de la composición de la roca depende del modelo elegido.

La difracción de rayos X es uno de los métodos más comúnmente usado y aceptado, aunque se considera semi-cuantitativo ya que no detecta elementos amorfos como el kerógeno. Este tipo de análisis puede ser complementado por otras técnicas y el uso de datos de núcleos y registros son usualmente recomendados. Algunos de los métodos disponibles se enlistan a continuación:

- SEM-EDS (Microscopía electrónica de barrido – Espectrometría de energía dispersiva).
- XRD (Difracción de rayos X).
- XRF (Fluorescencia de rayos X).
- LIBS (Espectroscopia de disociación inducida por láser).
- EA (Analizador elemental).

La clave en las lutitas gasíferas es identificar el cuarzo, calcita, dolomita, tipos de arcilla, minerales pesados como la pirita y el kerógeno entre otros. Las proporciones de minerales se expresan normalmente en peso (%w); cuando se expresan en volumen (%vol), es esencial establecer la densidad del mineral usado en el laboratorio para correlacionarse con los volúmenes interpretados en registros.

La composición mineralógica de una lutita es clave para lograr estimulaciones eficientes (ductilidad vs fragilidad). Las formaciones exitosas son aquellas que presentan bajos contenidos de minerales arcillosos (< 40– 50%) y altos contenidos en cuarzo y/o carbonatos que favorecen un comportamiento más frágil de la roca. La eficiencia del fracturamiento hidráulico, clave para la productividad de la lutita, es proporcional a la fragilidad de la roca. A menor contenido de minerales de arcilla, mayor es la fragilidad de la roca, por ende más fracturable. Se considera que las formaciones de lutitas con más de 40% de arcilla son no comerciales.

2.1.2 Hidrocarburos.

Los hidrocarburos son compuestos químicos constituidos completamente de átomos de hidrógeno y carbono. Se dividen en dos clases: hidrocarburos alifáticos y aromáticos. Los hidrocarburos alifáticos incluyen tres clases de compuestos (**Fig. 2.8**): alcanos, alquenos y alquinos. Los alcanos son hidrocarburos que sólo contienen enlaces simples carbono-carbono, los alquenos contienen enlaces dobles carbono carbono, y los alquinos son hidrocarburos que contienen un triple enlace.

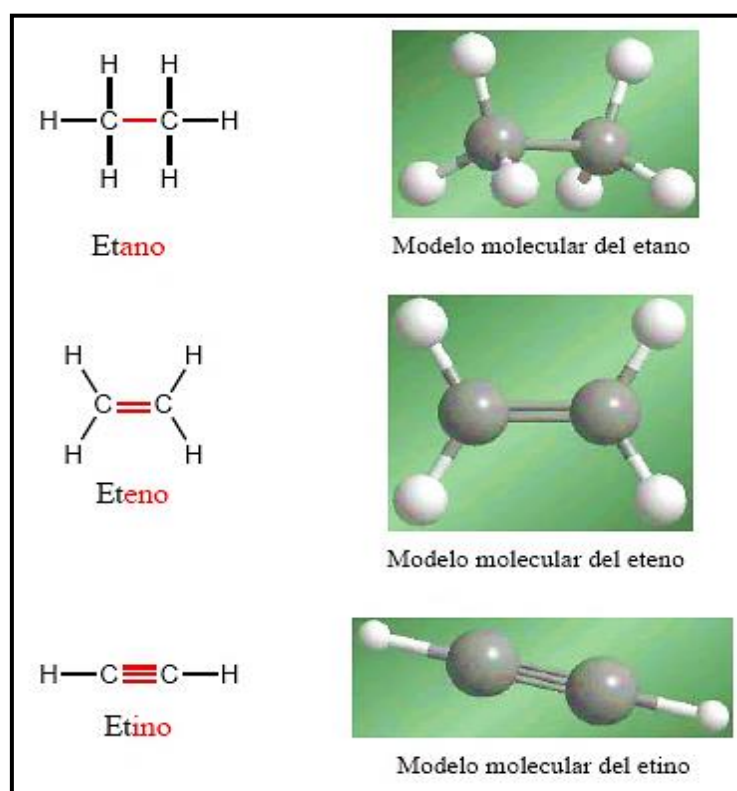


Fig. 2.8 Estructura molecular de los HC's alifáticos. (Modificada de Fernández, G., 2007).

El segundo grupo lo forman los hidrocarburos aromáticos, los cuales presentan al menos una estructura que cumple la regla de Hückel, la cual habla de una estructura cíclica, que relaciona la aromaticidad con el número de electrones deslocalizados en orbitales sp^2 (en configuración electrónica es la combinación de un orbital S y 2 orbitales P formando ángulos de 120° entre los 3 orbitales híbridos) de una molécula orgánica plana y cíclica que tiene enlaces simples y enlaces dobles conjugados. Además, reciben este nombre debido a los olores intensos, normalmente agradables que presentan en su mayoría, pero suelen ser cancerígenos.

Esta familia de hidrocarburos está compuesta principalmente por el benceno, que es una molécula cíclica, de forma hexagonal y con un orden de enlace intermedio entre un enlace sencillo y un doble enlace, y sus derivados (**Fig. 2.9**).

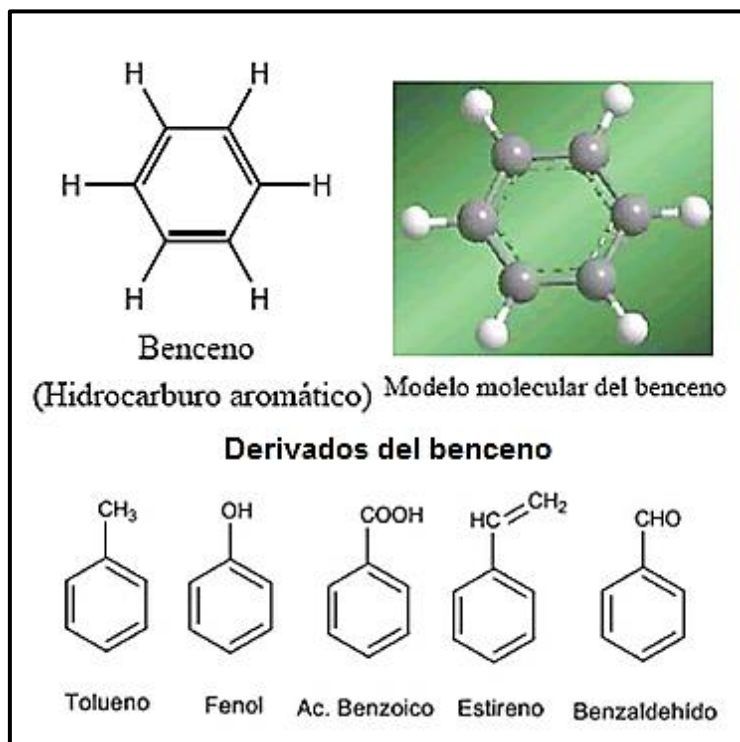


Fig. 2.9 Estructura molecular de los HC's aromáticos. (Modificada de Fernández, G., 2007).

2.1.2.1 Origen.

Las distintas teorías sustentadas para determinar el origen de los hidrocarburos (petróleo y gas), corresponden a la última parte del siglo XIX. Existen varias teorías sobre la formación del petróleo; sin embargo, la más aceptada es la teoría orgánica que supone que se originó por la descomposición de los restos de animales y algas microscópicas acumuladas en el fondo de las lagunas y en el curso inferior de los ríos. En las últimas cinco décadas, el avance sobre la génesis de los hidrocarburos, por medio de la información geoquímica, geológica y bacteriológica, ha permitido cancelar muchas teorías y acabar con el misterio de dicho origen.

La teoría orgánica estipula que organismos de vida marina y continental (materia orgánica) fueron sepultados en un medio ambiente anaeróbico y por cambios en la temperatura y presión (50 a 250 °C y 300 a 1500 bar) estos organismos, que contienen carbono e hidrógeno en sus moléculas orgánicas, fueron convertidos en hidrocarburos en un tiempo relativamente grande, con pequeñas cantidades de azufre, oxígeno, nitrógeno, y trazas de metales como fierro, cromo, níquel y vanadio, cuya mezcla constituye el petróleo crudo.

A continuación se presentan las evidencias que fundamentan la Teoría Orgánica del origen de los hidrocarburos:

1. El alto contenido de materia orgánica que tienen los sedimentos recientes de grano fino.
2. En los restos orgánicos (animales y plantas) predominan el hidrógeno y el carbono, que son los componentes básicos de los hidrocarburos.
3. La presencia de nitrógeno y de porfirina en el pigmento del petróleo. El nitrógeno es un componente esencial en los aminoácidos y éstos componen las proteínas, por lo tanto, relacionándose las porfirinas con la clorofila.
4. La actividad óptica es la polarización lineal de la luz cuando viaja a través de soluciones que presentan moléculas quirales, tales como la sacarosa o azúcar, sólidos con planos cristalinos rotados, tales como el cuarzo, y la polarización circular de gases atómicos o moleculares. Este fenómeno se presenta en el petróleo y es una propiedad típica de las sustancias orgánicas.
5. La presencia de fósiles geoquímicos. Estos son moléculas orgánicas sintetizadas, incorporadas en los hidrocarburos.
6. En forma experimental se pueden generar hidrocarburos a partir de materia orgánica mediante rompimiento térmico.
7. En las cuencas sedimentarias se tiene la mayoría de los yacimientos petroleros.

El petróleo se origina de una pequeña fracción de la materia orgánica depositada en las cuencas sedimentarias, en ambientes sedimentarios mixtos y marinos, principalmente. La mayor parte de esta materia orgánica proviene de los restos de plantas y animales que vivieron en el mar y la menor parte procede de la materia orgánica terrestre transportada a la cuenca por corrientes fluviales y en menor proporción por el viento.

Los hidrocarburos que constituyen al petróleo o gas, provienen básicamente de dos procesos diferentes:

- 1) Del 10 al 15% son hidrocarburos formados directamente por los organismos, preservados y que solo sufren pequeños cambios químicos; este hidrocarburo difícilmente se conserva.

2) Del 85 al 90% de los hidrocarburos que constituyen el petróleo se forman a través de una serie de procesos químicos y bacterianos a los que es sometida la materia orgánica original, es decir, estos hidrocarburos se originan a partir de un proceso diagenético de transformación, donde la temperatura y la profundidad son los principales factores que influyen para la generación de los mismos.

2.1.2.2 Transformación de la Materia Orgánica: Kerógeno.

Por definición, toda sustancia orgánica contiene carbono. Los suelos del mundo contienen aproximadamente el doble de la cantidad de carbono que se encuentra en toda la vegetación del planeta. Por lo tanto, la materia orgánica del suelo tiene un rol decisivo en el balance global del carbono. La materia orgánica del suelo puede ser definida en dos sentidos:

- a) Materia orgánica en sentido general (**Fig. 2.10**): involucra micro y meso-organismos que habitan el suelo, raíces de las plantas, todo material proveniente de organismos muertos y sus productos de transformación, descomposición y resíntesis sobre y en el suelo.
- b) Materia orgánica en sentido restringido: excluye de la definición anterior la biomasa del suelo (organismos vivos y raíces).

La materia orgánica, considerada como una mezcla compleja y variada de sustancias orgánicas, desempeña un importante papel en la formación de hidrocarburos. A pesar de que la misma constituye solo una pequeña fracción de la mayoría de los suelos, es un componente dinámico que ejerce una influencia dominante en muchas propiedades y procesos del suelo.

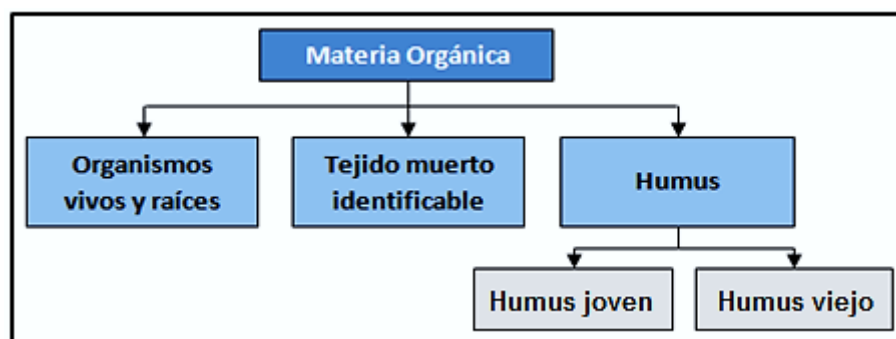


Fig. 2.10 Diagrama de la composición de la materia orgánica. (Tomada de Corbella, R., 2001).

El origen de la materia orgánica puede ser clasificado como: primario u original que representa los residuos vegetales, y secundario, que está representado por los residuos animales.

Los tejidos de las plantas verdes están constituidos en su mayor parte por agua, el contenido de humedad es del 75% típicamente. Si estos tejidos se secan, quitándoles toda el agua, el análisis de la materia seca que queda muestra que, con base en el peso, la mayor parte (al menos 90 a 95 %) está constituida por carbono, oxígeno e hidrógeno (**Fig. 2.11**).

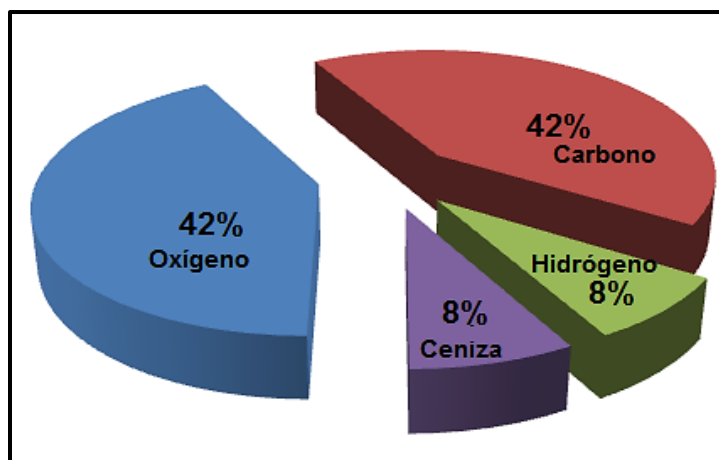


Fig. 2.11 Composición de los residuos vegetales. (Tomada de Corbella, R., 2001).

Los residuos animales son fuente secundaria de materia orgánica. Al mismo tiempo que se alimentan con los tejidos originales de las plantas, contribuyen con productos de desecho (estiércol sólido y líquido) y, cuando mueren, dejan sus propios cuerpos. La mesofauna, especialmente las lombrices, termitas, hormigas y coleópteros del suelo, tienen además un rol importante en la incorporación y traslado de los residuos orgánicos dentro del suelo. En la siguiente gráfica (**Fig. 2.12**), se puede ver qué porcentaje ocupan algunos elementos químicos en el cuerpo animal.

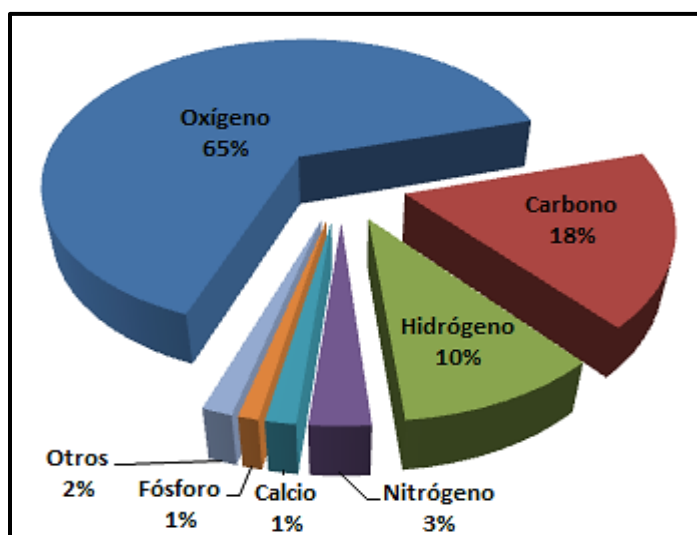
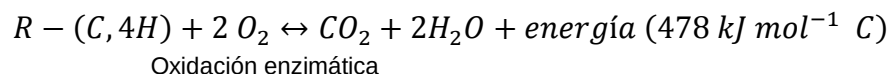


Fig. 2.12 Composición química de los residuos animales. (Tomada de Corbella, R., 2001).

La transformación de la materia orgánica se da en dos medios que se explican a continuación:

a) Medio aeróbico

La descomposición es un proceso de oxidación y en un suelo bien aireado todos los compuestos que se encuentran en los residuos vegetales son sujetos a oxidación. Debido a que la fracción orgánica de los materiales vegetales está mayormente compuesta por carbono e hidrógeno, la oxidación de los compuestos orgánicos en el suelo puede representarse mediante la siguiente ecuación química:



En esta reacción general están involucradas muchas etapas intermedias y está asociada a reacciones laterales importantes, que involucran a otros elementos distintos del carbono y el hidrógeno. Aún más, esta reacción básica es responsable de la mayor parte de la descomposición de la materia orgánica en el suelo, como también del consumo de oxígeno y liberación de CO₂.

En medios aeróbicos se producen tres reacciones fundamentales que son:

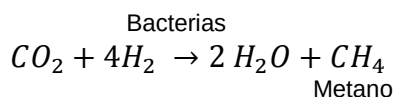
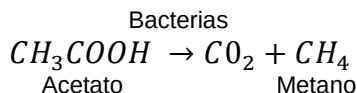
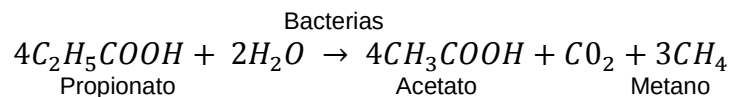
- Los compuestos carbonados son oxidados por enzimas para producir: CO₂, H₂O, energía y biomasa de los organismos de descomposición.
- Los nutrientes esenciales (N, P, y S) son liberados y/o inmovilizados por una serie de reacciones específicas, que son exclusivas para cada elemento.
- Se forman compuestos muy resistentes a la acción microbiana (por modificación de los compuestos presentes en el tejido original o por síntesis microbiana).

b) Medio anaeróbico

Cuando los poros del suelo llenos de agua impiden la difusión del O₂ desde la atmósfera hacia el suelo, la provisión de oxígeno puede agotarse. Los organismos aeróbicos no pueden funcionar sin oxígeno suficiente, por lo que los organismos anaeróbicos o facultativos se vuelven dominantes. En condiciones de poco

oxígeno, o anaeróbicas, la descomposición se produce mucho más lentamente que cuando el oxígeno es abundante. Por esto los suelos mojados, anaeróbicos, tienden a acumular grandes cantidades de materia orgánica parcialmente descompuesta.

Los productos de la descomposición anaeróbica incluyen una amplia variedad de compuestos orgánicos parcialmente oxidados, como ácidos orgánicos, alcoholes y gas metano. La descomposición anaeróbica libera relativamente poca energía para los organismos involucrados, por lo que los productos finales aún contienen mucha energía (por esta razón el alcohol y el metano pueden servir como combustibles). Algunos de los productos de la descomposición anaeróbica causan preocupación, porque dan olores pestilentes o inhiben el crecimiento vegetal. Las siguientes son reacciones químicas típicas, producidas por diferentes bacterias metanogénicas en los suelos mojados:



La evolución de los constituyentes orgánicos se da por medio de la humificación, que es el proceso de formación del humus (es decir, conjunto de procesos responsables de la transformación de la materia orgánica). La transformación de la materia orgánica puede llegar a la destrucción total de los compuestos orgánicos dando lugar a productos inorgánicos sencillos como CO₂, NH₃, H₂O, por ejemplo.

Dependiendo de las características del suelo y de la naturaleza de los restos orgánicos aportados dominará la humificación o la mineralización aunque siempre se dan los dos procesos con mayor o menor intensidad. La humificación es responsable de la acumulación de la materia orgánica en el suelo mientras que la mineralización conduce a su destrucción.

En la transformación de los restos orgánicos se pueden diferenciar tres etapas sucesivas.

1. Transformación química inicial: es una alteración que sufren los restos vegetales antes de caer al suelo. Las hojas son atacadas por los

microorganismos, en el mismo árbol, y se producen importantes transformaciones en su composición y estructura. Consiste en pérdida de sustancias orgánicas y elementos minerales como P, N, K, Na.

2. Acumulación y destrucción mecánica: La hojarasca, ramas y tallos se acumulan sobre el suelo y se van destruyendo mecánicamente, fundamentalmente por la acción de los animales que reducen su tamaño, lo mezclan con la fracción mineral y lo preparan para la posterior etapa.

3. Alteración química: En esta etapa se produce una intensa transformación de los materiales orgánicos y su mezcla e infiltración en el suelo. Los restos orgánicos en el suelo pierden rápidamente su estructura celular y se alteran a un material amorfo que va adquiriendo un color cada vez más negro, con una constitución y composición absolutamente distintas de los originales. Poco a poco los restos transformados se van desintegrando, difuminándose en el suelo y finalmente se integran totalmente con la fracción mineral, formando parte íntima del plasma basal del suelo.

El papel de los microorganismos es decisivo para el desarrollo de estos procesos. Los microorganismos necesitan del carbono como fuente de energía (oxidán el carbono y lo devuelven a la atmósfera como CO_2) y el nitrógeno para incorporarlo a su protoplasma, ambos se toman de los restos vegetales.

Ahora, para fines de este trabajo de tesis dejaremos en claro que la materia orgánica se compone principalmente de los elementos: carbono (C), con cantidades menores de hidrógeno (H), oxígeno (O), nitrógeno (N) y azufre (S). En los sedimentos se reconocen tres tipos de acumulaciones de materia orgánica: humus, turba y sapropel. La materia orgánica húmica es el principal constituyente del carbón, mientras que la materia orgánica que se encuentra en las lutitas negras y bituminosas es sapropélica.

Ahora explicaremos los tres tipos de materia orgánica antes mencionadas:

- El humus, constituyente de los suelos, es materia orgánica de plantas. Suele ser rápidamente oxidado por lo que su potencial de preservación geológica es bajo.
- La turba es también materia orgánica húmica que se acumula en pantanos y ciénagas de agua dulce o salobre con escasa circulación y condiciones anóxicas. Este material húmico tiene buen potencial de preservación geológica.

- El sapropel es materia orgánica muy finamente dividida. Consiste en fitoplancton, zooplancton, esporas, polen y fragmentos muy macerados de plantas superiores. Se acumula en ambientes subacuáticos como lagos, albuferas y cuencas marinas donde los niveles de oxígeno son bajos.

La materia orgánica dispersa en los sedimentos tiende al equilibrio pasando de biopolímeros a geopolímeros (kerógeno) a través de fraccionamiento, destrucción parcial y reagrupamiento de los componentes elementales de las macromoléculas. Se pueden distinguir tres etapas:

1. Degradación bioquímica: La etapa de degradación bioquímica se inicia con la acción bacteriana sobre la materia orgánica. Este proceso se realiza a través de la respiración en condiciones aeróbicas o por fermentación o fermentación en condiciones anaeróbicas (sin oxígeno).
2. Policondensación: Muchas de las moléculas presentes en los organismos muertos son muy reactivas químicamente y espontáneamente reaccionan entre sí para dar otro tipo de polímeros con estructuras al azar, éstos son los geopolímeros.
3. Insolubilización: La última etapa en la que hay una mayor policondensación y reordenamiento molecular.

El resultado de estas tres etapas (degradación, policondensación e insolubilización) es un policondensado insoluble en álcalis (compuestos de pH básico), llamada húmin, con una estructura análoga al kerógeno, del que se diferencia en que una parte del húmin es hidrolizable. El kerógeno es el húmin desmineralizado.

El kerógeno es la fracción orgánica contenida en las rocas sedimentarias que es insoluble en disolventes orgánicos. Bajo condiciones de presión y temperatura, el kerógeno empieza a ser inestable y se produce reagrupamiento en su estructura con objeto de mantener el equilibrio termodinámico. La generación de petróleo es pues una consecuencia natural del ajuste del kerógeno a condiciones de incremento de temperatura y presión.

El kerógeno forma parte de la matriz (**Fig. 2.13**) de una roca junto con restos inorgánicos y las características principales a considerar en evaluaciones petrofísicas es su baja densidad, cercana a la del agua, largo tiempo de tránsito, de alta porosidad por el registro de neutrón y alta resistividad; por estas razones es esencial establecer el contenido de kerógeno en peso y volumen y sus

propiedades, aunque es algo difícil de hacer. La porosidad se puede encontrar tanto en la fracción inorgánica y el kerógeno y los tamaños de poros tienden a ser pequeños, microporos o nanoporos pueden encontrarse en estos tipos de rocas. Históricamente, en yacimientos convencionales se consideró que tales tamaños de poros contenían sólo fluidos inmóviles, a saber, el agua, comúnmente, el agua adsorbida por fracciones de arcilla que se han llamado arcillas con agua ligada y abreviaturas diferentes se han utilizado para referirse al agua irreducible en la matriz inorgánica.

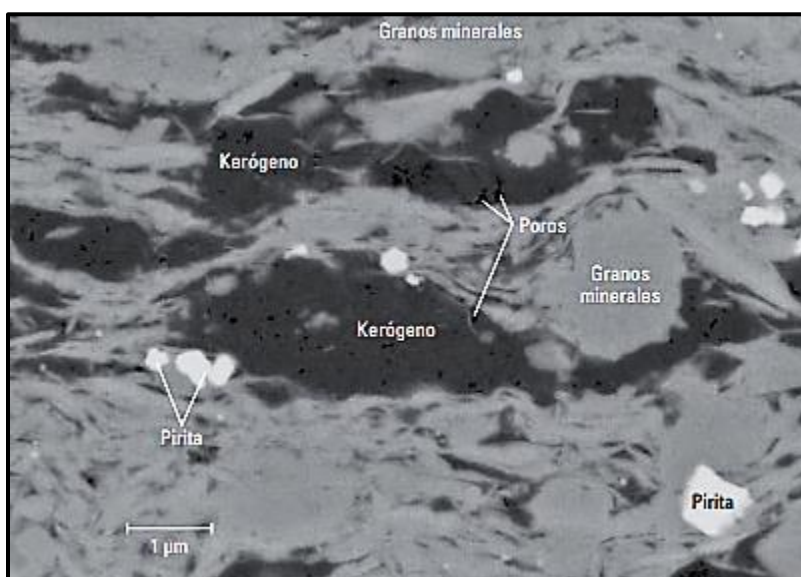


Fig. 2.13 En la imagen se muestran poros en el kerógeno. Esto puede ser considerado porosidad secundaria como resultado después de la maduración del kerógeno y la consecuente expulsión de hidrocarburos. (Modificada de Schlumberger, 2011).

2.1.2.3 Tipos de Kerógeno.

Las rocas presentes en yacimientos de gas de lutita pueden generar y almacenar hidrocarburos ya que contienen kerógeno. El kerógeno es una mezcla de compuestos orgánicos que constituyen la materia orgánica de algunas rocas sedimentarias y es insoluble en disolventes orgánicos normales dado el peso molecular de sus compuestos complejos. Los elementos solubles son conocidos como “bitumen”. Cuando son sometidos a calor intenso, algunos tipos de kerógeno liberan aceite crudo o gas natural, ambos conocidos como combustibles fósiles.

Altas concentraciones de suficiente kerógeno maduro pueden convertir a las rocas en rocas generadoras. Lutitas ricas en kerógeno con insuficiente grado de madurez térmica libera hidrocarburos que pueden dar lugar a los yacimientos superficiales llamados "Lutitas Bituminosas". Para extraer el aceite de las lutitas bituminosas, la roca debe ser sometida a altas temperaturas y procesos especiales. Para establecer el tipo de kerógeno presente en la roca y su potencial de generación de hidrocarburos, se requiere un análisis de laboratorio de muestras de la formación; este proceso que se centra en métodos de combustión, pirólisis, degradación química, fluorescencia espectral o petrografía. Los detalles relativos a estas técnicas de laboratorio se pueden encontrar en muchas bibliografías de geoquímica. Basado en estos análisis, el tipo de kerógeno, su madurez térmica y el COT (Contenido Orgánico Total) de una roca se pueden determinar. Estos son todos los elementos necesarios para la evaluación de yacimientos no convencionales, tales como yacimientos de gas de lutita.

En geoquímica, el kerógeno se divide en cuatro tipos principales con base en las relaciones del carbono con el hidrógeno y el oxígeno (**Fig. 2.14**):

- Tipo I: rico en materia orgánica amorfa y algas.
- Tipo II: rico en algas y materia herbácea (una variante que contiene niveles de azufre también existe).
- Tipo III: rico en madera y materia húmica.
- Tipo IV: compuesto por materia orgánica descompuesta.

Se ha establecido que durante la madurez termogénica del kerógeno tipo I, hidrocarburos líquidos tienden a ser generados, el kerógeno tipo II genera gas y aceite, el kerógeno tipo III genera gas, carbón (a menudo metano de carbón o "CBM" por sus siglas en inglés) y en condiciones extremas, aceite. En general se considera que el kerógeno tipo IV no es capaz de generar hidrocarburos.

El gas de lutita es generado por kerógeno tipo III y tipo II en etapas posteriores de madurez. Lo anterior son las características generales de kerógeno que dan lugar al gas de lutita termogénico.

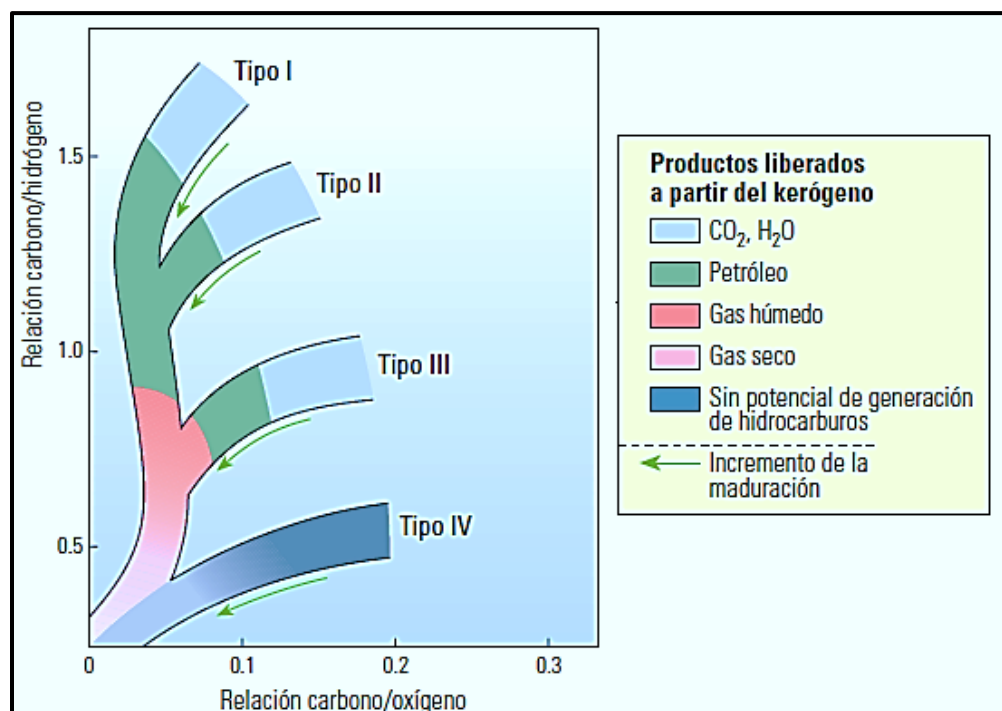


Fig. 2.14 Relaciones de carbono, hidrógeno y oxígeno (Van Krevelen modificado) obtenidos durante un análisis geoquímico que ayudan a establecer los tipos y maduración del kerógeno. (Modificada de Schlumberger, 2011.)

También hay acumulaciones de gas de origen biogénico, en el que la materia orgánica no ha sido sometida a gradientes geotérmicos lo suficientemente fuertes como para generar hidrocarburos; sin embargo, se ha producido la acción bacteriana suficiente para generar gas biogénico que ha sido adsorbido por la materia orgánica. Los niveles de COT son altos en lutitas biogénicas y relativamente bajos en lutitas termogénicas (> 2% en peso) en que la mayoría del kerógeno se ha convertido en hidrocarburos.

El diagrama modificado de van Krevelen demuestra la relación entre el índice de hidrógeno (HI) y el índice de oxígeno (OI), lo que pone en claro los diferentes tipos de kerógeno y la ventana de sus respectivos productos acción de la madurez. La tendencia general en la transformación térmica de kerógeno a hidrocarburo se caracteriza generalmente por la generación de gases no hidrocarburos y el progreso a petróleo, gas húmedo y gas seco. Durante esta progresión, el kerógeno pierde oxígeno principalmente según se desprende CO₂ y H₂O; más tarde, comienza a perder más hidrógeno, ya que produce hidrocarburos.

2.2 Propiedades Geoquímicas de las Lutitas Gasíferas.

El potencial generador de las lutitas gasíferas es determinado básicamente a través del análisis geoquímico de las muestras de lutita, a menudo en conjunción con la evaluación detallada de los registros de pozos perforados previamente. Las pruebas geoquímicas se realizan sobre núcleos de diámetro completo, núcleos laterales o de pared y recortes de formación. El objetivo principal de las pruebas es determinar si las muestras son ricas en materia orgánica y si son capaces de generar hidrocarburos. En general, cuanto mayor es la concentración de materia orgánica en una roca, mejor es su potencial de generación. Se ha desarrollado una diversidad de técnicas geoquímicas sofisticadas para evaluar el contenido orgánico total (COT) y la madurez térmica de las muestras.

Para identificar las lutitas que tienen potencial de producción de hidrocarburos, los ingenieros y/o geólogos de yacimientos buscan propiedades geoquímicas específicas, que generalmente se obtienen de análisis de núcleos. Algunas de las propiedades se pueden medir con sensores de fondo de pozo; sin embargo, los petrofísicos perfeccionan y caracterizan las mediciones de pozo calibrando los datos de registros con los datos de núcleos. Las compañías están considerando formas de evaluar la riqueza de las lutitas y otras propiedades de las formaciones sin tener que extraer muestras de núcleos y efectuar el análisis del ensayo de Fischer (método que mide el rendimiento petrolero de una muestra de lutita en una retorta de laboratorio). Entre los métodos promisorios se encuentran la integración de diversas mediciones derivadas de los registros convencionales, tales como la densidad de la formación, la resonancia magnética nuclear, la resistividad eléctrica y la espectroscopía nuclear.

Por ejemplo, mediante un método espectroscópico investigadores computaron un registro de COT para un pozo, que muestra un buen ajuste entre los resultados basados en el registro y las mediciones obtenidas en los núcleos. El registro de COT fue convertido en un registro por producto del ensayo de Fischer, mediante una correlación obtenida en forma independiente por los investigadores. Esta técnica que emplea registros geoquímicos, junto con el método complementario que utiliza registros de resonancia magnética nuclear, constituye una forma eficiente y confiable de caracterizar el rendimiento petrolero de la lutita sin tener que recurrir a las mediciones obtenidas en los núcleos.

Las propiedades geoquímicas necesarias para caracterizar adecuadamente los recursos en lutitas gasíferas incluyen a la madurez térmica (MT), contenido orgánico total (COT), capacidad de almacenamiento de gas, mineralogía y permeabilidad.

2.2.1 Madurez Térmica (MT).

Para adentrarnos en el tema, necesitamos entender que los procesos de sepultamiento, transformación de la materia orgánica y generación de hidrocarburos pueden resumirse en tres etapas (**Fig. 2.15**):

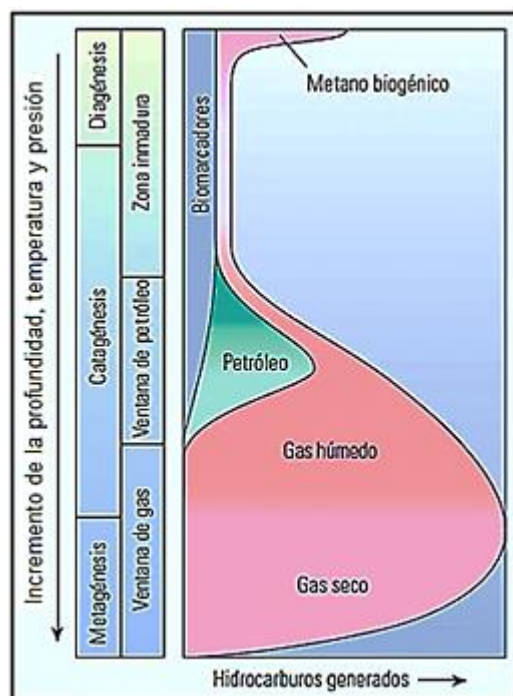


Fig. 2.15 Etapas de transformación térmica de la materia orgánica-kerógeno-hidrocarburos.
(Modificada de Schlumberger, 2011).

1. La diagénesis inicia el proceso y se caracteriza por la alteración de la materia orgánica a profundidades someras (a bajas presiones y a temperaturas inferiores a 50°C aproximadamente). Durante esta etapa procesos físicos, la oxidación y otros procesos químicos comienzan a descomponer el material generando principalmente CO_2 , NH_3 y H_2O . Los procesos biológicos también alteran la cantidad y composición del material orgánico antes de que sea preservado, en esta etapa, la degradación bacteriana puede producir metano (CH_4) biogénico.

Con el incremento de la temperatura y los cambios producidos en el pH, la materia orgánica se convierte gradualmente en kerógeno y menores cantidades de bitumen. Durante las primeras fases de la diagénesis, se puede incorporar azufre en la materia orgánica. Hay bacterias que liberan poli-sulfuros, ácido sulfhídrico (H_2S) y azufre nativo, que pueden re-combinarse luego con el hierro de las arcillas para formar piritita (FeS_2), o combinarse con la materia orgánica para formar otros compuestos de organoazufre.

2. La catagénesis generalmente se produce a medida que el incremento de la profundidad de sepultamiento genera más presión, aumentando de ese modo el calor en el rango de aproximadamente 50 a 150°C, siendo la etapa principal de rompimiento térmico del kerógeno para producir la formación de hidrocarburos líquidos (C₁₅ a C₃₀).

A esta zona se le conoce como la “Ventana del Petróleo”. Los hidrocarburos generados durante este proceso son aceite, condensados y gas húmedo, es decir, los incrementos de temperatura y presión producen el craqueo secundario de las moléculas de aceite, lo que conduce a la producción de moléculas de gas adicionales.

3. La metagénesis es la última etapa, en la que el calor adicional y los cambios químicos producen la transformación casi total del kerógeno en carbono. Durante esta etapa, se libera metano tardío o gas seco, junto con compuestos como CO₂, N₂ y H₂S. En las cuencas en las que tienen lugar estos cambios, se manejan presiones altas y las temperaturas generalmente oscilan entre 150° y 200° C, aproximadamente.

La madurez térmica de la materia orgánica representa un elemento crítico del gas de lutita termogénico. En la roca se tiene kerógeno generador y no generador, a cierta madurez inicial, el kerógeno generador comienza a transformarse en hidrocarburo. En este punto el COT (Contenido Orgánico Total) será equivalente al hidrocarburo, al kerógeno restante y al kerógeno no generador. El proceso de maduración gradual (aumento de madurez) disminuye el contenido de kerógeno y el valor de COT, ésto debido a la expulsión del hidrocarburo generado, ya que éste no es tomado en cuenta en la medición del COT. En el siguiente esquema (**Fig. 2.16**) se muestran los cambios en el COT (HC, kerógeno, kerógeno no generador) como resultado del proceso de maduración y expulsión.



Fig. 2.16 La madurez y expulsión produce una reducción de kerógeno y COT dada la cantidad de carbono expulsado como aceite y/o gas. (Modificada de Jarvie, D.,1999).

Uno de los métodos más usados para medir la madurez térmica, es el método de la reflectancia de la vitrinita (R_o). La vitrinita son los restos carbonizados de material vegetal leñoso, que se encuentran en casi todas las rocas sedimentarias formadas desde la evolución de las plantas terrestres vasculares hace alrededor de 400 millones de años. Dicho método es clave para la estimación del nivel de madurez térmica de la materia orgánica (kerógeno) y debe ser medido por especialistas en el laboratorio en muestras de la formación, tales especialistas también llevan a cabo el análisis e interpretación de los datos obtenidos (**Fig. 2.17**). Éste método es un estándar de la industria, aunque también existen otros métodos para el establecimiento de la madurez del kerógeno, como lo es la medición del nivel de metamorfismo orgánico (LOM).

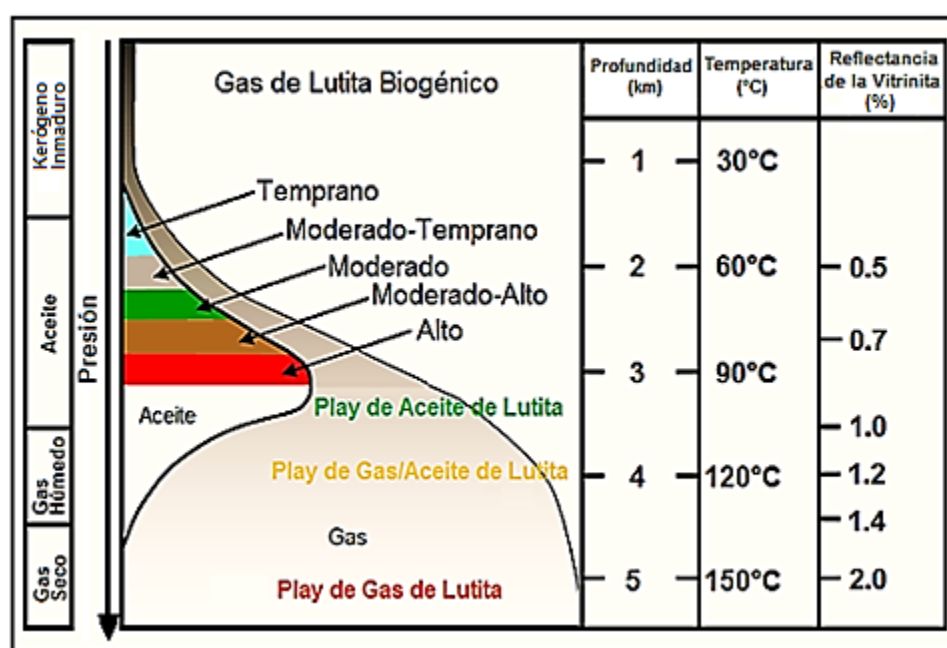


Fig. 2.17 Correlación de la reflectancia de la vitrinita (R_o) con la profundidad en lutitas. (Modificada de Repsol YPF, 2010).

La calibración de los parámetros del nivel de metamorfismo (LOM) se puede completar con base en diferentes análisis de muestras, tales como la propia reflectancia de la vitrinita, índice de alteración térmica y la temperatura máxima. A continuación se presenta un ejemplo de los resultados obtenidos a través de la relación de la reflectancia de la vitrinita y el metamorfismo orgánico (**Fig. 2.18**). Mediante la aplicación de técnicas de laboratorio conocidas se pueden obtener el índice de hidrógeno, índice de oxígeno, hidrocarburos libres, hidrocarburos generados por craqueo térmico o potencial de hidrocarburo residual, CO_2 liberado por kerógeno, la temperatura a la cual es registrada la máxima liberación de hidrocarburos que representa el índice de madurez térmica y el índice de producción que es indicativo de la conversión del kerógeno en hidrocarburo. Los

índices de hidrógeno y oxígeno facilitan la clasificación de los diferentes tipos de kerógeno como se indicó en la **Fig. 2.14**; la madurez térmica es un indicador del potencial de generación de hidrocarburos.

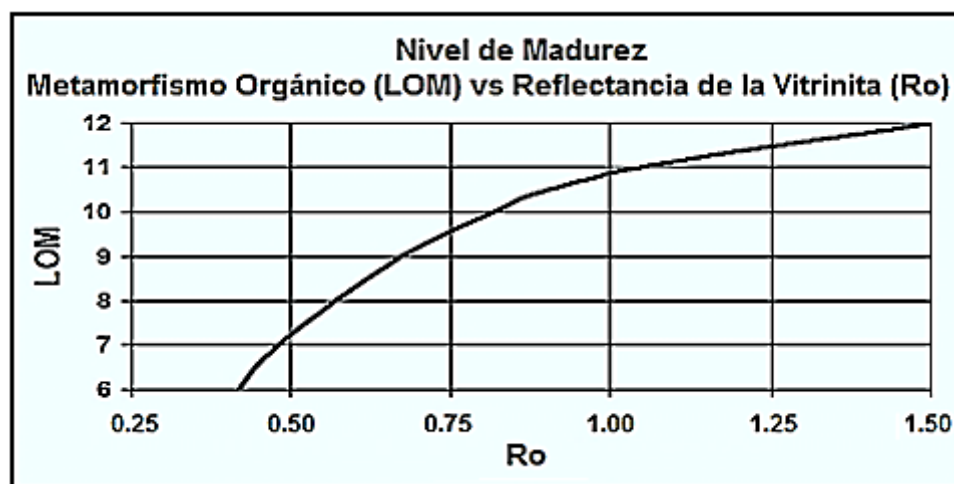


Fig. 2.18 Relación de la reflectancia de la vitrinita (Ro) y el nivel de metamorfismo orgánico (LOM). (Modificada de Passey, Q.R., 2011).

Como se verá más adelante, en algunos casos, para estimar el COT es necesario establecer el índice de madurez del kerógeno a través de la reflectancia de vitrinita (Ro) o el nivel de metamorfismo orgánico (LOM). La **Tabla 2.4** representa los rangos de Ro dentro de las ventanas de madurez, que se puede visualizar también en la **Fig. 2.17**. La interpretación de las etapas de madurez debe llevarse a cabo para cada tipo de kerógeno.

Madurez Térmica	Reflectancia de la Vitrinita (Ro) (%)
Kerógeno Inmaduro	< 0.6
Ventana del Aceite	0.6 - 1.1
Ventana del Gas Húmedo	1.1 - 1.4
Ventana del Gas Seco	1.4 - ~ 3.2

Tabla 2.4 Interpretación de las etapas de madurez térmica en relación al contenido de vitrinita, esto depende del tipo de kerógeno.

Con base en la información anterior, es justo afirmar que la sola presencia de kerógeno en una roca no equivale necesariamente a la generación de hidrocarburos. La madurez térmica, como se indica más arriba, o la madurez biogénica, son condiciones esenciales para la generación y adsorción de gas en las lutitas gasíferas, de aceite en lutitas aceíticas, para cada tipo de kerógeno y nivel de madurez del mismo.

2.2.2 Contenido (Carbono) Orgánico Total (COT).

Las formaciones que son similares en apariencia, tienden a ser únicas y complejas litológicamente, ya que contienen arcilla, cuarzo, carbonato y minerales de feldespato, además de otros minerales densos. La pirita, puede afectar a los registros eléctricos y radiactivos. Además, la presencia de uranio eleva las lecturas del registro de rayos gamma (GR) por encima de los niveles normales, además de restringir la capacidad de estimar el volumen de arcilla con una curva de GR total.

La matriz puede ser rica en arcilla o contener menos del 50% de arcilla con limos ricos en cuarzo en algunos casos, o minerales carbonatados en otros. En la **Tabla 2.5** podemos ver un modelo petrofísico típico para lutitas gasíferas, que muestra la composición de la matriz y de los fluidos que contiene. Cuando su contenido de cuarzo y carbonato es alto, las rocas son a menudo más frágiles y esto puede influir positivamente en el resultado de un fracturamiento hidráulico.

Matriz	Fluidos Contenidos	
KERÓGENO	Gas	Libre
		Adsorbido
MATRIZ INORGÁNICA (Arcilla + Minerales no Arcillosos)	Gas	Libre
		Adsorbido
	Agua	Libre
		Ligada a la Arcilla

Tabla 2.5 Esquema de un modelo petrofísico de una lutita gasífera. El término “matriz inorgánica” es usado para diferenciar al kerógeno de otros componentes no orgánicos de la matriz. (Modificada de Society of Petroleum Engineers, 2012).

El COT o contenido (carbono) orgánico total, es la cantidad de carbono ligado en compuestos orgánicos de la roca; éste es, el remanente de la vida orgánica preservada en rocas sedimentarias sometidas a la degradación química y bacteriana que más tarde han sido modificadas por el calor y la presión con el tiempo. Esta etapa final, la madurez, es el resultado de largos períodos de sepultamiento y la proximidad a las fuentes de calor. Las reacciones químicas resultantes de la madurez de la materia orgánica son responsables de la producción de gas, petróleo, bitumen, pirobitumen y carbón que en conjunto contribuyen con el contenido total de carbono. Con frecuencia, los términos COT y kerógeno se utilizan indistintamente, y puede ser difícil diferenciar a través de un análisis de laboratorio o interpretación de registros al kerógeno de hidrocarburos normales y solubles como el petróleo, bitumen o pirobitumen que, como se mencionó anteriormente, también forman parte del COT.

En otras palabras, si el kerógeno madura y produce gas y aceite, la cantidad de kerógeno disminuirá, mientras que el COT en la roca se mantiene constante hasta que, por ejemplo, los hidrocarburos son expulsados a otros yacimientos, tal como se explicó en la **Fig. 2.16**.

Con el fin de establecer el potencial generador de hidrocarburos de las rocas, es imprescindible conocer su contenido de kerógeno original, por el otro lado, en las evaluaciones petrofísicas de lutitas gasíferas se establece que el volumen presente de kerógeno es necesario para estimar el contenido de gas adsorbido y la porosidad con una precisión razonable. Sin embargo, se establece el volumen presente de kerógeno por análisis de registros que no es una tarea sencilla, y que actualmente requiere el uso de análisis geoquímicos de laboratorio y de registros convencionales, utilizados posteriormente para calibrar registros derivados del contenido de kerógeno como se discutirá más adelante. Del volumen de kerógeno, es posible derivar el COT y a su vez éste nos indica la calidad de la roca generadora (potencial generador de hidrocarburos), como se muestra en la **Tabla 2.6**.

COT (% en peso)	Calidad de la roca generadora
< 0.5	Muy pobre
0.5 – 1	Pobre
1 – 2	Regular
2 – 4	Buena
4 – 10	Muy buena
> 10	Excelente

Tabla 2.6 Relación de valores de COT con el potencial de generación de hidrocarburos de las lutitas.

El COT se ha usado principalmente para evaluar la calidad de la roca generadora, aunque ahora también se utiliza en la evaluación de los yacimientos no convencionales. Generalmente, el COT y el kerógeno están estrechamente asociados con lutitas y rocas arcillosas ricas en limo; sin embargo, también pueden estar presentes en muchos carbonatos. El COT es fundamental en la estimación del gas adsorbido y es una propiedad de la roca. La **Tabla 2.7** muestra los valores promedio reportados en algunas áreas de yacimientos de gas de lutita que están en desarrollo. Ciertos elementos presentes en el kerógeno, como el hidrógeno, el oxígeno, el nitrógeno y el azufre no son incluidos en el COT por lo que el factor de conversión debe existir entre los dos (kerógeno y COT), que representa para ambos el tipo de kerógeno y su estado de madurez. Algunos autores sugieren que un valor de 1.2 es suficiente cuando se expresa el COT como un porcentaje en peso.

II. Conceptos Básicos y Generalidades de Yacimientos de Lutitas Gasíferas

Formación	Marcellus	Barnett	Haynesville	Fayetteville	Vaca Muerta
Tipo de roca/sedimento	Lutita Arcillosa	Lutita Silíceas	Lutita Calcárea Arcillosa	Lutita Silíceas	Lutita Calcárea Arcillosa Silíceas
COT promedio (%)	6	5	4	4	2.5 - 3.5
Φ promedio (%)	6	5	10	6.5	8

Tabla 2.7 Contenido (% en peso) de COT en formaciones de lutitas gasíferas.

Es decir, si el volumen de kerógeno puede ser estimado, el valor de COT puede ser establecido mediante el uso de una fórmula como la que se presenta a continuación. Por esa razón, también es necesario determinar la densidad del kerógeno y la densidad de la roca, siendo el primero difícil establecer.

$$COT = \frac{Vol_{ker} \times \rho_{ker}}{\rho_b \times k} \quad (\text{Ec. 2.1})$$

donde:

COT = Contenido Orgánico Total (% en peso)

Vol_{ker} = Volumen de kerógeno (% en volumen)

ρ_{ker} = Densidad de kerógeno (g/cc)

ρ_b = Densidad de la formación (g/cc)

k = factor de conversión de unidades (~1.2)

Algunos autores estiman que, inversamente, la relación directa entre el kerógeno y el COT (f) puede ser de entre 2 y 2.5. Los dos siguientes enfoques pueden ser utilizados para estimar el kerógeno (% en volumen):

$$Ker(\% \text{ en volumen}) = COT(\% \text{ en peso}) \times f \rightarrow f \approx 2 - 2.5 \quad (\text{Ec. 2.2})$$

$$Ker(\% \text{ en volumen}) = \left[\frac{(1-\Phi) \cdot \rho_{ma}}{(\rho_{ker} \cdot C_{ker})} \right] * COT(\% \text{ en peso}) \quad (\text{Ec. 2.3})$$

donde:

Φ = porosidad (fracción)

ρ_{ma} = densidad de la matriz (g/cc)

ρ_{ker} = densidad del kerógeno (g/cc)

C_{ker} = carbono en el kerógeno (% en peso)

Algunas veces es asumido que el producto $\rho_{ker} * C_{ker} = 1$

Para evaluar el contenido de gas adsorbido de la roca, es esencial primero establecer el valor de COT presente. Esto puede obtenerse a partir del % de kerógeno, como se indicó anteriormente, o se puede medir en el laboratorio mediante el empleo de la misma técnica de medición empleadas en geoquímica (**Fig. 2.19**). Dado que las muestras disponibles para el análisis son limitadas, muchos investigadores han estudiado la correlación entre el COT medido en el laboratorio y otros parámetros también medidos en el laboratorio, por ejemplo, la densidad de la roca (ρ_b). Utilizando la ρ_b de registros de densidad, los investigadores obtienen una regresión de datos que ayuda al establecimiento del registro de COT (**Fig. 2.20**).

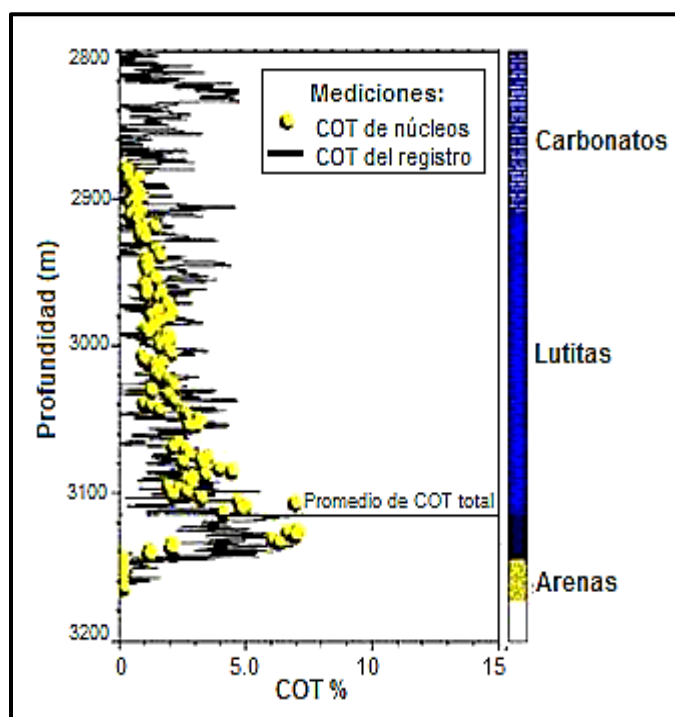


Fig. 2.19 Gráfica que muestra el incremento en la medición de COT con la profundidad.
(Modificada de Repsol YPF, 2010).

Una vez que la calibración ha sido completada, los ajustes se deben realizar para compensar que el COT y la ρ_b se midieron en laboratorio utilizando una muestra seca y libre de fluidos, mientras que el registro de densidad incluye el gas y el agua adsorbida en la arcilla. Por lo tanto, algunas técnicas usan la correlación de ρ_{ma} (densidad de la matriz) como base. La ventaja de lograr tal correlación se deriva del hecho de que el registro se lleva a cabo en la mayoría de los pozos, mientras que los núcleos se obtienen con menos frecuencia.

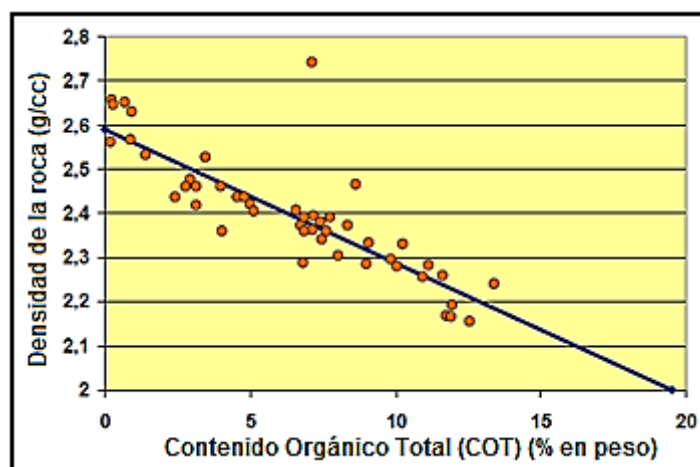


Fig. 2.20 El kerógeno reduce la densidad de la roca, así que una correlación entre COT (% en peso) y ρ_b puede ser establecida. Para usar la información obtenida por el registro densidad, la correlación debe ser ajustada si la densidad en el laboratorio ha sido medida en una muestra. (Modificada de Jarvie, D., 2011).

El COT puede también ser derivado de correlaciones diseñadas con otros tipos de registros, por ejemplo, GR, U (uranio) del NGT y el registro sónico de porosidad (Δt), solo por mencionar algunos. La fuerte correlación entre Δt y COT ha sido registrada en la cuenca de Neuquén, en Argentina; una particular técnica ΔLogR (Passey) fue primeramente usada por la industria algunos años antes y ésta también utiliza el tiempo de tránsito, en este caso combinado con la resistividad.

2.3 Propiedades Petrofísicas de las Lutitas Gasíferas.

Los principales datos utilizados para los análisis petrofísicos de las formaciones de lutitas son los mismos que los utilizados para los análisis de yacimientos convencionales: rayos gamma, resistividad y datos acústicos; con el agregado de datos de espectroscopía de captura de neutrones. De la misma manera que los pozos convencionales de petróleo y gas tienen indicadores de producción, las lutitas con potencial de producir hidrocarburos muestran características específicas que las diferencian de las lutitas con poco o ningún potencial.

Los análisis petrofísicos de las lutitas gasíferas comienzan con una de las mediciones más básicas: el registro de rayos gamma, el cual puede proporcionar uno de los primeros indicadores de la presencia de lutitas ricas en contenido orgánico. La materia orgánica generalmente contiene mayores niveles de elementos con radiación natural: torio, potasio y uranio; en comparación con los minerales de los yacimientos convencionales.

II. Conceptos Básicos y Generalidades de Yacimientos de Lutitas Gasíferas

En el lenguaje petrofísico contemporáneo, hay dos tipos de yacimiento: los que se ajustan a los supuestos implícitos sustentados en los trabajos de Archie (1942) y aquellos que no lo hacen. La segunda categoría incluye la mayoría de los yacimientos del mundo. Se pueden subdividir aún más en yacimientos convencionales no Archie y yacimientos no convencionales no Archie.

Los yacimientos convencionales no Archie incluyen aquellos con aguas de formación dulce, contenido significativo de arcilla, alta capilaridad, un sistema de poros bimodal o fracturas, en otras palabras, infringen una o más de las hipótesis Archie. Los yacimientos no convencionales no Archie incluyen yacimientos de gas en arenas compactas, yacimientos de gas en capas de carbón, hidratos de gas y yacimientos de gas de lutitas o lutitas gasíferas, cada uno de éstos infringe varias de las hipótesis de Archie; pero en el límite, las lutitas gasíferas infringen todos ellos (**Tabla 2.8**).

No.	Criterio Archie	Característica del yacimiento de lutitas gasíferas	Referencias seleccionadas
1	Tipo de roca único y extenso	Múltiples electrofacies o petrofacies: capas delgadas	Guidry & Walsh 1993; Jacobi et al. (2008)
2	Homogeneidad	Heterogéneo: variable mineralogía y textura	Mullen (2010); Passey et al. (2010)
3	Isótropo a micro y meso escala	Anisótropo: forma elipsoidal de grano, laminaciones	Prasad et al. (2009); Suárez-Rivera et al. (2009)
4	Composicionalmente limpio	Minerales arcillosos	Campbell & Truman (1986); Passey et al. (2010)
5	Libre de arcilla y limo	Arcilloso y limoso	Jarvie et al. (2007); Bruner & Smosna (2011);
6	Sin minerales metálicos	Pirita, etc.	Guidry et al. (1990); Sondergeld et al. (2010b)
7	Distribución del tamaño de poro unimodal	Distribución del tamaño de poro multimodal, incluyendo microporosidad	Bustin et al. (2008); Wang & Reed (2009)
8	Porosidad intergranular	Microfracturas	Caramanica & Hill (1994); Shaw et al. (2006)
9	Salmuera de alta salinidad	Salinidad del agua variable	Luffel et al. (1992); Martini et al. (2008)
10	Mojado por agua	Mojabilidad variable	Andrade et al. (2011); Elgmati et al. (2011)
11	Exponentes Archie ≈ 2	Exponentes Archie $\neq 2$	Aguilera (1978); Quirein et al. (2010)
12	Sin sólidos orgánicos	Kerógeno	Passey et al. (1990); Curtis et al. (2010)

Tabla 2.8 Criterios para que un yacimiento se considere tipo Archie con las diferencias para un yacimiento de lutitas gasíferas.

Sin embargo, los retos de interpretación son grandes ya que las lutitas gasíferas co-funcionan como rocas generadoras, rocas sello y rocas almacenadoras. Por tanto, su naturaleza contiene elementos de las tres. Así, por ejemplo, los yacimientos de gas de lutita contienen porosidad de kerógeno, tienen permeabilidad efectiva al gas muy baja y aún pueden mostrar un tipo de poro marcadamente variable. Para tener éxito, una metodología para la evaluación petrofísica de los yacimientos de gas de lutita debe fundarse en los enfoques y técnicas que se sientan fuera del rango de lo convencional. Grandes volúmenes de gas natural existen en yacimientos de lutitas. La lutita es una roca sedimentaria de grano muy fino que es fácilmente rompible en capas finas y paralelas, es una roca muy suave pero no se desintegra cuando se moja. Estas arcillas pueden contener gas natural, gracias a suficiente contenido de materia orgánica y al grado específico de madurez térmica.

Como ya se mencionó, se definen como no convencionales todos los yacimientos que, por peculiares propiedades de roca (permeabilidad muy baja) o por el tipo de hidrocarburo en su espacio poroso (aceite pesado), deben ser producidos utilizando técnicas especiales, como fracturamiento hidráulico. Las lutitas gasíferas, a menudo muestran continuidad estratigráfica y relativamente simples estructuras geológicas, parecen simples a gran escala pero a nivel local podrían ser extremadamente heterogéneas. Por consiguiente, una investigación adecuada del contenido de gas debe ser realizada durante la fase de exploración, mientras se piensa en las posibilidades de desarrollo. El análisis petrofísico de las lutitas gasíferas requiere de una profunda integración de registros, análisis convencionales y especiales de núcleos y datos dinámicos, con el fin de predecir las propiedades del yacimiento con objeto de reducir las incertidumbres.

2.3.1 Porosidad.

La porosidad (Φ) puede ser definida como el porcentaje del volumen de poros o el espacio vacío dentro de una roca (**Fig. 2.21**). Esto es, la fracción del volumen total de roca que contiene algún fluido (aceite, gas, agua o una combinación de éstos) y su razón matemática es:

$$\Phi = \frac{V_P}{V_T} = \frac{V_T - V_m}{V_T} \quad (\text{Ec. 2.4})$$

donde:

V_P , es el volumen de poros de la muestra de roca.

V_T , es el volumen total de la muestra.

V_m , es el volumen de matriz o granos de la muestra.

Φ , es la porosidad de la muestra.

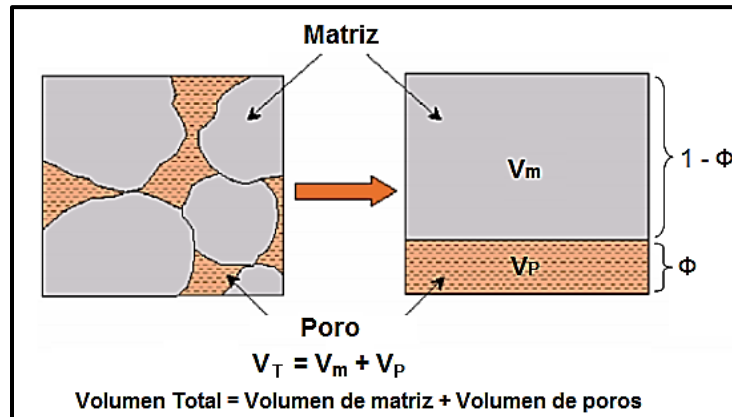


Fig. 2.21 Porosidad en una roca. (Modificada de Martell, B., Apuntes de asignatura, 2010).

Los sedimentos son porosos y es dentro de éstos poros que residen los hidrocarburos. Choquette y Pray (1970) describieron la porosidad en las rocas carbonatadas en términos de porosidad primaria y secundaria. La porosidad primaria es la porosidad desarrollada por los procesos de sedimentación originales por los que se creó la roca. La porosidad secundaria se conoce como la porosidad generada por otros procesos distintos de la cementación primaria y la compactación de los sedimentos. El fracturamiento crea porosidad secundaria. La dolomitización (conversión de la calcita a dolomita) resultando una reducción del volumen de roca y un aumento de la porosidad. La **Fig. 2.22** muestra algunos ejemplos de porosidad en las rocas carbonatadas.

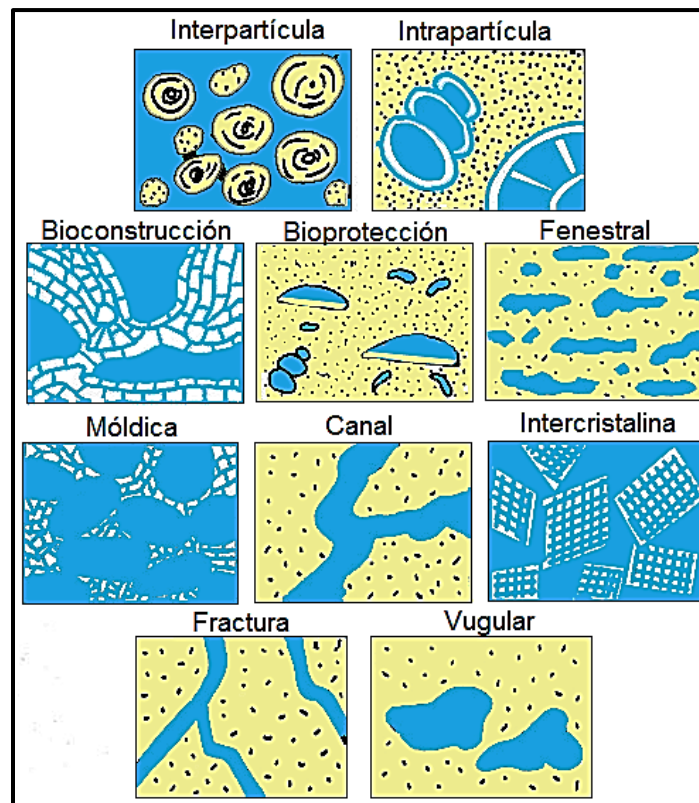


Fig. 2.22 Tipos de porosidad en las rocas carbonatadas. (Modificada de Choquette & Pray, 1970).

La porosidad generalmente disminuye con la profundidad debido a las compresiones en las rocas y a la cementación. Sin embargo, hay muchas excepciones, especialmente cuando no prevalecen condiciones normales de compresión. La reducción de la porosidad también ocurre debido a la disolución química de los minerales y su re-depositación en los poros grandes originales. Avseth et al. (2005) demostró que las porosidades depositacionales de lutitas son más altas (hasta 0.8) en comparación con las arenas (alrededor de 0.4). Las lutitas son plásticas en la naturaleza y se comprimen con mayor facilidad que las arenas. Las lutitas pierden porosidad debido principalmente a la pérdida de agua ligada con la compactación. (**Fig. 2.23**).

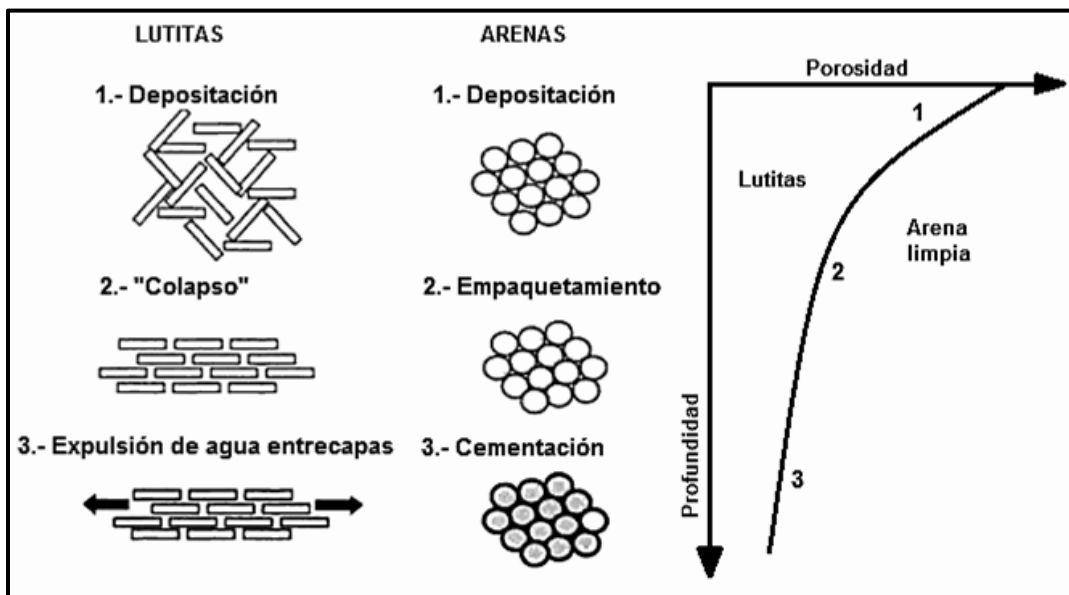


Fig. 2.23 Comparación de porosidad contra profundidad de lutitas con arenas. (Modificada de Avseth et al., 2005).

La *porosidad efectiva* se define como el volumen de poros o espacios interconectados en una roca y contribuye al flujo de fluidos en un yacimiento. La porosidad efectiva excluye poros aislados y el volumen de poros ocupado por el agua adsorbida en minerales arcillosos u otros granos. La *porosidad total* considera el total de espacio vacío, comunicado o no, en una roca; por lo que la porosidad efectiva es por supuesto menor que la porosidad total.

La porosidad en las lutitas se puede medir por varios métodos, pero hay ciertos factores que deben tenerse en cuenta para la validación de estas mediciones. La porosidad de estos sistemas, dejando de lado a las fracturas naturales, se compone de: a) porosidad de la matriz no arcillosa, b) porosidad de la arcilla y c) porosidad del kerógeno.

Actualmente, el método del Instituto de Investigación de Gas (GRI) para la medición de la porosidad, densidad de grano y saturación de agua en el laboratorio ha llamado la atención de la comunidad petrofísica; sin embargo, las mediciones alternativas están siendo probadas por la industria. Todas ellas necesitan superar los problemas similares a los que se ven afectados por factores como:

- Eliminación de agua e hidrocarburos del sistema de poros.
- Problemas para el acceso completo de gases (helio, nitrógeno, metano) y de líquidos (mercurio, agua) al sistema poroso debido a la baja permeabilidad del sistema.
- Efectos de adsorción
- Tamaño, forma, y peso de la muestra.
- Presencia de fracturas y microfracturas (naturales o inducidas).

Éste método mide la porosidad a través de la expansión de helio en muestras trituradas, en lugar de núcleos de diferente diámetro. Utiliza alrededor de 100 gramos de las muestras trituradas y 15-30 gramos de la muestra tamizada (malla 20/35) para medir la porosidad. Investigadores han reportado un nivel bajo de incertidumbre con respecto a la porosidad en los experimentos que han realizado.

Como se mencionó anteriormente, el proceso de secado de la muestra, entre otros factores, puede afectar a los resultados finales; la temperatura utilizada en el proceso y control de la humedad determina si los resultados representan la porosidad efectiva o la porosidad total. Algunos autores afirman han observado diferencias significativas en experimentos de diferentes laboratorios utilizando el método original del GRI, aunque estas cuestiones pueden derivarse de la utilización de muestras "gemelas" que no son del todo idénticas, o han sido procesadas de diferentes maneras.

El Instituto de Investigación de Gas (GRI) piensa que su método mide la porosidad total conectada ya que la muestra está completamente seca, removiendo el agua ligada a la arcilla. Con la salvedad de que las temperaturas utilizadas en el proceso de secado han sido las adecuadas, la porosidad por tanto representa la porosidad total, que incluye la del kerógeno, la de la matriz inorgánica y la de las arcillas (**Fig. 2.24**). Hay que destacar que el kerógeno presente es el remanente de la materia orgánica de la roca del proceso de madurez, esto no se ve alterado por el proceso de secado siempre que se utilicen temperaturas y condiciones adecuadas.



Fig. 2.24 Tipos de porosidad presentes en las lutitas gasíferas. (Modificada de Quirein et al, 2011).

Otras técnicas de medición de la porosidad en yacimientos de lutitas gasíferas incluyen inyección de mercurio a presión capilar (MICP) y el registro de resonancia magnética nuclear (NMR). Para medir la porosidad, el método MICP mide el volumen total de roca por métodos de inmersión, y el volumen total de poros en muestras secas mediante la inyección de mercurio a una presión de 60,000 psia.

Las técnicas de resonancia magnética son útiles para la medición de la porosidad en las rocas saturadas de agua independientemente de la matriz. Cuando minerales paramagnéticos están presentes en la matriz o cuando la fase de hidrocarburo está presente, la interpretación del tiempo de relajación se vuelve más compleja. Para entender acerca de la relajación de los núcleos de los átomos mediante la herramienta NMR, tenemos que saber que hay muchas formas en las que un núcleo atómico puede perder energía y volver al estado de equilibrio. Cada vez que la molécula golpea una superficie sólida, el núcleo tiene la oportunidad de regresar a su alineación con el campo magnético más fuerte; a esto se le denomina relajación.

Los efectos de difusión que facilitan la identificación de la calidad del fluido cuando se combina con la T1 (relajación longitudinal) o T2 (relajación transversal) no parecen funcionar en las lutitas gasíferas.

En una roca, la relajación por NMR depende del tamaño de los poros, cuanto más grandes son los poros, mayor es el tiempo de relajación. La sensibilidad del NMR al tamaño del poro tiene dos aplicaciones simples pero muy impactantes. La primera es la permeabilidad, que está determinada por el tamaño de los poros. Más precisamente, la permeabilidad es proporcional al cuadrado del diámetro de

los poros, así que uno espera que la permeabilidad sea proporcional al cuadrado del tiempo de relajación por NMR. Se ha confirmado esta relación realizando pruebas de laboratorio en diferentes tipos de rocas. La segunda aplicación de los datos del NMR, que es la que nos interesa en este tema, es determinar una distribución de los tamaños de los poros. Como los poros dentro de una roca pueden variar considerablemente en su tamaño, las distribuciones son muy amplias. La distribución del tamaño del poro brinda al equipo multidisciplinario en el área de yacimientos mucha información sobre una roca; es mejor que observarla con un microscopio.

La **Fig. 2.25** es un ejemplo práctico del NMR que presenta las mediciones de laboratorio en muestras saturadas y desaturadas de una lutita muy compacta con contenido de arcilla <40%. El NMR ofrece datos de porosidad, que son compatibles con otras técnicas en las mismas condiciones de la prueba.

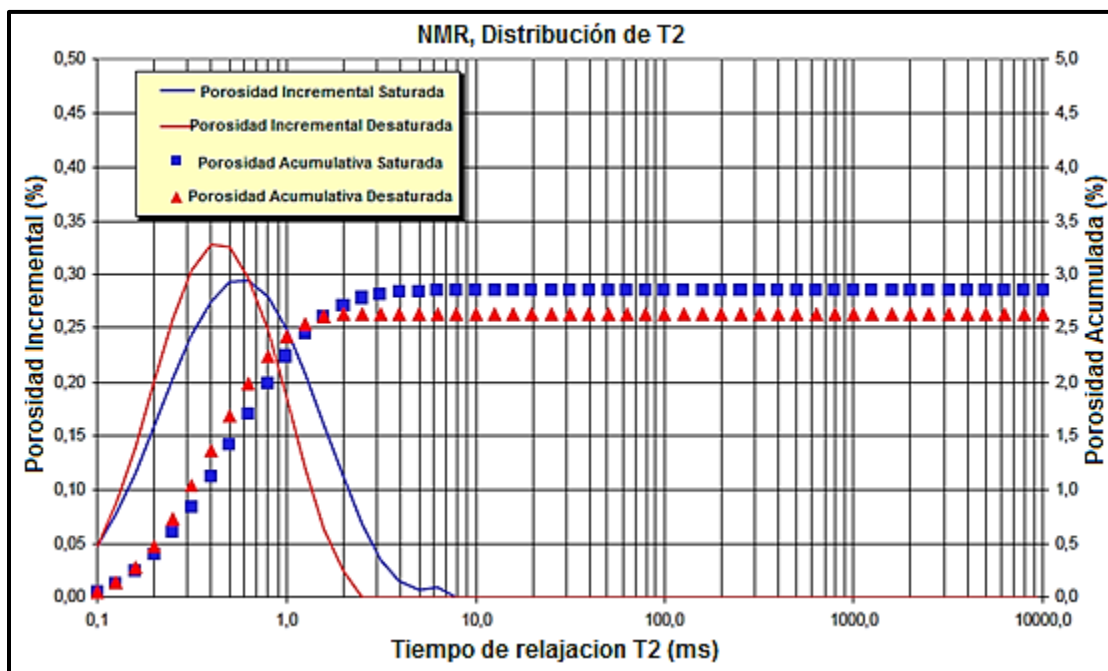


Fig. 2.25 Distribución del tiempo de relajación transversal T2, en una lutita del Devónico.
(Modificada de Repsol YPF, 2010).

En las muestras de baja porosidad, la señal más débil (baja relación señal-ruido) y la falta de hidrógeno del gas no se consideran condiciones ideales para la precisión de la medición de porosidad con la herramienta NMR. Se debe trabajar aún más para entender mejor los efectos del filtrado de lodo y observar si el gas atrapado en los poros libres, principalmente en el kerógeno hidrófobo, permanece sin ser desplazados en el área profunda de investigación de la herramienta, ya que la deficiencia de hidrógeno y la alta difusividad pueden alterar irreversiblemente el resultado de estas mediciones.

Un aspecto de gran valor de esta técnica es que puede ser transportado desde el laboratorio al pozo a través de herramientas de registro NMR facilitando la obtención de la porosidad independientemente de la composición de la matriz. Esto es especialmente importante dado que la estimación de la porosidad con registros convencionales se dificulta debido a los altos niveles de incertidumbre en el establecimiento de los componentes litológicos y volumen de kerógeno de la roca.

Las principales características y limitaciones de la técnica con la herramienta de resonancia magnética (NMR) para las lutitas gasíferas se describen a continuación:

- Deficiencia de hidrógeno del gas en lo que respecta al agua (resultando en niveles inexactos de baja porosidad).
- Baja relación señal-ruido dado el bajo nivel de porosidad.
- Mediciones estacionarias o velocidad de registro muy baja.
- Mojabilidad mixta.
- Efectos de difusión potencialmente bajos y control de la relajación superficial; difícil separar las señales de gas-agua.

2.3.2 Permeabilidad.

La permeabilidad (k) puede ser definida como la capacidad que tiene la roca para permitir el flujo de fluidos a través de su medio poroso sin alterar su estructura interna (**Fig. 2.26**). Una roca se considera permeable si permite pasar a través de ella una cantidad apreciable de fluido en un tiempo determinado y se considera impermeable si la cantidad de fluido es despreciable.

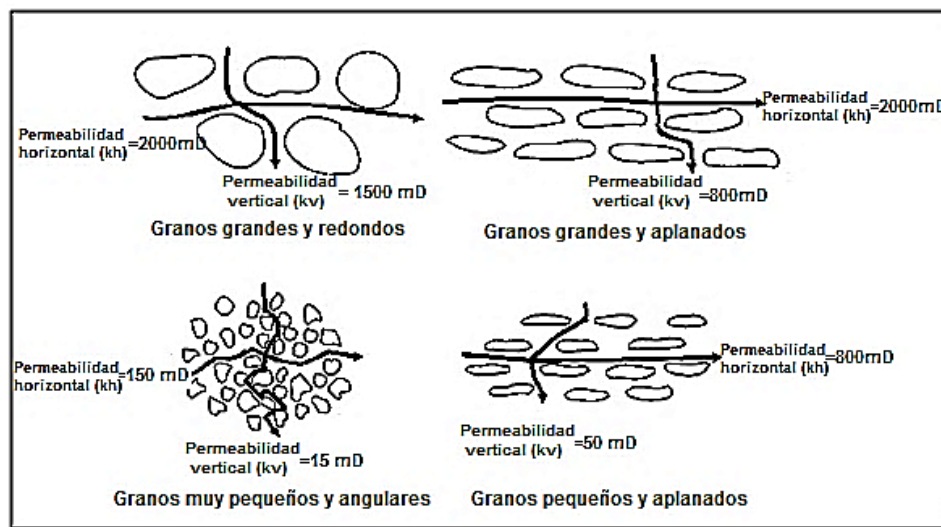


Fig. 2.26 La permeabilidad se ve afectada por el tamaño, forma, clasificación y arreglo de los granos. (Modificada de Martell, B., Apuntes de asignatura, 2010).

La velocidad con la que el fluido atraviesa la roca depende de tres factores básicos:

1. Porosidad, en la cual los poros deben estar interconectados.
2. Densidad del fluido, afectada por su temperatura
3. Presión a que está sometido el fluido.

La permeabilidad se mide en unidades derivadas de la ley de Darcy: en darcys (D) y milidarcys (mD), siendo la última la más utilizada en la industria petrolera, pero en el sistema métrico decimal (SMD) también se utiliza metros cuadrados (m^2) o bien, centímetros cuadrados (cm^2).

Para adentrarnos en el tema hablaremos de la ley de Darcy, la cual dice que para un flujo lineal la velocidad de un fluido homogéneo en un medio poroso es proporcional a la fuerza de empuje (gradiente de presión) e inversamente proporcional a la viscosidad. Esta ley requiere que el fluido se adhiera a los poros de la roca, sature 100 % el medio y se tenga un flujo homogéneo y laminar; su razón matemática está dada por:

$$v = \frac{k(P_1 - P_2)}{\mu L} \quad (\text{Ec. 2.5})$$

donde:

v = velocidad del fluido (cm/s)
 k = coeficiente de permeabilidad (darcys)
 $(P_1 - P_2)$ = Gradiente de presión (atm)
 μ = viscosidad del fluido (cp)
 L = longitud del medio poroso (cm)

Pero también puede ser expresada en función del gasto (q) como se muestra en el siguiente razonamiento:

Se sabe que la razón matemática de la velocidad es:

$$v = \frac{d}{t}$$

Y la razón matemática del gasto es:

$$q = \frac{V}{t}$$

Bien sabemos que el volumen se puede expresar como:

$$V = A * d$$

Entonces sustituyendo el volumen en el gasto:

$$q = \frac{A * d}{t}$$

Tenemos que:

$$q = A * v$$

Despejando la velocidad:

$$v = \frac{q}{A}$$

Sustituyendo en la Ley de Darcy:

$$\frac{q}{A} = \frac{k(P_1 - P_2)}{\mu L}$$

Por último despejamos el gasto (q):

$$q = \frac{kA(P_1 - P_2)}{\mu L} \quad (\text{Ec. 2.6})$$

Y obtenemos la Ley de Darcy en función del gasto, donde:

v = velocidad (cm/s)

d = distancia (cm)

t = tiempo (s)

q = gasto (cm³/s)

V = volumen (cm³)

A = Área (cm²)

k = coeficiente de permeabilidad (darcy)

$(P_1 - P_2)$ = Gradiente de presión (atm)

μ = viscosidad del fluido (cp)

L = longitud del medio poroso (cm)

La permeabilidad se puede clasificar de la siguiente manera:

a) Permeabilidad absoluta (k_{abs})

Se denomina permeabilidad absoluta a la propiedad que tiene la roca de permitir el paso de un fluido mojante a través de ella, cuando se encuentra saturada al 100% del fluido, que es el mismo que se usa como fluido circulante durante la prueba. La permeabilidad absoluta del medio poroso debe ser la misma al medirla para cualquier líquido mojante que no reaccione con el material de la roca y que la satura al 100%. Esta condición no se cumple con los gases debido a un efecto que se llama de resbalamiento molecular, por ser fluidos no mojantes.

b) Permeabilidad Efectiva a un fluido (k_f)

Se define como permeabilidad efectiva a un fluido particular a la permeabilidad del medio a ese fluido, en presencia de otro u otros fluidos en el medio poroso, es decir, cuando la saturación de ese fluido es menor del 100%. k_o , k_g y k_w representan, las permeabilidades efectivas al aceite, al gas y al agua, respectivamente. La permeabilidad efectiva es función de los parámetros que definen a la k_{abs} y de la saturación de fluidos; la suma de permeabilidades efectivas es menor que la permeabilidad absoluta.

Los valores de la permeabilidad efectiva pueden variar desde cero hasta la permeabilidad absoluta, con excepción de la k_g , que puede ser mayor que la absoluta, cuando la muestra está saturada 100% de gas, por la razón anteriormente indicada.

c) Permeabilidad Relativa (k_{ro} , k_{rg} , k_{rw}).

La permeabilidad relativa es la relación existente entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta y se define como sigue:

$$\text{Permeabilidad relativa al aceite,} \quad k_{ro} = \frac{k_o}{k_{abs}} \quad (\text{Ec. 2.7})$$

$$\text{Permeabilidad relativa al gas,} \quad k_{rg} = \frac{k_g}{k_{abs}} \quad (\text{Ec. 2.8})$$

$$\text{Permeabilidad relativa al agua,} \quad k_{rw} = \frac{k_w}{k_{abs}} \quad (\text{Ec. 2.9})$$

Esta medida es muy importante en Ingeniería de Yacimientos, ya que es una indicación de la facilidad con la que un fluido se desplaza en el medio poroso. La sumatoria de las permeabilidades relativas es menor de 1.0. A la saturación residual de crudo (S_{or}), o a la saturación de agua irreducible (S_{wi}), se tiene que la k al fluido en movimiento $\approx k_{abs}$. Si un 2 o 3% de la fase no mojanete se introduce, ésta se mete a los poros grandes y obstaculiza el flujo de la mojanete, si los poros fueran iguales no habría obstáculos.

Las curvas de permeabilidades relativas de la fase no mojanete tiene forma de S invertida. La curva de permeabilidad relativa de la fase mojanete es cóncava hacia arriba. Para sistemas agua-aceite (**Fig. 2.27**) el agua es mojanete (normalmente), en sistemas gas-aceite (**Fig. 2.28**) el aceite junto con el agua (S_L) forman la fase mojanete.

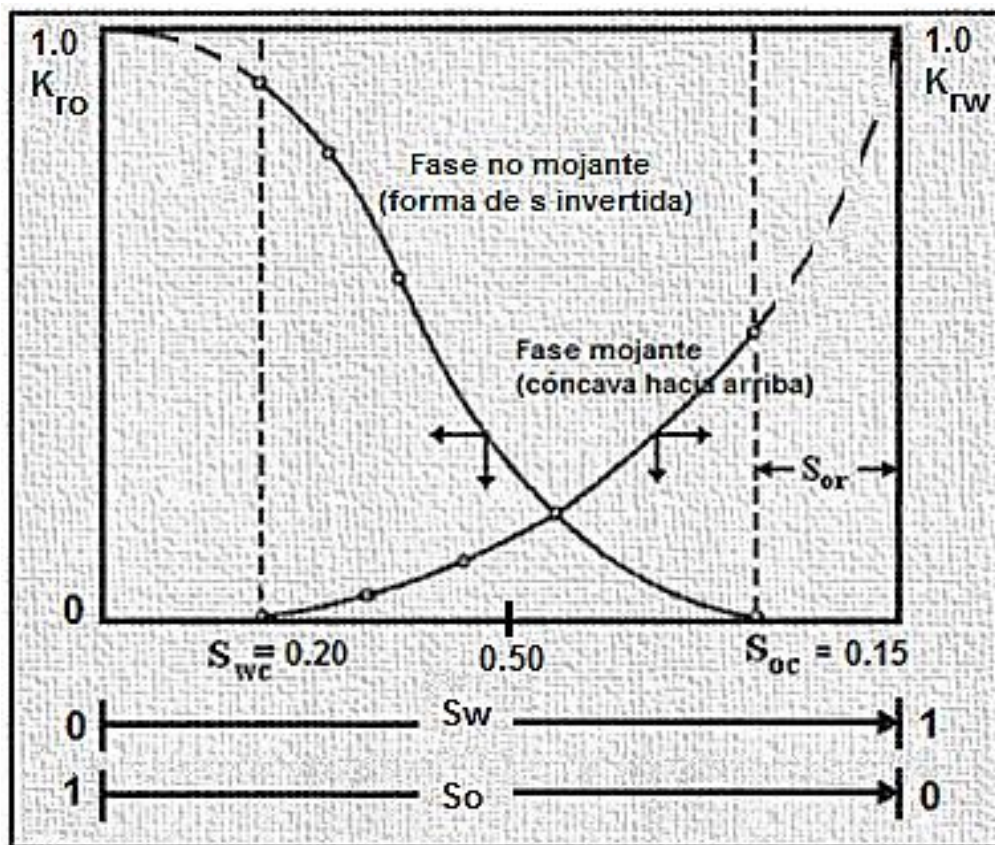


Fig. 2.27 Curva típica de permeabilidades relativas para sistema agua-aceite. (Modificada de Rodríguez, R., Apuntes de Asignatura, 2010)

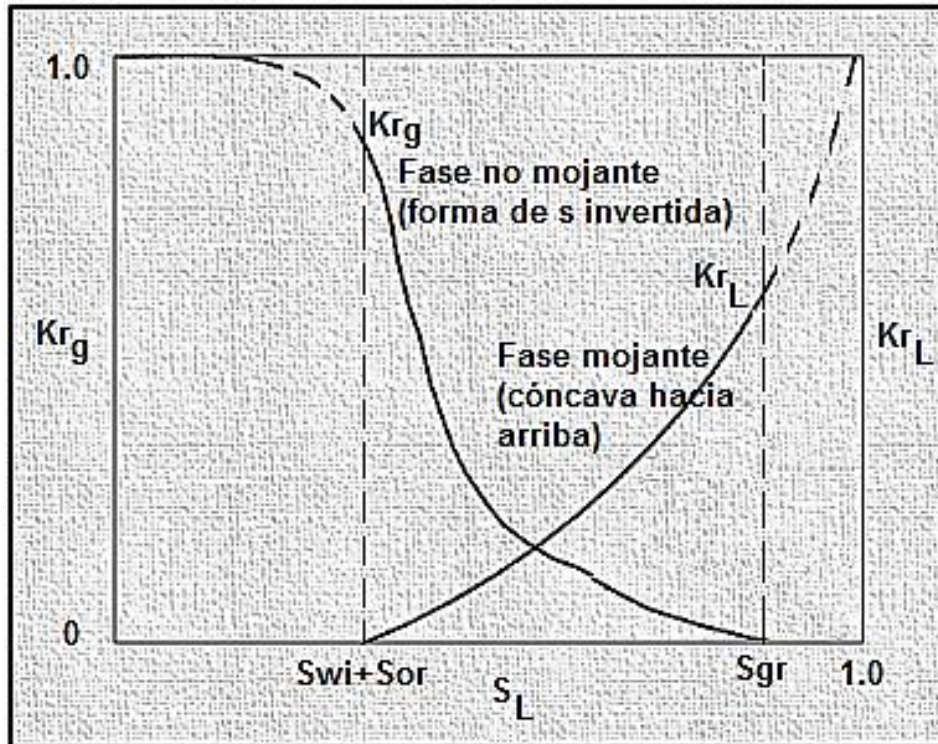


Fig. 2.28 Curva típica de permeabilidades relativas para sistema gas-líquido (aceite + agua).
(Modificada de Rodríguez, R., Apuntes de Asignatura, 2010)

Para entender mejor el tema de permeabilidades relativas nos apoyaremos en la **Fig. 2.27**, la cual muestra una gráfica típica de curvas de permeabilidades relativas al agua y al aceite.

Al principio se tiene una saturación de agua de 1, las curvas indican que una disminución en la saturación de agua a 0.85, en forma aproximada (un aumento en la S_o de 0.15) reduce fuertemente la permeabilidad relativa al agua, de 1 a 0.6; en cambio, a la saturación de 0.15 de aceite, la permeabilidad relativa al aceite es cero. Este valor de saturación de aceite, se denomina saturación crítica ($S_{oc} = 0.15$), o sea la saturación a la que el aceite comienza a fluir, a medida que la saturación de aceite aumenta. También se denomina saturación residual de aceite (S_{or}), al valor de S_o por debajo del cual no puede reducirse esta saturación en un sistema agua-aceite.

A medida que la saturación de agua disminuye, la permeabilidad relativa al agua también disminuye, en tanto que la permeabilidad relativa al aceite aumenta. A una saturación de agua de 0.20, la $k_{rw} = 0$ y la k_{ro} es bastante alta. A esta saturación de agua de 0.20 se le conoce como saturación crítica; puede ser mayor o igual a la saturación irreducible de agua (S_{wi}). En las rocas de los yacimientos preferentemente mojadas por agua, la fase agua está adherida a las paredes de los espacios porosos, o sea a los sólidos.

Una de las propiedades más difíciles de cuantificar cuando se caracteriza a las lutitas es la permeabilidad, la cual puede variar de 0.001 a 0.000001 mD. Como se ha mencionado, la permeabilidad es una función de la porosidad efectiva, el tamaño de los poros y de las gargantas, así como de la geometría del espacio poroso. Los yacimientos convencionales tienen permeabilidades de cientos de milidarcys, varios órdenes de magnitud mayor que las observadas en las lutitas (**Fig.2.29**). Los ingenieros miden la permeabilidad de las rocas convencionales forzando un fluido a través de núcleos cortados de ellas y midiendo el volumen y la velocidad de los fluidos a medida que pasan por los poros comunicados de la muestra.

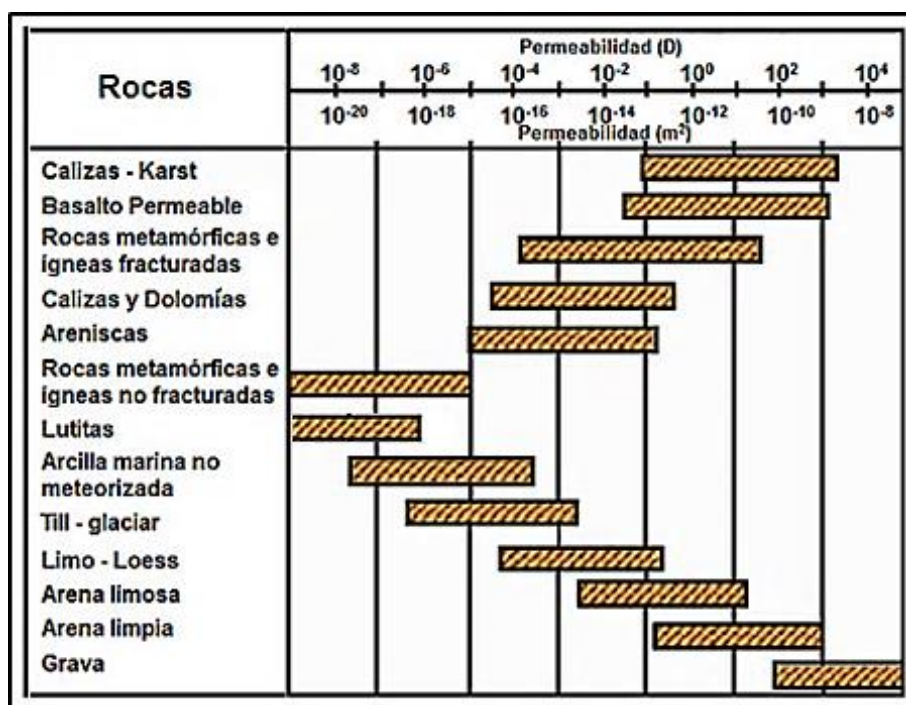


Fig. 2.29 Cuadro comparativo de tendencias de permeabilidad en diferentes rocas. (Modificada de Martell, B., Apuntes de asignatura, 2010).

La permeabilidad de las lutitas, en el rango de los nanodarcys, imposibilita la implementación de estos enfoques convencionales. TerraTek desarrolló los análisis de rocas compactas TRA con la técnica de pirólisis para cuantificar permeabilidades ultra bajas en formaciones no convencionales. Además de permeabilidad, la técnica TRA proporciona densidad aparente y de granos, porosidades total y efectiva, saturaciones de agua y de hidrocarburo, porosidad ocupada por gas, saturación de hidrocarburos ligados y volumen de agua ligada a las arcillas. La permeabilidad del yacimiento también puede ser estimada mediante pruebas de inyección de nitrógeno de corta duración y el subsiguiente análisis de caída de presión. Estas pruebas proporcionan la permeabilidad del sistema y toman en cuenta no sólo la permeabilidad de la matriz sino también la influencia de las fracturas naturales.

En cuanto a los yacimientos de lutitas gasíferas, la permeabilidad de la matriz determina la viabilidad de mantener la producción a largo plazo de estos yacimientos, por lo tanto, la medición de la permeabilidad es de gran interés. Las limitaciones de los métodos tradicionales de medición de la permeabilidad, muchos de los cuales sólo son capaces de medir niveles de hasta 0.01 mD, bajo una precisión aceptable, además de los efectos no deseados en muchos núcleos, tales como microfracturas naturales o inducidas, ha orientado a la búsqueda de alternativas innovadoras. El desafío consiste en medir de forma fiable en el rango de microdarcys o incluso menor. El GRI aplica un método que toma ventajas del ciclo de expansión de helio en las muestras trituradas para interpretar la curva de presión-tiempo y analíticamente derivan un resultado para la permeabilidad de la matriz. Dado que los experimentos son hechos en la muestra tal como se recibió, los fluidos irreducibles estarán presentes en la roca; por lo tanto, esta permeabilidad puede representar la permeabilidad efectiva del gas a la S_{wi} y la porosidad ocupada por el gas puede ser derivada.

Dependiendo del tipo y características del fluido almacenado en el yacimiento, se requieren capacidades de flujo naturales además del fracturamiento hidráulico masivo. La menor movilidad (mayor viscosidad) del aceite con relación al gas requiere de mejores condiciones de flujo, micro en lugar de nanopermeabilidad (Fig. 2.30).

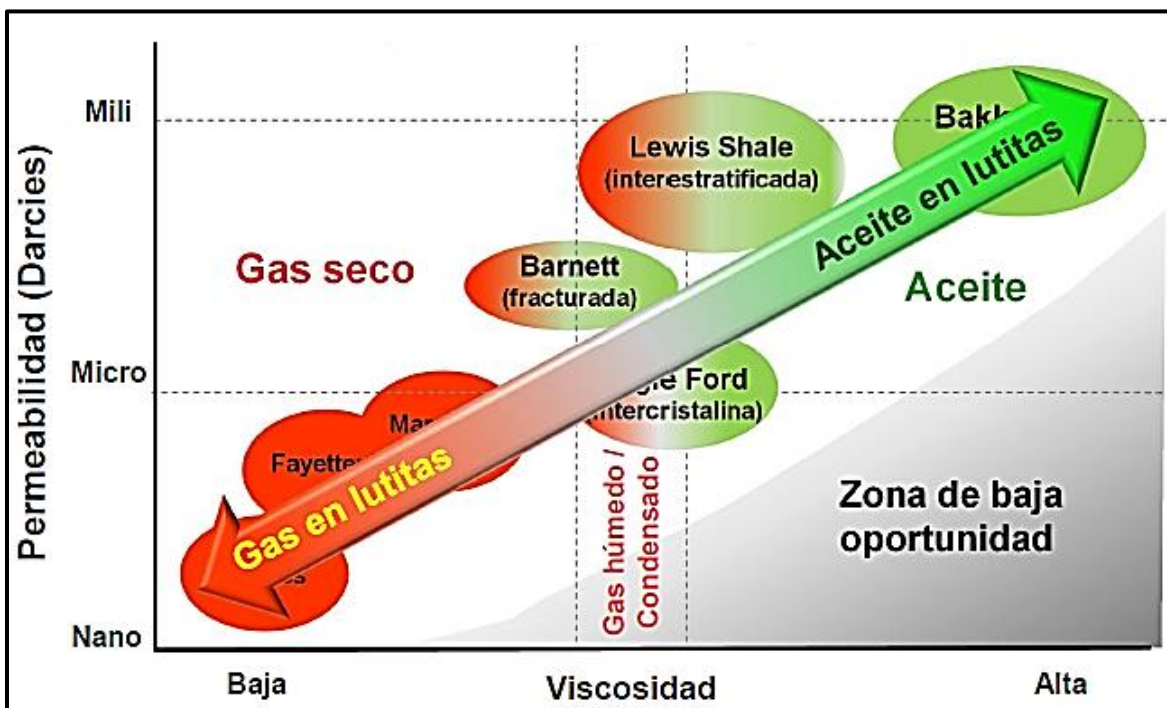


Fig. 2.30 Relación de permeabilidad y viscosidad en diferentes formaciones arcillosas de baja permeabilidad (lutitas) productoras de aceite y gas. (Modificado de Bohacs et al., 2012).

2.3.3 Saturación de Fluidos.

La saturación de un fluido (S_f) en un medio poroso, se define como el volumen del fluido (V_f) medido a la presión y temperatura a que se encuentre el medio poroso, entre su volumen de poros (V_p); su razón matemática está dada por:

$$S_f = \frac{V_f}{V_p} \quad (\text{Ec. 2.10})$$

donde el fluido puede ser aceite, agua o gas.

En otras palabras, la saturación de un medio poroso con respecto a un fluido se define como la fracción del volumen poroso de una roca que está ocupada por dicho fluido.

Un yacimiento en la zona de hidrocarburos puede tener las tres o mínimo dos saturaciones de fluidos pero siempre está presente la saturación de agua (S_w) ya sea móvil o irreducible. Por otro lado, la saturación de agua congénita (S_{wi}) es la saturación de agua existente en el yacimiento al momento del descubrimiento, la cual se considera como el remanente del agua que inicialmente fue depositada con la formación y que debido a la fuerza de la presión capilar existente, no pudo ser desplazada por los hidrocarburos cuando éstos migraron al yacimiento.

- Los valores de saturación de agua irreducible (S_{wirr}) son del orden de 0.1 a 0.3; la saturación de aceite (S_o) puede abarcar hasta valores de 0.9, aproximadamente.
- De la definición de saturación, se demuestra que la sumatoria de las saturaciones de fluidos es igual a uno, es decir, $\sum S_f = 1$.
- En un proceso de aumento de saturación, se llama saturación crítica (S_{wc}) al valor de saturación a partir del cual el fluido correspondiente empieza a moverse, esto depende de las características del sistema roca- fluidos.

En todos los yacimientos de hidrocarburos existe agua, por sus condiciones de migración y depósito; en etapas avanzadas de extracción, por entrada natural o artificial de agua. La saturación de agua puede alcanzar valores de 0.8 aproximadamente, quedando solamente saturaciones pequeñas de aceite y/o gas (saturaciones residuales). Para el caso de un yacimiento de aceite bajosaturado, al llegar a la presión de saturación aparece la primera burbuja de gas; al continuar bajando la presión se va incrementando la S_g , pero el gas no puede moverse hacia los pozos o hacia arriba de la estructura, sino hasta que se alcanza la saturación de gas crítica (S_{gc}).

La saturación de agua irreducible se correlaciona con la permeabilidad, con el área superficial y con el tamaño de los poros. A mayor área superficial y menor tamaño de partículas, mayor es la saturación de agua irreducible. La determinación de la saturación de agua se puede efectuar por tres diferentes métodos:

1. Núcleos tomados en pozos perforados.
2. Cálculos a partir de las curvas de presión capilar.
3. Cálculo a partir de registros eléctricos.

1.- La saturación de fluidos se determina en pequeñas muestras de roca, tomadas de un núcleo completo recién sacado del pozo o preservado, que contenga los fluidos existentes en el yacimiento.

2.- Existe otros procedimientos de laboratorio para determinar la saturación de fluidos, por ejemplo, cuando una muestra de roca es utilizada para obtener otras propiedades como la presión capilar que normalmente se relaciona con la saturación de fluidos, por lo que es necesario conocerla a medida que se realizan pruebas de comportamiento capilar.

3.- La saturación de fluidos también puede ser determinada indirectamente por medio de la interpretación cuantitativa de registros geofísicos de pozo.

La determinación de la saturación de agua a partir de registros eléctricos en formaciones limpias con una porosidad intergranular homogénea está basada en la ecuación de saturación de Archie (**Ec. 2.11**).

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{a \cdot R_w}{\phi^m \cdot R_t}} \quad (\text{Ec. 2.11})$$

donde:

ϕ = Porosidad

S_w = Saturación de agua

R_w = Resistividad del agua de formación

R_t = Resistividad verdadera de la formación

n = Exponente de saturación

m = Exponente de cementación

a = Factor de tortuosidad, generalmente se asume como 1.

Otra forma de calcular la saturación de agua inicial es a partir de las curvas de presión capilar determinadas en laboratorio sobre muestras de núcleos tomados

de pozos en la formación de interés. En este caso se asume que el sistema poroso de la roca almacenadora actúa como un sistema de tubos capilares donde dos o más fluidos coexisten. En este sistema de tubos capilares la combinación de la tensión superficial y la curvatura debida a los tubos capilares hace que las dos fases experimenten diferentes presiones. A medida que las saturaciones relativas de las fases cambian, se ha encontrado que estas diferencias de presión también cambian. La diferencia entre las presiones de dos fases cualesquiera se define como presión capilar.

La **Fig. 2.31** muestra el fenómeno de introducción de un capilar en una interfase agua-petróleo, donde se genera el denominado ascenso capilar. Adicionalmente esta figura muestra un esquema simplificado de medio poroso heterogéneo con capilares cilíndricos de diferente diámetro. En este diagrama se observa que por encima del nivel de agua libre (interfase plana entre el agua y el petróleo) en un nivel escogido Z existen capilares con agua y capilares con petróleo dependiendo del diámetro de los mismos.

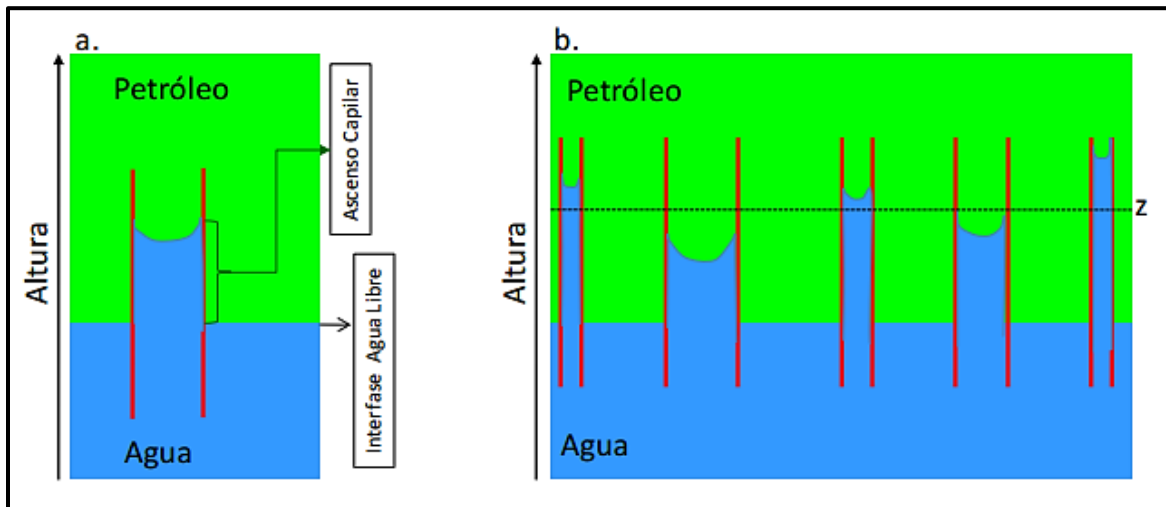


Fig. 2.31 Ascenso capilar de la interfase agua-petróleo e idealización del medio poroso heterogéneo. (Tomada de Rojas, C.A., 2011).

La **Fig. 2.32** muestra un esquema donde se puede observar cómo la curva de presión capilar permite definir el contacto agua aceite, el nivel de agua libre, la saturación de agua irreducible y la saturación de agua en la zona de agua móvil en un yacimiento.

Las saturaciones residuales e irreducibles de los fluidos obtenidas durante las mediciones de presión capilar se usan para estimar la cantidad de aceite

recuperable y la saturación esperada de agua inicial, pues permiten definir los contactos de los fluidos y el nivel de agua libre (FWL).

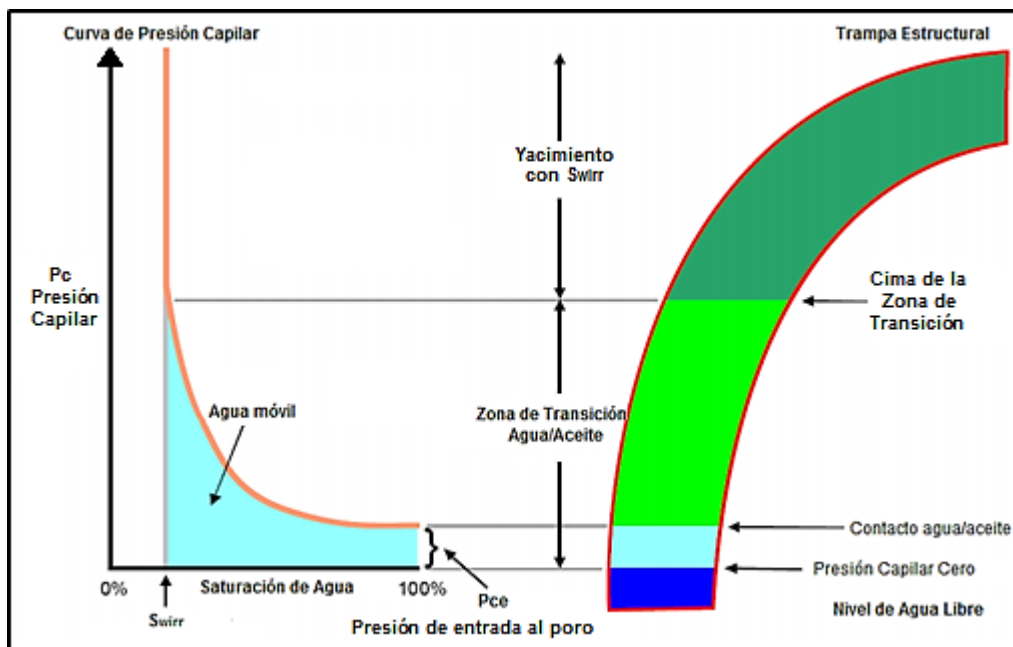


Fig. 2. 32 Definición de contacto agua-aceite y nivel de agua libre.
(Modificada de Rojas, C.A., 2011).

En el laboratorio la presión capilar (P_c) es convertida desde presión a altura sobre el nivel cero (pies o metros). La saturación de agua irreducible (S_{wirr}) se define como la saturación de agua que no puede ser reducida sin importar cuánto más aumente la presión capilar. La presión de entrada al poro (P_{ce}) se define como la mínima presión requerida para que el aceite pueda comenzar a invadir la estructura porosa, también se le conoce como presión de desplazamiento. Es importante definir también la zona de transición que corresponde al intervalo del yacimiento sobre el cual tanto el aceite como el agua fluyen.

En cuanto a los yacimientos de lutitas gasíferas, la técnica utilizada por el Instituto de Investigación de Gas (GRI) para medir la S_w es con el aparato Dean Stark en muestras trituradas. La S_w también puede ser establecida por el método de la retorta en el laboratorio. Como es el caso en los yacimientos convencionales, la salinidad del agua en la roca tiene un impacto significativo en estos análisis y, a menudo, puede resultar en altos niveles de inexactitud. Los volúmenes de agua y de aceite extraídos con tolueno (metilbenceno) se miden para obtener sus saturaciones, entonces, la saturación del gas se calcula por diferencia. No hay grandes variantes en cuanto a los procedimientos estándar, a excepción del uso de una muestra triturada y la característica no convencional de la roca.

La **Fig. 2.33** muestra una imagen de microscopio con la distribución de fluidos en el sistema de poros con respecto a las investigaciones de Passey (2010), donde distinguimos el gas libre (rojo oscuro) en los poros del kerógeno, el gas adsorbido (rojo claro) en las paredes de los poros del kerógeno y el agua (azul claro) en la matriz inorgánica que tiene microfracturas.

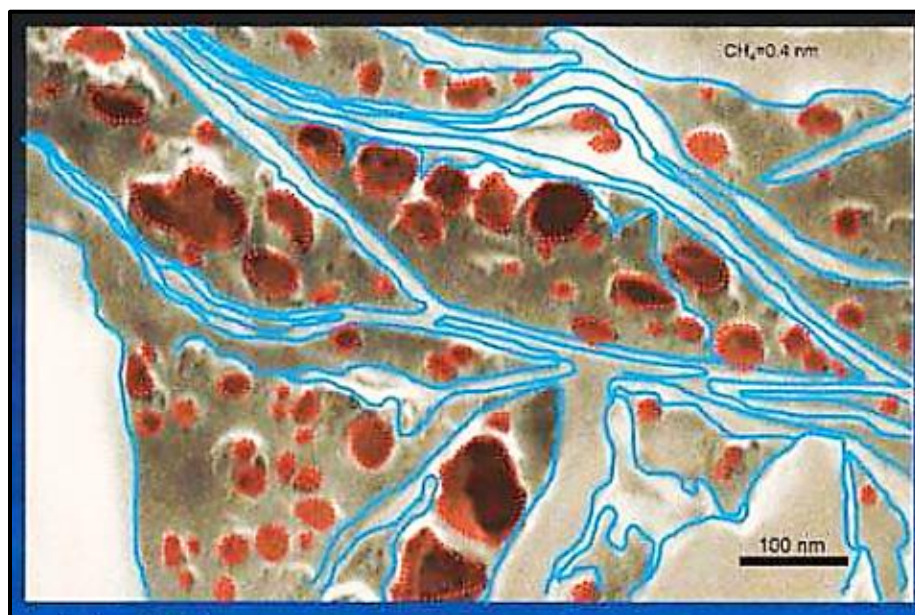


Fig. 2.33 Distribución hipotética del agua y gas en las lutitas gasíferas. (Tomada de Passey, 2010).

2.4 Perspectiva Mundial de Yacimientos de Lutitas Gasíferas.

Hasta hace poco, la industria petrolera consideraba a las lutitas como problemas durante la perforación dirigida a yacimientos de areniscas y calizas. Hoy en día, si exhiben las características adecuadas, las lutitas ricas en materia orgánica tienen el potencial para actuar no sólo como fuentes de hidrocarburos, sino también como yacimientos para explotar. El descubrimiento y la explotación de gas de formaciones de lutitas, que en un principio fuera un fenómeno exclusivamente norteamericano, se ha convertido en una búsqueda global para muchas compañías de exploración.

La producción de cantidades comerciales de gas natural proveniente de lutitas era poco común hasta finales de los años 90's. El éxito vivido con la lutita Barnett de Texas central, en EUA, logrado mediante el desarrollo y aplicación de la estimulación por fracturamiento hidráulico y la perforación horizontal, creó un gran interés en las lutitas generadoras de hidrocarburos. Las técnicas utilizadas en esa formación se aplicaron en otras cuencas de América del Norte, donde las condiciones eran favorables para la extracción de gas natural de las rocas

generadoras. La consecuencia en numerosas localizaciones de EUA y Canadá fue la producción exitosa de gas de lutitas. Esto despertó el interés exploratorio a escala mundial ya que actualmente las compañías buscan reproducir esos logros.

Actualmente, las compañías de Exploración y Producción (E&P) producen hidrocarburos de lutitas como rutina. No obstante, hasta el año 2011, no se registraba ninguna operación comercial de producción de gas de lutitas fuera de América del Norte. Esta situación está cambiando. Existen proyectos de exploración de lutitas gasíferas en curso en América del Sur, África, Australia, Europa y Asia. En todo el mundo, las compañías de E&P están adquiriendo y analizando datos sísmicos, evaluando formaciones y perforando pozos exploratorios para la producción de gas de lutitas.

Debido a la continuidad de la evaluación de los recursos globales de lutitas, las estimaciones del potencial de este recurso se han elevado asombrosamente (**Tabla 2.9**). Un estudio reciente estimó que el potencial de gas natural proveniente de lutitas era de 716 trillones de m³ (25 300 Tpc), en 2011.

Región	Estudio Rogner 1997, Tpc	Estudio EIA 2011, Tpc
América del Norte	3 842	7 140
América del Sur	2 117	4 569
Europa	549	2 587
África	1 548	3 962
Asia	3 528	5 661
Australia	2 313	1 381
Otros	2 215	No disponible
Total	16 112	25 300

Tabla 2.9 Estimaciones del gas de lutitas

El reto principal para la producción de este recurso, en zonas fuera de América del Norte, es adquirir conocimientos técnicos especiales en el desarrollo de los recursos de lutitas. Para esto, las grandes compañías de energía multinacionales se están asociando con las compañías que desarrollan la industria de las lutitas gasíferas de América del Norte, con el fin de obtener conocimientos técnicos especiales en la exploración y el desarrollo de los recursos de lutitas. Por ejemplo, Total adquirió una participación importante en Chesapeake Energy Corporation, una empresa protagonista activa en diversos desarrollos de lutitas en EUA. Por su parte, ExxonMobil adquirió XTO Energy Inc.

Más allá de la falta de experiencia técnica, existen muchos otros factores que impiden el desarrollo de los recursos de lutitas en Europa, Asia y América del Sur. La obtención de grandes cantidades de agua para las operaciones de perforación y estimulación constituye una preocupación importante, al igual que la disponibilidad limitada de equipos para servicios de campos petroleros; principalmente los del tipo utilizado para tratamientos de fracturamiento hidráulico.

Sumado a lo anterior, se plantean también problemas con respecto al uso potencial del suelo en las zonas densamente pobladas de Europa Occidental. Mientras que los derechos al subsuelo en relación con gran parte de las tierras en EUA son controlados por los terratenientes, no sucede lo mismo en otros países en los que el Estado es el propietario de los recursos subterráneos. Los conflictos potenciales entre los propietarios y los responsables del desarrollo de los recursos constituyen quizás el desafío más desalentador para las operaciones de desarrollo en Europa.

En un informe integral publicado por la Administración de Información de Energía (EIA) de EUA, en el año 2011 se evaluaron 48 cuencas de lutitas gasíferas de 32 países y se examinó el estado de desarrollo actual de las lutitas (**Fig. 2.34**).

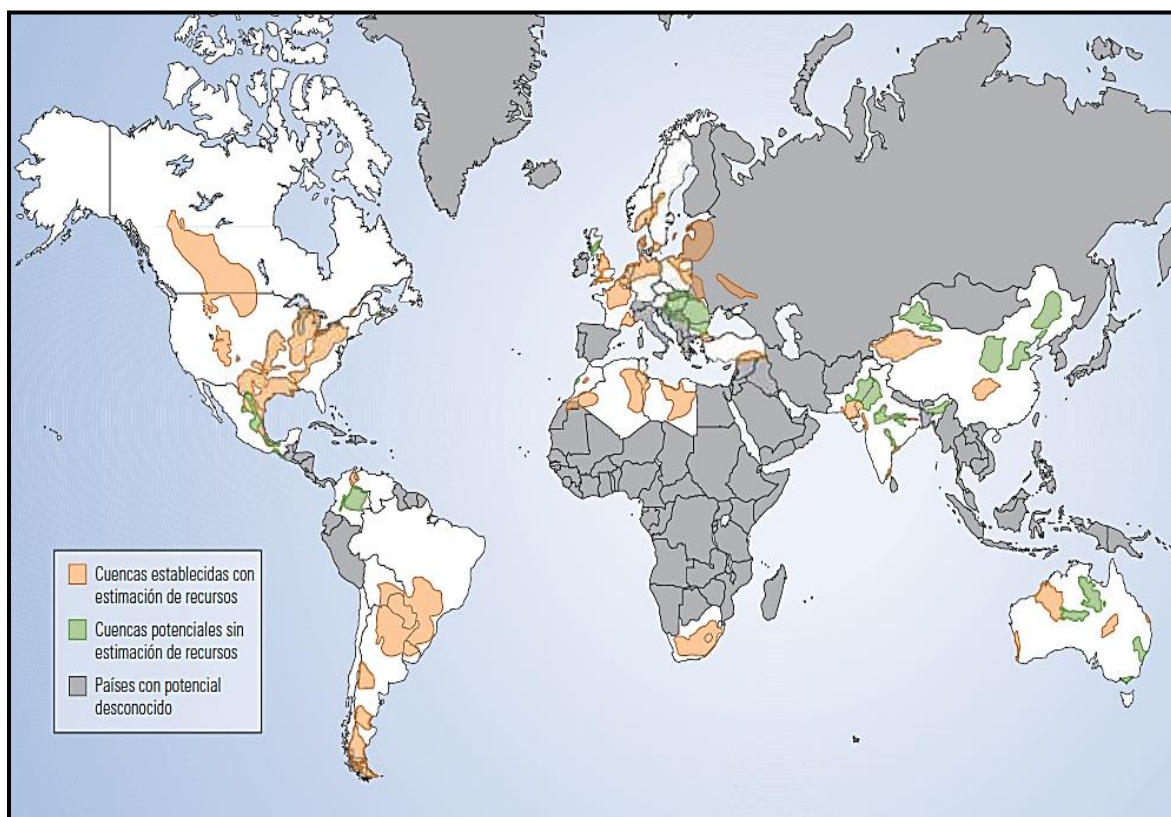


Fig. 2.34 Recursos mundiales de gas de lutitas. (Tomada de Schlumberger, 2012).

2.4.1 América del Norte.

a) Estados Unidos.

Actualmente, los únicos recursos no convencionales comerciales de lutitas se localizan en América del Norte, y la mayor parte en EUA. La lutita Marcellus, en el noreste de EUA, es sin duda la extensión productiva más grande, ya que posee una superficie de 246 000 km² [95 000 mi²]. A ésta le sigue la lutita New Albany, con un tamaño que equivale aproximadamente a la mitad de la primera. Otras zonas de lutitas gasíferas importantes de EUA oscilan en extensión entre 13 000 y 30 000 km² [5 000 y 12 000 mi²], y algunas demostraron ser productoras prolíficas.

Si las extensiones productivas de EUA se clasifican de acuerdo con las estimaciones del gas original en sitio (GIP), la lutita Marcellus, con 42,5 trillones de m³ [1 500 Tpc], está a la cabeza de todas las demás. Continúa la lutita Haynesville-Bossier con un GIP estimado en 20.3 trillones de m³ [717 Tpc]. Le sigue la lutita Barnett con 9.3 trillones de m³ [327 Tpc]. Existen otros diversos recursos de lutitas actualmente en producción. Algunos de los más notables son Fayetteville, Woodford, Antrim, Eagle Ford y New Albany.

b) Canadá

Numerosas cuencas de Canadá cuentan con un potencial significativo de gas de lutitas. Las más extensas se encuentran ubicadas en el oeste de Canadá e incluyen la cuenca de Horn River, la bahía de Córdova, la cuenca de Laird, la cuenca Profunda y el grupo Colorado. Se estima que estas cinco cuencas contienen en forma conjunta 37.6 trillones de m³ [1 326 Tpc] de GIP, de los cuales 10 trillones de m³ [355 Tpc] se consideran técnicamente recuperables. Para julio de 2009, en la lutita Montney se habían perforado 234 pozos horizontales que producían 10.7 millones de m³/d [376 MMpc/d] de gas natural.

Las áreas prospectivas comprenden la porción canadiense de la lutita Utica en el cinturón plegado de los Apalaches, que se extiende por la frontera con EUA y aloja un GIP estimado de 4.4 trillones de m³ [155 Tpc], de los cuales 877 000 millones de m³ [31 Tpc] son técnicamente recuperables. La lutita lacustre Horton Bluff de la cuenca de Windsor es mucho más pequeña, con 255 millones de m³ [9 Tpc] de GIP, de los cuales unos 56 600 millones de m³ [2 Tpc] son técnicamente recuperables. Más hacia el oeste, la lutita Frederick Brook en la cuenca Maritimes de New Brunswick se encuentra transitando las etapas preliminares de exploración y evaluación.

c) México

En México existen lutitas ricas en materia orgánica y térmicamente maduras de edad Jurásico y Cretácico. Son similares a las lutitas gasíferas productivas de edad relativa de EUA, tales como las lutitas Eagle Ford, Haynesville-Bossier y Pearsall. Los recursos potenciales de lutitas se localizan en el noreste y en la zona centro-oriental de México, a través de la cuenca del Golfo de México.

El desarrollo de las cinco cuencas de México estudiadas por la EIA de EUA ha reportado poca actividad de exploración de las lutitas gasíferas, existe GIP estimado de 67 trillones de m^3 [2 366 Tpc], de los cuales se considera que 19.3 trillones de m^3 [681 Tpc] son técnicamente recuperables. Las cinco cuencas de interés para el desarrollo de las lutitas son las de Burgos (que incluye las lutitas de la formación Eagle Ford y las lutitas de edad Titoniano), Sabinas (que incluye las lutitas de la formación Eagle Ford y de la formación La Casita de edad Titoniano), Tampico (lutita de la formación Pimienta), Tuxpan (lutitas de las formaciones Pimienta y Tamaulipas) y Veracruz (lutita de la formación Maltrata).

En México, muchas de las lutitas ricas en materia orgánica son estructuralmente complejas debido a la profundidad, que llegan a ser mayores de 5 000 m [16 400 pies] de profundidad; demasiada profundidad para encarar el desarrollo utilizando la tecnología actual. Los objetivos potenciales más grandes se hallan en el norte y corresponden a las lutitas Eagle Ford y Titonianas de las cuencas de Burgos y Sabinas.

Dado que la formación Eagle Ford, en la cuenca del Río Grande, en el sur de Texas se extiende a lo largo del límite territorial y penetra en las cuencas de Burgos y Sabinas de México, se espera que la producción exitosa del lado que corresponde a EUA sea de resultados similares para el lado mexicano.

En el primer pozo exploratorio de gas de lutitas Petróleos Mexicanos (PEMEX) Exploración y Producción anunció el éxito de una prueba de gas de la lutita Eagle Ford en la cuenca de Burgos. La producción comenzó en mayo de 2011 con una tasa de 84 000 m^3/d [3,0 MMpc/d] aproximadamente. PEMEX tiene previsto perforar 20 pozos más en el futuro cercano para evaluar de manera más exhaustiva el potencial de recursos de las cinco cuencas mencionadas.

En la **Fig. 2.35** se muestra la ubicación geográfica de las cuencas de lutitas gasíferas en América del Norte.

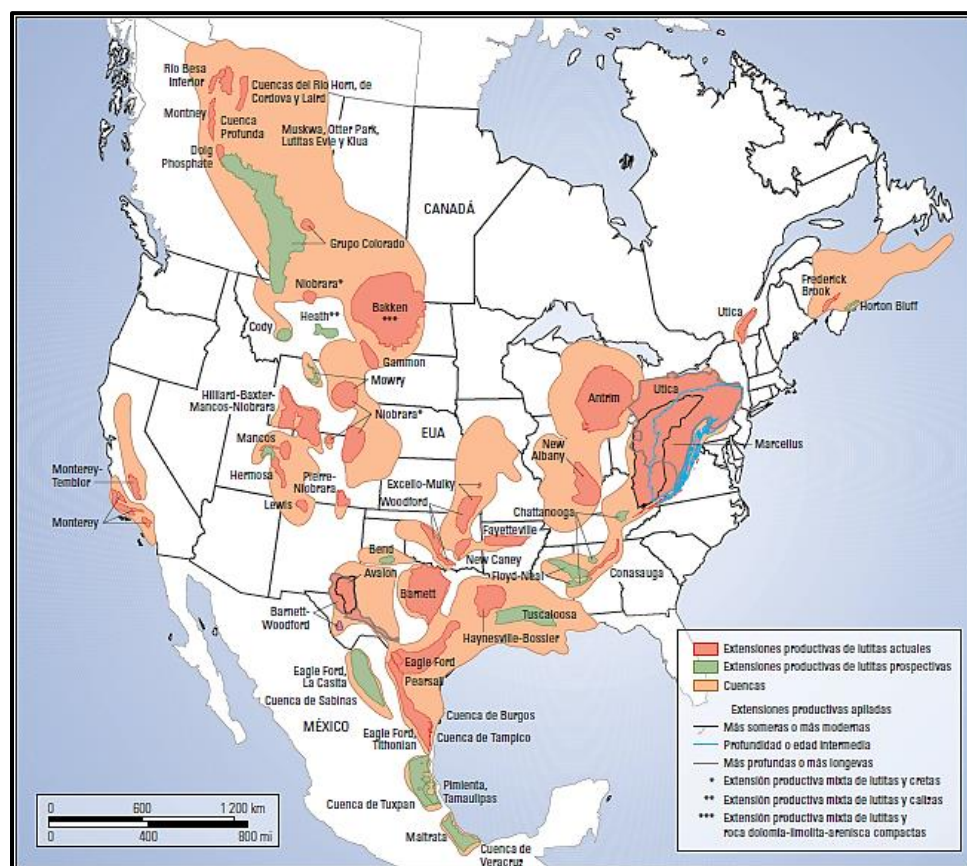


Fig. 2.35 Extensiones territoriales productivas de lutitas gasíferas de América del Norte. (Tomada de Schlumberger, 2012).

2.4.2 América del Sur.

a) Argentina

Es el país de esta zona con el más grande potencial en este recurso, contando con un GIP de 77 trillones de m^3 (2 732 Tpc), de los cuales se consideran técnicamente recuperables 21.9 trillones de m^3 (774 Tpc), siendo la cuenca Neuquina la del mayor potencial para el desarrollo de las lutitas gasíferas.

Las principales formaciones que aportan a la cuenca Neuquina son: formación Vaca Muerta, con niveles de contenido orgánico total (COT) de 4%, a una profundidad de 2 440 m (8 000 pies), formación Los Molles, con mayor extensión y madurez que la de Vaca Muerta pero con COT de 1.5% (promedio), llegando en algunas zonas a valores de hasta un 2% y 3%, con una profundidad promedio de 3 810 m (12 500 pies).

Otras cuencas importantes son la cuenca del Golfo San Jorge, en la Patagonia central, la cual aporta un 30% de la producción convencional de petróleo y gas de

Argentina, la cuenca Austral-Magallanes, del sur de la Patagonia, la cuenca Chacoparanaense, de enorme extensión, la cual cubre la mayor parte de Paraguay y partes de Brasil, Uruguay, Argentina y Bolivia.

b) Brasil

Segundo país de América del Sur en cuanto a potencial de recursos de lutitas gasíferas, con un estimado de GIP de 25.7 trillones de m^3 (906 Tpc), de los cuales se consideran recuperables 6.4 trillones de m^3 (226 Tpc). Su principal cuenca es la Chacoparanaense, que comparte, como ya se mencionó, con algunos otros países de América del Sur.

c) Otros

Los países Chile, Paraguay y Bolivia también cuentan con recursos cuantiosos de gas de lutita. Por otro lado, países como Uruguay, Colombia y Venezuela poseen un potencial limitado en este aspecto.

La **Fig. 2.36** muestra las extensiones de territorio que cuentan con cuencas de lutitas gasíferas de la parte sur de América del Sur.

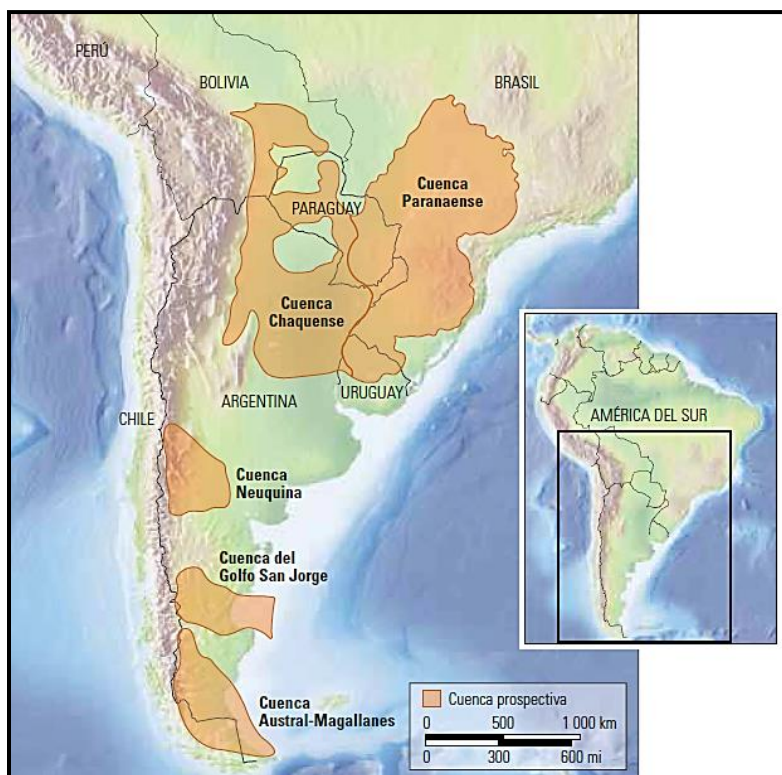


Fig. 2.36 Cuencas de lutitas gasíferas de América del Sur (parte sur). (Tomada de Schlumberger, 2012).

2.4.3 Europa.

a) Polonia

Es uno de los países más activos en la exploración de lutitas gasíferas y parece alojar el mayor potencial de este recurso en Europa. Las principales cuencas de este país son tres: Las cuencas del Báltico, de Lublin y Podlasie. El GIP de estas tres cuencas en conjunto se estima de 22.4 trillones de m^3 (792 Tpc), de los cuales se consideran técnicamente recuperables 5.3 trillones de m^3 (187 Tpc). La cuenca de Podlasie exhibe algunas de las mejores características pero la cuenca del Báltico es, sin dudas, la más grande en extensión areal y en GIP total.

b) Francia

Sigue de cerca a Polonia con un GIP estimado de 20.4 trillones de m^3 (720 Tpc) y 5.1 trillones de m^3 (180 Tpc) de recurso recuperable. Estos recursos se encuentran principalmente en la cuenca de París y en la cuenca del Sudeste. La cuenca de París contiene dos lutitas ricas en materia orgánica, la formación de lutitas negras de edad Toarciano del Jurásico Inferior y las lutitas de edad Pérmico-Carbonífero del Paleozoico. Las formaciones de lutitas más promisorias de la cuenca Sudeste son las lutitas negras Terres Noires de edad Jurásico Superior y las lutitas negras Liásicas de edad Jurásico Inferior.

c) Noruega, Suecia y Dinamarca

Entre el territorio de estos países, se encuentra la lutita Alum, la cual es prometedora en términos de producción. Cuenta con un GIP estimado de 16.7 trillones de m^3 (589 Tpc) con 4.2 trillones de m^3 (147 Tpc) considerados técnicamente recuperables.

d) Otros

Otros países con promisorio desarrollo de lutitas gasíferas son Alemania (lutitas Wealden y Posidonia), Países Bajos (lutitas Posidonia y Namuriano), Reino Unido e Irlanda (lutitas Bowland y Liásica), Hungría, Rumania y Eslovaquia, estos últimos compartiendo la cuenca Pannonia-Transilvania, entre otros países.

La Fig. 2.37 muestra las principales cuencas de lutitas gasíferas de Europa.

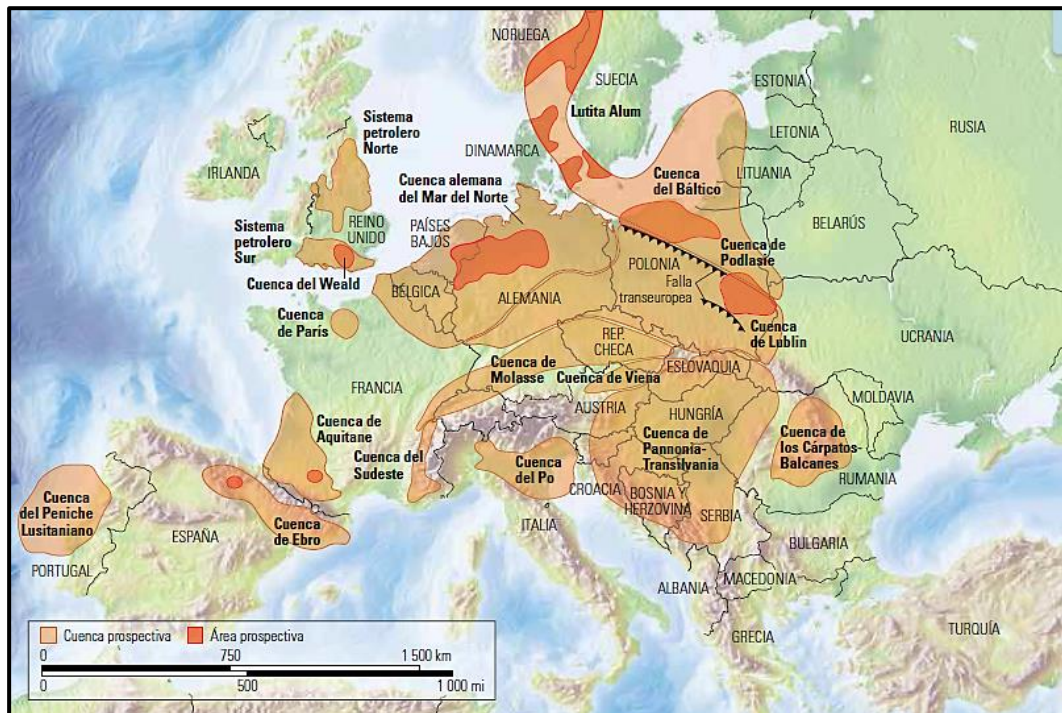


Fig. 2.37 Cuencas de lutitas gasíferas de Europa. (Tomada de Schlumberger, 2012).

2.4.4 África.

Para este continente existe una seria escasez de información debido a la falta de recursos de exploración y perforación que existe en esa región.

a) Sudáfrica

Es el país más involucrado activamente (de los pocos) en la producción de gas de lutitas. La cuenca Karoo (**Fig. 2.38**) cubre aproximadamente dos tercios del país y es sin duda la más prolífica, con un GIP estimado de 51.9 trillones de m^3 (1 834 Tpc) para la cuenca, siendo 13.7 trillones de m^3 (485 Tpc) técnicamente recuperables.

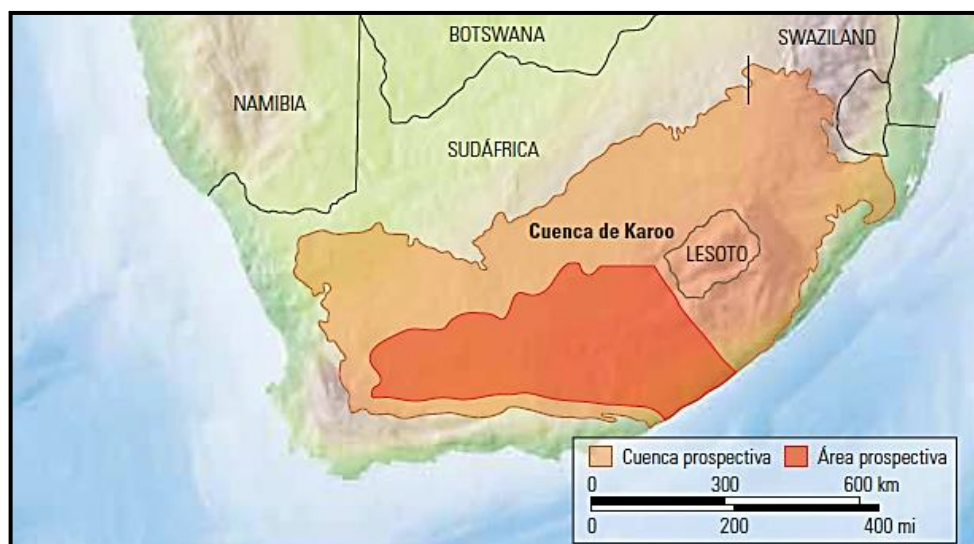


Fig. 2.38 Cuencas de lutitas gasíferas en Sudáfrica. (Tomada de Schlumberger, 2012).

b) Marruecos

Cuenta con la cuenca de Tadla en Marruecos Central y con la cuenca Tindouf, que se extiende a través de Marruecos, el Sahara Occidental, Mauritania y oeste de Argelia (**Fig. 2.39**), que en conjunto cuentan con un GIP estimado de 7.5 trillones de m^3 (266 Tpc), siendo técnicamente recuperables 1.5 trillones de m^3 (53 Tpc).

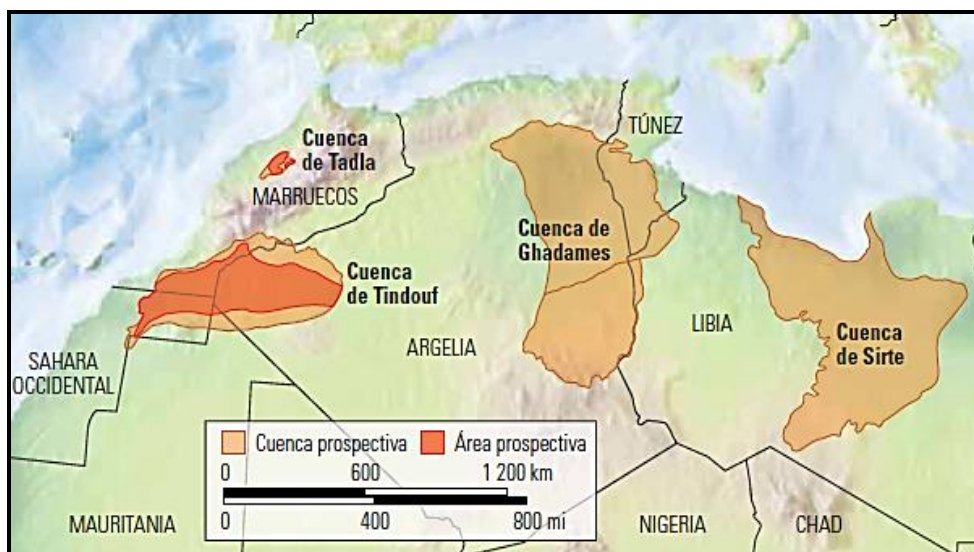


Fig. 2.39 Cuencas de lutitas gasíferas de África Septentrional. (Tomada de Schlumberger, 2012).

2.4.5 Asia.

a) China

Un país con muchos tipos de lutitas ricas en materia orgánica, con un potencial comparable al de América del Norte con un GIP estimado de 144.4 trillones de m^3 (5 101 Tpc) y 36.1 trillones de m^3 (1 275 Tpc) de recurso técnicamente recuperable. Cuenta con dos grandes cuencas de interés: la cuenca Sichuan y la cuenca de Tarím (**Fig. 2.40**).

Existen otras cinco cuencas sedimentarias en China pero son cuencas no marinas y carecen de madurez térmica, si bien esto no ha impedido la exploración y evaluación de su potencial.

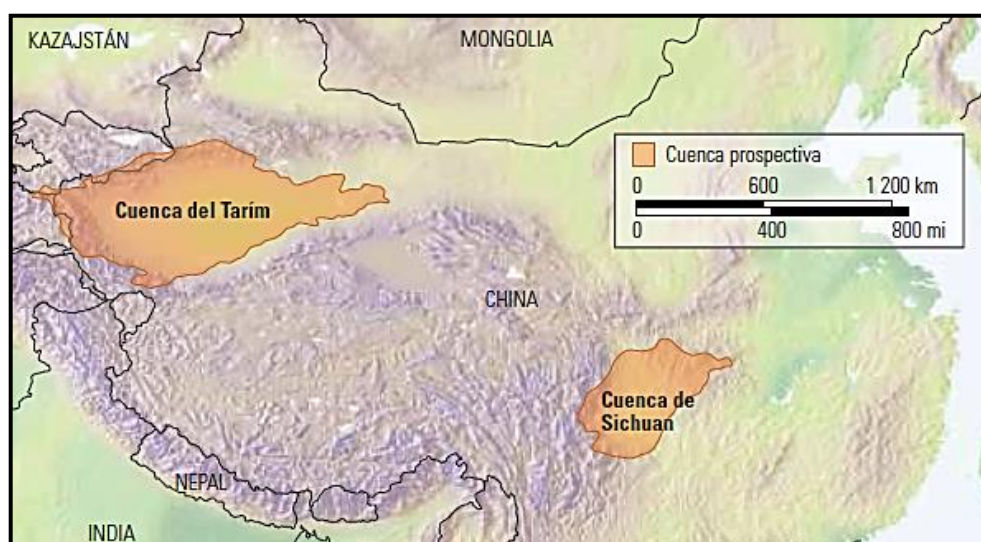


Fig. 2.40 Cuencas de lutitas gasíferas de China. (Tomada de Schlumberger, 2012).

b) India y Pakistán

En la India existen sólo cuatro cuencas que se consideran prioritarias para la exploración, aunque existen diversas cuencas que contienen lutitas ricas en materia orgánica; Pakistán cuenta con una sola cuenca de interés. Las cinco cuencas de interés son (**Fig. 2.41**): cuenca de Cambay, del Valle del Damodar, de Krishna-Godavari, de Cauvery (todas estas en la India) y la cuenca de Southern Indus (mayormente en Pakistán y pequeña parte de la India). El estimado de GIP para las cinco cuencas es de 14 trillones de m^3 (496 Tpc), siendo 3.2 trillones de m^3 (114 Tpc) técnicamente explotables. De estos totales la cuenca de Southern Indus aportará un GIP de 5.8 trillones de m^3 (306 Tpc) y 1.4 trillones de m^3 (51 Tpc) de recurso recuperable.

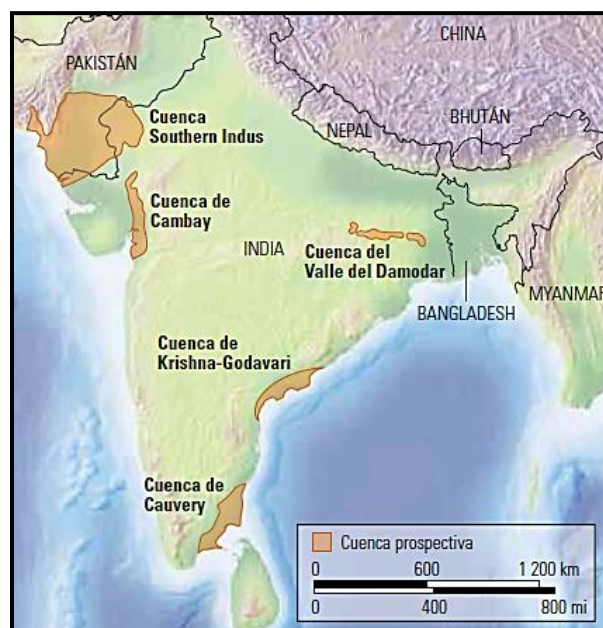


Fig. 2.41 Cuencas de lutitas gasíferas de la India y Pakistán. (Tomada de Schlumberger, 2012).

2.4.6 Oceanía.

a) Australia.

Cuenta con cuatro cuencas básicas con potencial en gas de lutitas (**Fig. 2.42**), las cuales se encuentran ubicadas en las mismas regiones que los campos de metano en carbón. Las principales cuencas consideradas para el desarrollo son las cuencas de Canning, Cooper, Perth y Maryborough, las cuales cuentan con un GIP en conjunto estimado de 39.1 trillones de m^3 (1 381 Tpc), con 11.2 trillones de m^3 (396 Tpc) de gas recuperable.

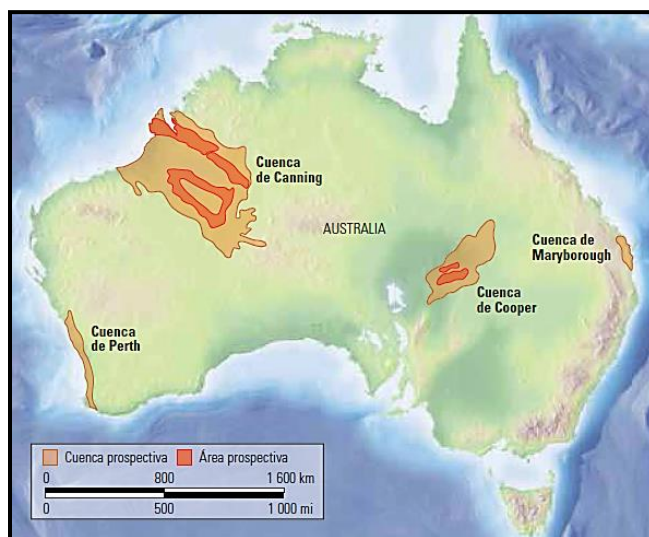


Fig. 2.42 Cuencas de lutitas gasíferas de Australia. (Tomada de Schlumberger, 2012).

Como revisamos al principio del punto 2.4, se pudieron haber considerado a las lutitas como problemas a los que había que abordar en la búsqueda de rocas de calidad yacimiento y la idea de obtener producción comercial a partir de yacimientos de lutitas gasíferas sencillamente no era realista. Pero la industria del petróleo y el gas continúa desarrollando nuevas técnicas y creando nuevas formas de acceso a los hidrocarburos. Y mientras cobra impulso la revolución global que plantea el desarrollo de las lutitas gasíferas, las compañías de exploración recién han comenzado a descubrir qué tienen para ofrecer las lutitas ricas en materia orgánica.

Capítulo 3:

Métodos Directos e
Indirectos para medir
la MT y el COT

3.- Métodos Directos e Indirectos para medir la MT y el COT.

Todas las extensiones productivas (*plays*) de petróleo o gas (**Fig. 3.1**) provienen de rocas generadoras. La viabilidad de cada extensión productiva, convencional o no convencional, petrolífera o gasífera, depende de su roca generadora. Sin esta fuente petrolífera, todos los demás componentes y procesos necesarios para explotar una extensión productiva se vuelven irrelevantes.

El potencial de una formación para la generación de hidrocarburos se relaciona directamente con su volumen, riqueza orgánica y madurez térmica. Si bien el volumen, que es función del espesor y de la extensión areal, no debe ser pasado por alto. La riqueza en contenido orgánico se refiere a la cantidad y tipo de materia orgánica contenida en la roca y se presenta regularmente en valores de COT. La madurez térmica (MT) alude a la exposición de una roca generadora al calor con el tiempo. El calor se incrementa a medida que la roca es sepultada a mayor profundidad por debajo de las capas sucesivas de sedimentos. La transformación térmica de la materia orgánica es lo que hace que una roca generadora produzca petróleo.

En este capítulo nos enfocaremos al análisis de los métodos que nos ayudan en la obtención y/o evaluación de estos dos parámetros esenciales en la caracterización petrofísica y geoquímica de extensiones con potencial para generar hidrocarburos.

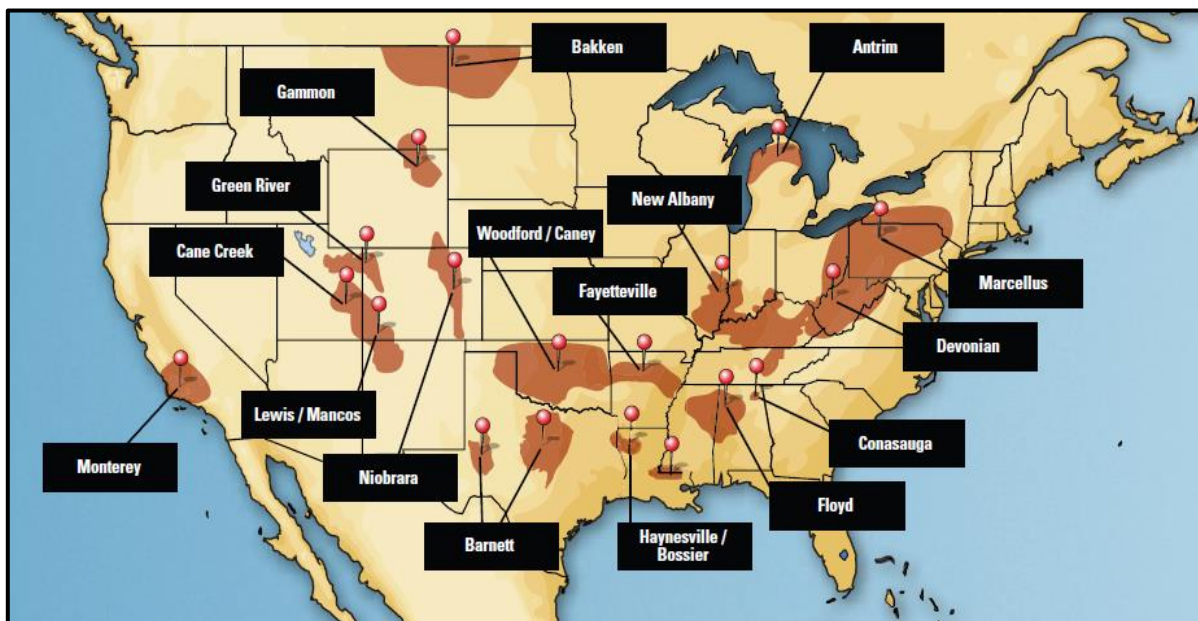


Fig. 3.1 Principales extensiones productivas (*plays*) de lutitas gasíferas en los E.U.A. (Tomada de Halliburton, 2008).

3.1 Evaluación y Fundamentos de las Rocas Generadoras.

Una roca generadora es el resultado de una convergencia de procesos físicos, bioquímicos y geológicos, que culminan en la formación de rocas sedimentarias de grano fino con contenido de materia orgánica rica en carbono e hidrógeno, que puede generar petróleo dada una suficiente exposición al calor y a la presión. Los mecanismos por los cuales se generan el petróleo y el gas varían entre una cuenca y otra. A medida que se libera petróleo, el kerógeno se vuelve más pobre en contenido de hidrógeno. El incremento de la madurez también hace que los compuestos del petróleo inicialmente complejos experimenten un proceso de simplificación estructural; generalmente comienzan con petróleo, continúan con gas húmedo y terminan con gas seco.

La cantidad y tipo de material orgánico incorporado en una roca generadora son controlados, en parte, por las condiciones ambientales y depositacionales (**Fig. 3.2**). Las rocas generadoras se forman en donde las condiciones ambientales sustentan actividades biológicas que producen grandes cantidades de materia orgánica, en donde las condiciones depositacionales concentran esta materia y en donde las condiciones post-depositacionales permiten su preservación. Las contribuciones biológicas al contenido orgánico varían entre fragmentos leñosos pobres en contenido de hidrógeno y componentes algáceos o bacterianos ricos en contenido de hidrógeno. A partir de éstos, se puede formar una diversidad de compuestos orgánicos.

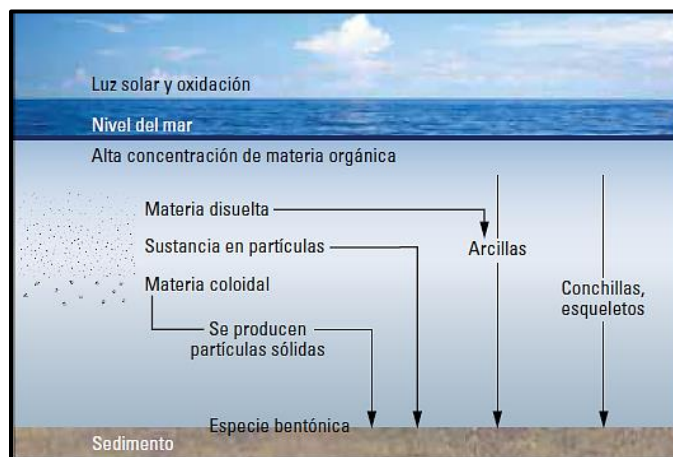


Fig. 3.2 Proceso de deposición de sedimentos y materia orgánica en un ambiente marino.
(Modificada de Barker, C., 1997).

Los minerales, transportados y precipitados en los sedimentos de las rocas generadoras, pueden reaccionar con los compuestos orgánicos y diluir la concentración relativa de materia orgánica presente en los sedimentos. Es posible que este proceso de dilución afecte la capacidad de la roca generadora para

producir y expulsar hidrocarburos. Muchas rocas generadoras ricas en materia orgánica son arcillosas, los carbonatos (generalmente las margas) también pueden conformar excelentes rocas generadoras y yacimientos. Algunos carbonatos pueden contener entre un 10% y un 30% de COT, a diferencia de las lutitas cuyo contenido puede ser inferior al 5%.

Los sedimentos pobres en oxígeno, o anóxicos, constituyen el mejor medio para la preservación de la materia orgánica. Los niveles bajos de oxígeno generan un ambiente reductor que protege el material orgánico de la oxidación, a la vez que restringen la actividad de las especies bentónicas. Las condiciones anóxicas son evidenciadas por las rocas generadoras que exhiben laminillas diminutas (**Fig. 3.3**). Esta condición implica un ambiente hostil para las especies bentónicas que agitan los sedimentos y se nutren de materia orgánica. Por otro lado, estas condiciones se relacionan estrechamente con los ambientes depositacionales de baja energía, reduciendo el intercambio de oxígeno y materia orgánica.

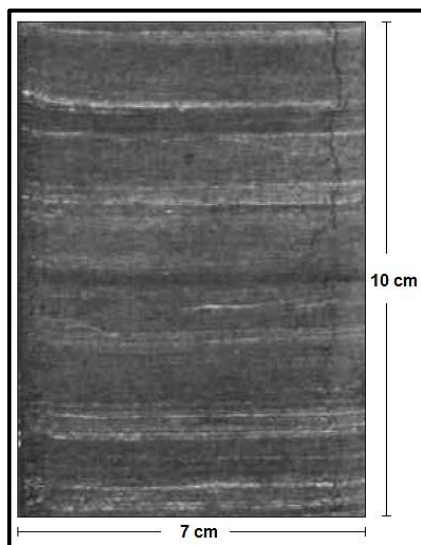


Fig. 3.3 Muestra de núcleo de una roca generadora de ambiente de depósito de baja energía. (Modificada de Schlumberger, 2011).

Existe una relación entre la granulometría y el contenido orgánico de las rocas generadoras. Las rocas generadoras no se forman en ambientes de alta energía, tales como las playas o las barras costeras; la acción de las olas oxigena el depósito y barre los materiales del tamaño de la arcilla y las partículas pequeñas de material orgánico de las arenas, por consiguiente, las arenas generalmente contienen sólo cantidades pequeñas de materia orgánica en comparación con las lutitas. En general, las rocas generadoras de calidad, ya sean carbonatos o bien lutitas, presentan numerosas características en común. Se forman en ambientes anóxicos, o altamente reductores, son generalmente laminadas, poseen un valor de COT que oscila entre alto y moderado, y contienen materia orgánica que se caracteriza por exhibir relaciones entre los átomos de hidrógeno y los de carbono

superiores a 1.2, pero siguen careciendo de un componente crítico: el kerógeno térmicamente maduro (**Fig. 3.4**). La formación de kerógeno maduro requiere calor.

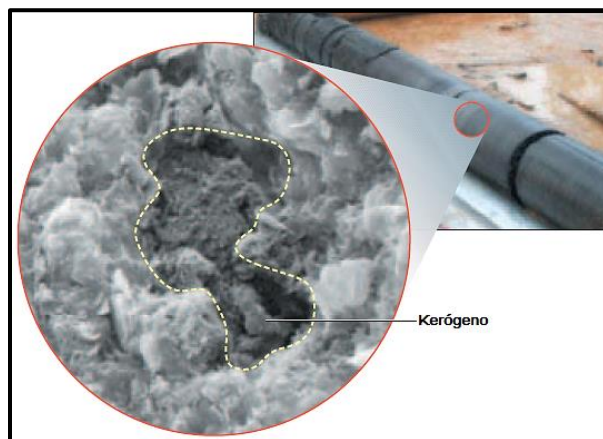


Fig. 3.4 Kerógeno presente en la lutita, obtenida con un microscopio electrónico de barrido. (Tomada de Terratek, 2007).

La presencia de materia orgánica contribuye a la acumulación de hidrocarburos en las lutitas, en forma de gas adsorbido en sitios activos de la superficie, dentro de la materia orgánica porosa. El kerógeno crea además condiciones de mojabilidad mixta de la matriz de lutita, por las que las regiones de lutita cercanas a los sitios donde se encuentra el kerógeno son predominantemente humedecidas con petróleo, y las regiones alejadas del kerógeno son humedecidas con agua.

Es imprescindible hacer hincapié que además de evaluar a los yacimientos, trampas y sellos de las áreas prospectivas, se debe evaluar la capacidad de generación de hidrocarburos de las rocas generadoras. La geoquímica petrolera está mejorando la eficiencia de las operaciones de exploración y producción a través de la caracterización de los elementos y procesos que controlan la riqueza y distribución de las rocas generadoras, lo que provee información valiosa para el modelado de cuencas y sistemas petroleros.

3.2 Interpretación de los Registros Geofísicos de Pozo.

Las respuestas de los registros geofísicos de pozo son particulares en intervalos de lutitas gasíferas (**Fig. 3.5**). Cabe mencionar, que éstas son también el caso cuando se corren registros en lutitas aceítíferas (**Fig. 3.6**). La presencia de kerógeno e hidrocarburos puede dar como resultado alteraciones en las respuestas de los registros de resistividad, densidad, sísmico, neutrones, rayos gamma natural, espectroscopía de rayos gamma y en el de imágenes de microresistividad, puestos en comparación con las respuestas de los intervalos en los que no hay presencia significativa de kerógeno. La experiencia con el registro de resonancia magnética nuclear aún no es suficiente en la etapa de exploración de lutitas gasíferas.

III. Métodos Directos e Indirectos para medir la MT y el COT

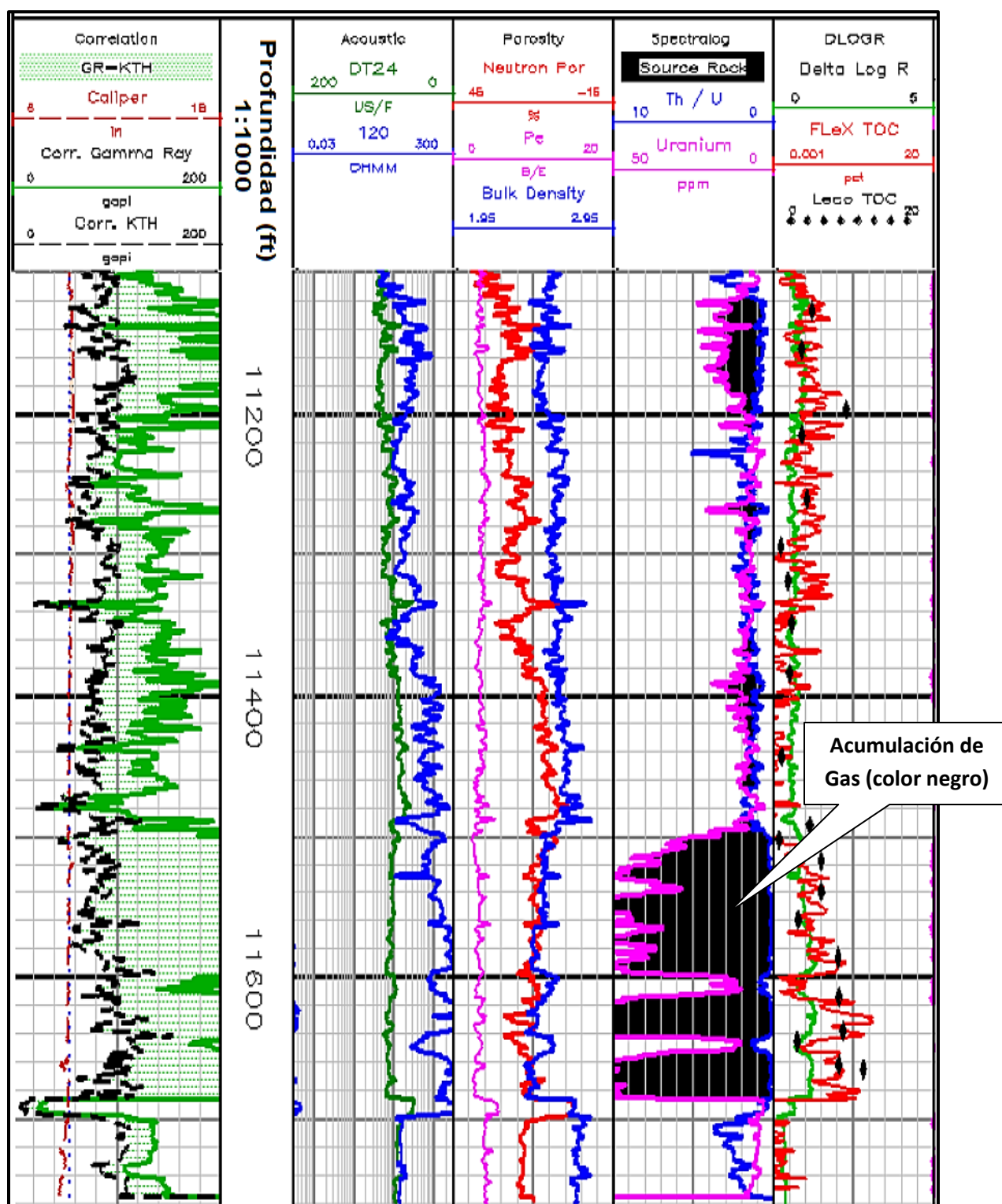


Fig. 3.5 Corrida de registros geofísicos de la lutita Woodford en la ventana de gas seco. Pista 1: Rayos Gamma Total (verde) y Rayos Gamma/Th-K (negro); Pista 2: Resistividad (azul) y Acústico (Sónico; verde); Pista 3: Porosidad neutrón (rojo), densidad (azul) y Pe (factor fotoeléctrico; rosa); Pista 4: Espectroscopia de Rayos Gamma – Uranio (rosa) y Th/U (azul); Pista 5: Medición de COT - $\Delta \log R$ (verde), neutrón pulsado (rojo) y de núcleos LECO® (puntos negros). (Modificada de Society of Petroleum Engineers, 2010).

III. Métodos Directos e Indirectos para medir la MT y el COT

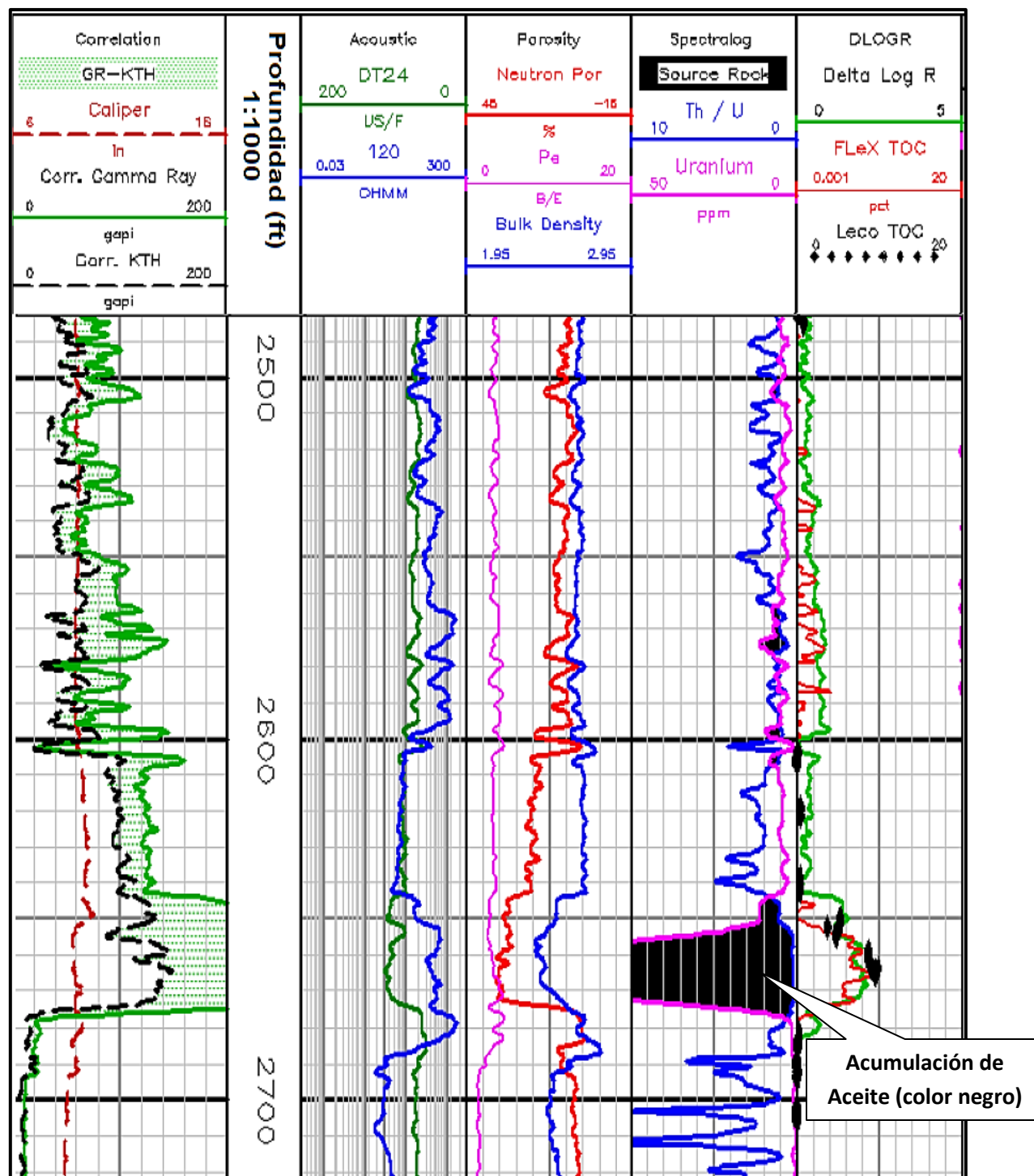


Fig. 3.6 Corrida de registros geofísicos de la lutita Woodford en la ventana de aceite. Pista 1: Rayos Gamma Total (verde) y Rayos Gamma/Th-K (negro); Pista 2: Resistividad (azul) y Acústico (Sónico; verde); Pista 3: Porosidad neutrón (rojo), densidad (azul) y Pe (factor fotoeléctrico; rosa); Pista 4: Espectroscopia de Rayos Gamma – Uranio (rosa) y Th/U (azul); Pista 5: Medición de COT - $\Delta \log R$ (verde), neutrón pulsado (rojo) y de núcleos LECO® (puntos negros). (Modificada de Society of Petroleum Engineers, 2010).

3.2.1 Registro de Resistividad.

En el registro de resistividad (**Fig. 3.5 y 3.6**, Pista 2) por el tipo de arcilla y su porcentaje en volumen, la presencia de kerógeno e hidrocarburos aumenta la resistividad de la roca. Estas rocas pueden contener una variable en el % de arcilla, entre 30 y 70% de acuerdo a los estudios realizados hasta la fecha; al aumentar el % de arcilla la resistividad de la roca disminuye. Sin embargo, la propiedad de la arcilla que más afecta a la resistividad de la roca es la capacidad de intercambio catiónico (CEC) que varía en función del tipo de arcilla y de capas mezcladas; cuanto mayor sea el CEC menor será la resistividad de la roca. Los intervalos de gas de lutitas son más resistivos que los estratos adyacentes ricos en arcilla que reportan niveles muy bajos de kerógeno o están libres de kerógeno. Dentro de un intervalo simple de lutitas gasíferas, la presencia de kerógeno puede ser gradual resultando una curva en forma de campana y la respuesta del registro eléctrico secuencial como se reporta por Passey (2010). En los casos de kerógeno sobremaduro y cuando se ha producido grafito, el efecto consiste en una reducción drástica de la resistividad ya que el grafito es conductivo.

3.2.2 Registro de Densidad y Factor Fotoeléctrico.

El kerógeno y el gas son de baja densidad (ρ_b) y de bajo factor fotoeléctrico (P_{ef}); como resultado, altos niveles de los componentes citados reducen la densidad y el factor fotoeléctrico de la roca (**Fig. 3.5 y 3.6**, Pista 3). También la densidad de la matriz del kerógeno (ρ_{ma}) es muy baja, similar a la densidad del agua; es por estas razones que si el volumen del kerógeno no se calcula con exactitud, el posterior cálculo de la porosidad será incorrecto, proporcionando valores más altos que los reales. Por otro lado, algunos autores han hecho correlaciones entre la densidad de la formación (ρ_b) y COT mediante el análisis anterior, reportando resultados satisfactorios en la estimación del COT utilizando mediciones del laboratorio con base en la densidad de roca, cuya aplicación podría extenderse a la interpretación del registro.

3.2.3 Registro de Rayos Gamma y Espectroscopía de Rayos Gamma.

La presencia de lutitas incrementa el nivel de radioactividad natural de la formación. Es normalmente fácil distinguir entre estratos ricos en arcilla y capas arenosas (**Fig. 3.5 y 3.6**, Pista 1). Anormalmente la alta radioactividad natural en las lutitas gasíferas es principalmente causada por la presencia de concentraciones de uranio o iones de uranio, por ejemplo como un resultado de condiciones reductivas en el ambiente marino. En conclusión, es altamente recomendable utilizar una herramienta de Espectroscopia de Rayos Gamma (NGT) para evaluar tales formaciones. La habilidad para separar niveles de

radiación por thorio (TH), potasio (K) y uranio (U) es altamente ventajosa con respecto al registro de Rayos Gamma (**Fig. 3.5 y 3.6**, Pista 5). La opinión generalizada es que la illita, mica y feldespato son los principales contribuyentes del potasio; los minerales arcillosos detríticos (adsorbidos) y las micas son los principales contribuyentes de thorio, y los iones de uranio son los principales contribuyentes de uranio. El efecto de la montmorillonita, clorita y caolinita en los niveles de radiación es menos significativo. Las relaciones entre TH-K-P_{ef}, ajustados por el análisis de laboratorio son algunas de las opciones que se utilizan para distinguir los minerales ricos en arcilla.

3.2.4 Registro Sónico.

El kerógeno y el gas tienen un alto tiempo de tránsito acústico (Δt), por lo que un gran volumen de estos componentes incrementan el tiempo de tránsito compresional (**Fig. 3.5 y 3.6**, Pista 2). Como resultado el registro sónico ofrece estimaciones exageradas de porosidad cuando el gas y el kerógeno están presentes, ésto cuando no es posible contrarrestar los efectos de esos componentes. Algunas publicaciones también informan sobre un posible impacto en la respuesta de la onda de corte (Passey, 2010) y sobre la correlación que existe entre Δt y COT que parece fiable en muchos casos. El método $\Delta \log R$ como se ha mencionado, se utiliza para detectar áreas potencialmente productivas y para estimar COT.

3.2.5 Registro de Neutrón Compensado.

Este es uno de los registros convencionales menos usados para detectar y evaluar contenido orgánico y potencial productor de las lutitas gasíferas. Los registros de neutrón son afectados por el hidrógeno en la materia orgánica, el hidrógeno en las arcillas y además por el hidrógeno en el agua y los hidrocarburos presentes, que también afectan la medida de porosidad de los registros neutrón (**Fig. 3.5 y 3.6**, Pista 3). Es también creído que la porosidad medida del kerógeno es alta, pero su uso en la detección y la estimación del COT ha sido limitado. También se cree que el índice de hidrógeno del kerógeno es más bajo que el del agua, por lo tanto, la porosidad tiende a reducirse de acuerdo con la cantidad de kerógeno presente. El gas en sitio tiende a reducir la porosidad, ya que tiene un índice de hidrógeno menor que el agua, aunque la cuantificación de los efectos de la reducción de la porosidad debido a la falta de hidrógeno en el gas y el kerógeno es bastante compleja en este tipo de roca. En efecto, los registros combinados de neutrón-densidad son de uso limitado en la localización de gas y kerógeno debido al fuerte impacto de las arcillas que aumentan la porosidad o debido a la presencia de calcita y dolomita que resultan en respuestas complejas y contrastantes del registro de neutrones. Específicamente, la calcita tiende a reducir la porosidad de las lutitas gasíferas y ésto puede ser confundido con los efectos del gas. Este tipo

de registro se ve menos afectado por la condición de las paredes del pozo, aunque cualquier otro factor que puede alterar la formación en áreas cercanas a las paredes del pozo puede tener un impacto sobre la calidad de esta medición.

3.2.6 Registro de Resonancia Magnética Nuclear (NMR).

En estos yacimientos, el cálculo de la porosidad con registros convencionales es difícil de realizar, dado entre otros factores, la dificultad en determinar con precisión los parámetros de la matriz tales como la composición mineral y el contenido de kerógeno, además de la incertidumbre con respecto a las propiedades de los minerales arcillosos y el kerógeno (densidad, tiempo de tránsito, etc). Las técnicas del NMR son altamente útiles para estimar la porosidad en yacimientos no convencionales dado que no dependen de las características de la matriz en la ausencia de minerales paramagnéticos. Sin embargo, el contenido de gas, incluso en los casos de baja porosidad, puede afectar negativamente a la precisión del registro NMR. Aún no hay suficientes evidencias en lo que respecta a estos efectos y su impacto sobre la cifra final de porosidad del NMR, por lo tanto, en el uso de esta técnica es importante tener en cuenta que es un proceso en continua evolución. El trabajo de Sigal (2011) es de particular interés a este respecto.

3.2.7 Registro de Imagen Microresistivo.

En el lodo base agua, los colores de una imagen microresistiva de una zona con alto contenido de kerógeno tienden a ser claros, mientras que en las zonas arcillosas adyacentes de bajo o nulo contenido de kerógeno los colores son más oscuros. En la industria se ha destacado el uso de imágenes microresistivas para corroborar la detección y cuantificación de kerógeno con alta resistividad (R_t) y bajo factor fotoeléctrico (P_{ef}). Las respuestas del kerógeno no deben confundirse con las de las capas calcáreas o siliciclásticas compactas, depósitos de carbón, o las de acumulaciones de minerales altamente resistivos. Se ha reportado de que en lodo base aceite, esta técnica de imagen es todavía fiable, con la condición de que el lodo no perturbe o invada profundamente la formación, y que no haya fracturas naturales abiertas que podrían hacer que el proceso de interpretación sea más difícil.

Se ha analizado que en los registros de Densidad y Factor Fotoeléctrico, en el de Resonancia Magnética y en el de Imagen Microresistivo, el diámetro del agujero del pozo y la estabilidad de las paredes del mismo son críticos para este tipo de registros, la profundidad de invasión de filtrado y el tipo de fluido invasor deben ser conocidas con el fin de utilizar estas técnicas; aunque en este tipo de roca los cambios en la formación cerca de las paredes del pozo puede deberse a otros factores además de la invasión del filtrado de lodo.

La **Fig. 3.7** es una prospección con datos de registros existentes. Los petrofísicos utilizan los datos de los registros triple combo convencionales para identificar los posibles formaciones de lutita ricas en materia orgánica. Los últimos 50 pies de este registro abarcan una lutita convencional (sombreado azul). Los rayos gamma (Pista 1) indican menos de 150 API. La resistividad (Pista 2) es baja y tiene un valor estable. Las porosidades de los registros de densidad y neutrón (Pista 3) están separadas y muestran poca variabilidad. En comparación con la lutita convencional, la sección de lutita orgánica (sombreado rosa) tiene mayores lecturas de rayos gamma, valores de resistividad más elevados y variables, y mayores valores de porosidad del registro de densidad; la porosidad neutrón tiene un mayor grado de variabilidad. La porosidad neutrón a menudo es menor en las lutitas orgánicas debido a que éstas tienen un menor volumen de agua ligada.

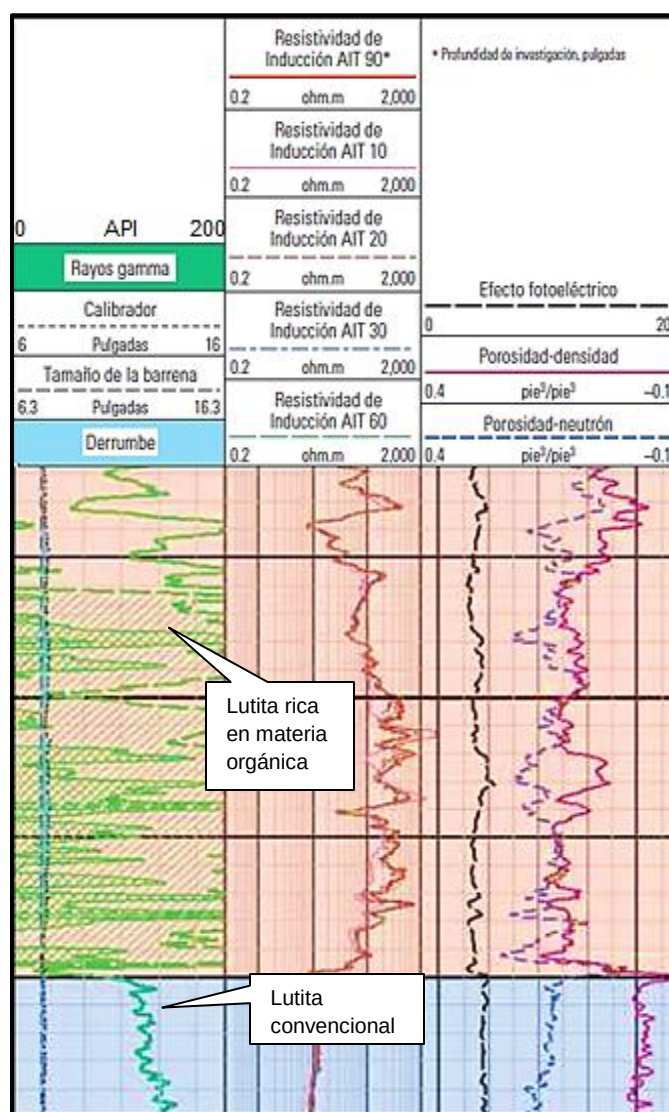


Fig. 3.7 Registro de una lutita gasífera. Las lutitas gasíferas se caracterizan por una intensa actividad de rayos gamma, alta resistividad, baja densidad volumétrica y bajo efecto fotoeléctrico, en comparación con las lutitas convencionales. (Modificada de Schlumberger, 2011).

3.3 Métodos de Medición de Madurez Térmica (MT).

3.3.1 A partir de Núcleos.

3.3.1.1 Pirólisis Rock-Eval.

Algunos compuestos del petróleo presentes en la roca generadora son liberados a temperaturas inferiores a las necesarias para descomponer el kerógeno. Mediante el monitoreo de los compuestos liberados durante un período de incremento constante de la temperatura, los geoquímicos pueden determinar la cantidad de petróleo generado respecto del potencial total de una roca. Por otra parte, la temperatura correspondiente a la liberación máxima de gas constituye una indicación de la madurez de la roca generadora.

La técnica de Pirólisis Rock Eval que se describirá en este apartado está basada en la metodología descrita por Espitalié. Por definición la pirólisis consiste en el calentamiento de la materia orgánica en ausencia de oxígeno. Esta técnica proporciona información de la cantidad, tipo y madurez térmica de la materia orgánica asociada. Esta simple técnica puede ser realizada tanto en laboratorios como en las propias instalaciones del pozo, ya que no requiere de equipo altamente sofisticado y/o especializado. Además, los especialistas que realizan la pirólisis utilizan muestras de roca completa, ya que no es necesario un tratamiento previo.

El analizador de pirólisis Rock Eval (**Fig. 3.8**) se ha convertido en un estándar en la industria petrolera en materia de evaluación de rocas generadoras de hidrocarburos. Siendo una herramienta en la geoquímica del petróleo, esta técnica de pirólisis programada consiste en someter las muestras de rocas a altas temperaturas, lo que permite a los investigadores lograr resultados, cuya obtención habría requerido millones de años en una cuenca sedimentaria.

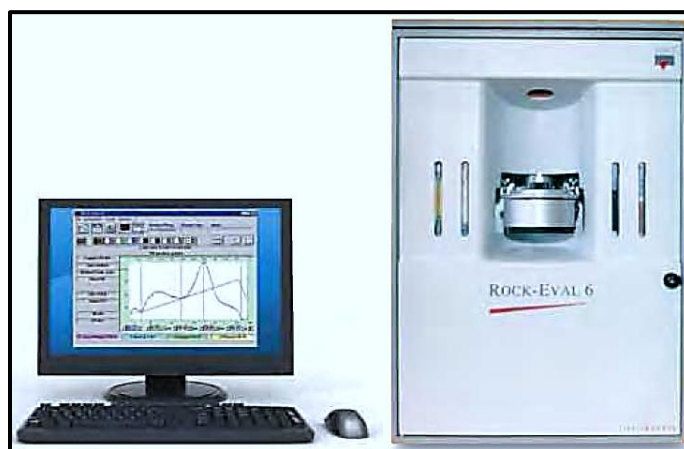


Fig. 3.8 Se muestra un pirolizador (analizador de pirólisis Rock-Eval 6) que registra gases liberados de la muestra durante el proceso de calentamiento. (Tomada de Schlumberger, 2011).

Metodología

Esta técnica requiere solo 100 mg (0.00022 lbm) de roca pulverizada y permite analizar una muestra en cuestión de minutos. La versión más moderna del aparato Rock Eval utiliza tanto hornos de pirólisis como hornos de oxidación para calentar las muestras en una serie programada de etapas que oscilan entre 100 y 850 °C (212 y 1,562 °F). Los análisis de las muestras son automatizados, los resultados se computan antes de ser tabulados y anotados en un registro.

Durante este proceso, las muestras son calentadas bajo una atmósfera inerte de helio o nitrógeno. Los compuestos orgánicos liberados a través del proceso de calentamiento son medidos con un detector de ionización de llama (FID). Los detectores infrarrojos (IR) sensibles miden el CO y el CO₂ durante los procesos de pirólisis y oxidación. Un termocople monitorea las temperaturas. Estas mediciones se registran en una gráfica denominada pirograma (**Fig. 3.9**). Los resultados ayudan a los geoquímicos a caracterizar el tipo de materia orgánica presente en una roca generadora y determinar la evolución térmica de una muestra y su potencial para la generación de hidrocarburos residuales.

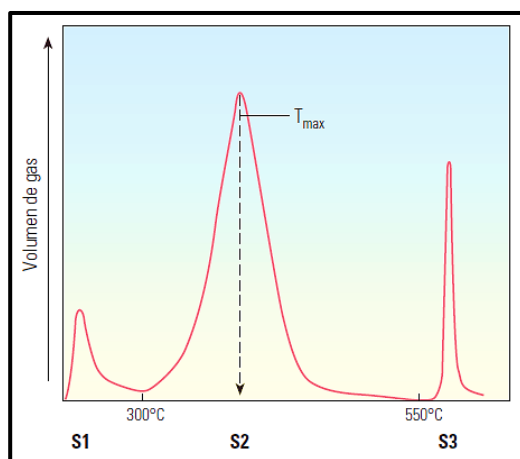


Fig. 3.9 Tipo de pirograma que muestra picos de gas vs temperatura. Los picos S1, S2 y S3 son mediciones de hidrocarburos libres y generados durante la prueba.
(Tomada de Schlumberger, 2006).

Este método consiste en dos etapas de calentamiento. Durante la primera etapa la temperatura se mantiene constante a 300 °C (572 °F) durante varios minutos. A esta temperatura, el aceite se libera. La masa del aceite libre tiene el potencial de ser una medición directa del aceite generado en el subsuelo. Sin embargo, su utilidad es a menudo comprometida cuando otros hidrocarburos, tales como los presentes en los fluidos de perforación (lodo base aceite) contaminan la muestra. Cuando la contaminación no se involucra es buena evidencia de la generación de aceite en el pasado.

Durante la segunda etapa de calentamiento, la muestra es calentada a un ritmo de temperatura programada de 25 °C (45 °F) por minuto hasta alcanzar como máximo los 850 °C (1,562 °F), aproximadamente. Entre estas temperaturas el kerógeno generador libera gases hidrocarburos debido al craqueo térmico. Entre los 300 y 400 °C (572 y 752 °F) los compuestos del kerógeno que contienen oxígeno se descomponen en dióxido de carbono (CO_2) y monóxido de carbono (CO). La masa de estos componentes es una medida de la cantidad de oxígeno orgánico que está contenida en la muestra.

Este programa de aplicación de calor controlado es ilustrado mediante una serie de picos indicados en un pirograma como el de la **Fig. 3.10**. Los valores de pirólisis mostrados en la computadora son presentados comúnmente en una tabla, los cuales son: T_{max} , S1, S2, S3, S2/S3, S4, S5, PC y COT.

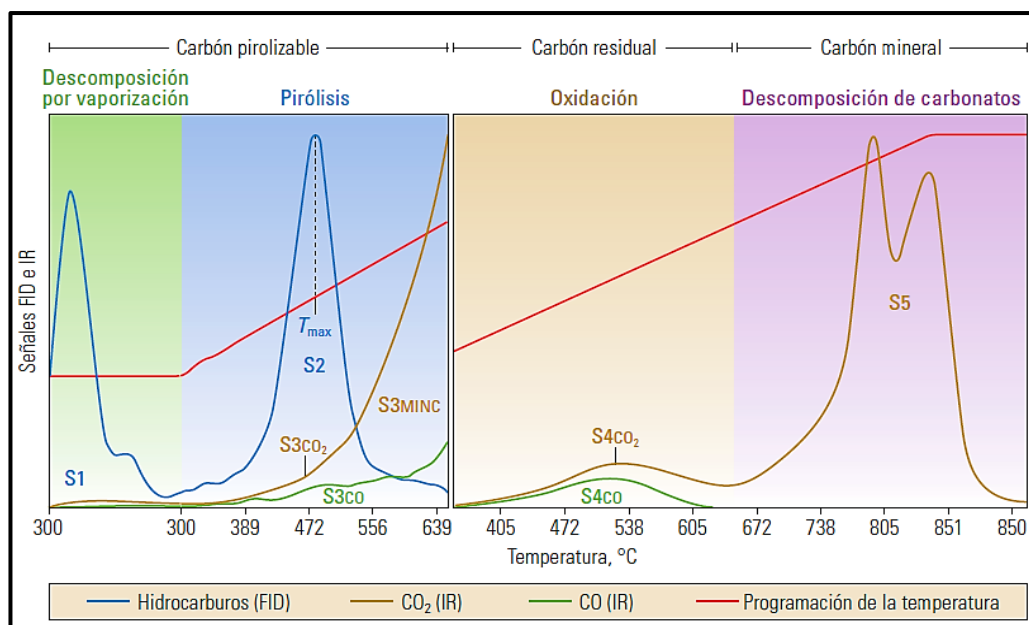


Fig. 3.10 Resultados del proceso programado de pirólisis, éstos se computan para determinar los volúmenes de carbono pirolizable, carbono residual, carbono mineral y COT. (Tomada de Schlumberger, 2011).

El primer valor, T_{max} representa la temperatura del horno de pirólisis durante el período de máxima generación de hidrocarburos. Las temperaturas del proceso de pirólisis también se registran y producen un pico. El valor de T_{max} se alcanza durante la segunda etapa de la pirólisis, en que el craqueo del kerógeno y los hidrocarburos pesados produce el pico S2. El conocimiento de la cantidad de calor necesaria para formar los diversos compuestos químicos en la roca puede ayudar a los geoquímicos a comprender la historia de la roca y el grado de madurez térmica que ya ha experimentado. El valor de T_{max} no debe confundirse con las

temperaturas geológicas, pero puede resultar útil para caracterizar la evolución térmica de la materia orgánica (**Tabla 3.1**).

Etapa	T _{max}
Inicio de la generación del aceite	---
Kerógeno Tipo I	~ 445 °C
Kerógeno Tipo II	~ 435 °C
Kerógeno Tipo III	~ 440 °C
Inicio de la generación del gas	~ 460 °C

Tabla 3.1 Temperaturas máximas en las etapas de evolución térmica de la materia orgánica.

El segundo valor, S1, registra los hidrocarburos libres que son liberados de la muestra de roca sin separar el kerógeno durante la primera etapa de calentamiento a una temperatura de 300°C. Estos hidrocarburos se generaron en el subsuelo, pero fueron expulsados de la roca recién durante el proceso de pirólisis. El pico S1 representa cuántos miligramos de hidrocarburos libres pueden destilarse por efectos de la temperatura a partir de un gramo de la muestra.

El tercer valor, S2, registra los hidrocarburos que son liberados de la muestra durante la segunda etapa de aplicación de calor programado del proceso de pirólisis. Estos hidrocarburos son generados a partir del craqueo de los hidrocarburos pesados y la descomposición térmica del kerógeno. El pico S2 representa los miligramos de hidrocarburos residuales contenidos en un gramo de roca, por lo que indica la cantidad potencial de hidrocarburos que podría seguir produciendo la roca generadora si continuara el proceso de maduración térmica. Esta lectura puede tener implicaciones importantes para la evaluación de las lutitas petrolíferas.

El cuarto valor o pico S3 representa el CO y CO₂ que se libera a partir del craqueo térmico del kerógeno durante la pirólisis, expresado en miligramos por gramo de roca. La razón S2/S3 representa una medida de la cantidad de hidrocarburos que pueden ser generados de una roca relativa a la cantidad de CO₂ orgánico liberado durante el incremento de temperatura; esta razón es considerablemente baja para los kerógenos tipo II y tipo I debido a la materia orgánica que los conforman.

La técnica Rock-Eval proporciona una diversidad de mediciones de CO₂. Después de la pirólisis, el carbono orgánico residual se oxida en un horno independiente para producir el pico S4. La medición de S4 puede separarse en los componentes dióxido de carbono y monóxido de carbono para proveer los picos S4CO₂ y S4CO. Un pico de CO₂ independiente, el pico S5, refleja el dióxido de carbono derivado de la descomposición de los minerales de carbonatos presentes en la muestra.

El valor de carbón pirolizable (PC) es definido como la razón $(S1+S2)/10$ y es otro indicador del tipo de materia orgánica. El kerógeno tipo I da valores de PC alrededor del 80%, el kerógeno tipo II alrededor del 50%, y el kerógeno tipo III entre 10-30%. El valor de COT se deriva de la suma de los parámetros S1, S2 y S4 y es dado en % en peso.

Índices importantes

Consideradas en conjunto, estas mediciones obtenidas con el método de pirólisis proporcionan conocimientos acerca de la composición química y la madurez de la materia orgánica contenida en la roca generadora (**Tabla 3.2**). La relación existente entre estos componentes constituye la base para los diversos índices utilizados en la interpretación de las características de las rocas.

Calidad de la roca generadora	Pico S2 de pirólisis (mg de HC/g de roca)	Hidrocarburos (ppm)
No generadora	< 2	< 200
Pobre	2 - 3	200 -500
Regular	3 - 5	500 - 800
Buena	5 - 10	> 1200
Muy buena	> 10	

Tabla 3.2 Criterios de evaluación de las rocas generadoras con datos de la pirólisis.

a) Índice de hidrogeno (HI)

El HI se obtiene a partir de la relación entre el hidrógeno y el COT; se define como:

$$HI = 100 * \frac{S2}{COT} \quad (\text{Ec. 3.1})$$

El HI es proporcional a la cantidad de hidrógeno contenido en el kerógeno, es un indicador de la presencia de hidrógeno no oxidado en el sistema, un HI alto indica un mayor potencial para la generación de petróleo (**Tabla 3.3**). El tipo de kerógeno también puede inferirse de este índice.

Producto	Índice de hidrógeno
Gas	50 - 200
Gas y Aceite	200 a 300
Aceite	> 300

Tabla 3.3 Valores típicos de índice de hidrogeno en los hidrocarburos expulsados por la roca generadora.

b) Índice de oxígeno (OI)

El OI se obtiene a partir de la relación entre el CO₂ y el COT, se define como:

$$OI = 100 * \frac{S3}{COT} \quad (\text{Ec. 3.2})$$

El OI se relaciona con la cantidad de oxígeno contenido en el kerógeno, es indicador de la riqueza de gas y es útil para el análisis de la madurez o el tipo de kerógeno.

c) Índice de producción (PI)

El PI se obtiene a partir de la relación existente entre los hidrocarburos generados durante la primera y la segunda etapas del proceso de pirólisis, es un indicador de la madurez por temperatura y se define como:

$$PI = \frac{S1}{S1+S2} \quad (\text{Ec. 3.3})$$

Esta relación se utiliza para caracterizar la evolución de la materia orgánica porque el índice PI tiende a incrementarse gradualmente con la profundidad en una roca de grano fino. Además, tiende a incrementarse con la maduración de la roca generadora antes de la expulsión de los hidrocarburos, conforme los componentes térmicamente degradables del kerógeno se convierten en hidrocarburos libres. Los valores anormalmente altos de S1 y PI también pueden ser utilizados para identificar acumulaciones de petróleo o capas productoras impregnadas.

Interpretación de datos

La pirólisis Rock Eval permite una evaluación rápida del tipo, cantidad y madurez de la materia orgánica, así se tiene información del rendimiento en el potencial de generación de hidrocarburos. La producción de los hidrocarburos mediante pirólisis está vinculada a la cantidad de hidrógeno que aún contiene la roca, y por lo tanto, a su nivel de madurez, mientras la roca es más madura, la cantidad de hidrógeno que contiene es menor por lo que se necesitará la mayor cantidad de energía para liberar los hidrocarburos.

El potencial de generación representa la cantidad máxima de hidrocarburos que podría originar una roca generadora suficientemente madura; se define como la suma de S1 + S2. Por consiguiente, da cuenta de la cantidad de hidrocarburos que ya ha generado la roca (S1) y de la cantidad que la roca podría seguir produciendo si el proceso de maduración continuara (S2). Se expresa como kilogramos de hidrocarburos por tonelada métrica de roca.

El nivel de madurez térmica es deducido de los valores de $T_{\max}$. En general, valores de $T_{\max} < 435^{\circ}\text{C}$ indican materia orgánica inmadura. Valores entre 435 y 455°C indican condiciones de la “ventana del aceite”. Valores entre 455 y 470°C son considerados transicionales. Una $T_{\max}$ más alta que 470°C representa la zona de gas húmedo y sobremaduración de la materia orgánica. El nivel de madurez térmica para el kerógeno tipo I es a menudo más alta que para los otros tipos de kerógeno.

Los datos de $T_{\max}$ para muestras con picos $S_2 < 0.2\text{mg HC/g}$ puede ser inexacto debido a que el pico S_2 llega a ser tan ancho y bajo que no hay parte superior afilada y, por lo tanto, el analizador toma cualquier punto como la parte superior del pico. Por esta razón, si hay muy poca materia orgánica en la roca, los valores de $T_{\max}$ son dispersos y poco fiables. Los valores de $T_{\max}$ también pueden ser abatidos por la presencia de resina de árbol fósil o pueden ser aumentados por la presencia de otros compuestos orgánicos, tales como la gilsonita. Para el mismo nivel de maduración, las rocas ricas en carbonato generalmente dan valores de $T_{\max}$ más bajos que muestras ricas en arcilla.

Por otro lado, los índices HI y OI son especialmente útiles para el análisis del tipo y la maduración del kerógeno. Graficados en un diagrama de Van Krevelen, el kerógeno tipo I poseen un HI alto y un OI bajo. El kerógeno tipo III se caracteriza por exhibir un HI bajo y un OI alto. Entre estos dos extremos se encuentra el kerógeno tipo II. Durante la etapa de maduración, el OI tiende a reducirse, en tanto que el HI inicialmente se mantiene casi constante. Cuando el kerógeno ingresa a la ventana de petróleo, el HI disminuye. El PI tiende a incrementarse con la profundidad de sepultamiento. Este tipo de información proporciona a los geoquímicos indicaciones valiosas para evaluar el potencial que tiene una roca de generar petróleo y gas mediante la determinación de la cantidad, tipo y maduración de la materia orgánica.

Hoy en día dos tipos de diagramas son ampliamente usados para interpretar el tipo de materia orgánica. Estos diagramas son el HI vs $T_{\max}$ y el HI vs OI. Ambos diagramas ofrecen información sobre el tipo de kerógeno dominante, aunque el primero también da una idea aproximada del nivel de madurez. Para muestras que contienen menos de 0.5 %w de COT los valores de OI pueden ser anormales debido a la adsorción del CO_2 y el O_2 .

El diagrama HI vs $T_{\max}$ está basado en la cantidad de hidrógeno que contiene el kerógeno y la cantidad de energía necesaria para producir hidrocarburos de ese tipo de kerógeno en el laboratorio y a un corto tiempo. El pirograma HI vs OI definido por Espitalié proporciona información aproximada sobre el tipo de materia orgánica que representa la proporción de hidrógeno ligada a la estructura

orgánica. El HI representa la riqueza de hidrógeno y el OI el contenido de oxígeno orgánico de las muestras, ambos relativos al COT.

El PI es también parte indicativa del grado de madurez térmica. En general, valores de PI < 0.4 indican materia orgánica inmadura, valores entre 0.4 y 1 indican materia orgánica madura y valores superiores a 1.0 son indicativos de materia orgánica sobremadura. Muestras de afloramientos comúnmente muestran disminución en los picos S1 y S2 y valores altos en el pico S3 debido al intemperismo. Sedimentos inmaduros producen comúnmente picos S1 y S2 poco separados que pueden conducir a resultados anómalos. La oxidación es la forma más común de la degradación de la materia orgánica. La oxidación elimina hidrógeno y añade oxígeno al kerógeno y, por lo tanto, los valores de HI son generalmente más bajos y los valores de OI más altos para muestras de afloramientos que para las muestras frescas de núcleos.

El poder del análisis Rock-Eval en los pozos es una función directa del espaciamiento estrecho de las muestras, por lo que se requiere disponer de muestras cada 10 m (33 pies) de profundidad, sin importar la litología. No obstante, la pirólisis no debe utilizarse sin el soporte del análisis geoquímico. Para las muestras críticas, las interpretaciones de los resultados del proceso de pirólisis deben ser verificadas mediante otros métodos.

Limitaciones de la técnica Pirolisis Rock Eval

El origen del tipo dominante de la materia orgánica que se encuentra en una muestra puede ser definido con base en datos de pirólisis. En muchos estudios, de valores como el HI se han utilizado para evaluar el tipo de materia orgánica. Un HI alto es generalmente interpretado como indicador de materia orgánica marina rica en lípidos, mientras valores bajos del HI se interpretan comúnmente como indicativos de la materia orgánica terrestre. Por lo tanto, las variaciones en HI pueden a menudo ser indicativas de las variaciones de la distancia a las áreas continentales y lo cambiante de los ambientes de depósito. La disminución del HI se interpreta comúnmente como el aumento de la proximidad a líneas costeras, y por el contrario, el HI aumenta con el ajuste de la profundidad de sedimentación. El descenso del HI hacia las costas es probablemente debido tanto a la pobre preservación en aguas menos profundas como al incremento en el aporte de sedimentos terrígenos. Las corrientes de turbidez de la materia orgánica terrestre con reposición simultánea de la superficie del agua intersticial pueden inducir valores anormalmente bajos de HI.

Sin embargo, existe el riesgo de simplificar demasiado en la interpretación de los datos de pirólisis que deberían ser respaldadas por otros datos como

sedimentológicos y paleontológicos. Por ejemplo la materia orgánica marina tipo II puede degradar químicamente a una mezcla de los tipos II y III. De hecho, las variaciones en la matriz mineral y el enriquecimiento orgánico afectan tanto al hidrocarburo como a la producción de CO₂ y, por lo tanto, también afectan a los índices HI y OI. Por ejemplo, la presencia de algunos elementos tales como azufre produce una disminución sustancial en los valores de HI y un incremento en los de OI, así que el kerógeno tipo I da una respuesta típica del kerógeno tipo III. Los indicadores de pirólisis del nivel de madurez térmica, tal como T_{max} y PI también se ven afectados por la presencia de azufre en la matriz de la muestra de roca en estudio. Los altos niveles de azufre inducen la disminución en los valores de T_{max} y aumento en los valores de PI.

3.3.2 A partir de Registros.

3.3.2.1 Índice de Madurez (LMI).

Considerando la importancia de la madurez térmica en la evaluación de las lutitas gasíferas, sería necesario desarrollar una metodología para la estimación de este parámetro directamente de datos de registros de pozo. Muchas de las investigaciones que estiman los parámetros geoquímicos de los registros de pozo, se han centrado en la evaluación de COT. Mallick y Raju (1995) usaron el registro sísmico y la velocidad sísmica para determinar la madurez térmica en la cuenca Upper Assam, en la India. Ellos usaron la simple consideración que la reflectancia de la vitrinita típicamente incrementa con la profundidad de sepultamiento como una función del tiempo y la temperatura y esto se acompaña de un decremento en el intervalo de tiempo de tránsito derivado del registro. Zhao (2007) definió un índice de madurez usando tres tipos de registro a agujero descubierto: porosidad-neutrón, resistividad de investigación profunda y porosidad-densidad. Se muestra que este índice podría ser bien correlacionado con la relación gas-aceite inicial (RGA) de los datos de producción de pozos. Sin embargo, este índice de madurez no está basado solamente en datos de registros de pozo, es necesario conocer la porosidad de la muestra triturada y la porosidad del núcleo completo de la muestra de lutita.

La madurez térmica es un parámetro importante para la producción comercial de yacimientos de lutitas gasíferas, si la lutita tiene considerable contenido orgánico. Hay una idea común de que lutitas con alto potencial para la producción de gas son de alto estado de madurez térmica. Por lo tanto, estimar este parámetro es muy importante para la evaluación de este tipo de formaciones. El método más usado es la reflectancia de la luz de la superficie de macerales (restos orgánicos de vegetales en el kerógeno) los cuales son abundantes en la roca, se agrupan en tres unidades biológicas como son: vitrinita, exinita e inertinita.

III. Métodos Directos e Indirectos para medir la MT y el COT

La metodología propuesta en este subtema es un índice para la determinación de la madurez térmica de capas de lutitas gasíferas usando datos de registros convencionales de pozo en ausencia de datos geoquímicos. Para acercarse a este objetivo, fueron estudiados diferentes registros convencionales de pozo y el registro de porosidad neutrón, densidad y de adsorción fotoeléctrica volumétrica fueron seleccionados como los insumos más adecuados para definir un índice de madurez derivado de registro (LMI). El LMI considera los efectos de la madurez térmica en los mencionados registros de pozo y aplica esos efectos para el modelado de los cambios de madurez térmica. La metodología propuesta ha sido aplicada para estimar la madurez térmica de la lutita Kockatea y la formación Carynginia de la cuenca al norte de Perth (**Fig. 3.11**), en el oeste de Australia. Un número total de 98 puntos de datos geoquímicos de 7 pozos fueron usados para calibrar los datos de registros, la T_{max} y los datos de la reflectancia de la inertinita fueron usados como los indicadores de madurez térmica. Aunque hay algunas limitaciones para el LMI, en general da buenas estimaciones en sitio de madurez térmica.

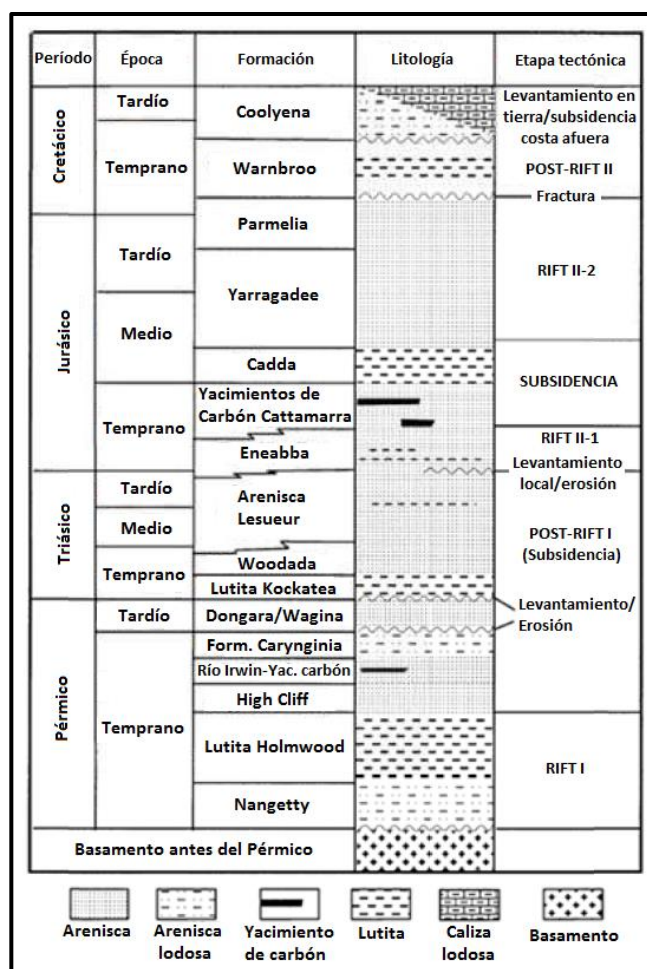


Fig. 3.11 Estratigrafía general de la parte norte de la Cuenca Perth. (Modificada de Song & Cawood, 1999).

Efecto de la madurez térmica en las capas de lutitas gasíferas.

La evolución térmica de las capas de lutita, durante la diagénesis, catagénesis y metagénesis, cambian mucho las propiedades físicas y químicas de la materia orgánica, así como la matriz de la lutita. En esta sección, estos cambios serán discutidos en dos grupos: físicos y químicos.

Cambios físicos:

Como se puede ver en la **Fig. 3.12**, el modelo petrofísico de las lutitas gasíferas está compuesto de tres componentes principales: materia orgánica, minerales inorgánicos (no arcillosos y arcillosos) y espacio poroso. El espacio poroso total en las lutitas gasíferas es ocupado por agua ligada a la arcilla, agua libre y capilar e hidrocarburos. La naturaleza del espacio poroso en las lutitas gasíferas es uno de los retos más discutidos y se ha estudiado en un buen número de artículos. Basándose en los estudios de Loucks (2012), los tipos de poros en rocas ricas en materia orgánica incluyen poros interpartícula e intrapartícula en la base mineral y poros intrapartícula en la base orgánica. Las imágenes estudiadas del microscopio electrónico de barrido (SEM) de la lutita Barnett demuestran que muchos nanoporos están asociados con granos de la materia orgánica y los otros tipos de poros no son tan comunes (Loucks, 2009). Los poros intrapartícula de la materia orgánica evolucionan con las transformaciones térmicas de la misma y no tienen relación alguna con la porosidad interpartícula e intrapartícula de la base mineral.

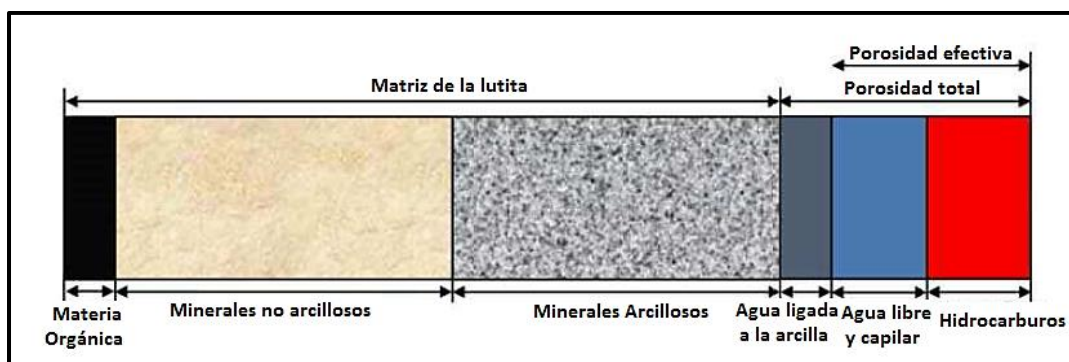


Fig. 3.12 Modelo petrofísico que muestra conceptualmente los constituyentes volumétricos de la matriz de la lutita y el espacio poroso. (Modificada de Passey et al., 2010).

Así como el papel de la madurez térmica en la evolución de la porosidad en la materia orgánica, también la porosidad tiene un prominente rol en la saturación de agua de las capas de lutita. Durante la progresiva generación de hidrocarburos con incremento de madurez térmica, el agua libre y el agua capilar podrían ser remplazadas por los hidrocarburos generados (usualmente gas en los niveles muy altos de madurez) y este proceso sería el resultado de la disminución de la saturación de agua total.

Cambios químicos:

La conversión de esmectita a illita es una reacción mineralógica importante que ocurre durante la diagénesis en el sepultamiento así como en una alteración geotérmica. La estructura mineralógica de la esmectita tiene una gran capacidad para retener agua en sus intercapas; por lo tanto, es lógico pensar que en la transformación de esmectita a illita resulta una expulsión de moléculas de agua. El agua liberada por la esmectita en la lutita de permeabilidad relativamente baja puede causar sobrepresionamiento.

Debido al incremento de la madurez térmica, las cadenas más largas de carbono en la materia orgánica se acortan; y los componentes más pesados de los hidrocarburos generados se convierten en los más ligeros. El aumento progresivo en la madurez térmica dará como resultado la generación de metano, el cual tiene una estructura simple entre los hidrocarburos y el nivel más bajo de contenido de hidrógeno por mol.

Evaluación de la madurez térmica con análisis de registros.

Para el estudio, 7 pozos (**Fig. 3.13**) fueron seleccionados de acuerdo a la disponibilidad de registros de pozo apropiados y datos geoquímicos para el análisis de la lutita Kockatea y la formación Carynginia. La **Tabla 3.4** resume la principal información geoquímica de estos pozos, incluyendo el tipo de kerógeno, cantidad promedio de COT (% en peso), valor promedio de T_{max} (°C) y el estado de madurez de las muestras de pozo. Se utilizan tipos de muestras para análisis geoquímicos, las cuales son de tres tipos: recortes (DC), núcleos de pared (SWC) y núcleos convencionales (CC). Entre los pozos estudiados, solamente en el pozo G se usó la reflectancia de la inertinita como indicador de la madurez térmica con el promedio de reflectancia de macerales igual a 1.75%, pero para los otros pozos la T_{max} es el indicador de madurez. Vale la pena mencionar que los intervalos de lutita de interés en los pozos A, B y G están en la etapa de sobremaduración y tienen un alto potencial de producción de gas.

Nombre del Pozo	Número de datos	Tipo de muestra	Tipo de Kerógeno	COT Promedio (% en peso)	T_{max} promedio (°C)	Estado de Madurez
A	10	SWC&CC	Mezcla II&III	1.45	461	Sobremadurez
B	37	CC	III	2.42	493	Sobremadurez
C	10	SWC	Mezcla II&III	1.11	454.4	Madurez
D	10	DC&SWC	Mezcla II&III	0.65	438.4	Madurez
E	11	SWC	Mezcla II&III	1.15	443	Madurez
F	10	SWC	Mezcla II&III	1.489	425.3	Madurez
*G	10	SWC	---	---	---	Sobremadurez

* El Pozo G tiene solamente datos de reflectancia de maceral, no tiene ningún dato de pirólisis Rock-Eval.

Tabla 3.4 Principal información geoquímica de los pozos estudiados.

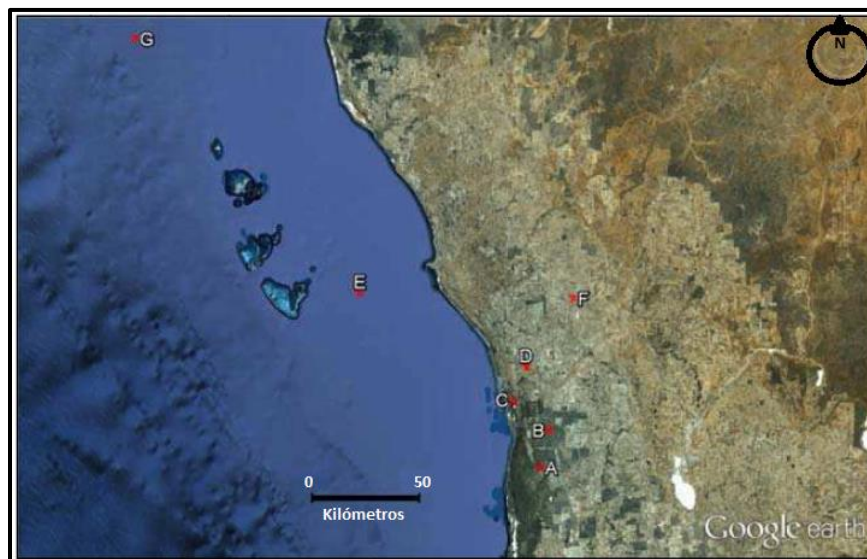


Fig. 3.13 Localización de los pozos estudiados en la cuenca Perth, en el oeste de Australia (Foto cortesía de Google® Earth, 2012).

Las diferentes herramientas de registros de pozo son sensibles a diferentes propiedades físicas de los intervalos de roca. La porosidad neutrón, densidad, tiempo de tránsito sónico y adsorción fotoeléctrica volumétrica fueron usados para el análisis de madurez térmica de las capas de lutita. La **Tabla 3.5** describe las estadísticas de los datos de registro de pozo usados incluyendo la desviación estándar y el promedio para este estudio. En la presente metodología se pretende correlacionar los cambios en la madurez térmica de las capas de lutitas gasíferas potenciales con la respuesta de los mencionados registros de pozo y encontrar una explicación razonable para las relaciones existentes entre el correspondiente indicador de madurez y los datos de registros convencionales de pozo.

Nombre del Pozo	Δt ($\mu\text{s}/\text{pie}$)		U (barns/ cm^3)		ρ_b (gr/ cm^3)		NPHI (up)	
	σ	Promedio	σ	Promedio	σ	Promedio	σ	Promedio
A	4.986	73.268	1.041	8.201	0.015	2.618	4.555	18.948
B	5.215	78.135	1.296	9.034	0.042	2.607	3.650	25.345
C	6.325	76.285	1.28	10.533	0.057	2.651	7.7999	18.600
D	7.346	74.59	1.025	9.657	0.0312	2.638	4.402	25.307
E	6.177	71.575	---	---	0.065	2.624	7.206	24.785
F	6.798	97.791	---	---	0.092	2.369	4.380	33.917
G	6.427	77.371	1.319	7.542	0.078	2.630	7.527	18.906

Tabla 3.5 Estadísticas de los datos de registros de pozo usados para el análisis de la madurez térmica.

Tiempo de tránsito sónico (Δt):

Hay muchos parámetros efectivos en el tiempo de tránsito sónico. Wang (2001) clasificó estos parámetros en tres grupos; parámetros que son relacionados al ambiente, al fluido y a la roca. El efecto de la madurez térmica en el tiempo de tránsito sónico para yacimientos de lutitas gasíferas es complejo. Existe una hipótesis simple que la madurez térmica aumenta con la profundidad de sepultamiento. Durante el sepultamiento, los sedimentos se compactan gradualmente debido al incremento del peso de las capas superiores y este fenómeno reduce el intervalo de tiempo de tránsito sónico. Considerando la relación entre la profundidad de sepultamiento y la madurez térmica y entre la profundidad de sepultamiento y el tiempo de tránsito sónico, entonces es posible correlacionar al tiempo de tránsito con la madurez térmica. Este enfoque es solamente válido cuando no hay ninguna complejidad estructural en la cuenca (sin levantamiento diferencial o erosión) o variación en el gradiente geotérmico. Por otro lado, los cambios en la matriz de las lutitas gasíferas debido a la madurez térmica como la evolución de la porosidad en la materia orgánica o incremento de la presión de poro debido a la transformación mineral y generación de hidrocarburos podrían aumentar el tiempo de tránsito sónico. Así, el tiempo de tránsito puede experimentar una tendencia decreciente por el aumento de la madurez térmica (considerando el efecto de la profundidad de sepultamiento) y al mismo tiempo un número de efectos de la madurez pueden aumentar el tiempo de tránsito. Debido a esto, el coeficiente de correlación entre el tiempo de tránsito sónico y el indicador de madurez térmica ($T_{\max}$ o la reflectancia de la inertinita), no es muy alto (**Tabla 3.6**). A causa de los efectos opuestos de la madurez en el registro sónico, no es posible considerarlo como un dato de entrada fiable para la estimación de la madurez térmica.

Coeficiente de correlación (R^2) con indicador de madurez térmica					
Nombre del Pozo	Δt ($\mu s/pie$)	U (barns/cm ³)	ρ_b (gr/cm ³)	NPHI (up)	Profundidad (m)
A	0.29 (-)	0.36 (-)	0.15 (-)	0.31 (-)	0.11 (+)
B	0.41 (-)	0.76 (-)	0.38 (-)	0.47 (-)	0.56 (+)
C	0.05 (-)	0.65 (-)	0.67 (-)	0.54 (-)	0.40 (+)
D	0.32 (-)	0.47 (-)	0.33 (-)	0.17 (-)	0.11 (+)
E	0	---	0.30 (-)	0.45 (-)	0.81 (+)
F	0.12 (-)	---	0.22 (-)	0.22 (-)	0.11 (+)
G	0	0.62 (-)	0.63 (-)	0.39 (-)	0.87 (+)

Tabla 3.6 Resultados del análisis de la gráfica cruzada entre el indicador de madurez térmica y la profundidad, tiempo de tránsito sónico (Δt), adsorción fotoeléctrica volumétrica (U), densidad (ρ_b) y porosidad neutrón (NPHI). El signo positivo se refiere a la relación directa y el signo negativo se refiere a la relación indirecta.

Adsorción fotoeléctrica volumétrica (U):

El registro de factor fotoeléctrico (P_{ef}) es un registro continuo del índice de adsorción fotoeléctrica (P_e) de una formación. El índice de adsorción fotoeléctrica es usado principalmente para la determinación litológica, ya sea solo o especialmente cuando se multiplica con el correspondiente registro de densidad para producir el valor de U, el cual es llamado índice de adsorción fotoeléctrica volumétrica. Este registro es principalmente controlado por un número atómico promedio de la formación. Sin embargo, la porosidad y saturación de fluidos de la roca también son efectivas en la medición de valores de P_{ef} pero sus efectos en la respuesta del registro de P_{ef} no son prominentes, por lo tanto, es usado para la determinación litológica.

Al desarrollar esta metodología, las variaciones del índice de adsorción fotoeléctrica volumétrica (U) fueron observadas en la lutita Kockatea y la formación Carynginia. La **Fig. 3.14** es una gráfica ternaria que muestra la distribución mineralógica de 22 muestras de las formaciones estudiadas. Aunque las variaciones composicionales son muy altas, generalmente los intervalos de lutita estudiados tienen una alta cantidad de cuarzo y arcilla y poca cantidad de carbonatos. Entonces, en estas lutitas sería posible resaltar los efectos de los cambios de porosidad y saturación de fluido en la adsorción fotoeléctrica volumétrica. Se debe notar que la variación litológica aún tiene un papel importante en la respuesta del registro de P_{ef} .

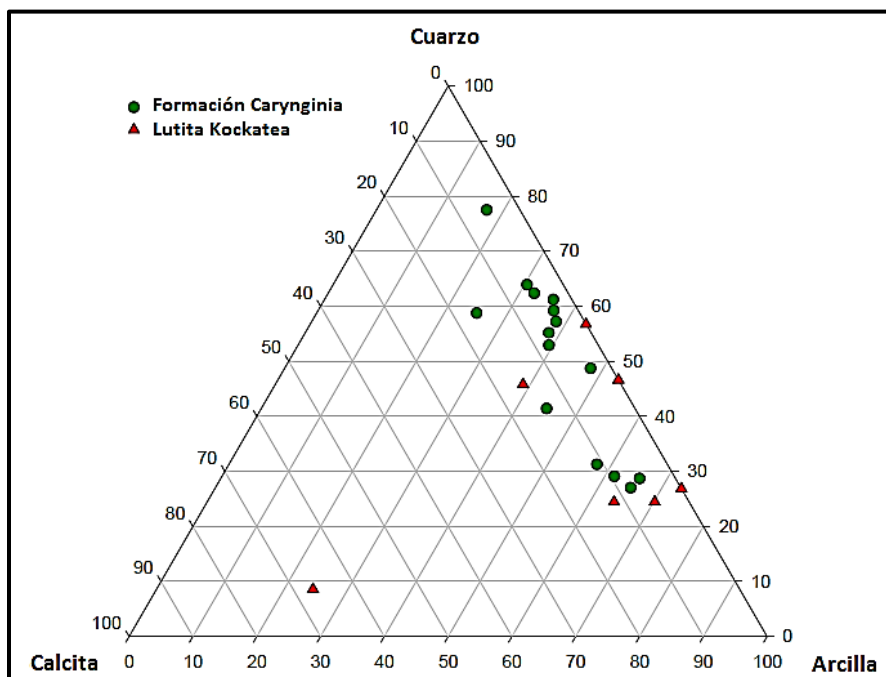


Fig. 3.14.- Distribución mineralógica de cuarzo, calcita y arcilla en las formaciones estudiadas.
(Modificada de Society of Petroleum Engineers, 2012)

La **Tabla 3.7** muestra los factores fotoeléctricos y valores relacionados de la lutita y fluidos comunes en los yacimientos de lutitas gasíferas. Considerando que la saturación de agua de las capas de lutita disminuye por el aumento de la madurez térmica, mientras tanto la saturación de gas aumenta y basándose en los valores reportados para agua salada, aceite y gas metano, las relaciones indirectas entre la madurez térmica y la adsorción fotoeléctrica volumétrica podrían ser justificadas. Así como la evolución de la porosidad en la materia orgánica se da debido a la madurez térmica podría ser otra razón para el decremento de los valores de U con el aumento de la madurez. Los parámetros mencionados causaron las relaciones indirectas relativamente altas entre el indicador de madurez y la adsorción fotoeléctrica volumétrica en los pozos estudiados (**Tabla 3.6**).

Nombre	Fórmula	P_e (barns/electrón)	U (barns/cm ³)	Número Atómico (Z)
Gas	CH ₄	0.095	0.119 x ρ_{gas}	5.21
Aceite	(CH ₂) _n	0.119	0.12	5.53
Agua salada	120,000 ppm NaCl	0.807	0.850	0.807
Agua pura	H ₂ O	0.358	0.398	0.358
Lutita	---	3.42	9.046	14.07

Tabla 3.7 Factores fotoeléctricos y valores relacionados de la lutita y fluidos comunes en los yacimientos de lutitas gasíferas.

Porosidad neutrón (NPHI):

El registro de porosidad neutrón mide el índice de hidrógeno (HI), el cual es la relación de átomos de hidrógeno por unidad de volumen en el material, a la del agua pura a condiciones de superficie. Por lo tanto, los parámetros que pueden afectar al HI de la formación son efectivos en estos registros también. Como se podría ver en la **Tabla 3.6**, existe una relación indirecta entre el indicador de madurez térmica y la respuesta del registro NPHI en la lutita Kockatea y formación Carynginia. Con respecto a los valores de porosidad neutrón reportados en la **Tabla 3.8**; las siguientes explicaciones pueden justificar esta relación:

- El HI de los hidrocarburos generados en las etapas finales de madurez térmica (por ejemplo la ventana de gas) es más bajo que el de los productos de la ventana de aceite, por ejemplo, el HI del gas seco es menor que el del gas húmedo.
- El HI de la illita transformada es más bajo que el de la esmectita.

- La reducción de la saturación de agua a altos niveles de madurez térmica causa valores bajos de HI para las capas de lutitas.

Nombre	Índice de Hidrógeno (HI)	Porosidad Neutrón (up)
Metano	0.49	20 a 50
Agua salada	0.90	60 o más
Agua pura	1.00	100
Esmectita	0.17	44
Caolinita	0.37	37
Clorita	0.32	52
Illita	0.09	30

Tabla 3.8 Valores del registro Neutrón de algunos fluidos comunes y minerales arcillosos en yacimientos de lutitas gasíferas.

Se debe notar que el agua libre y el agua capilar podrían ser detectadas como porosidad por ambas herramientas de densidad y neutrón, pero el agua en las intercapas será detectada solamente por el registro de neutrón. Por lo tanto, los efectos de la transformación de la esmectita no podrían encontrarse en el registro de densidad. Cuando hay una buena relación entre la madurez térmica y la profundidad, como en el pozo B, la respuesta del registro NPHI también se puede correlacionar a la profundidad. La **Fig. 3.15** muestra los histogramas de las respuestas del registro NPHI para la lutita Kockatea en el pozo B para dos intervalos de igual espesor que se localizan a diferentes profundidades. De acuerdo a la **Fig. 3.15**, mientras la distribución de los valores NPHI tienen un valor promedio cerca de 31 up para el intervalo de poca profundidad; el valor promedio gradualmente cambia a valores bajos para el intervalo profundo.

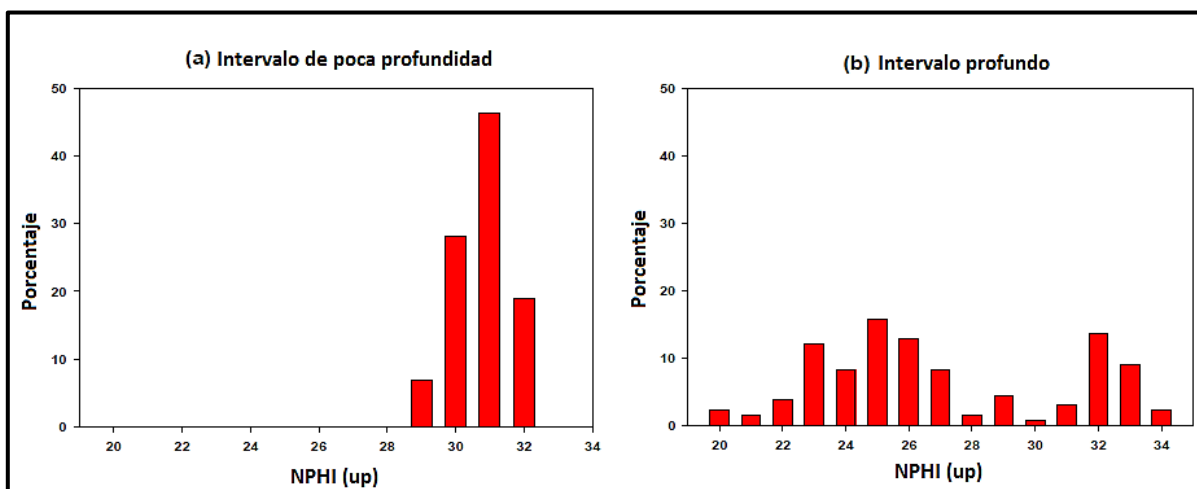


Fig. 3.15 Histogramas que muestran la distribución de la porosidad neutrón en la lutita Kockatea del pozo B a poca profundidad (a) y del intervalo profundo (b). (Modificada de Society of Petroleum Engineers, 2012).

Densidad (ρ_b):

El registro de densidad mide la densidad total de una formación. Usualmente se usa para la determinación de porosidad, pero también puede ser un indicador de litología. Como los otros registros de pozo estudiados, con el incremento de la madurez térmica hay una tendencia decreciente para la respuesta del registro de densidad en los intervalos de lutitas gasíferas (**Tabla 3.6**). En cierta medida los parámetros efectivos para el decremento del registro de densidad son similares a los parámetros que son efectivos en el índice de adsorción fotoeléctrica volumétrica. Brevemente estos parámetros son:

- Cambio en el tipo de saturación de fluido, de agua a gas.
- Cambio de los componentes de los hidrocarburos, de pesados a ligeros y finalmente a gas metano.
- Generación de porosidad en la materia orgánica debido a las transformaciones térmicas.
- Incremento de la presión de poro debido a la transformación mineral y generación de hidrocarburos.

Todas estas transformaciones serían resultado de la disminución de la densidad de formación con aumento de la madurez térmica.

Índice de madurez derivado de registros (LMI):

De acuerdo a las relaciones encontradas entre los datos de registros convencionales y madurez térmica, la porosidad neutrón, densidad y la adsorción fotoeléctrica volumétrica son considerados como los datos de entrada adecuados para la estimación de la madurez térmica. El índice de madurez se derivó de los mencionados registros de pozo usando el siguiente procedimiento:

1.- Con respecto a la relación indirecta entre los registros y la madurez; la porosidad neutrón, densidad y adsorción fotoeléctrica volumétrica se normalizaron (**Ec. 3.4, 3.5 y 3.6**), para remover los efectos de los diferentes intervalos:

$$MI_{NPHI} = \frac{NPHI - NPHI_{max}}{NPHI_{min} - NPHI_{max}} \quad (\text{Ec. 3.4})$$

$$MI_{RHOB} = \frac{RHOB - RHOB_{max}}{RHOB_{min} - RHOB_{max}} \quad (\text{Ec. 3.5})$$

$$MI_U = \frac{U - U_{max}}{U_{min} - U_{max}} \quad (\text{Ec. 3.6})$$

2.- Tomando un simple promedio y determinando el índice de madurez derivado de registros (LMI):

$$LMI = \frac{MI_{NPHI} + MI_{RHOB} + MI_U}{3} \quad (\text{Ec. 3.7})$$

El LMI es un número que varía entre 0 y 1, obviamente cuando se hace grande muestra valores altos de madurez térmica de la correspondiente capa de lutita. La **Fig. 3.16** (siguiente página) muestra el análisis de las gráficas cruzadas entre los indicadores de MT (T_{max} y reflectancia de la inertinita) y el LMI en los pozos estudiados. Como es claro, el LMI realiza mejor la estimación de madurez térmica que los registros de pozo individuales ya que tiene un coeficiente de correlación más alto con los indicadores de madurez térmica en los pozos que se estudiaron.

Interpretación de datos

Desarrollar una metodología para la estimación de parámetros de lutitas gasíferas usando datos de registros de pozo es una tarea difícil. En este estudio la madurez térmica se considera como un variable independiente y la respuesta de los datos del registro como las variables dependientes y sólo fueron estudiados los efectos de la madurez térmica. Hay muchos parámetros en la matriz de las lutitas gasíferas, los cuales pueden tener efectos negativos en la respuesta de los registros. Por ejemplo, trazas de minerales de pirita que son abundantes en la materia orgánica marina podrían aumentar la densidad y la adsorción fotoeléctrica volumétrica y ocultar el efecto de disminución de la madurez térmica. Los autores reconocieron que los registros convencionales sólo pueden ser utilizados para la estimación de madurez térmica si la litología de la formación no varía significativamente a lo largo del intervalo de interés, de otro modo, el cambio en la litología pueden afectar en las respuestas del registro, especialmente en las respuestas de la adsorción fotoeléctrica volumétrica.

El tipo de las muestras geoquímicas también podría ser efectivo en las relaciones propuestas. Hay una diferencia de resolución entre las muestras que vienen de diferentes rocas y los datos de registro, algunas veces ésto causa un desajuste entre los datos. Por ejemplo, en el pozo D siete muestras son de recortes con una frecuencia de muestreo igual a 10 metros para el intervalo estudiado. Teniendo en cuenta la resolución del registro, que es de 0.15 m, la diferencia de resolución entre los datos del registro y los datos geoquímicos es muy alta y esto resulta en coeficientes de correlación relativamente bajos en este pozo.

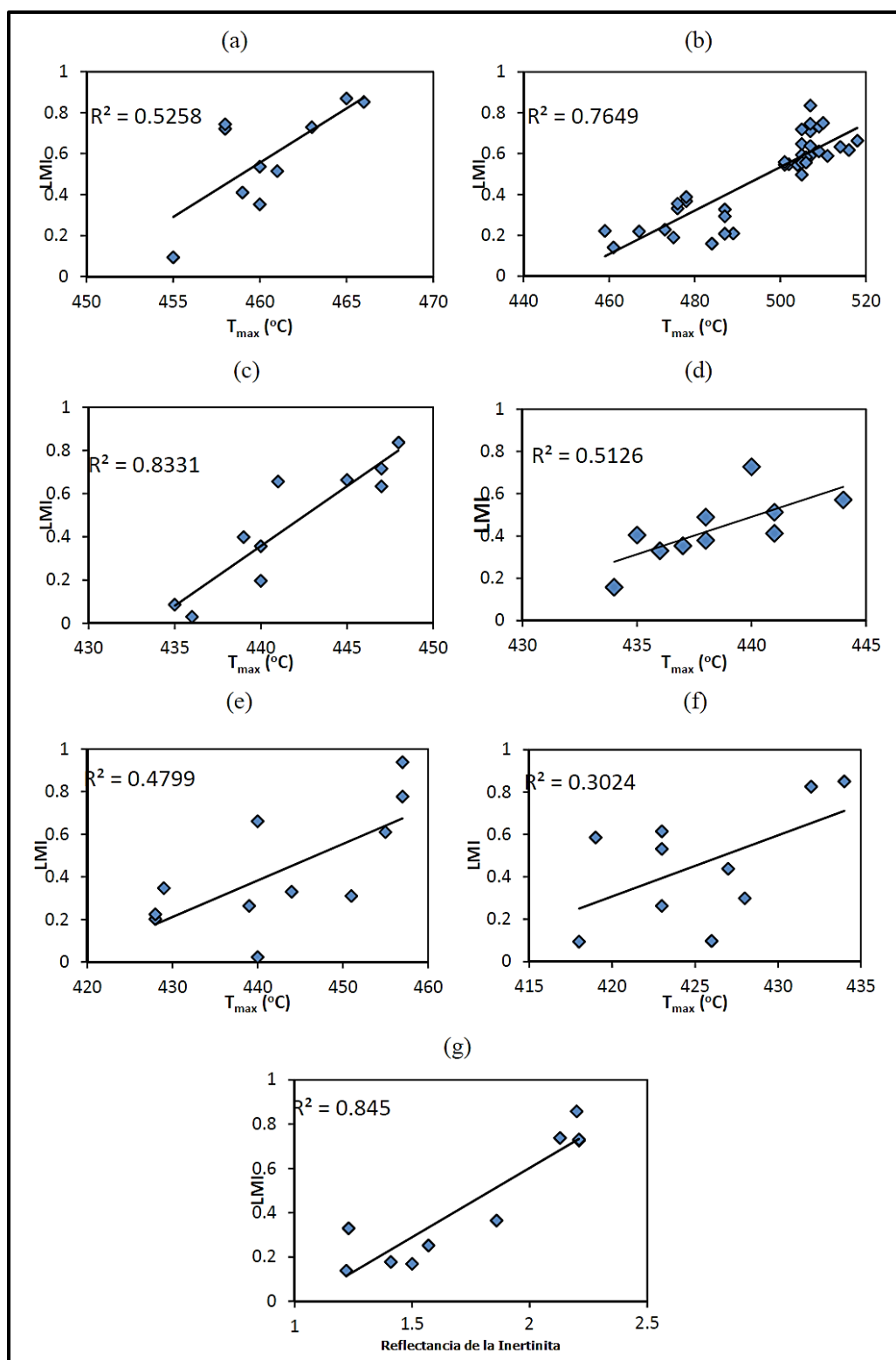


Fig. 3.16 Gráficas cruzadas que muestran las relaciones entre el índice de madurez derivado de registros (LMI) y el indicador de madurez térmica en los pozos estudiados: pozo A (a), pozo B (b), pozo C (c), pozo D (d), pozo E (e), pozo F (f) y pozo G (g). (Modificada de Society of Petroleum Engineers, 2012).

Los registros de porosidad neutrón, densidad total y adsorción fotoeléctrica volumétrica tienen relaciones significativas con la $T_{\max}$ y la reflectancia de la inertinita, por lo tanto, podrían estar vinculados a la madurez térmica de los intervalos de lutitas gasíferas. La precisión del LMI aumenta a medida que la madurez térmica de los intervalos de lutita también aumenta. Como se muestra en la **Fig. 3.17**, con el incremento de la $T_{\max}$ promedio de los intervalos estudiados, el coeficiente de correlación (R^2) obtenido entre la $T_{\max}$ y el LMI se incrementa también, lo que significa que el LMI podría reconocer mejor el modelo en los datos de la $T_{\max}$.

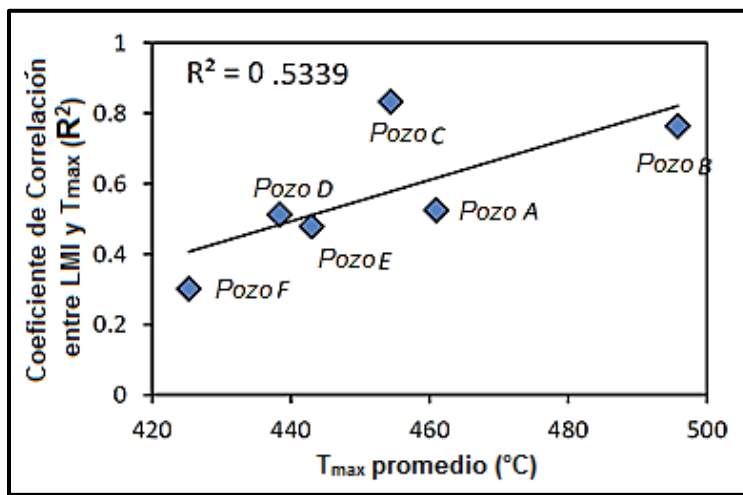


Fig. 3.17 Gráfica cruzada que muestra la relación entre la $T_{\max}$ promedio de los pozos estudiados y de la raíz cuadrada obtenida entre el LMI y $T_{\max}$. (Modificada de Society of Petroleum Engineers, 2012).

El LMI se podría combinar con el método $\Delta\log R$ para determinar el COT de la roca. En el método $\Delta\log R$ es necesario conocer el nivel de metamorfismo orgánico (LOM) para la estimación de COT utilizando registros de pozo y esto es una deficiencia de esta metodología. Además, esta metodología es una especie de medición en sitio y no requiere de ninguna muestra para la determinación de la madurez térmica. Por lo tanto, es rápido y rentable en comparación con los métodos geoquímicos convencionales.

3.3.3.2 Tiempo de Tránsito/Intervalo de Velocidad Sísmica.

La madurez térmica aumenta con la profundidad y con ésta aumenta la compactación en la sección sedimentaria. El intervalo de tiempo de tránsito generalmente disminuye con la profundidad en la misma sección. Estos hechos sugieren que los dos fenómenos están relacionados (**Fig. 3.18**). El problema en el establecimiento de la relación ha sido que la madurez térmica analítica es una medida algo imprecisa debido al procesado y corte de núcleos durante un intervalo significativo en un pozo, mientras que el intervalo de tiempo de tránsito es una medición muy precisa de una propiedad de la roca registrada en intervalos muy pequeños en el pozo.

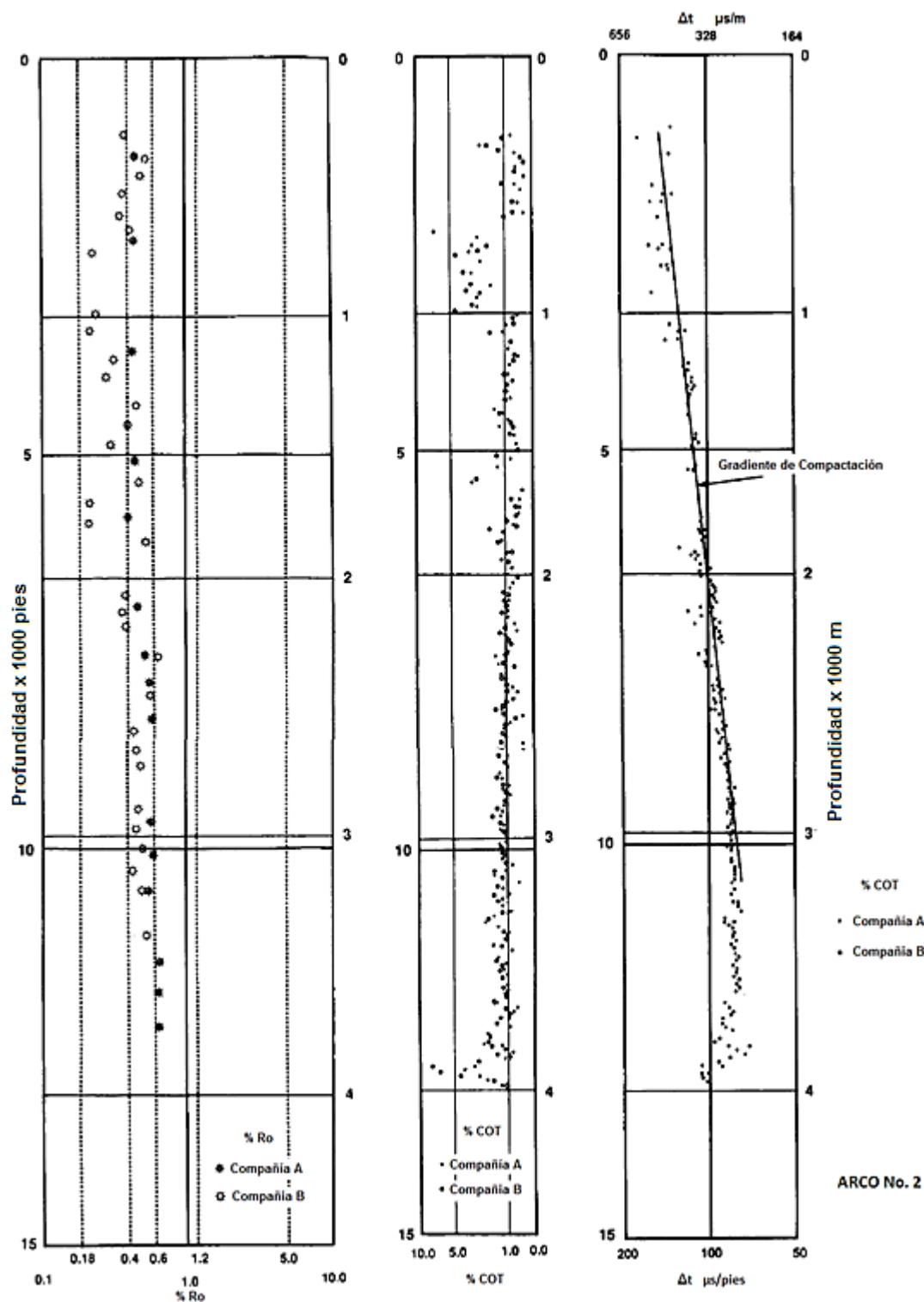


Fig.3.18 Reflectancia de la vitrinita analítica (Ro) y contenido orgánico total (COT) ambos determinados por dos laboratorios. El incremento de la reflectancia de la vitrinita analítica con la profundidad se muestra con una reducción en el intervalo de tiempo de tránsito en la lutita con la profundidad. (Modificada de Lang, W. H., 1994).

Mientras que la materia orgánica en la sección sedimentaria está siendo alterada, la roca almacenadora está cambiando también; este cambio es comúnmente referido a la compactación por muchos autores. Otros investigadores se ocupan principalmente de los aspectos diagenéticos del cambio. Lang (1978) trata el cambio como el proceso de compactación y diagénesis, donde, a una cierta profundidad de sepultamiento, la compactación se vuelve menos importante en cuanto comienza la diagénesis, con el proceso completo siendo referido como gradiente de compactación; también propuso el uso del intervalo de tiempo de tránsito o el intervalo de velocidad derivado de datos sísmicos en las lutitas como una medición de la compactación y diagénesis.

Es esencialmente imposible actualizar los datos analíticos, aunque los datos pueden ser editados para producir un resultado suavizado y aparentemente más coherente. La masa de los datos del intervalo de tiempo de tránsito en las secciones de lutita de un pozo, tal como se manifiesta en los registros, se reduce a través de un proceso de modo que un promedio del intervalo de tiempo de tránsito (Lang, 1978) se produce a intervalos que son compatibles con los datos analíticos. La solución de la compatibilidad de los datos permite a las gráficas cruzadas de la madurez térmica analítica con los datos de registros de pozos (o intervalo de tiempo de tránsito derivado sísmicamente) establecer la relación en una cuenca sedimentaria.

Cuando se ha establecido la relación, una escala de madurez térmica se coloca en la gráfica de profundidad vs tiempo de tránsito (TDP) de cada pozo disponible y los umbrales térmicos críticos son determinados. Esto permite una cantidad limitada de datos analíticos imprecisos que se extienden a los límites del dominio del registro de pozos con datos muy precisos. Cuando se dispone de datos sísmicos y el análisis de velocidad exacto se puede generar, los datos analíticos y de registro de pozo también se pueden extender a los límites de los datos sísmicos.

El conocimiento actual indica que una relación universal entre la madurez térmica y el intervalo de tiempo de tránsito no existe en lo que se refiere a valores numéricos reales. Una cantidad significativa de datos analíticos es necesaria para establecer la relación de cada cuenca en particular. El uso de registros de pozo y el dominio de sísmica proporciona un ahorro de tiempo y dinero en el mapeo de los umbrales térmicos de generación y preservación de aceite y gas, mientras que proporciona una base de datos mucho más grande para extenderse mucho más allá del límite del dominio analítico.

Para esta metodología, estuvieron disponibles registros de pozos y datos de reflectancia de vitrinita de 50 pozos en el área de North Slope, en Alaska (**Fig.**

3.19) y se compararon los datos de madurez térmica con el intervalo de tiempo de tránsito para determinar si una relación se puede establecer.

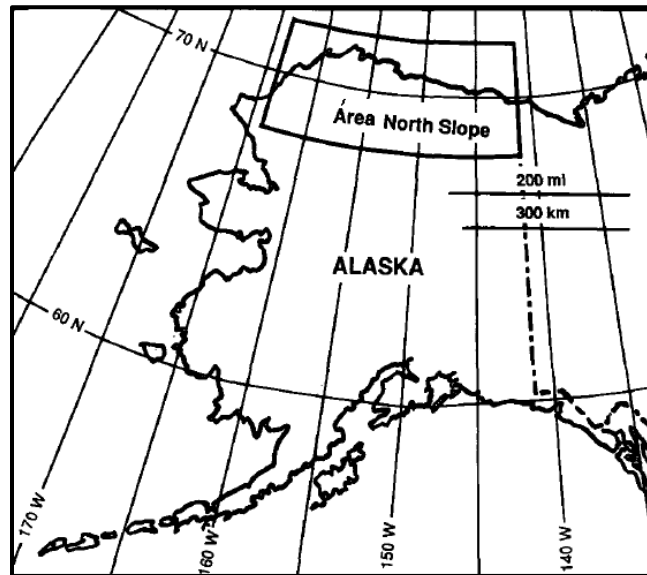


Fig. 3.19 Mapa de Alaska que muestra el área de estudio (Área North Slope). (Modificada de Lang, W. H., 1994).

Intervalo de Tiempo de Transito-Compactación/Diagénesis

En la mayoría de las cuencas sedimentarias, las lutitas son las rocas sedimentarias más abundantes en la sección estratigráfica y suelen ser las más homogéneas. Las lutitas son más propensas a contener materia orgánica y con frecuencia contienen una cantidad medible de COT. El sepultamiento de sedimentos, con el consecuente aumento en el peso de la sobrecarga e incremento de temperatura y el tiempo involucrados, produce cambios en la matriz de la roca, así como en cualquier material orgánico que pueda estar contenido en el sedimento. Los cambios en la matriz comienzan como resultado de la compactación de los sedimentos, que en algún momento se convierte en un cambio químico o diagenético.

El proceso de compactación/diagénesis se ha definido como un proceso continuo que no tiene bien definido el final de la compactación o el principio de la diagénesis. Gradientes de compactación de un número de cuencas del Terciario predominantemente (**Fig. 3.20**), muestran que la disminución en el intervalo de tiempo de tránsito con la profundidad, en las lutitas, es una función continua. Esta función es para el caso en el que la subsidencia generalmente ininterrumpida y deposición han sido el modelo tectónico y estratigráfico de la cuenca o parte de la cuenca. Hay muchos casos en que la función no es continua, como en las cuencas tectónicamente activas o donde se han formado intervalos

sobrepresionados, o donde se han diseminado altas concentraciones de material orgánico y causan discontinuidades en el perfil o gradiente de compactación.

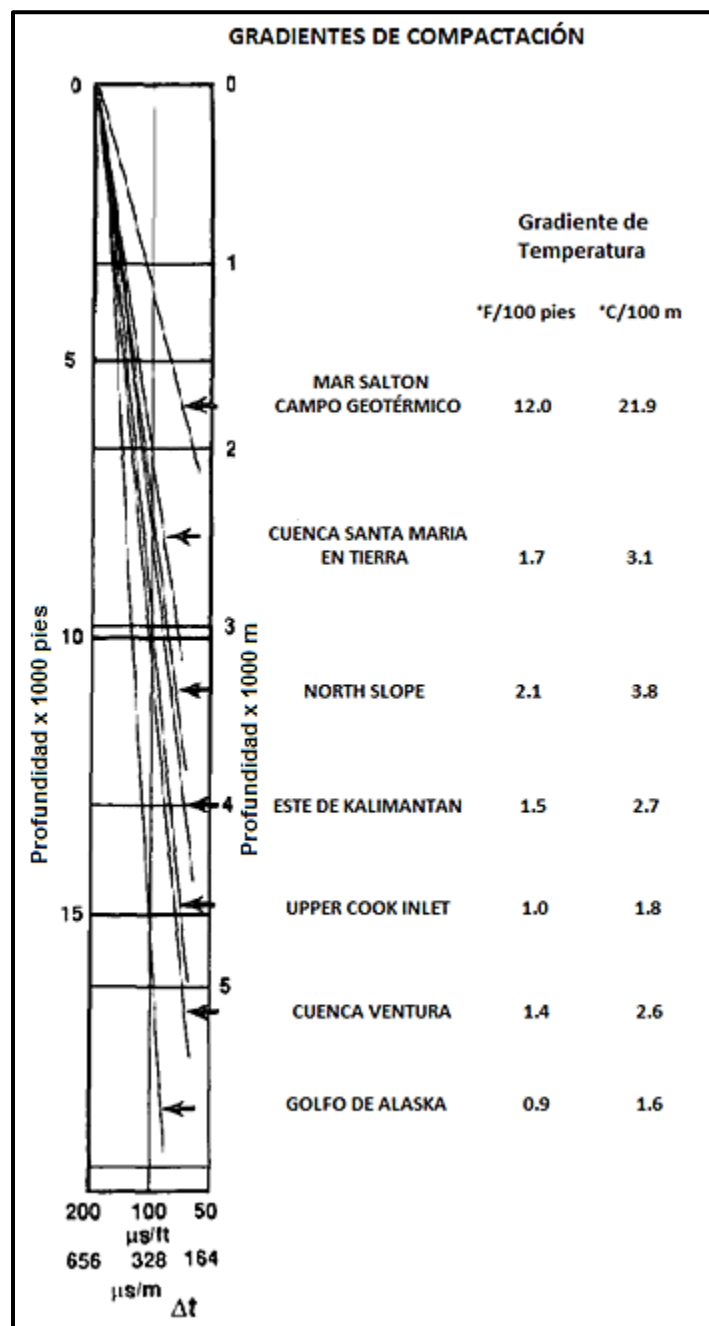


Fig. 3.20 Tipos de gradientes de compactación en el área del Océano Pacífico. Los sedimentos atravesados son únicamente del Terciario, con excepción del área North Slope en Alaska donde muchos pozos atravesaron sedimentos del Mesozoico y Paleozoico. (Modificada de Lang, W. H., 1994).

A diferencia de la alteración de la materia orgánica contenida en los sedimentos, el mayor cambio observado en los gradientes de compactación se produce

inmediatamente después del sepultamiento, cuando el agua depositada se expulsa del espacio poroso. La tasa de disminución en el intervalo de tiempo de tránsito se vuelve progresivamente menor con la profundidad, como se muestra en las **Fig. 3.18** y **Fig. 3.20**. El proceso comienza en el intervalo de tiempo de tránsito del fluido, sobre $620 \mu\text{s/m}$ ($189 \mu\text{s/ft}$), y cesa efectivamente a $182 \mu\text{s/m}$ ($55.5 \mu\text{s/ft}$), el intervalo de tiempo de tránsito asumido para la matriz de arena y lutita.

Cuando los registros de pozo se corren en un pozo particular, es práctica común que todos los registros se repitan en un corto intervalo. Las curvas del registro de este intervalo de repetición se comparan con las curvas registradas en todo el intervalo para comprobar la congruencia de las curvas. Casi invariablemente, poca o ninguna diferencia puede ser observada en la mayoría de las corridas separadas de registros en un corto tiempo. Herramientas similares de registros elaboradas por diferentes compañías de servicio repiten las mediciones, debido a que los principios de medición de las herramientas son los mismos. Esto es particularmente cierto en las mediciones del intervalo de tiempo de tránsito. El intervalo de tiempo de tránsito del registro de pozo registra con precisión una alta densidad de datos muy precisos y congruentes.

La exactitud y la congruencia de las mediciones del intervalo de tiempo de tránsito, junto con la alta densidad de datos, presentan el mayor problema en la comparación de los datos del registro de pozo con las mediciones analíticas de reflectancia de la vitrinita. Generalmente, la medición con herramienta de línea de acero de intervalos de tiempo de tránsito es repetible o congruente, mientras que los datos limitados que muestran en la **Fig. 3.18** indican que los valores analíticos de reflectancia de la vitrinita no son repetibles dentro de ciertos límites. Si se hace una comparación con ambos conjuntos de datos, sería de esperar que cualquier error significativo o dispersión de datos fueran causados por los datos geoquímicos analíticos más que por los datos de registros de pozos.

Datos de Gráficas Cruzadas

Los datos de más de 50 conjuntos de valores de reflectancia de la vitrinita e intervalo de tiempo de tránsito de pozos exploratorios estuvieron disponibles. Como se mencionó anteriormente, los análisis de reflectancia de la vitrinita representan intervalos de entre 9.1 a 91.4 m (30 a 300 ft), dependiendo de la composición de la muestra. Para reducir el volumen masivo de los valores del intervalo de tiempo de tránsito grabados desde un registro de pozo a una forma para que puedan ser comparados a los valores de reflectancia de la vitrinita analíticos, una gráfica TDP debe ser construida (**Fig. 3.18**). La gráfica se construye mediante la captura de los valores mínimo y máximo del intervalo de tiempo de tránsito del registro en las lutitas a intervalos lineales de 15.2 m (50

pies). Un ajuste de los datos en el TDP para cada pozo se llama gradiente de compactación para ese pozo.

El gradiente de compactación se convierte entonces en un promedio móvil del intervalo de tiempo de tránsito. Entonces esta reducción de datos es casi más representativa de los análisis de reflectancia de la vitrinita analítica. Estos valores promedio en la profundidad de los análisis de laboratorio fueron entonces graficados, es decir, se construyó una gráfica cruzada del registro de reflectancia de la vitrinita contra el intervalo de tiempo de tránsito lineal (**Fig. 3.21**). Los sedimentos atravesados son de la edad del Cenozoico, Mesozoico y Paleozoico. El gradiente de la temperatura promedio de la cuenca es de 3.8 °C/100 m (2.1 °F/100 ft).

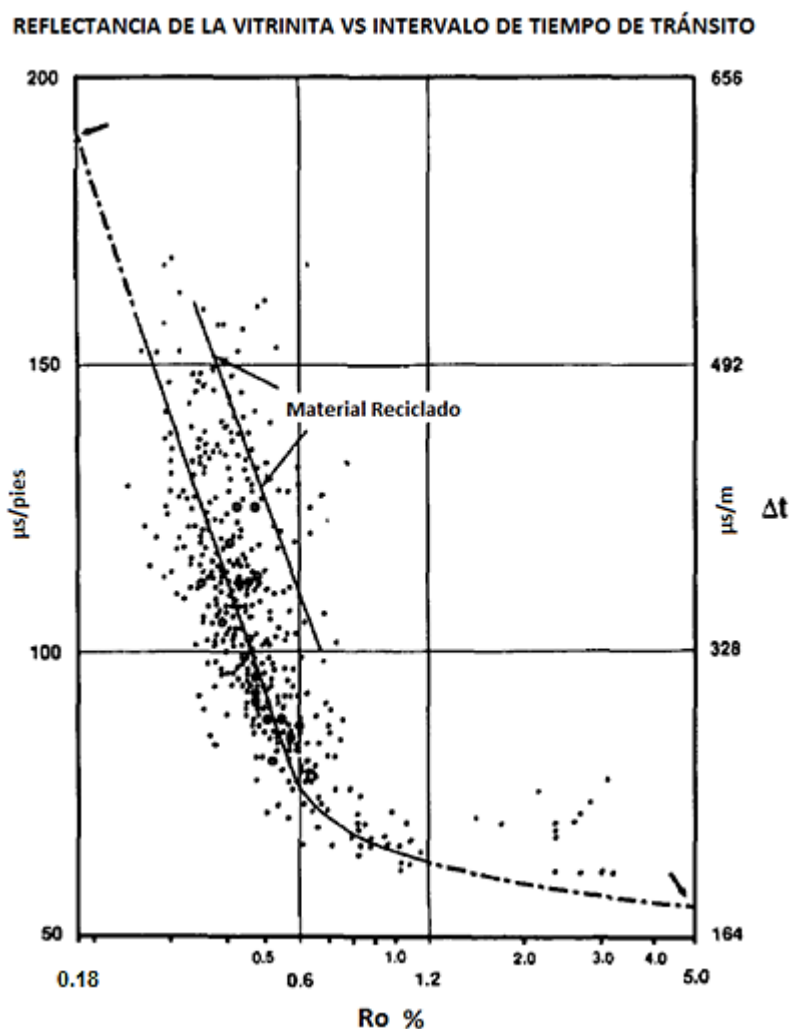


Fig. 3.21 Gráfica de la reflectancia de la vitrinita analítica contra el correlativo intervalo de tiempo de tránsito de los gradientes de compactación en todos los pozos en el área de estudio. Los puntos a la derecha de la curva o tendencia son material reciclado de sedimentos más antiguos. Los puntos más grandes denotan dos o más datos. (Modificada de Lang, W. H., 1994).

En el área estudiada, la principal fuente de los sedimentos más recientes (Brookian) son sedimentos más antiguos y erosionados (Ellesmerian y Franklinian). Los sedimentos más antiguos son térmicamente más maduros debido a un sepultamiento más profundo. El reciente levantamiento y la erosión proporcionan una gran cantidad de materia orgánica alterada previamente que fue depositada en los sedimentos más jóvenes. La distribución del material alterado o reciclado se muestra en la **Fig. 3.21**. Examinando el ajuste de la curva revela que la curva tiene una precisión de $\pm 0.15\%$ de Ro. Se ha dicho que la principal fuente de error en los datos es la determinación analítica de la reflectancia de la vitrinita. Por lo tanto, se ha establecido una relación precisa entre la reflectancia de la vitrinita en el intervalo de 0.18% Ro a 1.2% Ro y el intervalo de tiempo de tránsito a partir de 620 $\mu\text{s}/\text{m}$ (189 $\mu\text{s}/\text{ft}$) a 210 $\mu\text{s}/\text{m}$ (64 $\mu\text{s}/\text{ft}$). Este intervalo abarca el pico de la zona de generación de aceite de 0.6% Ro a 1.2% Ro (**Fig. 3.22**). En unos pocos casos la relación entre la Ro y el tiempo de tránsito en estos conjuntos de datos parece ser no satisfactoria, particularmente en rocas altamente maduras con bajo tiempo de tránsito (**Fig. 3.21**). Hay varias razones para que estos datos aparenten ser anómalos, lo cual se discutirá más adelante en el capítulo.

INDICADORES COMUNES DE MADUREZ TÉRMICA			
Clasificación de carbón	Índice de Alteración Térmica	Reflectancia de la Vitrinita Ro (%)	Maduración, Generación y Preservación de Hidrocarburos
TURBA	1 Amarillo	0.18	Inmadurez
LIGNITO			
BITUMINOSO	2 Naranja	0.5	Parte superior de la Ventana de Aceite
		0.6	Pico de Generación de Aceite
	3 Cafe	1.2	Base de la Ventana Aceite
		1.35	Base de la Preservación de Gas Húmedo
ANTRACITA	4 Negro	2.0	Base de la Preservación de Gas Húmedo
		3.3	Base de la Preservación de Gas Seco
	5	5.0	Sobremaduración

Fig. 3.22 La relación entre los indicadores térmicos y el grado de maduración, generación y preservación en relación con la reflectancia de la vitrinita. (Modificada de Lang, W. H., 1994).

La pregunta es "¿Esta misma relación funciona en todas las cuencas sedimentarias donde la litología es predominantemente arena y lutita?" La respuesta es probablemente sí. Los valores numéricos serán probablemente diferentes, pero la relación es la misma. En todas las cuencas sedimentarias, el intervalo de tiempo de tránsito disminuye en los sedimentos de lutita con la profundidad (con la excepción de las zonas anormalmente sobrepresionadas y algunos intervalos que contienen un alto porcentaje de materia orgánica). La tasa de disminución puede ser muy diferente, como se ilustra por los diferentes gradientes de compactación en la **Fig. 3.20**. La reflectancia de la vitrinita aumenta con la profundidad, como resultado de las altas temperaturas y mayor tiempo asociados con el proceso de sepultamiento.

Ajuste de la Gráfica Tiempo de Tránsito vs Profundidad

La relación que se muestra en la **Fig. 3.21** puede ser transferida a gráficas individuales de tiempo de tránsito vs profundidad, y el tiempo de tránsito de la lutita, tal como se refleja por el gradiente de compactación, será un reflejo de la madurez térmica. Como se ha mencionado, la medición del intervalo de tiempo de tránsito es más repetible que la medición de los datos geoquímicos analíticos, y por lo tanto la madurez térmica derivada del registro debe ser bastante precisa. Cinco de los 50 pozos son representativos del conjunto de datos en general y algunas de las anomalías que se producen. Estos serán utilizados para demostrar que el tiempo de tránsito de la lutita corresponde con la madurez térmica y que las TDP's se pueden escalar en los valores de reflectancia de la vitrinita (R_o), así como del intervalo de tiempo de tránsito.

Uno de los pozos tiene una correlación aparente entre el COT y el intervalo de tiempo de tránsito, tal como se muestra en la **Fig. 3.23**. La escala de R_o se pone al valor apropiado del intervalo de tiempo de tránsito y los datos analíticos se grafican con el símbolo de un pozo de gas. La congruencia es excelente hasta 3,048 m (10,000 ft). Después de los 3,048 m, los aumentos de COT producen un efecto marcado y aparentemente correlativo con las mediciones del tiempo de tránsito. Los valores de R_o derivados del registro no se pueden usar por debajo de este punto. El nivel de reflectancia de la vitrinita por debajo de 3,048 m es mayor que 1.2%. Como se mencionó anteriormente, esta es una de las razones por las que la relación entre la R_o y el tiempo de tránsito puede ser discordante. En este ejemplo, la materia orgánica mayor que 1% parece causar un aumento en el tiempo de tránsito (ésta es una sección normalmente de alta presión).

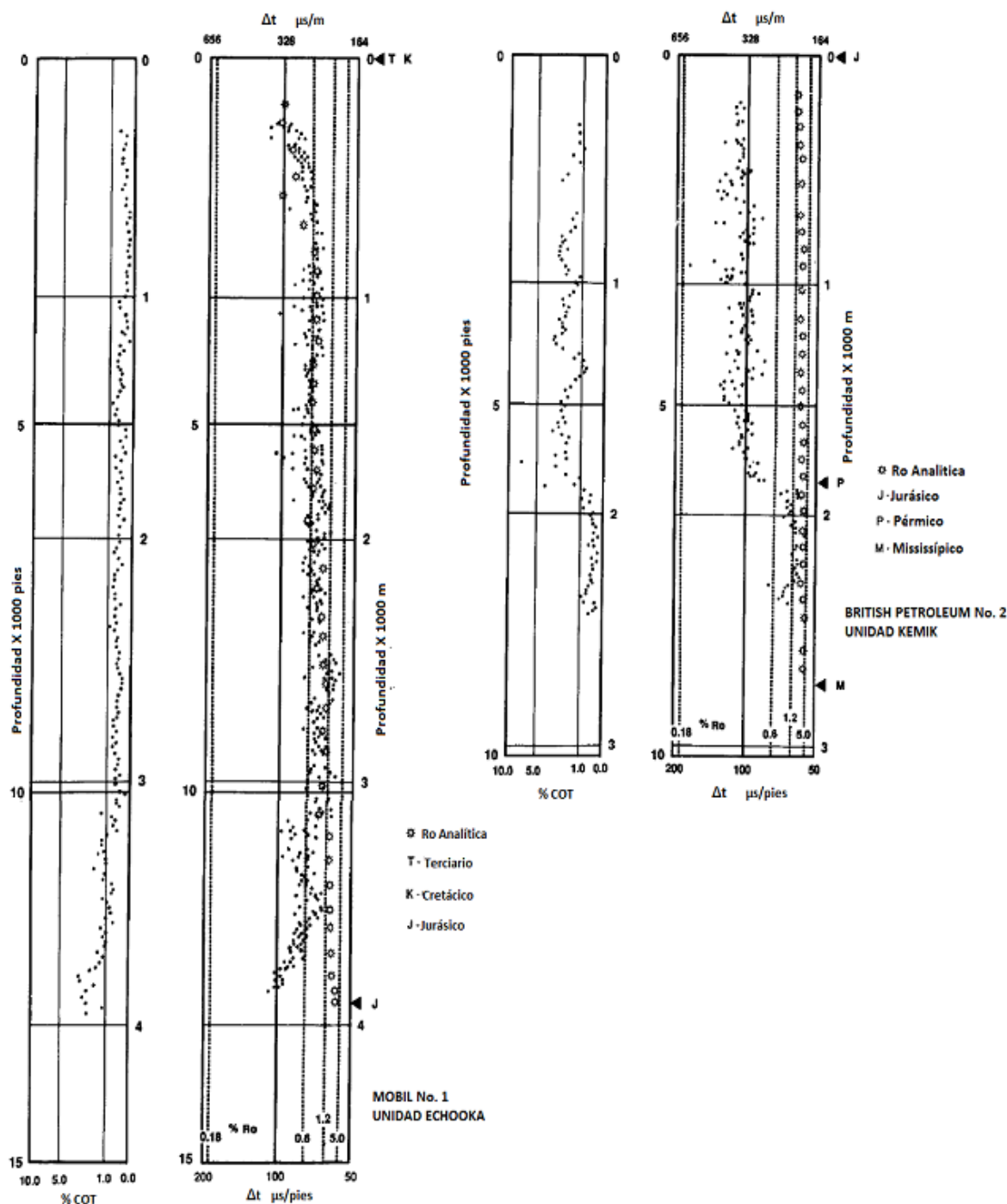


Fig. 3.23 (Izq.) Reflectancia de la vitrinita analítica y el intervalo de tiempo de tránsito con escala compatible en una TDP. El COT y el intervalo de tiempo de tránsito son más o menos similares. (Modificada de Lang, W. H., 1994).

Fig. 3.24 (Der.) El alto porcentaje de COT en la lutita aparentemente causa una atenuación de la onda elástica en 90+ $\mu\text{s/m}$ (30 $\mu\text{s/pies}$). La Ro analítica casi coincide con el Δt en la sección del Pérmico y el Mississípico. (Modificada de Lang, W. H., 1994).

REFLECTANCIA DE LA VITRINITA VS INTERVALO DE TIEMPO DE TRÁNSITO

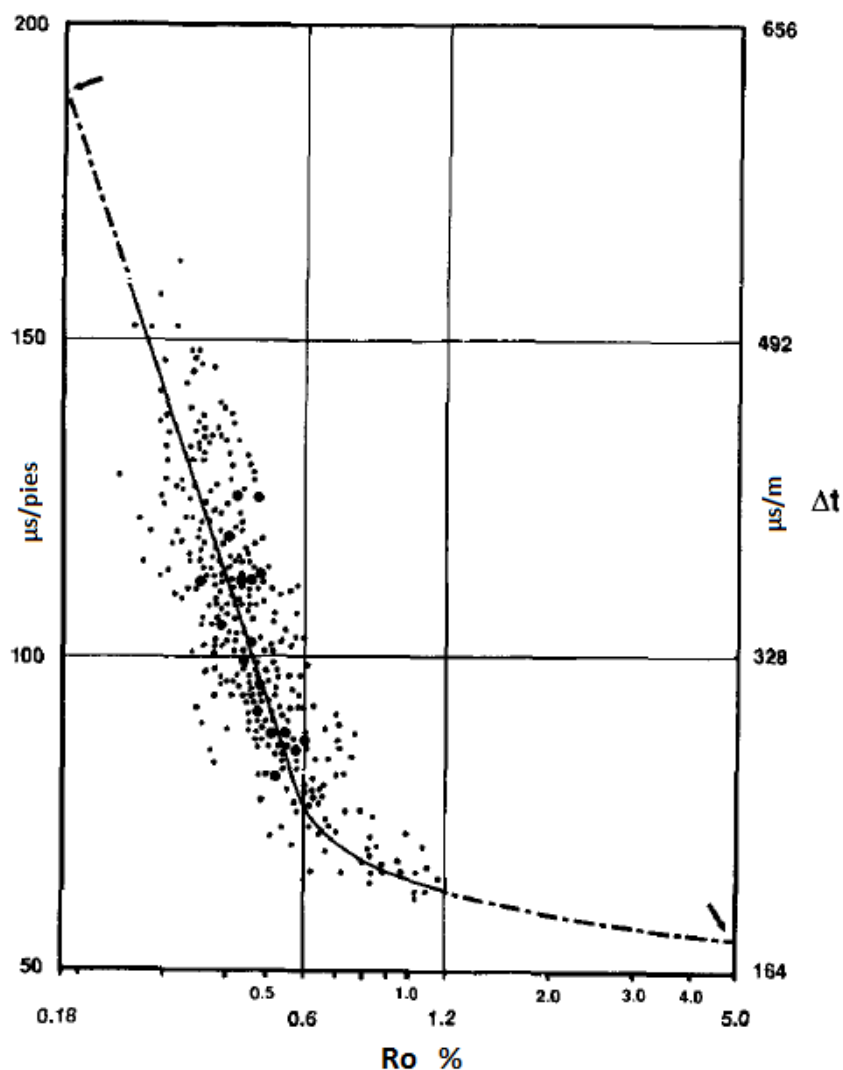


Fig. 3.25 Los datos reciclados y dispersos son excluidos del conjunto de datos. Hay una relación semilogarítmica entre el intervalo de tiempo de tránsito y la reflectancia de la vitrinita a una R_o de 0.6% y un intervalo de tiempo de tránsito de 256 $\mu s/m$ (78 $\mu s/pies$). A ese punto la relación cambia. Los últimos puntos se señalan con flechas. Los puntos más gruesos indican dos o más datos. (Modificada de Lang, W. H., 1994).

Otro ejemplo de la falta de concordancia entre los datos analíticos y los datos derivados de los registros se muestra en la **Fig. 3.24**. Los niveles de madurez térmicas son más altos en esta unidad que en el último ejemplo, aproximadamente una R_o de 1.6% a una profundidad de menos de 305 m (1,000 ft). El COT es considerablemente más alto que en el último ejemplo en la parte superior del pozo. Alrededor de 1829 m (6,000 ft), el COT se reduce drásticamente al igual que el tiempo de tránsito. Los valores analíticos y derivados del registro están en mejor acuerdo por debajo de este punto. Es interesante notar que en las **Fig. 3.23**

y **3.24** las formas de la gráfica de COT y del intervalo de tiempo de tránsito son muy similares. En estos ejemplos particulares, parece obvio que el COT contenido en la roca (superior al 1% y con un nivel de madurez de más de 1.2% Ro) sin duda afecta al valor del intervalo de tiempo de tránsito. En estos dos ejemplos, las mediciones de tiempo de tránsito están indicando posibles rocas generadoras que se convirtieron en rocas térmicamente maduras (**Fig. 3.23**) o sobremaduras (**Fig. 3.24**) con la profundidad.

En el análisis de todos los datos se hace evidente que el material reciclado ha sido incluido en las gráficas de datos, así como el 14% de los conjuntos de datos en los pozos con valores de reflectancia de la vitrinita anormalmente alta o baja. Si los datos anormales o no válidos son excluidos (**Fig. 3.25**) de las gráficas, la dispersión se reduce notablemente. El ajuste no se cambia, pero la mayoría de los datos están dentro de $\pm 0.1\%$ Ro del ajuste de datos.

Interpretación de datos

Hay una relación entre el intervalo de tiempo de tránsito y la reflectancia de la vitrinita. El valor analítico promedio no puede ser comparado al intervalo de tiempo específico (u otra medición de registro) a una profundidad específica. Se compara con un punto en el gradiente de compactación en una TDP. El registro del intervalo de tiempo de tránsito se puede escalar en unidades de la reflectancia de la vitrinita para medir la madurez térmica fuera del dominio analítico.

Con los datos disponibles, la relación entre la madurez térmica y el intervalo de tiempo de tránsito se ha establecido en los sedimentos no compactos térmicamente inmaduros y en los sedimentos compactos maduros en la base del pico de la zona de generación de aceite. En las TDP's, el ajuste de los datos es excelente a través del intervalo por encima de la interrupción en el gradiente de compactación. Por debajo de la interrupción en el gradiente de compactación, los datos son pobres. Los pocos pozos donde se encuentran los datos analíticos en el rango de 1.2 a 3.2% de Ro, tienen intervalos de tiempos de tránsito correlativos que son demasiado altos (**Fig. 3.23 y 3.24**). En estos dos ejemplos, el alto porcentaje de COT en las rocas parece ser la causa del alto intervalo de tiempo de tránsito. Por debajo de la base del pico de la zona de generación de aceite a Ro de 1.2%, el cambio bastante grande en la Ro es acompañado de un pequeño cambio en el intervalo de tiempo de tránsito; el efecto contrario se observó en el otro extremo de la escala.

En algunas circunstancias, el intervalo de tiempo de tránsito parece ser afectado por un porcentaje cada vez mayor de COT en la roca generadora. Meyer y Nederlof (1984) usaron un intervalo de tiempo de tránsito alto como uno de los criterios para el reconocimiento de rocas generadoras con el uso de registros de pozo. En aproximadamente el 40% de los datos controlados de los pozos en este estudio, no parece haber correlación alguna entre el intervalo de tiempo de tránsito y el COT. Una conclusión preliminar indica que el mayor efecto sobre el tiempo de tránsito se produce cuando el COT es mayor que 1% y la Ro es mayor que 0.6%. En este momento, no parece que el intervalo de tiempo de tránsito puede ser usado para estimar COT en el área geológica en cuestión.

Con un número limitado de pozos que tienen datos analíticos de reflectancia de vitrinita junto con registros del intervalo de tiempo de tránsito, es posible derivar la probable única relación intervalo de tiempo de tránsito-reflectancia de la vitrinita para la cuenca sedimentaria en investigación. Cuando se ha establecido la relación, se hace posible escalar la TDP de cada pozo en Ro en porcentaje para determinar y mapear los umbrales críticos de madurez térmica a lo largo de la cuenca.

Por otro lado, si los datos analíticos de madurez térmica han estado disponibles en tan sólo siete pozos ubicados estratégicamente, podrían haber realizado el mismo estudio con más de 250 pozos con registros de pozos derivados de madurez térmica. Los ahorros en tiempo y dinero a la industria habrían sido considerables. Por otra parte, si los datos sísmicos están disponibles en toda la cuenca y análisis de velocidad aceptables pueden ser generados a partir de esos datos, se hace posible extender los datos de madurez térmicas incluso más allá de los límites del dominio del pozo a los límites del dominio sísmico que está disponible.

La **Fig. 3.26** es una gráfica de los datos analíticos de la reflectancia de la vitrinita con la profundidad de ocho pozos del área North Slope. Se cree que estos pozos están en o cerca de su profundidad máxima de sepultamiento. Los diamantes sobremarcados (**Fig. 3.26**) se obtuvieron a partir de un análisis de la velocidad de un estudio sísmico en alta mar en las inmediaciones y se ajustan bastante bien a los datos analíticos. La parte superior de la ventana de aceite está a 4023 m (13,200 ft). Este umbral térmico puede entonces llevarnos a los límites de los estudios sísmicos.

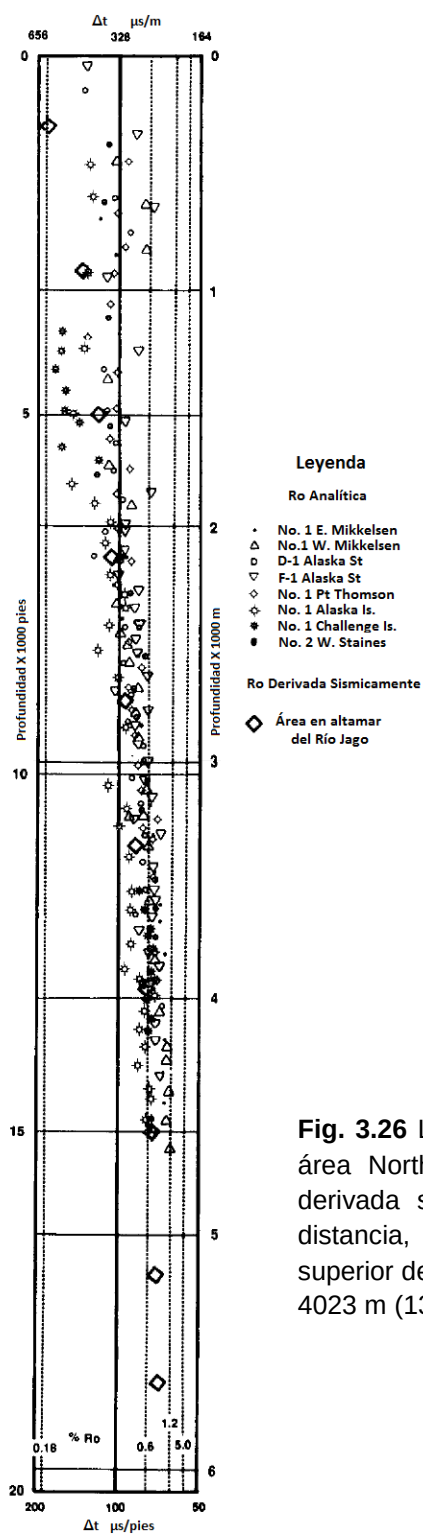


Fig. 3.26 La R_o analítica de ocho pozos en el área del río Jago del área North Slope. Los diamantes indican la reflectancia de la vitrinita derivada sísmicamente de un análisis de velocidad a una corta distancia, costa afuera, al norte del pozo del río Jago. La parte superior del pico de la zona de generación de aceite ($R_o = 0.6\%$) es a 4023 m (13,200 pies). (Modificada de Lang, W. H., 1994).

3.4 Métodos de Medición de Contenido Orgánico Total (COT).

3.4.1 A partir de Núcleos.

3.4.1.1 LECO®-COT.

El carbono es un elemento esencial de cualquier compuesto orgánico, y una forma de evaluar la riqueza orgánica de una roca consiste en medir su contenido de carbono. Dado que el potencial petrolífero o gasífero de una formación se relaciona con su contenido de carbono, la medición del COT es una prioridad en la evaluación de las rocas generadoras. Esta evaluación inicial del carbono es seguida por otros procedimientos de clasificación, tales como la pirólisis y la reflectancia de la vitrinita. Estas pruebas permiten la ejecución de evaluaciones rápidas de grandes cantidades de muestras de rocas y pueden complementarse con métodos de prueba más extensivos.

Los valores del COT pueden obtenerse utilizando una técnica de combustión directa que requiere sólo 1 g [0.0022 lbm] de muestras de roca. Las muestras son pulverizadas y tratadas para eliminar cualquier carbono que se encuentre en las muestras de carbonatos u otros contaminantes. El contenido de carbono total se determina en los sedimentos secos y el COT se determina en los sedimentos acidificados y secos usando un analizador de carbono, por ejemplo un LECO CR-412. Luego, se calientan a una temperatura de 1,200°C [2,192°F], utilizando el horno de inducción de alta frecuencia. Los sedimentos se combustionan en una atmósfera de oxígeno y cualquier carbono contenido en el kerógeno se convierte en CO y CO₂. El gas entra en el sensor de infrarrojo no dispersivo (NDIR). El NDIR mide la masa de CO y CO₂ presente, esto depende del modelo del analizador de carbono. Las fracciones de carbono liberado se convierten en COT y se registra como porcentaje en peso másico de la muestra de roca. El COT se resta del contenido de carbono total (CT) para determinar el contenido de carbono inorgánico total (CIT) de la muestra dada.

La medición del COT evalúa tres componentes. El carbono de la materia orgánica extraíble (EOM) proviene mayormente del craqueo térmico del kerógeno. Este carbono se encuentra en el petróleo y el gas que la roca ha generado pero no ha expulsado. En el otro extremo se localiza el carbono residual, que compone la porción de kerógeno que no posee potencial para la generación de petróleo o gas porque su estructura química altamente condensada contiene muy poco hidrógeno. El carbono convertible, contenido en el kerógeno, representa el potencial de generación de petróleo remanente de una roca. La capacidad para generar petróleo depende en gran medida de la composición química de esta fracción de carbono convertible.

La medición del COT es la primera clasificación para la cuantificación de la riqueza orgánica. Los valores del COT sólo proporcionan una escala semi-cuantitativa del potencial de generación de petróleo. El valor del COT indica la cantidad, pero no la calidad, de la materia orgánica. Si esta prueba de clasificación inicial demuestra que existe suficiente contenido orgánico, la roca debe someterse a pruebas adicionales para establecer la calidad y la madurez de la materia orgánica.

Metodología

Todos los utensilios de vidrio y de cerámica utilizados en el procesamiento de la muestra son calentados a 400 °C por al menos 4 horas. Las muestras permanecen congeladas a -20 °C hasta su procesamiento. Las muestras se descongelan y se homogeneizan. La muestra se seca en un horno a 40 °C. Una porción de la muestra se retira y se homogeneiza. Una alícuota de la muestra seca y homogeneizada se coloca en una bandeja de aluminio y se seca a 105 °C.

El analizador de carbono LECO® (**Fig. 3.27**) se calibra antes del análisis de las muestras. Diferentes cantidades de carbonato de calcio de alta pureza (pureza 99.95%, contenido de carbono 12%) se utilizan para calibrar el instrumento. Las cantidades aproximadas de carbonato de calcio utilizadas para la calibración de seis puntos son: 0.01, 0.05, 0.1, 0.25 y 0.5 gramos. Un bote de combustión (recipiente refractario libre de carbono) vacío (**Fig. 3.28**) es utilizado como blanco para la curva de calibración. La curva de calibración arroja un rango de análisis de aproximadamente 0.0 a 0.06 g de carbono total. Cada calibración debe estar dentro de un rango de variación de 3% del valor conocido de carbono para establecer un criterio aceptable. Una verificación continua de la calibración se efectúa cada diez muestras y debe estar en un rango del 5% del valor conocido.



Fig. 3.27 Analizador de COT, Carbono superficial, libre e inorgánico marca LECO® modelo RC612.

El CT es analizado mediante la colocación de aproximadamente 0.350 g de muestra seca y homogeneizada en un bote de combustión limpio. El bote se coloca en el bastidor de inyección automática y se carga en el analizador de carbono LECO®.



Fig. 3.28 Bote de combustión con muestras de núcleos de formaciones ricas en materia orgánica. (Tomada de ASTM International, 2010).

El COT también es analizado mediante la colocación de aproximadamente 0.350 g de muestra seca y homogeneizada en un bote de combustión limpio. Cada bote es tratado con ácido fosfórico gota a gota hasta que la muestra pare de burbujear y esté completamente húmeda con ácido. La muestra se coloca en un horno a 40 °C durante 24 horas y luego es trasladada a un horno a 105 °C. Una vez que la muestra está seca, el bote se coloca en el bastidor de inyección automática y se carga en el analizador de carbono LECO®.

El CT incluye constituyentes de la muestra tanto orgánicos e inorgánicos. El COT se determina mediante el tratamiento de una parte alícuota de muestra seca con suficiente ácido fosfórico para eliminar el carbono inorgánico antes del análisis. El porcentaje de COT y CT se determinan en los sedimentos que se secaron a 105 °C y los sedimentos preparados se queman a 1200 °C o más, dependiendo del tipo de muestra y el equipo utilizado, en una atmósfera de oxígeno usando un analizador de carbono LECO®. El carbono se oxida para formar CO y CO₂. La fase gaseosa fluye a través de dos tubos lavadores. El primer tubo lavador está lleno de Drierite (desecante a base de sulfato de calcio anhidro, es decir, yeso) y gránulos de cobre para atrapar el agua y el gas cloro; el segundo tubo lavador está lleno de Anhydrone (poderoso agente oxidante a base de perclorato de magnesio) para eliminar la humedad residual. La fase gaseosa fluye entonces a través del NDIR sintonizado para responder selectivamente al CO y CO₂. El resultado es corregido en % en peso de Carbono.

Es importante hacer notar que este método distingue entre materia orgánica e inorgánica, pero no distingue entre materia orgánica generadora y no generadora.

Ecuaciones

Con base en los resultados obtenidos por el analizador de carbono LECO®, los cuales son presentados en esquemas o gráficas al finalizar la prueba, apoyándose en diferentes ecuaciones es posible obtener los siguientes parámetros.

Contenido de Carbono (CC)

$$\text{Carbono} = (b * A) + a \quad (\text{Ec. 3.8})$$

donde:

Carbono = Contenido de carbono (g)

b = pendiente de la curva de calibración lineal (g por unidad de área)

A = área bajo la curva de la muestra

a = intersección de la curva de calibración (g)

Carbono Total (CT)

$$CT (\%) = \frac{\text{Carbono}}{W} \quad (\text{Ec. 3.9})$$

donde:

W = Peso del sedimento seco analizado (g)

Contenido Orgánico Total (COT)

$$COT (\%) = \frac{\text{Carbono orgánico}}{W} \quad (\text{Ec. 3.10})$$

Nota: Cuando las muestras han sido tratadas con ácido (para este caso), el *Carbono orgánico* (en gramos) reemplaza a *Carbono* en la **Ec. 3.10**.

Contenido Inorgánico Total (CIT)

$$CIT (\%) = CT(\%) - COT(\%) \quad (\text{Ec. 3.11})$$

Para expresar el CIT como un porcentaje de carbonato de calcio (CaCO_3), se usa la siguiente ecuación:

$$CIT(\% \text{ CaCO}_3) = (CT - COT) * 8.33 \quad (\text{Ec. 3.12})$$

3.4.2 A partir de Registros.

3.4.2.1 Técnica $\Delta\log R$.

Un método práctico, la técnica $\Delta\log R$, para la identificación y cálculo del contenido orgánico total, COT, en rocas ricas en materia orgánica, ha sido desarrollado usando registros de pozo. El método emplea la superposición de un registro de porosidad escalado adecuadamente (generalmente la curva del tiempo de tránsito del registro sónico) en una curva de resistividad (preferentemente de una herramienta de lectura profunda). En rocas con contenido orgánico saturadas por agua, las dos curvas son paralelas entre sí y pueden ser superpuestas, ya que ambas curvas responden a las variaciones en la porosidad de la formación; sin embargo, ya sea en las rocas del yacimiento o en las rocas ricas en materia orgánica ajenas a éste, existe una separación entre las curvas. Usando la curvas de rayos gamma, los intervalos del yacimiento con hidrocarburos pueden ser identificados y eliminados del análisis. La separación de los intervalos ricos en materia orgánica resulta de dos efectos: la curva de porosidad responde a la presencia de baja densidad y baja velocidad en el kerógeno y la curva de resistividad responde a los fluidos de la formación. En rocas con materia orgánica inmadura, donde los hidrocarburos no han sido generados, la separación de la curva observada es debida solamente a la respuesta de la curva de porosidad. En rocas generadoras maduras, sumada a la respuesta de la curva de porosidad, la resistividad aumenta debido a la presencia de los hidrocarburos generados. La magnitud de la separación de la curva en rocas ajenas al yacimiento es calibrada al COT y a la madurez térmica y permite perfiles de profundidad de la riqueza orgánica en ausencia de datos de muestras. Este método permite evaluar con exactitud la riqueza orgánica en una gran variedad de litologías y madurez usando registros de pozo convencionales.

Predicción de la riqueza orgánica

La técnica presentada en este artículo fue desarrollada y probada dentro de Exxon/Esso a principios de 1979. Desde entonces, ha sido aplicada exitosamente en muchos pozos alrededor del mundo. Aunque otros métodos y nuevas herramientas (tal como los registros de espectroscopía de rayos gamma inducidos) pueden ofrecer ventajas específicas en mediciones directas del COT, la técnica que se describe a continuación ha sido desarrollada para trabajar adecuadamente tanto en rocas generadoras de carbonatos así como clásticas, y puede ser exacta en la predicción de COT en un amplio rango de madurez.

Uso de la curva sónica y de resistividad

En aplicaciones, la curva de tiempo de tránsito y la curva de resistividad, son escaladas tal que su escala relativa es 100 $\mu\text{s}/\text{ft}$ (328 $\mu\text{s}/\text{m}$) por dos ciclos de resistividad logarítmicos (por ejemplo, a razón de 50 $\mu\text{s}/\text{ft}$ ó 164 $\mu\text{s}/\text{m}$ corresponde a un ciclo de resistividad). Las curvas son superpuestas y la línea base se fija en las rocas no generadoras de grano fino. La condición de línea base existe cuando las dos curvas coinciden directamente sobre un rango de profundidad significativo. Con el establecimiento de la línea base, los intervalos ricos en materia orgánica pueden ser reconocidos por la separación y no paralelismo de las dos curvas. La separación entre ellas, son designadas como $\Delta\log R$, puede ser medido para cada incremento de profundidad. La **Fig. 3.29** proporciona un resumen de escalamiento típico y terminología y además valores de S_2 y COT.

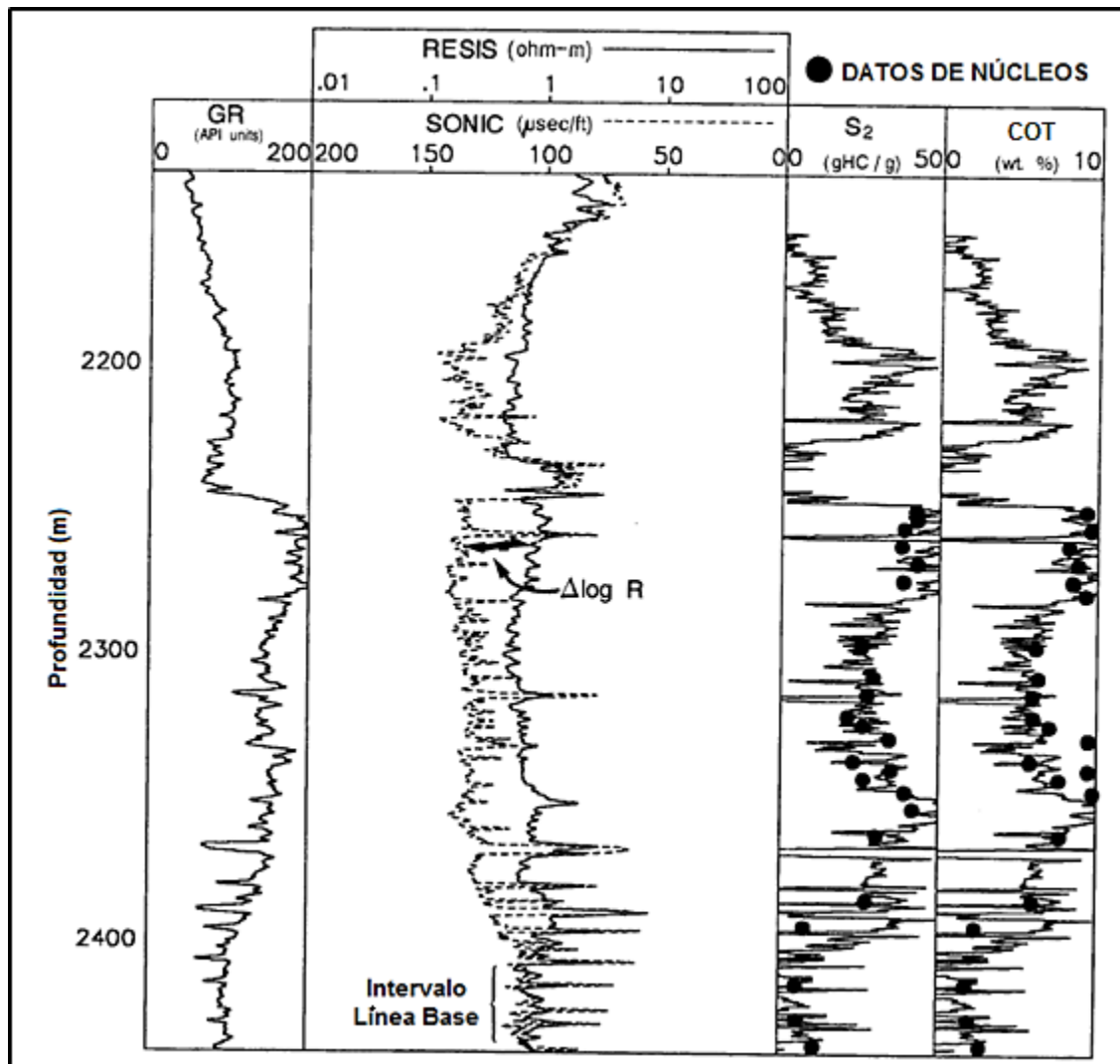


Fig. 3.29 Muestra la superposición de las curvas del registro sónico/resistividad para generar la separación $\Delta\log R$ y el ajuste a línea base. (Modificada de Passey, Q. R. et al., 1990).

La separación $\Delta \log R$ se relaciona linealmente al COT y es una función de la madurez. Usando el diagrama $\Delta \log R$ -COT-LOM (**Fig. 3.30**), la separación $\Delta \log R$ puede ser transformada directamente a COT si la madurez (en unidades de LOM - nivel de metamorfismo orgánico-) puede ser determinada o estimada. En la práctica, el LOM es obtenido de una variedad de análisis de muestras como la reflectancia de la vitrinita, índice de alteración térmica o $T_{\max}$ (Ver **Apéndice A** al final del trabajo), o de estimaciones de la historia térmica y sepultamiento. Si la madurez (LOM) es estimada incorrectamente, los valores absolutos de COT serán algo erróneos, pero la variabilidad vertical en el COT será correctamente representada. Si el tipo de materia orgánica (OMT) es conocida, entonces los valores S2 de la pirolisis, definidos por Rock Eval, pueden ser predichos usando las transformaciones de COT a S2, como se ilustra en la **Fig. 3.31**.

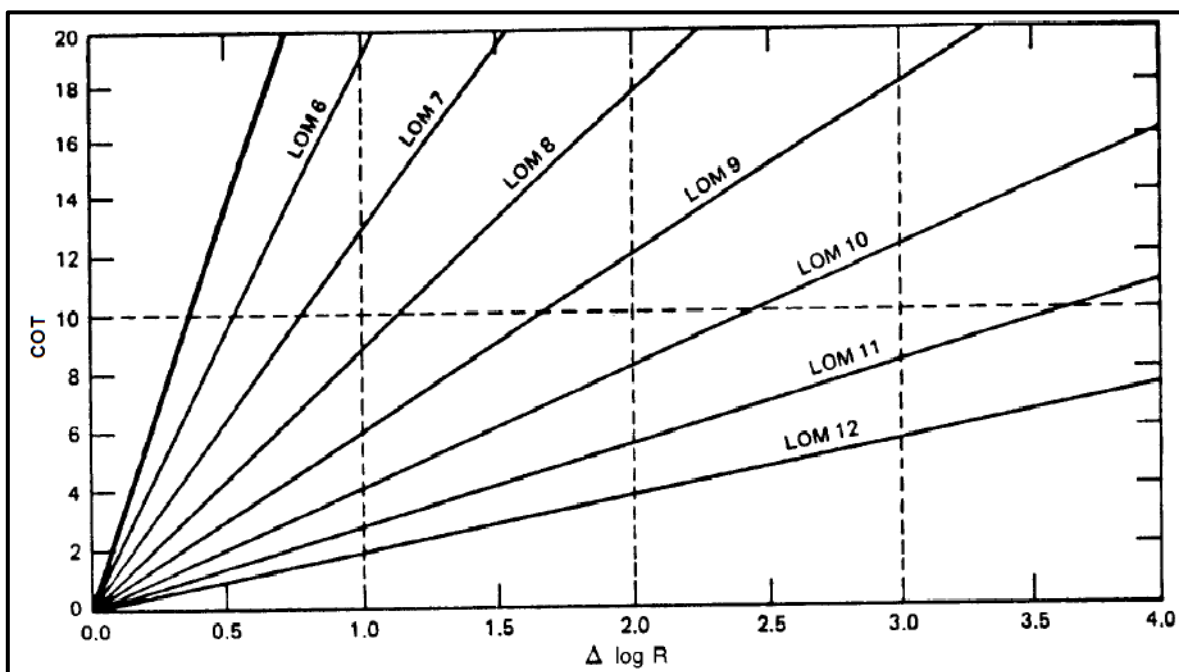


Fig. 3.30 Diagrama que relaciona al $\Delta \log R$ con el COT mediante el nivel de metamorfismo orgánico (LOM). La línea remarcada en color negro (a la izquierda de la línea LOM 6), debe ser usada para un nivel de madurez menor que 6 LOM. (Modificada de Passey, Q. R. et al., 1990).

Por ejemplo, en la **Fig. 3.29**, la máxima separación $\Delta \log R$ es aproximadamente 0.7 de un ciclo de resistividad logarítmica ($\Delta \log R = 0.7$), el LOM es de 6-7, y el tipo de materia orgánica (de núcleos) es primariamente kerógeno tipo II. Usando los valores de $\Delta \log R$ y LOM en el diagrama (**Fig. 3.30**), se calculó el perfil de valores de COT (**Fig. 3.29**, pista 4). Entonces usando los valores de COT calculados y la determinación del LOM de 6-7 en la **Fig. 3.31** (Para kerógeno tipo II), se calculo un perfil de valores S2 (**Fig. 3.31**, pista 3). Ambos valores calculados (COT y S2) están en buena concordancia con las mediciones de datos de núcleos.

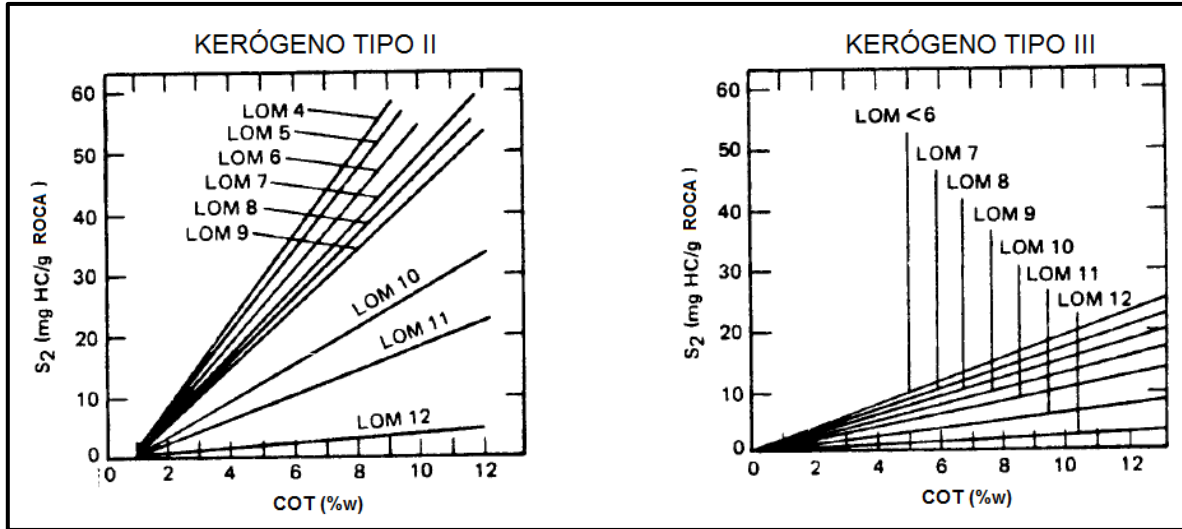


Fig. 3.31 Diagramas de COT vs S₂ mediante índice de madurez (LOM). El diagrama para kerógeno tipo II (Izq.) puede ser usado para kerógeno tipo I. (Modificada de Passey, Q. R. et al., 1990).

La expresión algebraica para el cálculo del $\Delta \log R$ de la superposición de las curvas de los registros Sónico/Resistividad es:

$$\Delta \log R = \log_{10} \left(\frac{R}{R_{\text{lineabase}}} \right) + 0.02 * (\Delta t - \Delta t_{\text{lineabase}}) \quad (\text{Ec. 3.13})$$

donde, $\Delta \log R$ es la separación de la curva medida en ciclos de resistividad logarítmica, R es la resistividad medida en ohm-m, Δt es el tiempo de tránsito medido en $\mu\text{s}/\text{ft}$, $R_{\text{lineabase}}$ es la resistividad correspondiente al valor de $\Delta t_{\text{lineabase}}$ cuando las curvas son la línea base en las rocas no generadoras ricas en arcillas, y 0.02 está basado en la razón de $-50\mu\text{s}/\text{ft}$ por un ciclo de resistividad mencionado anteriormente, es decir, $0.02 = 1\text{Ciclo Resistividad}/50 \mu\text{s}/\text{ft}$.

Generalmente, el valor $\Delta t_{\text{lineabase}}$ es constante para todo el pozo y solamente el valor $R_{\text{lineabase}}$ varía en relación a la superposición de las curvas o "línea base". Para el intervalo mostrado en la **Fig. 3.29**, las curvas son graficadas usando un valor de $\Delta t_{\text{lineabase}} = 100 \mu\text{s}/\text{ft}$ y un correspondiente $R_{\text{lineabase}} = 1.0 \text{ ohm-m}$.

La ecuación empírica para el cálculo de COT en rocas ricas en arcilla del $\Delta \log R$ (**Fig. 3.30**) es:

$$COT = (\Delta \log R) * 10^{(2.297 - 0.1688 * LOM)} \quad (\text{Ec. 3.14})$$

donde, COT es el contenido orgánico total medido en %w (porcentaje en peso) y LOM es la madurez térmica.

Un valor de LOM de 7 corresponde al comienzo de la madurez para el kerógeno propenso a generar aceite, y un valor LOM de 12 corresponde al comienzo de la sobremadurez para el kerógeno propenso a generar aceite.

Esencialmente todas las lutitas contienen algún carbono orgánico medible. El promedio de COT en las lutitas alrededor del mundo está entre 0.2 y 1.65 %w; las lutitas generalmente exceden el 0.8 %w de COT. Fijando a línea base las curvas de tiempo de tránsito y resistividad de las rocas no generadoras ricas en arcilla implica que el intervalo de línea base es esencialmente el “cero COT”; de hecho, este intervalo puede tener el 0.8 %w. Debido a este antecedente de COT, en la práctica el 0.8 %w del COT es sumado al COT calculado por la **Ec. 3.14** para todos los intervalos en los cuales la separación $\Delta \log R$ es positiva, independientemente de la magnitud.

Una separación $\Delta \log R$ ocurre en las rocas generadoras ricas en materia orgánica y los intervalos del yacimiento que almacenan hidrocarburos; por lo que, los registros de rayos gamma o SP (Potencial Espontáneo) pueden ser usados para descartar intervalos del yacimiento cuando un perfil de COT es calculado.

La ventaja principal de fijar a línea base una curva de porosidad tal como la curva del registro sónico con el de resistividad, es que ambas curvas son sensibles a los cambios en la porosidad y una vez que la línea base es establecida en una litología dada, las variaciones de porosidad afectan la respuesta de ambas curvas tal que un cambio en una curva es reflejado en un cambio de magnitud comparable en la otra curva. Por ejemplo, un incremento en el resultado de porosidad se refleja en un incremento en Δt , pero también significa un incremento en el volumen de la conductividad del agua, resultando un decremento en la resistividad. Estos cambios son proporcionales, así que si las curvas de porosidad y resistividad son correctamente escaladas, el incremento de porosidad resulta en desviaciones de magnitud similar en ambas curvas; por lo tanto, la dependencia a la porosidad es eliminada. Esto permite el cálculo de COT para pozos en donde no existen mediciones directas de este parámetro.

Calibración y exactitud del cálculo de COT

Para muchos pozos, ha estado disponible la comparación directa de los valores de COT derivados de registros con los valores de COT medidos de muestras de núcleos de pared, núcleos convencionales o recortes. En muchos casos la concordancia es muy buena y nos da la confianza para aplicar la técnica en pozos donde no se cuenta con muestras. También, la capacidad para realizar la técnica $\Delta \log R$ en las instalaciones del pozo usando una escala adecuada de las curvas del registro sónico y de resistividad, proporciona un método excelente para la identificación de los intervalos ricos en materia orgánica y así poder tomar muestras con herramientas de núcleos de pared.

III. Métodos Directos e Indirectos para medir la MT y el COT

La exactitud de los valores de COT derivados de la técnica $\Delta\log R$ para los intervalos ricos en materia orgánica en 6 pozos con rangos de madurez térmica de 6 a 11 LOM se resume en la **Tabla 3.9**. También se incluyen comparaciones con las curvas individuales de los registros de pozo. Los datos de COT medidos en núcleos y de registros para el pozo E se pueden observar en la **Tabla 3.10**.

Comparación de la exactitud de la riqueza orgánica esperada									
Pozo	N	LOM	Coeficiente de Correlación (R^2)						Desviación Estándar de la Diferencia (% w)
			$\Delta\log R$	GR	R_{ild}	Δt	ρ_b	Φ_N	
A	24	6-7	0.75	0.71	0.01	0.75	0.64	0.53	± 1.4
B	20	7-8	0.77	0.69	0.17	0.69	---	---	± 1.4
C	10	7	0.91	0.52	0.26	0.69	0.85	0.77	± 1.2
D	14	9	0.84	0.09	0.79	0.54	---	---	± 1.4
E	15	8-9	0.88	0.45	0.59	0.39	0.26	---	± 1.1
F	29	10-11	0.47	0.56	0.4	0.01	---	---	± 0.9

Tabla 3.9 Lista de los coeficientes de correlación (R^2) debido a la relación lineal del COT con el $\Delta\log R$ y los datos de las curvas de registros. N es el número de muestras analizadas. La desviación estándar de la diferencia se refiere a la desviación del error absoluto (en %w) entre el COT medido en núcleos y los valores de COT derivados del $\Delta\log R$.

Pozo E usado en la calibración de los valores del método $\Delta\log R$						
Profundidad (m)	GR (API)	R_{ild} (ohm-m)	Δt ($\mu s/ft$)	ρ_b (g/cm ³)	Φ_N	COT (% w)
3322	121	1.59	109	2.45	---	3.42
3325	114	1.76	106	2.37	---	2.42
3337	98	1.77	106	2.38	---	2.98
3355	127	2.25	103	2.43	---	3.04
3365	159	3.03	110	2.40	---	5.32
3367	163	3.66	106	2.44	---	5.40
3380	120	4.80	100	2.47	---	3.86
3385	133	3.80	100	2.47	---	4.90
3410	148	3.45	105	2.44	---	4.50
3418	128	9.37	100	2.46	---	9.45
3422	105	4.32	92	2.51	---	3.74
3429	112	4.84	90	2.49	---	1.99
3445	94	1.86	80	2.65	---	0.14
3452	94	1.80	83	2.52	---	0.06
3456	101	1.92	82	2.63	---	0.38

Tabla 3.10 Se muestran los valores de COT y registros para el pozo E que presenta un valor de madurez de 8-9 LOM.

Los coeficientes de correlación (R^2) se proporcionan para mostrar cómo la correlación del $\Delta \log R$ con el COT se compara con la correlación de valores de las curvas individuales de los registros de pozo con COT. Para intervalos ricos orgánicamente de baja madurez (LOM de 6-9) se notan relativamente buenas correlaciones entre el COT y el tiempo de tránsito (Δt). Los pozos de mayor madurez (LOM de 9-11) exhiben menores correlaciones con el Δt , pero la correlación incrementa con la curva de resistividad de inducción profunda (R_{ild}). La correlación con la intensidad de rayos gamma total (GR) varía de buena a pobre, independientemente del grado de madurez térmica. En todos los casos el coeficiente de correlación de COT con $\Delta \log R$ es mejor que con cualquiera de las curvas individuales del registro sísmico o resistividad. Como una medida adicional de exactitud, la **Tabla 3.9** también contiene un error absoluto (%w) con base en una comparación de los valores de COT derivados del $\Delta \log R$ con los valores medidos en núcleos. Para estos 6 pozos, la desviación estándar de la diferencia entre los valores calculado y medidos de COT es de ± 1.4 %w o mejor.

La calibración general del $\Delta \log R$ para COT ha sido confirmada en numerosos pozos alrededor del mundo y para varias litologías. La **Fig. 3.32** ilustra la dispersión típica del $\Delta \log R$ vs COT para tres de los intervalos listados en la **Tabla 3.9**.

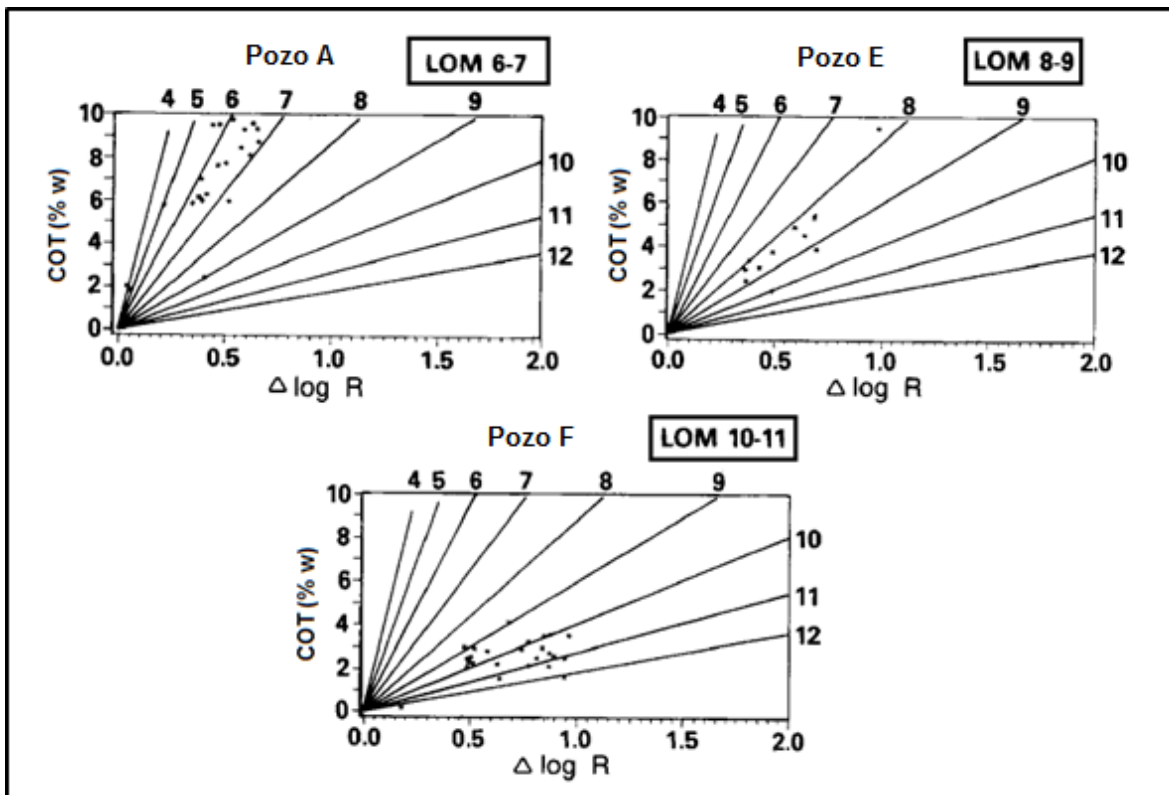


Fig. 3.32 Datos típicos usados para calibrar la separación $\Delta \log R$ vs COT para rocas generadoras de diversa madurez térmica. (Modificada de Passey, Q. R. et al., 1990).

Interpretación del $\Delta \log R$

La lógica usada en la identificación de rocas ricas en materia orgánica de varios tipos de separaciones porosidad/resistividad ($\Delta \log R$) es ilustrada esquemáticamente en la Fig. 3.33.

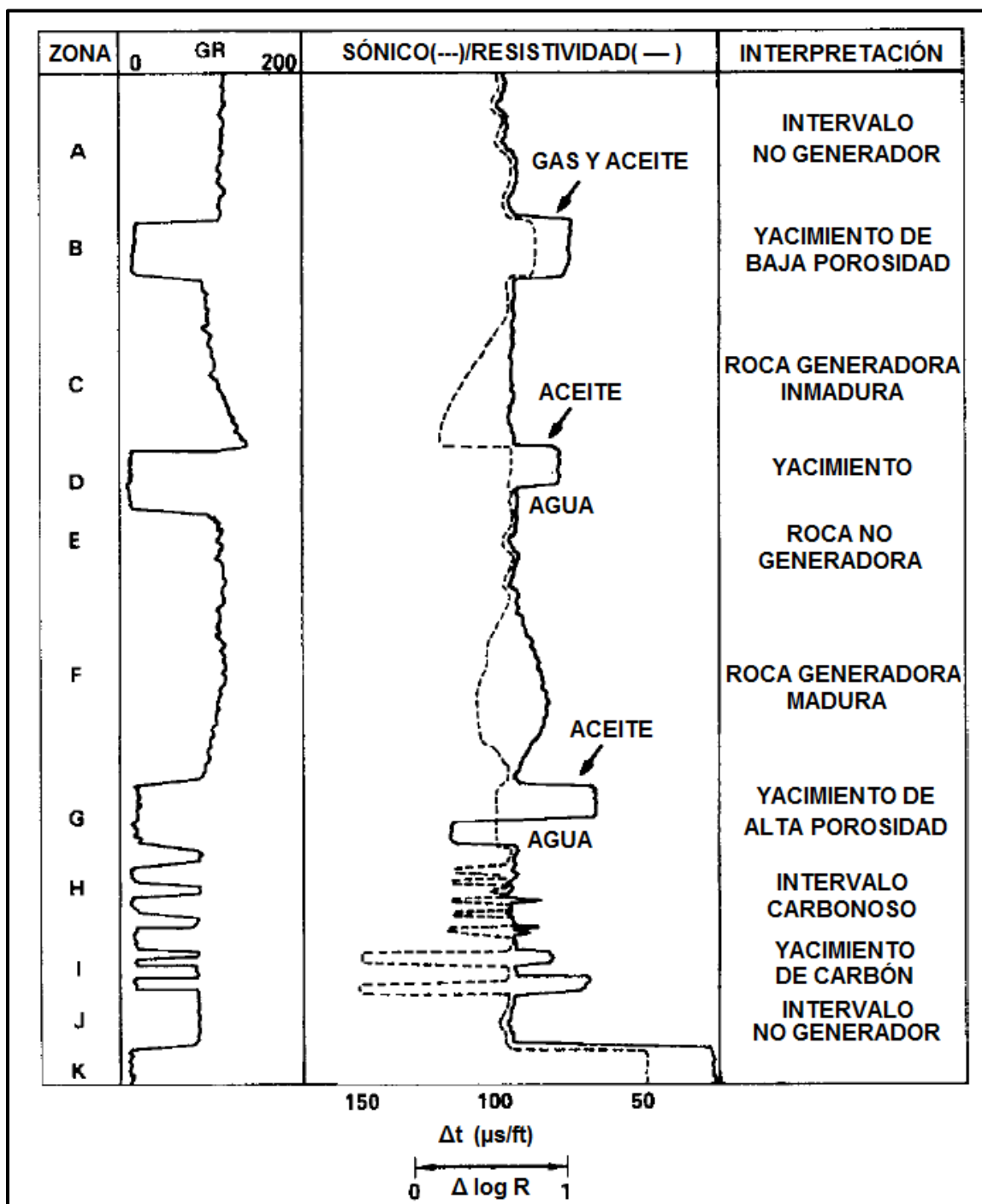


Fig. 3.33 Guía esquemática para la interpretación de una amplia variedad de características observadas en las superposiciones $\Delta \log R$. (Modificada de Passey, Q. R. et al., 1990).

Las características de los intervalos orgánicamente ricos están ilustrados en las zonas C, F, H e I. La separación $\Delta\log R$ en la zona inmadura C es debido totalmente a la respuesta de la curva del registro sónico, mientras, en la zona madura F, la separación $\Delta\log R$ tiene ambos componentes de las curvas de resistividad y sónico. Se observa que en las secciones carbonosas (zonas H e I), la intensidad de rayos gamma es baja. Donde los carbones o sedimentos carbonosos están presentes, es probable que sean delgados y más intercalados que los intervalos ricos en materia orgánica marina.

Los yacimientos de hidrocarburos exhiben una separación $\Delta\log R$ principalmente por un incremento en la resistividad debido al comportamiento no conductivo del aceite o gas. Las respuestas típicas en yacimientos de hidrocarburos se muestran en las zonas B, D y G. Los contactos agua/hidrocarburo a menudo son fácilmente evidentes, como se muestra en la zona G.

Los intervalos de baja porosidad tienen altas resistividades debido a la ausencia de fluidos eléctricamente conductores, como se muestra en la zona K. Estos intervalos se pueden reconocer por tiempos de tránsito relativamente bajos (generalmente menores que 180 $\mu\text{s}/\text{m}$ o 55 $\mu\text{s}/\text{ft}$). Los intervalos no generadores o que no son un yacimiento generalmente tienen curvas de porosidad y resistividad superpuestas (por ejemplo la línea base), como se muestra en las zonas A, E y J.

Respuestas anormales del $\Delta\log R$

La separación $\Delta\log R$ anormal no se asocia con intervalos generadores, esta respuesta anómala generalmente puede ser atribuida a (1) yacimientos de hidrocarburos, (2) condiciones pobres de pozo, (3) sedimentos no compactos, (4) intervalos de baja porosidad (compactos), (5) volcánicos y (6) evaporitas.

Intervalos de yacimientos

En yacimientos con hidrocarburos, una separación $\Delta\log R$ se observa generalmente. La **Fig.3.34** ilustra esta condición en un yacimiento de gas (4400-4480 m) inmediatamente debajo un intervalo generador maduro (4340-4380 m). La curva de rayos gamma puede ser usada para diferenciar la zona del yacimiento del intervalo generador. En la práctica, cuando la línea base se ajusta en lutitas, la curva de porosidad del registro sónico en los yacimientos generalmente se mueve a la derecha (tiempo de tránsito cortos) como se muestra en la **Fig.3.33**, zona B, o puede no exhibir cambio, como se muestra en la **Fig.3.33**, zona D. Si la porosidad es alta en la zona del yacimiento, la curva del tiempo de tránsito se mueve a la izquierda (zona G); este caso no es común, pero puede ser confundido con intervalos ricos orgánicamente si la curva de rayos gamma no está en el diagnóstico.

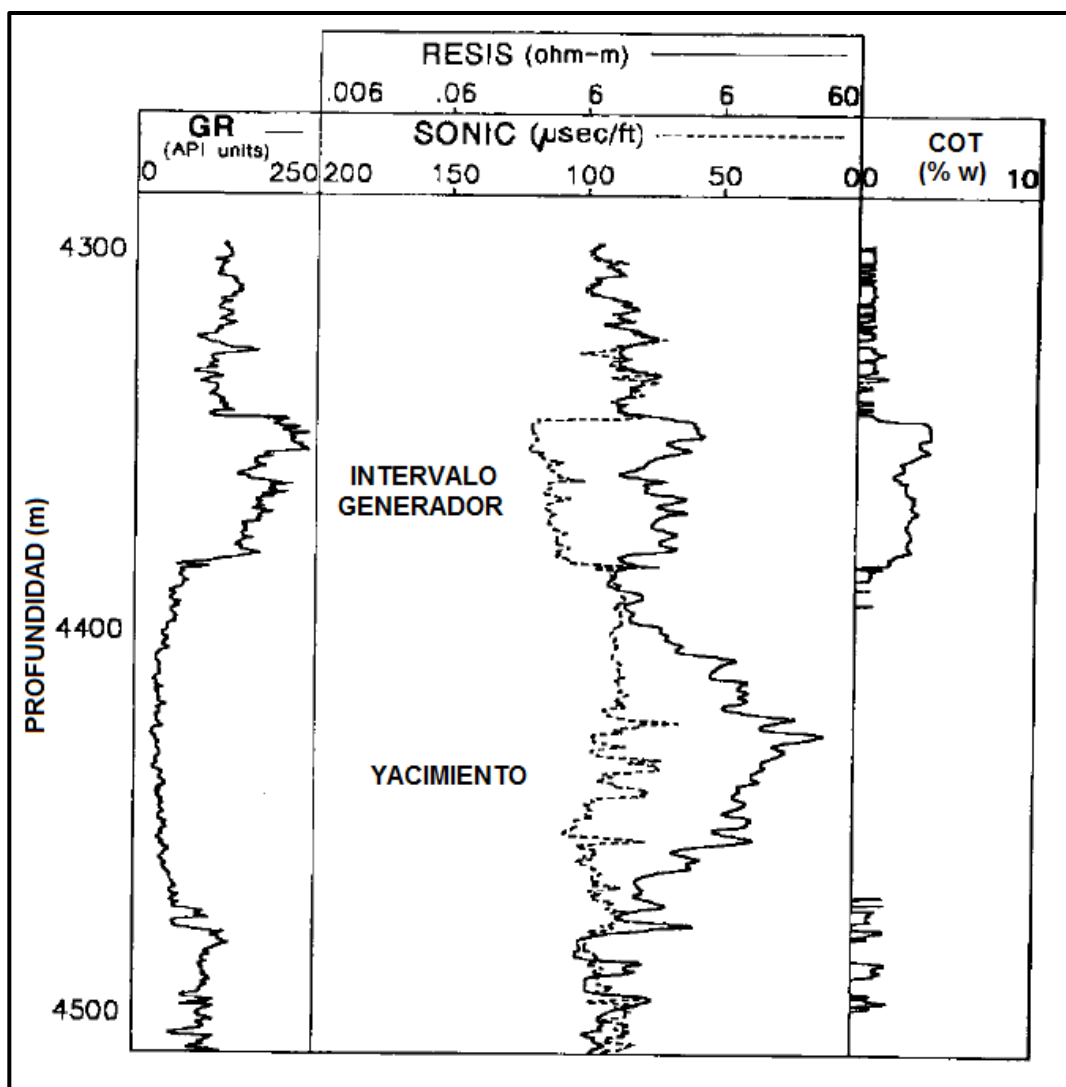


Fig. 3.34 Superposición sónico/resistividad y cálculo del perfil de COT en un intervalo que contiene roca generadora y un yacimiento de gas. Un registro de rayos gamma se usó para excluir el intervalo del yacimiento del procedimiento de cálculo del COT. (Modificada de Passey, Q. R. et al., 1990).

Aunque los yacimientos generalmente pueden ser distinguidos de las rocas ricas en materia orgánica por la intensidad de los rayos gamma, esta última puede ser alta en algunas instancias, como se observa en yacimientos de areniscas ricos en micas o feldespatos. Un ejemplo de un yacimiento de areniscas radiactivas se muestra en la **Fig. 3.35**. Aunque el intervalo del yacimiento muestra valores más altos de rayos gamma que los esperados, la ausencia de tiempos de tránsito altos (por ejemplo, COT) en la separación $\Delta \log R$ refleja la ausencia de materia orgánica sólida. En tales casos, las técnicas de análisis de registros de rutina, como lo es la gráfica cruzada de densidad/neutrón o superposición, puede ser útil para distinguir intervalos ricos en arcilla de intervalos limpios. Tres pequeños posibles intervalos ricos en materia orgánica son identificados entre 980 y 1100 m.

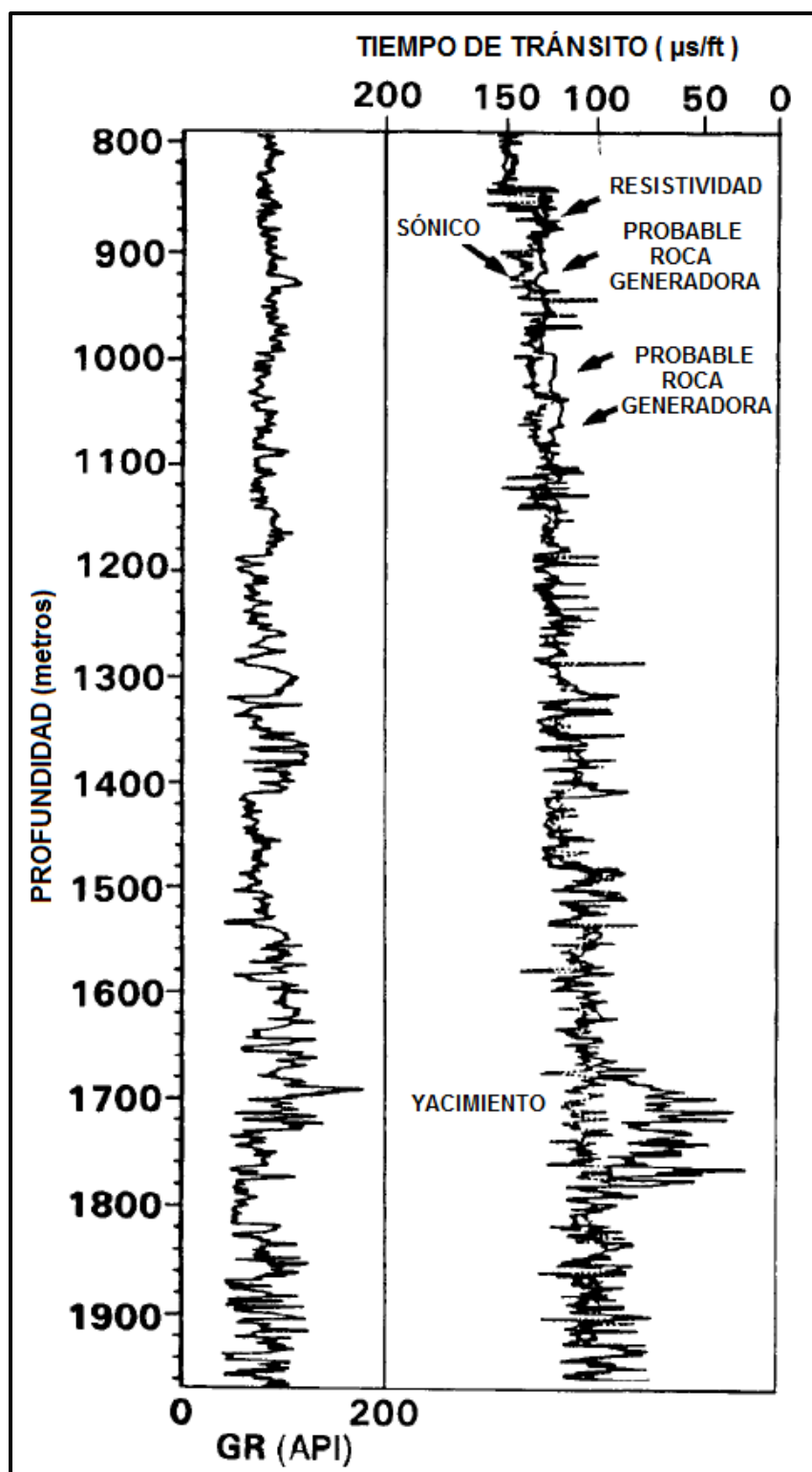


Fig. 3.35 Superposición sónico/porosidad en una sección que contiene intervalos generadores y yacimientos. Debido a la presencia de minerales radiactivos en el intervalo del yacimiento, la curva de rayos gamma no es útil en la identificación de yacimientos. Para este ejemplo la $R_{lineabase} = 2$ ohm-m. (Modificada de Passey, Q. R. et al., 1990).

Condiciones pobres de pozo

Estas condiciones se indican a menudo con grandes derrumbes y muchas herramientas de registro no leerán con exactitud si los derrumbes son muy severos. La examinación del registro de calibración de agujero (caliper) es esencial si excesivamente numerosas zonas de separación $\Delta\log R$ son observadas, o si ningún intervalo de buen seguimiento es observado sobre el cual establecer una línea base. Saltos de ciclo a veces se observan en la curva de tiempo de tránsito en condiciones pobres de pozo, y estos saltos de ciclo no deben ser interpretados como delgadas capas de carbón; generalmente, los tiempos de tránsito de los saltos de ciclo exceden el tiempo de tránsito para el carbón. Cuando el tiempo de tránsito excede alrededor de 150 $\mu\text{s}/\text{ft}$ (500 $\mu\text{s}/\text{m}$), la separación $\Delta\log R$ no debe ser usada para predecir riqueza orgánica.

Sedimentos no compactados

En sedimentos no compactados, la correspondencia entre las curvas de resistividad y sónico es pobre, con tiempos de tránsito mucho más grandes que los esperados para la curva de resistividad. En rocas relativamente jóvenes, someras o no compactadas, el tiempo de tránsito de las lutitas a menudo excede 150 $\mu\text{s}/\text{ft}$ (500 $\mu\text{s}/\text{m}$), y alguna separación $\Delta\log R$ observada en esos intervalos puede ser engañosa. Por lo tanto, uno debe tener precaución en la interpretación de la separación $\Delta\log R$ en sedimentos relativamente jóvenes, someros y no compactados.

Intervalos de baja porosidad (compactados)

Cuando la porosidad de la formación es menor que 3-4%, la resistividad incrementa enormemente a causa de la falta de un fluido eléctricamente conductor. En estos intervalos de baja porosidad, la separación $\Delta\log R$ frecuentemente es muy grande. Sin embargo estos intervalos son fácilmente identificados por sus tiempos de tránsito relativamente cortos (generalmente 50-55 $\mu\text{s}/\text{ft}$, 164-180 $\mu\text{s}/\text{m}$). La separación $\Delta\log R$ típica en varios intervalos de baja porosidad se ilustra en la **Fig. 3.36**. Para estas zonas, la separación $\Delta\log R$ es debido casi en su totalidad a la respuesta de la curva de resistividad. Obsérvese el contraste de la respuesta $\Delta\log R$ dentro del intervalo generador orgánicamente rico entre X520 y X555 m, donde la curva de tiempo de tránsito se mueve a valores altos.

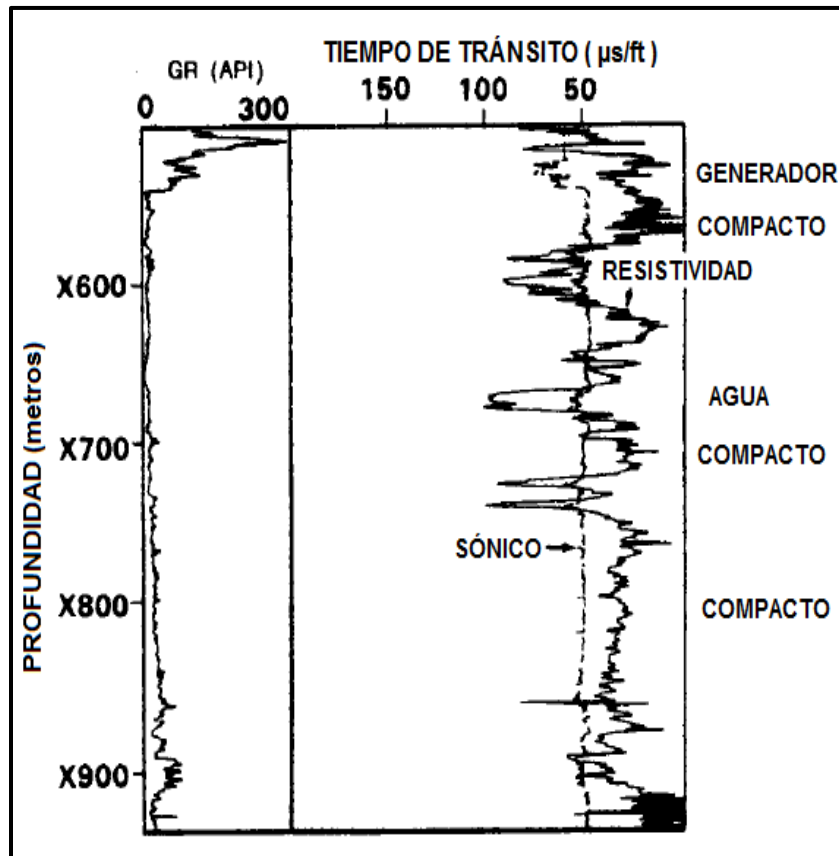


Fig. 3.36 Intervalos de baja porosidad que presentan separaciones $\Delta \log R$ anormales. Note que la curva de tiempo de tránsito lee aproximadamente 50 $\mu\text{s}/\text{ft}$ (164 $\mu\text{s}/\text{m}$), indicando baja porosidad. Para este ejemplo $R_{\text{lineabase}} = 12 \text{ ohm-m}$. (Modificada de Passey, Q. R. et al., 1990).

Rocas ígneas.

Las rocas ígneas, intrusivas y extrusivas generalmente exhiben separación $\Delta \log R$ anormal. La intensidad de rayos gamma de esos intervalos puede ser alta o baja, dependiendo de la mineralogía, pero todas generalmente exhiben valores de tiempo de tránsito relativamente bajos, típicamente cerca de 50 $\mu\text{s}/\text{ft}$ (164 $\mu\text{s}/\text{m}$) y una alta resistividad. Estas zonas ígneas parecen similares a los intervalos de baja porosidad previamente discutidos y, como antes, la clave para la correcta interpretación es notar la falta de respuesta de COT en el componente de porosidad de la respuesta $\Delta \log R$.

Evaporitas

En intervalos masivos de sal, la resistividad generalmente es muy alta, llevándonos a una separación $\Delta \log R$ ampliamente anormal. Sin embargo, puede ser fácilmente distinguida por un tiempo de tránsito constante cercano a los 67.5 $\mu\text{s}/\text{ft}$ (221 $\mu\text{s}/\text{m}$), asociados a bajas intensidades de rayos gamma. Un ejemplo de una típica separación $\Delta \log R$ anormal en capas masivas de sal está dado en la

Fig. 3.37. En adición, dos posibles intervalos generadores son identificados por su separación $\Delta \log R$, así como una zona de agua que exhibe separación negativa.

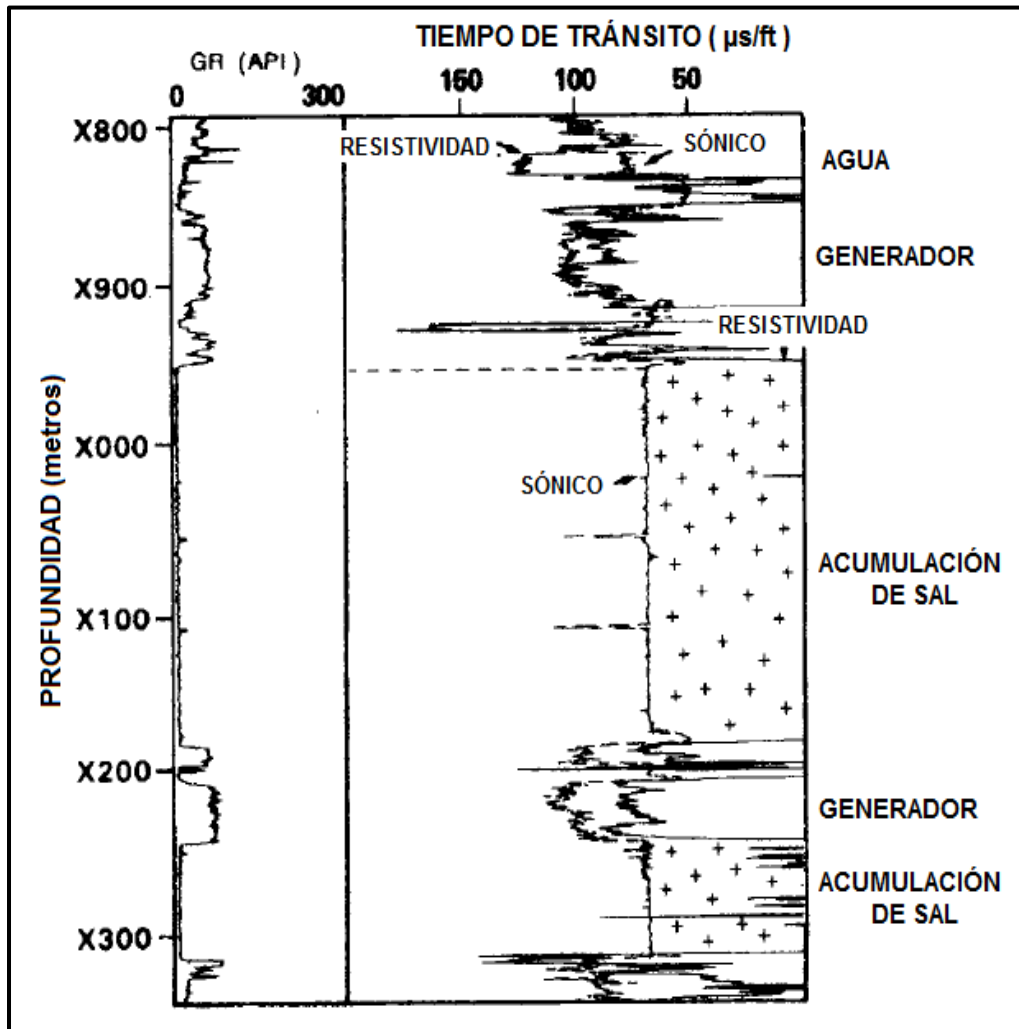


Fig. 3.37 Acumulaciones de sal que exhiben respuestas anómalas de la separación $\Delta \log R$ con posibles intervalos ricos en materia orgánica entre las capas de sal. Para este ejemplo, $R_{\text{lineabase}} = 2$ ohm-m. (Modificada de Passey, Q. R. et al., 1990).

Zonas sobrepresionadas.

En zonas sobrepresionadas, la porosidad observada excede a la porosidad esperada. Ajustando a línea base las curvas del tiempo de tránsito y de resistividad apenas compensada por este incremento de porosidad; así, la separación $\Delta \log R$ anormal no significativa ocurre dentro de la zona sobrepresionada a menos que la zona sea rica orgánicamente o un yacimiento de hidrocarburos.

Intervalos porosos llenos de agua

Intervalos que contienen en su mayoría arenas a menudo exhiben separaciones negativas (donde la curva de resistividad está a la izquierda de la curva de porosidad en la gráfica $\Delta \log R$) en las areniscas llenas de agua cuando las curvas son ajustadas a una línea base en litologías de lutitas (**Fig. 3.33**, parte baja de la zona G).

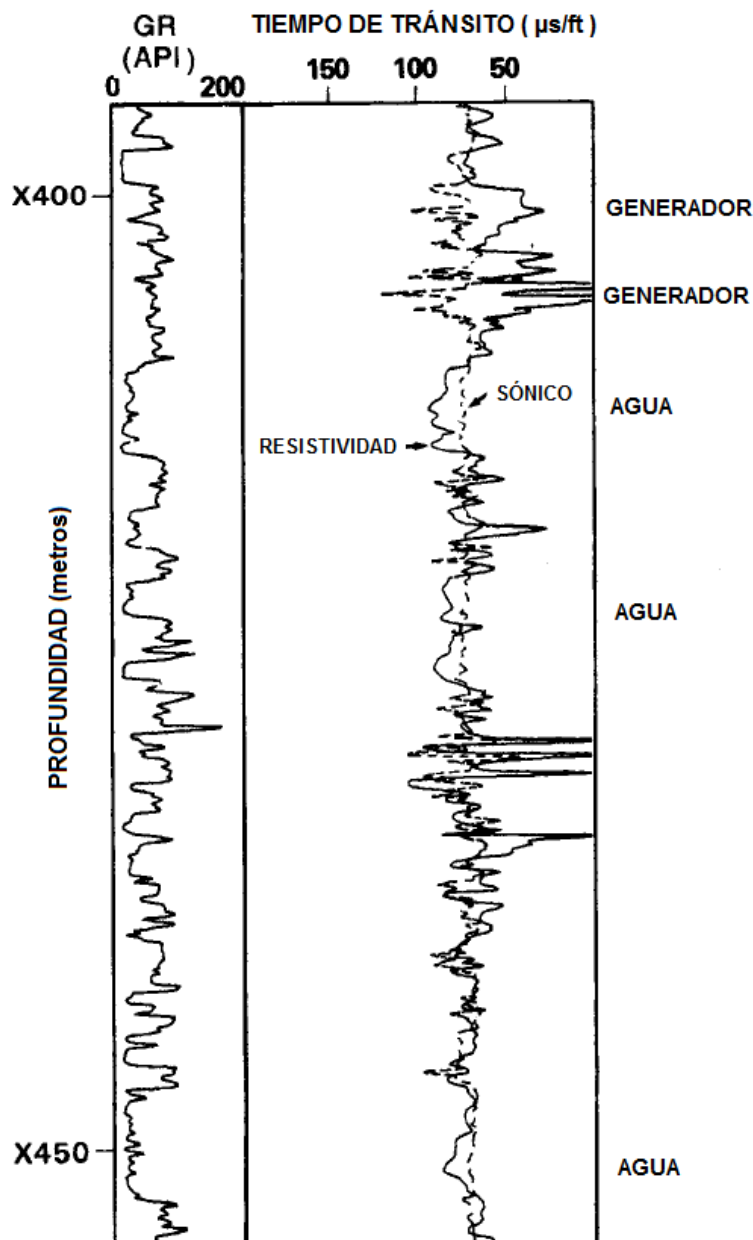


Fig. 3.38 Superposición sónico/resistividad que muestra una separación negativa (por ejemplo, la curva de resistividad a la izquierda de la curva del registro sónico) en arenas que contienen agua salada (cuando la línea base está en lutitas). Para este ejemplo, $R_{\text{lineabase}} = 4 \text{ ohm-m}$. (Modificada de Passey, Q. R. et al., 1990).

Una separación fuertemente negativa en las arenas probablemente refleja mayor salinidad de los fluidos de la formación en las areniscas en comparación con la de las lutitas. Esto es particularmente evidente en facies planicies costeras. Un ejemplo de separación negativa en areniscas llenas agua salada es ilustrado en la **Fig. 3.38**. En este ejemplo la separación negativa en las areniscas debe ignorarse y las lutitas pueden ser evaluadas normalmente como para potenciales intervalos ricos en materia orgánica. Un intervalo generador orgánicamente rico está ubicado entre X400 y X410 m.

Finalmente, hay que subrayar que una simple línea base generalmente no puede ser definida para un pozo entero debido a su litología variable y/o a los cambios en la salinidad del agua de la formación. Generalmente un cambio en la línea base ocurre en las interfaces carbonato-clástica y donde la salinidad del agua de la formación cambia drásticamente. También, cambios graduales en la línea base son necesarios tomarlos en cuenta por la compactación debido a la profundidad.

En estos casos, cada unidad debe ser ajustada a línea base por separado, y los resultados integrados en un perfil final de pozo de valores calculados de COT. Para proporcionar una superposición continua que sea útil en la identificación de discordancias y de rocas generadoras, es preferible cambiar la curva de resistividad y no la curva de tiempo de tránsito, así manteniendo una curva de compactación sin cambios es útil en la interpretación de discordancias así como de litología y sobrepresión.

3.4.2.2 Predicción de Pirita y Azufre – COT.

La cuantificación exacta del contenido orgánico total (COT) es un paso importante en la evaluación de datos de registros en yacimientos ricos en materia orgánica. Muchos yacimientos de lutita contienen el 10% en peso de pirita y COT, el cual se traslada a 7% de pirita y 20% de kerógeno en volumen. Altos porcentajes volumétricos de pirita y kerógeno afectan significativamente la densidad de grano de la roca. En yacimientos de lutitas de baja porosidad, cada 0.02 g/cm^3 de error en la densidad de grano produce aproximadamente 1 up de error en la porosidad.

La pirita está comúnmente presente en intervalos de lutitas ricas en materia orgánica de formaciones de lutitas gasíferas debido a las condiciones de reducción que mejoran la preservación de la materia orgánica, y ésto puede jugar un papel en respuesta a la disminución de la resistividad si el volumen es insuficiente.

Consecuentemente, en yacimientos de lutitas, cualquier método de predicción de COT usando registros de resistividad, tal como el $\Delta\log R$, también debe considerar la presencia de pirita. Similarmente, la predicción de COT basada en registros de densidad total puede ser también sensible a concentraciones elevadas de pirita.

La conexión entre la presencia de pirita y el ambiente de depósito para muchos yacimientos de lutitas ricos en materia orgánica, sugieren que la pirita y el azufre pueden ser indicadores de COT útiles en algunas situaciones. Este apartado examina la posible aplicación de pirita y azufre para la predicción de COT en yacimientos de lutitas, tales como los de Haynesville, pero los resultados deberían ser aplicables para muchos otros yacimientos de lutita. Un resultado interesante es que, aunque puede ser posible calibrar el COT basado en un indicador como la pirita para los pozos individuales, la calibración no es universalmente aplicable.

Una evaluación exacta de COT es una parte importante del análisis de registros, dada la complejidad de los yacimientos de lutita rica en materia orgánica, ya que está estrechamente vinculada al contenido de kerógeno, el cual influye fuertemente en los registros neutrón, densidad y sísmico. No tomar en cuenta al kerógeno resultará en una predicción de porosidad más alta en una cantidad igual a la del volumen de kerógeno. Un flujo de trabajo efectivo para el análisis de registros en yacimientos de lutitas implica derivar una estimación continua de COT de la información de los registros usando varios indicadores de COT. Los estudios dicen que una buena cuantificación de COT basada en registros puede ser obtenida tomando el promedio de la mediana de varios indicadores de COT. Cada uno de los indicadores de COT mencionados anteriormente implica suposiciones que no pueden ser aplicadas en casos particulares. Este apartado se centra en el uso de pirita y azufre para medir COT en yacimientos ricos en materia orgánica, mediante el análisis de información de núcleos de 9 pozos que abarcan 8 condados. Otros indicadores de COT son generalmente superiores, pero indicadores adicionales hacen la predicción más compleja. Por lo tanto, es ventajoso tener un gran número de indicadores potenciales de COT para elegir.

Mediciones en Núcleos

Difracción de Rayos X.

Los datos de mineralogía usados en este estudio vienen de las mediciones de la Difracción de Rayos X (XRD) realizadas en los núcleos. La XRD es una técnica analítica basada en principios físicos. Éste es uno de los métodos más comúnmente usado en el análisis de la cuantificación de minerales. La exactitud de los resultados de la XRD es comparable al análisis de mineralogía total.

La XRD no es una metodología infalible; la preparación adecuada y manejo de los materiales de la muestra son importantes para obtener buenos resultados. Por ejemplo, se asume que todos los minerales son orientados aleatoriamente, una sobreestimación de fases de minerales puede ocurrir si las muestras no son preparadas adecuadamente. Además, la selección del material de la muestra es importante para no influir en las variaciones mineralógicas en formaciones heterogéneas. Un ejemplo podría ser la selección del material para el análisis donde sea obvia la visualización que existan nódulos grandes de pirita, mientras que la mayor parte de la pirita está dispersa en framboides (agrupaciones esféricas o subesféricas de numerosos microcristales). Una ventaja de la XRD es que los minerales arcillosos son aislados y analizados separadamente de fracciones de arena/limo de la muestra. La mica es un reto para la XRD; la mejor forma para cuantificar micas es por la petrografía de secciones delgadas. El análisis de la XRD proporciona una cuantificación exacta de la estequiometría (proporción de los distintos elementos en un compuesto químico y la composición de mezclas químicas) de minerales carbonatados, como lo es la calcita, aragonita y siderita.

Espectroscopia de Plasma de Acoplamiento Inductivo.

La espectroscopia de Plasma de Acoplamiento Inductivo (ICP) del Grupo Analítico Evans usó una fuente de plasma creada cuando la energía es sustituida por una corriente eléctrica que es producida por inducción electromagnética. La ICP se ha convertido en un estándar de la industria para la medición de 47 elementos.

Energía Dispersiva y Fluorescencia de Rayos X.

La interacción de un haz de electrones con una muestra objetivo produce una variedad de emisiones, incluyendo rayos X. Un detector de energía dispersiva (ED) separa los característicos rayos X de los diferentes elementos dentro de un espectro de energía que puede ser usado para encontrar la composición química de los materiales de tamaño de hasta unas pocas micras. La fluorescencia de rayos X (XRF) es un proceso no destructivo relativamente para obtener análisis químicos de rocas, minerales, sedimentos y fluidos. Esto es típicamente usado para el análisis total de fracciones grandes de material geológico, siendo éste uno de los métodos más usados para el análisis de los principales elementos y trazas en rocas, minerales y sedimentos.

Las mediciones de ED-XRF fueron usadas para obtener el contenido de azufre en núcleos.

Análisis de Contenido Orgánico Total.

Hay varios métodos y servicios disponibles para medir el COT y madurez de las muestras de núcleos, tales como: Contenido Inorgánico Total (TIC), Carbono Total (TC) de LECO®, Reflectancia de la Vitrinita (VRE), Tipo de Kerógeno e Índice de Alteración Térmica. Todos los datos usados de COT de núcleos fueron obtenidos mediante el uso del analizador LECO®.

Mecanismos de Pirita.

Las lutitas negras son definidas como rocas sedimentarias de grano fino que contienen de 3 a 15% de carbono orgánico preservado como kerógeno con partículas del tamaño de la arcilla bajo condiciones anóxicas y de reducción con abundantes sulfuros presentes. En cuencas donde las aguas son tranquilas (ambientes de baja energía), los niveles de oxígeno permanecen estancados cerca de la superficie donde grandes cantidades de materia orgánica, usualmente fitoplancton, se recaudan. Como la materia orgánica se acumula e inicia a asentarse, mucha de ésta es oxidada y produce dióxido de carbono. Eventualmente, la cantidad de materia orgánica agota la cantidad de oxígeno, resultando en un ambiente anóxico (condiciones de reducción). Estas condiciones de reducción surgen de la falta de oxígeno debido a la acción bacteriana, lo cual causa lutitas orgánicas que preservan grandes cantidades de metales (pirita) y elementos del grupo de las tierras raras. Los sulfatos en las reacciones son extraídos del agua de mar, mientras el metano es producido por bacterias. La pirita se presenta como cristales distribuidos desigualmente a lo largo de la matriz de la roca. Aunque la pirita se encuentra como detritos y sedimentos, la mayoría de ésta (en las rocas sedimentarias) es de origen diagenético y no resultan del proceso de transportación/depositación.

Relación de Azufre-Hierro-COT.

La **Fig. 3.39** muestra las gráficas cruzadas en porcentaje en peso de azufre y hierro de los núcleos contra COT medido por LECO® para el Pozo 1. La gráfica a mano izquierda muestra que las líneas de la regresión sin restricciones para los dos elementos tienen diferentes pendientes e intersecciones distintas de cero. Los puntos de azufre tienden a ser más colineales con la línea de la regresión ($R^2=0.55$), mientras los puntos de hierro son más dispersos sobre la mejor línea de ajuste ($R^2=0.56$). Si todo el hierro y el azufre se encuentran en forma de pirita, y la pirita se correlaciona perfectamente con el COT, los datos deben seguir las líneas de tendencia pasando a través del origen, como se muestra en la gráfica a mano derecha y la razón de la pendiente del hierro a la pendiente del azufre debe ser 0.87. En este caso, las dos líneas de tendencia a través de los puntos de hierro

tienen una pendiente más pronunciada que las regresiones a través de los datos de azufre. Esto deja claro que hay un exceso de hierro más de lo que podría combinarse con el azufre disponible para formar pirita. Estos resultados no son sorprendentes porque el hierro existe en otros minerales aparte de pirita; por ejemplo, mucho del hierro lo podemos encontrar en la illita. Tampoco implica que calibraciones satisfactorias puedan ser obtenidas para predecir COT del azufre y/o pirita en el pozo. La grafica cruzada en la **Fig. 3.40** muestra que hay un exceso de azufre (en este caso, no todo el azufre está asociado con la pirita).

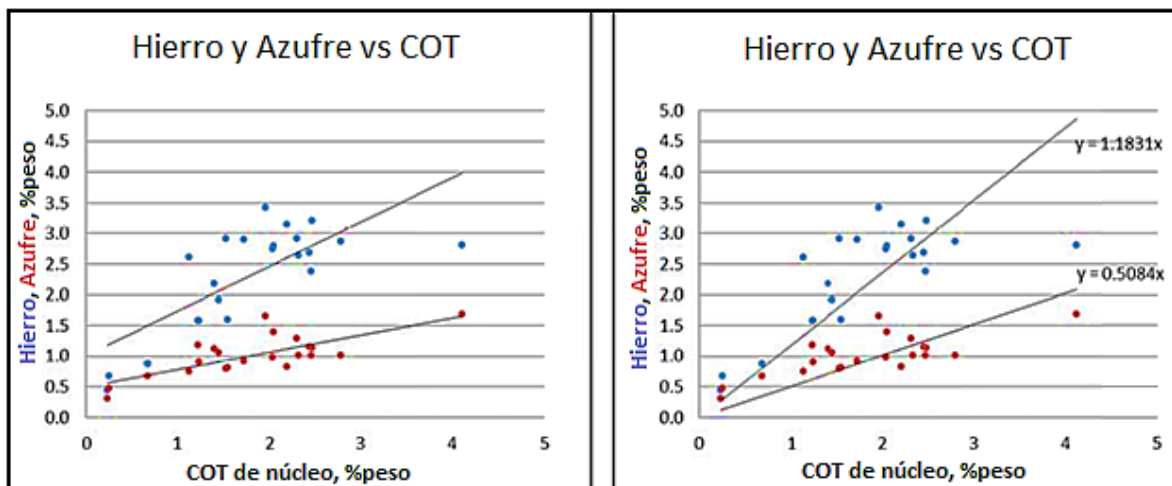


Fig. 3.39 Gráficas cruzadas de azufre y hierro vs COT para el pozo 1. (Modificada de Society of Petroleum Engineers, 2012).

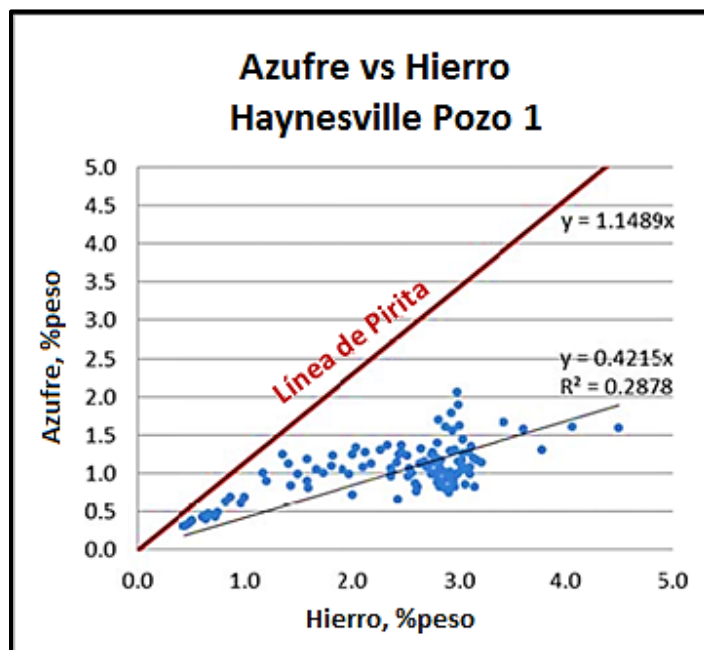


Fig. 3.40 Gráfica cruzada de azufre vs hierro de resultados de núcleos. (Modificada de Society of Petroleum Engineers, 2012).

El análisis de los resultados de los núcleos muestra en la **Fig. 3.41**, que hay mucho más hierro presente que el necesario para combinarse con el azufre para formar pirita en el Pozo 1, lo cual significa que la mayoría del hierro está presente en forma de otro mineral, y esto explica por qué el agrupamiento de los puntos de hierro en la **Fig. 3.39** no están correlacionados con el COT.

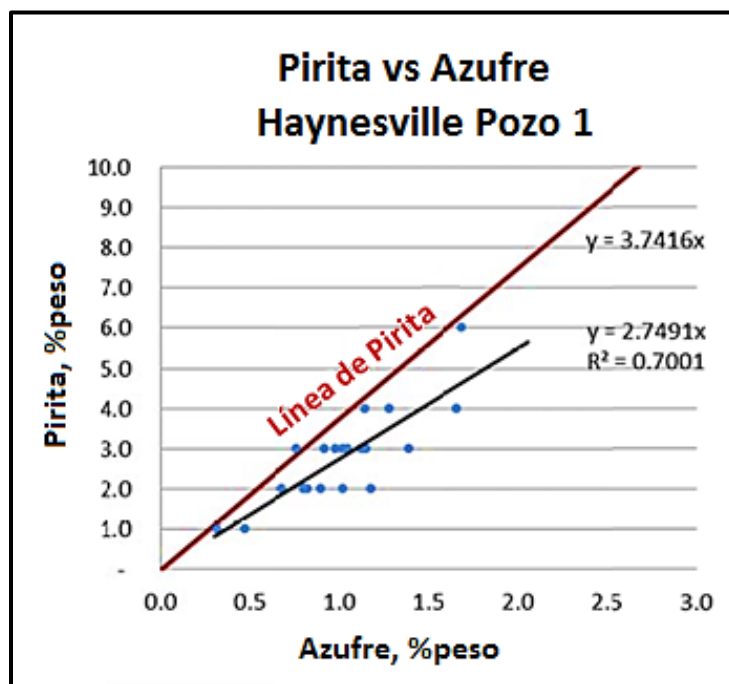


Fig.3.41 Gráfica cruzada de pirita vs azufre de resultados de núcleos. (Modificada de Society of Petroleum Engineers, 2012).

Relación de la Pirita con el COT

Un total de 588 muestras de núcleos de la formación Haynesville estuvieron disponibles de 9 pozos seleccionados para este estudio. Los datos del Pozo 1 incluyen un set completo de mediciones de laboratorio. Para los 8 pozos restantes, solamente mediciones de XRD y COT fueron realizadas.

La **Fig. 3.42** muestra una gráfica cruzada compuesta de la XRD de pirita contra el COT medido por la compañía LECO® para los 9 pozos. Todos los datos fueron disponibles de mediciones de núcleos. La línea de la regresión destaca una tendencia lineal entre los datos, pero con un decepcionante coeficiente de correlación. Cuando los datos de cada pozo son examinados individualmente, una imagen más alentadora se deja ver, como se muestra en la **Fig. 3.43**.

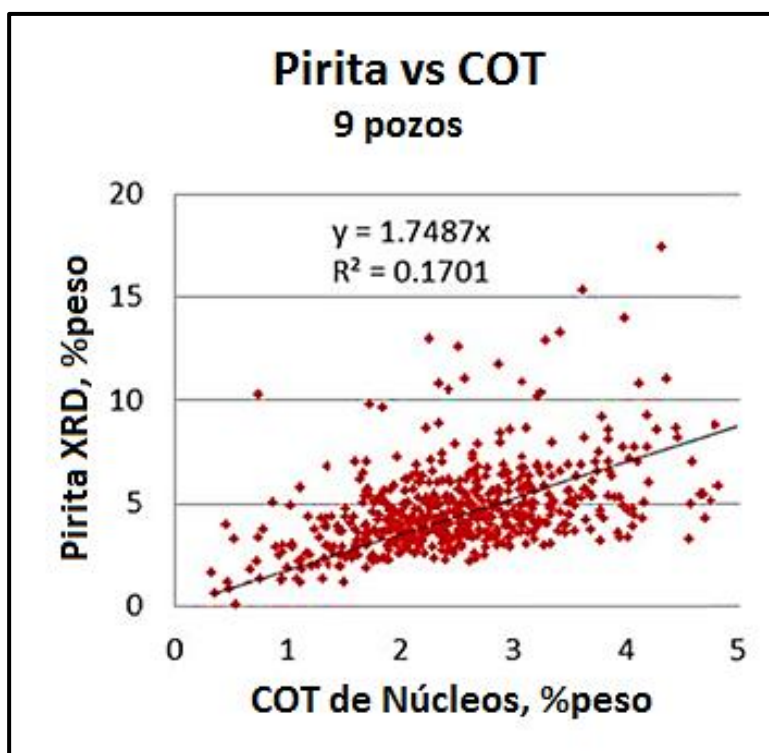


Fig. 3.42 Gráfica cruzada de pirita vs COT. (Modificada de Society of Petroleum Engineers, 2012).

Todos los datos disponibles para cada pozo se muestran en la **Fig. 3.43**. Las líneas de regresión pasan a través del origen, permitiendo hacer la suposición que toda la pirita está asociada con el COT. Viéndolo de este modo, es fácil ver la correlación lineal entre la pirita y el COT que puede ser usada para calibrar un indicador de COT usando la evaluación de pirita derivada de registros sobre una base de pozo por pozo.

Para algunos pozos, valores atípicos (rodeados con cuadros amarillos) de la tendencia a través de la mayoría de los datos son fácilmente reconocibles. Se cree que estos puntos están desviados o ubicados hacia la parte superior izquierda debido a la forma de la muestra seleccionada, o quizás debido a una falta de COT.

Una observación interesante es que las pendientes de Pirita-COT (y =pirita, x =COT) son mayores para los pozos en la frontera exterior de la formación Haynesville, mientras que los pozos cerca del centro de la formación tienen pendientes menores, en términos de extensión areal. Estos cambios pueden indicar la variación de las condiciones anóxicas que podrían afectar la cantidad de pirita formada. De ser cierto, ésto implica calibraciones para azufre y pirita como indicadores de COT.

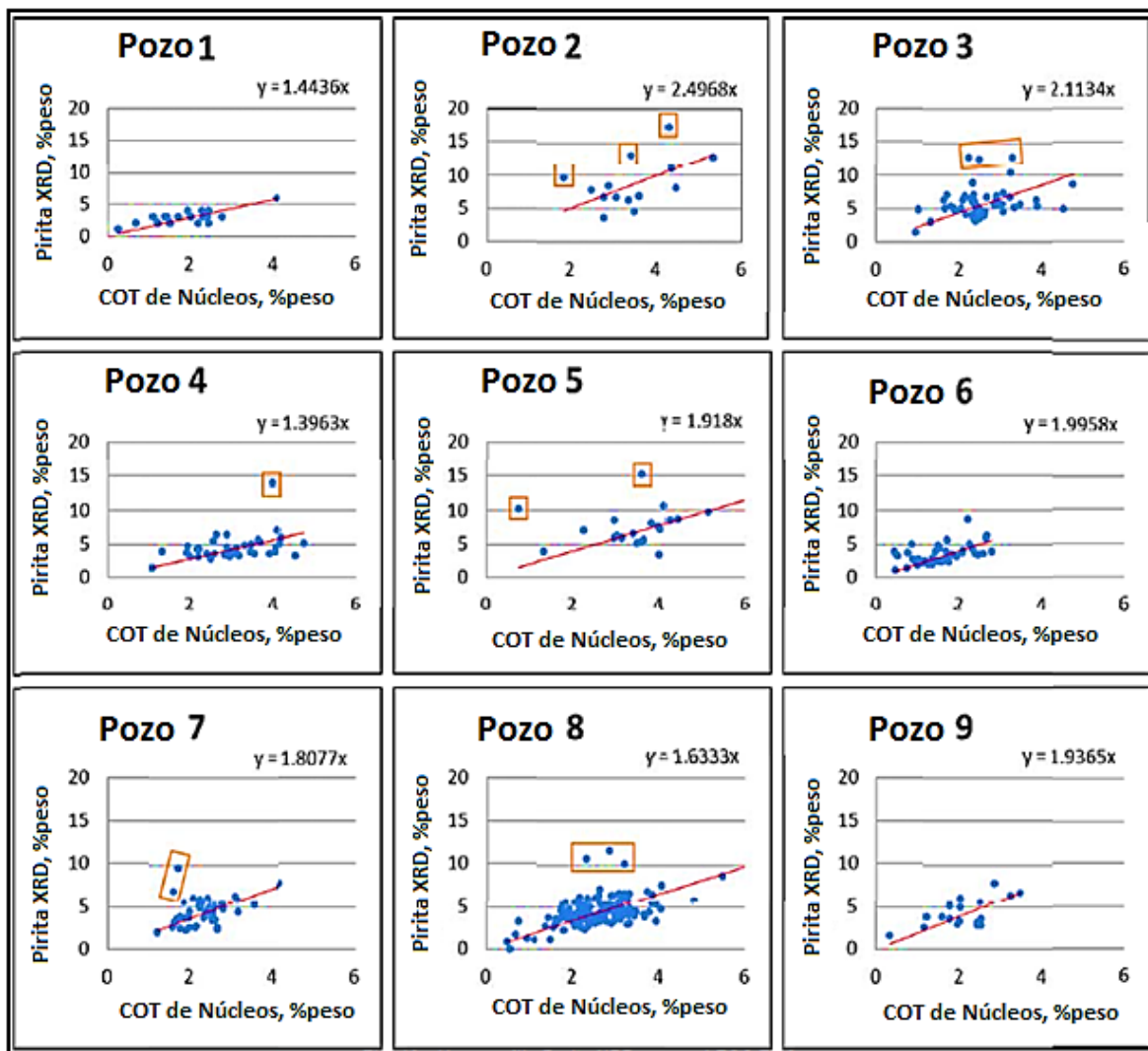


Fig. 3.43. Gráficas cruzadas de Pirita vs COT por pozo. (Modificada de Society of Petroleum Engineers, 2012).

La influencia de la pirita en los registros

La pirita tiene una densidad muy alta (5 gr/cc), y su presencia incrementa la densidad total, lo que lleva a malas densidades del registro de porosidad debido a su impacto en la densidad de grano. Esto provoca una reducción en la porosidad y densidad calculada, 1.4% de porosidad por cada 1% del volumen de pirita en la roca. Para las herramientas de neutrones térmicos, la pirita provoca un aumento casi lineal en la porosidad de neutrón para el primer 10% de pirita a una razón entre 0.3 y 0.4% de porosidad por 1% de pirita. La lentitud compresional de la pirita es ligeramente menor que la de la calcita y dolomita, lo que significa que su presencia tenderá a acortar los tiempos de tránsito acústico observados. Clavier (1976) concluyó que las lecturas de resistividad estarán en grave error en formaciones que contienen más del 7% en volumen de pirita; la adición de la pirita

en la formación disminuye la resistividad observada debido a que es altamente conductiva.

Resultados de COT, de azufre y pirita derivados de registros.

En la **Fig. 3.44** se pueden observar los indicadores de COT derivados de registros comparados con las mediciones de COT en núcleos de LECO® del Pozo 1 en este estudio. La curva negra en la pista 1 es un promedio de los indicadores densidad-resistividad, neutrón-resistividad y sónico-resistividad en el $\Delta\log R$; los círculos rojos muestran los valores de COT medidos en núcleos. La pista 2 muestra una superposición de COT calculado de las mediciones geoquímicas de azufre con la herramienta GEM usando la pendiente y desplazamiento de la correlación de azufre contra COT en la **Fig. 3.39**. Presentado en la pista 3 está el COT derivado de la pirita, el cual fue obtenido al pasar primero por el análisis de un solucionador probabilístico multi-mineral de registros en la Evaluación de Minerales y Fluidos de Halliburton (FAME). La curva resultante de pirita en % en peso de la FAME en la roca seca fue usada para calcular la curva de COT en la pista 3 usando la regresión de parámetros de pirita y COT medidos en núcleos, pendientes e intersecciones de la **Fig. 3.43**, en el Pozo 1. Lo que se representa en la pista 4 es una superposición del promedio de los indicadores del $\Delta\log R$ (misma curva de la pista 1) y de la estimación de COT obtenida de la aplicación del promedio de los indicadores de COT como $\Delta\log R$, azufre y pirita. Los resultados, en la mayor parte, no son radicalmente diferentes del promedio del $\Delta\log R$; unos pocos de los puntos de núcleos cerca del centro del intervalo están mejor representados por el promedio de los 5 indicadores.

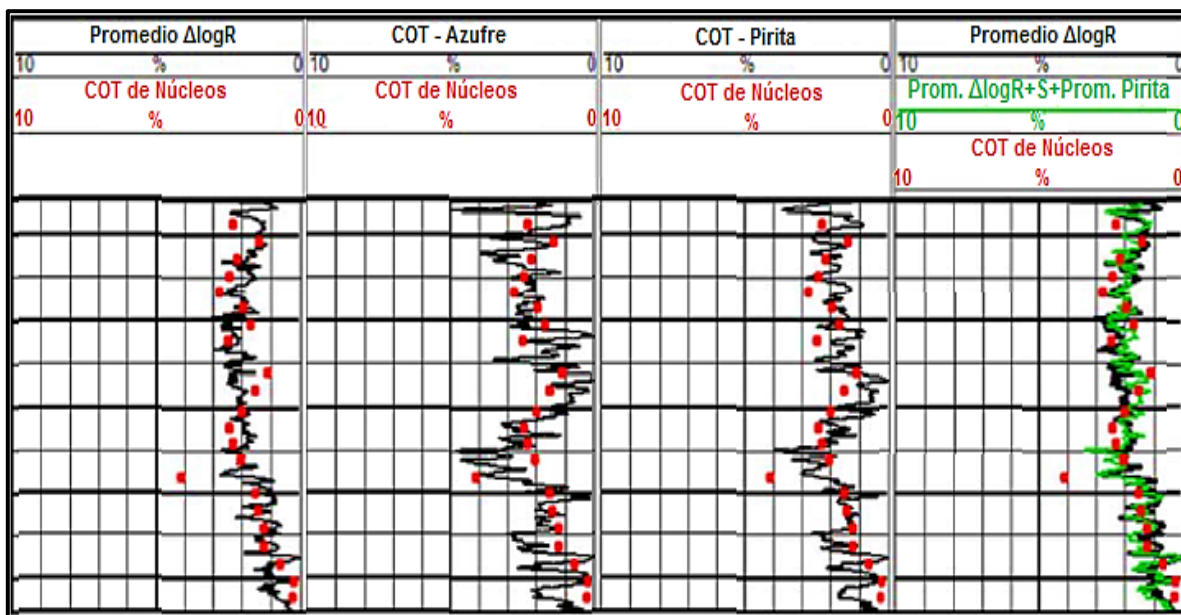


Fig. 3.44 Registros de indicadores de COT. (Modificada de Society of Petroleum Engineers, 2012).

Interpretación de un ejemplo: Pozo Haynesville.

Como se mencionó anteriormente, la pirita y el COT aparecen simultáneamente, pirita no contabilizada que disminuye la porosidad y COT no contabilizado que aumenta la porosidad. Los efectos simultáneos se muestran en la **Fig. 3.45**. La flecha roja demuestra que para valores de COT menores que 4 o 5% en peso aproximadamente, una interpretación asumiendo una densidad de grano constante de aproximadamente 2.8 gr/cc con ajuste para el COT es adecuada. Para valores de COT mayores que 5%, la densidad de grano aparenta no tener correlación con el COT.

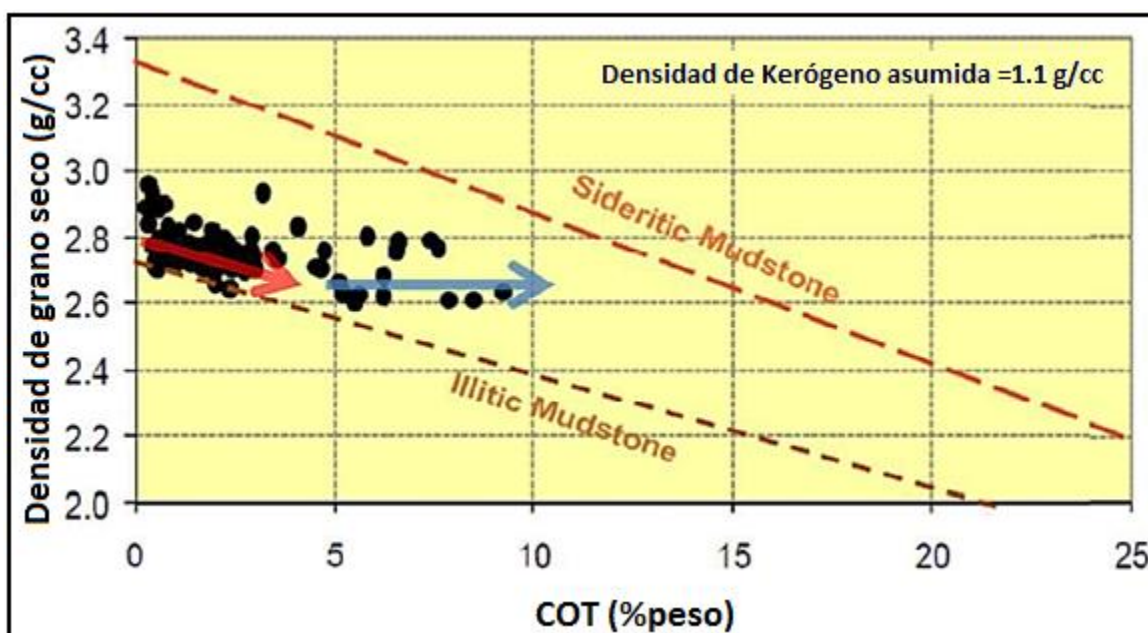


Fig. 3.45 Gráfica de relación entre COT y densidad de grano seco. (Modificada de Society of Petroleum Engineers, 2012).

Usando la plantilla de la gráfica cruzada de Passey para el Pozo 1, los efectos simultáneos de pirita y COT son también ilustrados en la **Fig. 3.46**. La flecha roja demuestra que para valores de COT menores que 4-5% en peso aproximadamente, una interpretación asumiendo una densidad de grano constante de aproximadamente 2.71 gr/cc con ajuste para el COT es adecuada. Los valores de COT para el Pozo 1 nunca dan mayores que 5%; la densidad de grano aparenta tener correlación con el COT. Para los 9 pozos, el 98.5% de los 588 núcleos muestran COT menor de 5% en peso, con el máximo valor de COT de 8.21% en peso.

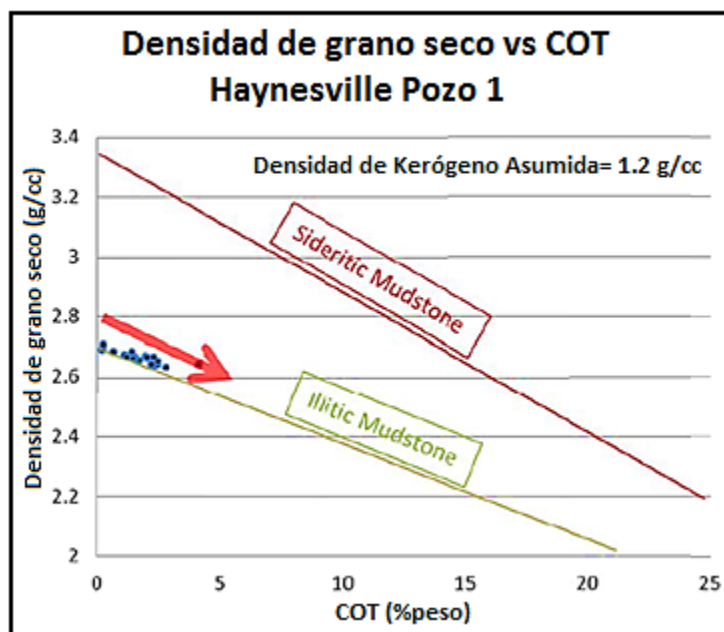


Fig. 3.46 Gráfico de Densidad de grano seco vs COT para el pozo Haynesville 1. (Modificada de Society of Petroleum Engineers, 2012).

Al tratar de confirmar la **Fig. 3.46**, tres métodos de interpretación fueron investigados. El método 1 usó una densidad de grano constante ajustada a cada profundidad para la cantidad de COT. El método 2 usa una densidad de grano constante ajustada para la cantidad de COT y pirita. La conclusión en este caso para los métodos 1 y 2 es que la variación en el COT fue significativa, pero la variación en la pirita no lo fue; además los resultados de los dos primeros métodos fueron más o menos equivalentes. El método 3 permite determinar la densidad de grano a cada profundidad de mineralogía computada de los registros geoquímicos. Todos los métodos concuerdan excepto cuando la densidad de grano fue variando rápidamente.

El método 3 uso a los registros de neutrón y densidad, registros geoquímicos, registros de resistividad de investigación somera y profunda, estimaciones de COT usando el enfoque $\Delta \log R$ como datos de entrada en el modelo. La **Fig. 3.47** muestra los resultados del método 3 para el Pozo 1. La pista 1 presenta la correlación de los registros y la pista 2 representa la mineralogía, de izquierda a derecha: kerógeno, clorita, illita, pirita (rojo), feldespato-sodio (anaranjado), calcita, cuarzo, agua ligada a la arcilla, agua libre y porosidad rellena de gas. En la pista 3 se presenta el volumen de fluidos (gas, agua ligada a la arcilla y agua libre), pero también incluye el volumen del kerógeno en la matriz. Los círculos amarillos representa a la porosidad llena de gas en los núcleos y los círculos verdes muestran la porosidad del núcleo. El volumen de gas se almacena en la matriz (rojo) y el kerógeno (rojo oscuro), llenando así la porosidad. La pista 4 compara el

III. Métodos Directos e Indirectos para medir la MT y el COT

COT de núcleos y de registros de pozo. La pista 5 presenta la densidad de grano y la pista 6 a la pirita. La interpretación de los registros está de acuerdo con los datos de núcleos en cada pozo. Se puede ver que hay una transición de lutita Haynesville a caliza Haynesville en el fondo del pozo, donde la mineralogía cambia rápidamente.

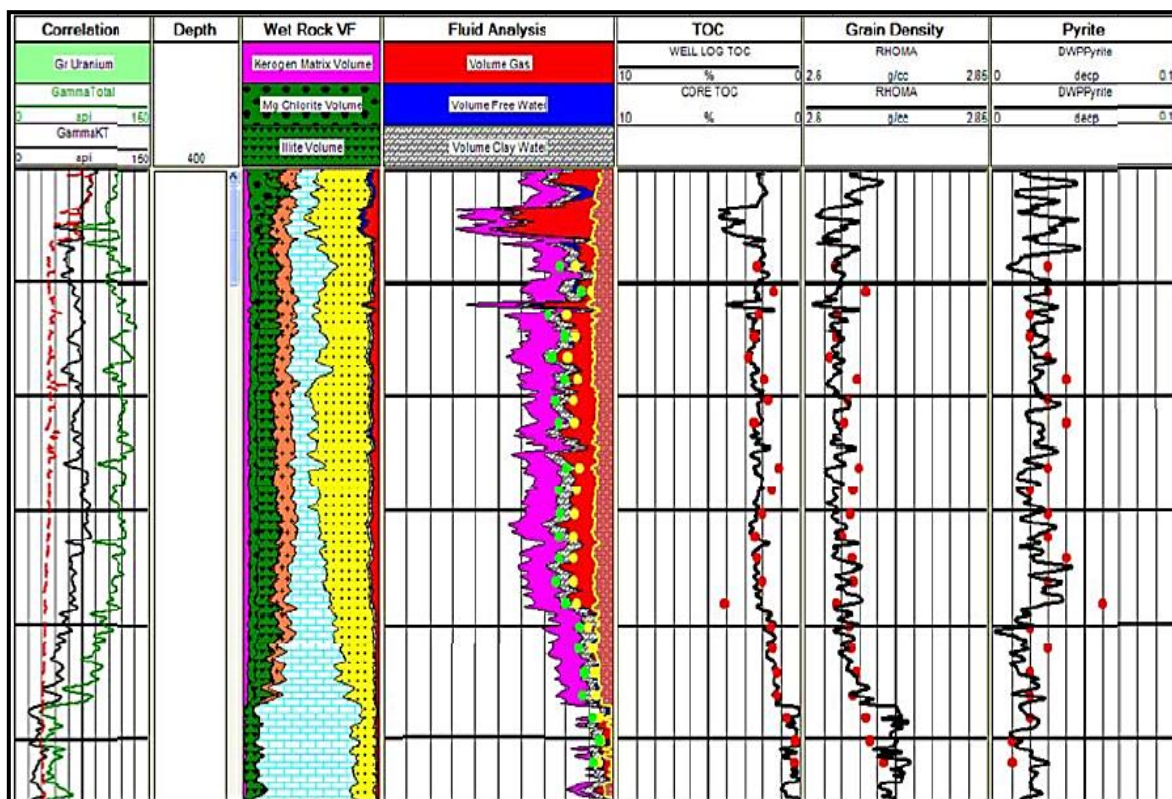


Fig. 3.47. Interpretación de resultados para el “Método 3”. (Modificada de Society of Petroleum Engineers, 2012).

La **Fig. 3.48** compara los resultados obtenidos usando los métodos 2 y 3, la porosidad (pista 3), porosidad llena de gas (pista 4), densidad de grano (pista 5) y COT (pista 6) con datos de núcleos. La correlación de registros se encuentra en la pista 1 y la mineralogía del método 3 está en la pista 2. De la pista 3 a la 6, los resultados del método 2 se muestran en azul y los resultados del método 3 se muestran en rojo. Los resultados de densidad de grano en la pista 4 son de interés; una gran varianza y sesgo están asociados con el método 2. En particular, en la región encerrada en un rectángulo verde, el error del método 2 en la densidad de grano resulta en 2 up o más en la porosidad calculada. Esto corresponde a la zona donde la mineralogía cambia bastante rápido, con calcita que sustituye al cuarzo y arcilla a medida que la profundidad aumenta. En el rectángulo, la asunción del método 2 de una densidad de grano constante de la matriz mineral es violada. Por el contrario, los resultados del método 2 coinciden

III. Métodos Directos e Indirectos para medir la MT y el COT

razonablemente bien con los resultados del método 3 fuera del rectángulo verde. Consecuentemente, parece que en gran parte de la formación Haynesville, la suposición de una densidad de grano constante de la matriz mineral, aumentada por la cantidad de COT y, en menor grado, por pirita, para predecir una densidad de grano del núcleo, es válida.

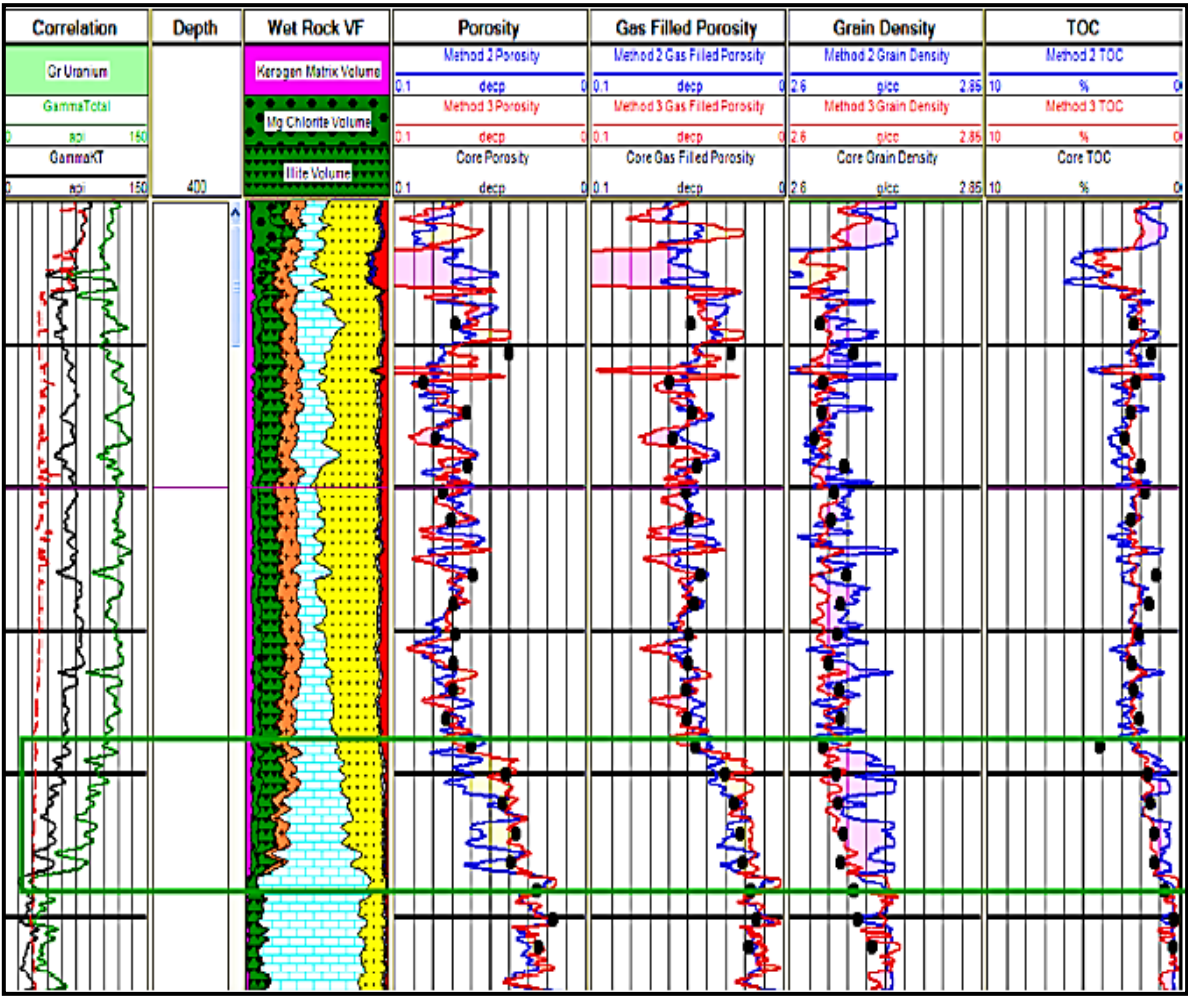


Fig. 3.48 Comparación de resultados del Método 2 (Azul) y Método 3 (Rojo) con datos de núcleos. (Modificada de Society of Petroleum Engineers, 2012).

Interpretación de datos

Los resultados de los núcleos de los 9 pozos muestran correlación entre la pirita y el COT. De estos datos, es claro que la pendiente de la relación entre la pirita y el COT cambia de pozo a pozo y generalmente aumenta hacia la periferia de la formación y se puede vincular a las condiciones de depósito.

Las funciones de correlación en la Fig. 3.43 fueron forzadas a pasar por el origen (0,0), asumiendo que toda la pirita está asociada al COT. Un mejor coeficiente de

correlación, R^2 , puede ser observado por la regresión de ambas pendientes e intercepción distinta de cero, lo cual puede sugerir que también existen pequeñas cantidades de detritos de pirita o que hay una tendencia sistemática en los resultados XRD.

Como era de esperar para un ambiente de depósito anóxico, se observa una buena correlación entre el azufre y el COT en la lutita Haynesville.

Como se demostró, una calibración adecuada de los indicadores de COT derivados de azufre y pirita de registros, pueden ser combinados con otros indicadores derivados de registros para mejorar la estimación total de COT en Haynesville y otras formaciones de lutitas.

Para muchos de los pozos con datos completos de núcleos y registros, gran parte de la variación de la densidad de grano resulta de un incremento de COT, de modo que una interpretación adecuada podría ser hecha usando solo el COT obtenido del promedio de varios indicadores junto con la suposición de la densidad de grano constante de la matriz (excluyendo al COT).

Usando los registros de densidad y neutrón, los registros geoquímicos, y el registro de resistividad de investigación somera y profunda, así como el COT aumenta la fiabilidad de la interpretación. Solo este enfoque concuerda adecuadamente con los datos de núcleos, donde la densidad de grano cambia rápidamente a través de la formación Haynesville y la sección de carbonatos.

3.5 Otros Métodos.

3.5.1 Reflectancia de la Vitrinita.

La reflectancia de la vitrinita es una herramienta de diagnóstico clave para evaluar la maduración. La vitrinita es un maceral formado mediante la alteración térmica de la lignina y la celulosa en las paredes de las células vegetales, se encuentra en muchos kerógenos (**Fig.3.49**). Con el incremento de la temperatura, la vitrinita experimenta reacciones de aromatización complejas e irreversibles, lo que se traduce en un incremento de la reflectancia. La reflectancia de la vitrinita fue utilizada por primera vez para determinar la clase, o madurez térmica, de los carbones. Ahora, esta técnica se utiliza para ayudar a los geoquímicos a evaluar la madurez de los kerógenos con las condiciones de temperatura correspondientes a las etapas que se extienden desde la diagénesis temprana hasta el metamorfismo; rango que abarca la secuencia de generación, preservación y destrucción del petróleo en las rocas.

La reflectividad (R) se mide mediante un microscopio provisto de una lente objetivo de inmersión en aceite y un fotómetro. Los términos reflectancia y

reflectividad tienden a utilizarse de manera indistinta, siendo más común el primero. Sin embargo, la reflectancia es una relación entre la luz reflejada de una superficie y la luz dirigida sobre esa superficie; la relación entre la radiación reflejada y la radiación incidente. Este valor puede cambiar hasta un punto, según el espesor, y por ende la opacidad, de una superficie. Si esa superficie posee un espesor suficiente como para impedir que la luz sea transmitida a través de la misma, la reflectancia alcanza un valor máximo. Ésta es la reflectividad de una superficie. Las mediciones de reflectancia de la vitrinita se calibran cuidadosamente en función de los estándares de reflectancia del vidrio o de los minerales, y las mediciones de la reflectancia representan el porcentaje de luz reflejada en el aceite (R_o). Cuando se determina un valor medio de reflectividad de la vitrinita, a partir de muestras múltiples, se designa generalmente como R_m .



Fig. 3.49 La vitrinita en una muestra. La cantidad de luz reflejada por los macerales de la vitrinita constituye una prueba clave para determinar la madurez térmica de una roca. La intensidad de la luz reflejada se mide en cientos de puntos, a lo largo de un área de muestreo microscópica. (Tomada del Programa de Recursos Energéticos del Servicio Geológico de EUA, 2011).

Como indicadores de la madurez térmica, los valores de R_o varían con el tipo de materia orgánica. Y dado que el rango de temperatura de la ventana de gas se extiende más allá del rango del petróleo, los valores de R_o para el gas mostrarán un incremento correspondiente por sobre los del petróleo. Por lo tanto, los valores de maduración altos ($R_o > 1.5\%$) generalmente indican la presencia de gas predominantemente seco; los valores de maduración intermedios ($1.1\% < R_o < 1.5\%$) indican la presencia de gas con una tendencia creciente hacia la generación de petróleo en el extremo inferior del rango. El gas húmedo puede encontrarse en la parte más inferior del rango ($0.8\% < R_o < 1.1\%$). Los valores más bajos ($0.6\% <$

$R_o < 0.8\%$) indican la presencia predominante de petróleo, mientras que $R_o < 0.6\%$ indica kerógeno inmaduro.

Los valores de R_o solos a veces pueden ser engañosos y deberían considerarse con otras mediciones. Algunas de estas mediciones de la madurez se basan en el color de los pólenes antiguos y las esporas de las plantas, o en el color de unos dientes diminutos fosilizados. Debido a la popularidad de la reflectancia de la vitrinita, estos indicadores a menudo se correlacionan con los valores de R_o . Dado que la vitrinita se encuentra presente solamente en los sedimentos más recientes que los de edad Carbonífero, que experimentaron el comienzo del desarrollo de las plantas leñosas, la madurez de los kerógenos más antiguos se basa en la presencia de bitumen para obtener un equivalente de la reflectancia de la vitrinita.

El índice de alteración debido a la temperatura (TAI) se determina a través del examen microscópico del color de las esporas. La carbonización produce un cambio de color en los palinomorfos, tales como las esporas y el polen. Los palinomorfos térmicamente inmaduros son amarillos pero adoptan el color anaranjado o amarillo pardusco durante la etapa de diagénesis. Con el incremento del calor, su color se vuelve marrón durante la etapa de catagénesis y luego negro, durante la etapa de metagénesis. El índice TAI posee cinco índices de alteración (**Tabla 3.9**).

Índice de alteración debido a la temperatura	Color de la materia orgánica	Hidrocarburos asociados
1.- Sin alteración	Amarillo	Hidrocarburos líquidos a gas seco
2.- Leve	Anaranjado a amarillo pardusco	Hidrocarburos líquidos a gas seco
3.- Moderado	Marrón	Hidrocarburos líquidos a gas seco
4.- Intenso	Negro	Gas seco
5.- Severo	Negro, con evidencias adicionales de metamorfismo	Gas seco a ningún hidrocarburo

Tabla 3.9 Índices de alteración debidos a la temperatura. La madurez de las rocas generadoras puede determinarse a través de los cambios producidos en el color de las esporas y el polen contenidos en la roca.

3.5.2 Índice de Alteración del Color de los Conodontes (CAI).

Los conodontes son los restos dentales fosilizados de los cordados en forma de anguila. El índice de alteración del color de los conodontes (CAI) se basa en los cambios de color observados en unos dientes fosilizados, presentes en las formaciones de edad Cámbrico Tardío y Triásico, durante mucho tiempo se sospechó que los conodontes eran dientes fosilizados. A comienzos de la década de 1990 esta suposición fue verificada con la ayuda del microscopio electrónico de barrido (SEM, **Fig. 3.50**). Los conodontes contienen vestigios de materia orgánica.

Su tamaño pequeño y su composición consistente en carbonato-apatita los hace altamente resistentes a la meteorización y los regímenes de temperatura metamórfica; han sido recuperados incluso en mármoles y lutitas de granate-mica.



Fig. 3.50 Microscopio electrónico de barrido (SEM). (Tomada de Schlumberger, 2011).

La alteración de su color sigue una secuencia que puede ser reproducida mediante experimentos de aplicación de calor en un laboratorio. La alteración del color de los conodontes depende del tiempo y de la temperatura y es progresiva, acumulativa e irreversible, lo que la convierte en una buena herramienta de correlación para las temperaturas máximas. Los conodontes no meteorizados son de color amarillo pálido; con el calor, cambian progresivamente a marrón claro, luego marrón oscuro, negro, blanco opaco y cristalino. Se cree que el cambio de amarillo pálido a negro es causado por la fijación del carbono en la materia orgánica contenida en la estructura fósil. El color cambia con la pérdida de carbono y la liberación de agua desde la estructura cristalina.

Los datos experimentales indican que la alteración del color comienza a 50°C (122°F) aproximadamente y continúa hasta los 550°C (1022°F) aproximadamente. El CAI puede determinarse mediante la comparación de las muestras con un conjunto de estándares de colores de los conodontes, producido en un laboratorio para estimar el rango de temperatura. La alteración del color de los conodontes ha sido correlacionada con otros índices ópticos y con el porcentaje de carbono fijo (Tabla 3.10).

Índice de alteración del color de los conodontes	Temperatura de los conodontes (°C)	Reflectancia de la Vitrinita (%)	Carbono fijo (% en peso)
1	<50 - 80	< 0.80	< 60
1.5	50 -90	0.70 - 0.85	60 - 75
2	60 -140	0.85 - 1.30	65 - 73
3	110 - 200	1.40 - 1.95	74 - 84
4	190 - 300	1.95 - 3.60	84 - 95
5	300 - 400	3.60	> 95

Tabla 3.10 Alteraciones del color de los conodontes. Los conodontes cambian de color con el calor; su color puede vincularse a la reflectancia de la vitrinita.

3.5.3 Cromatografía en Fase Gaseosa.

Otro método de clasificación mide la composición y la concentración de los hidrocarburos livianos liberados de los recortes de perforación. Los recortes de formaciones finas, típicos de las producidas por las rocas generadoras, pueden retener hidrocarburos incluso después de llegar a la superficie, lo que los convierte en muestras efectivas para este tipo de análisis. Esta técnica, denominada cromatografía en fase gaseosa, puede implementarse en la localización del pozo o en un laboratorio bajo condiciones estrictamente controladas (**Fig. 3.51**).

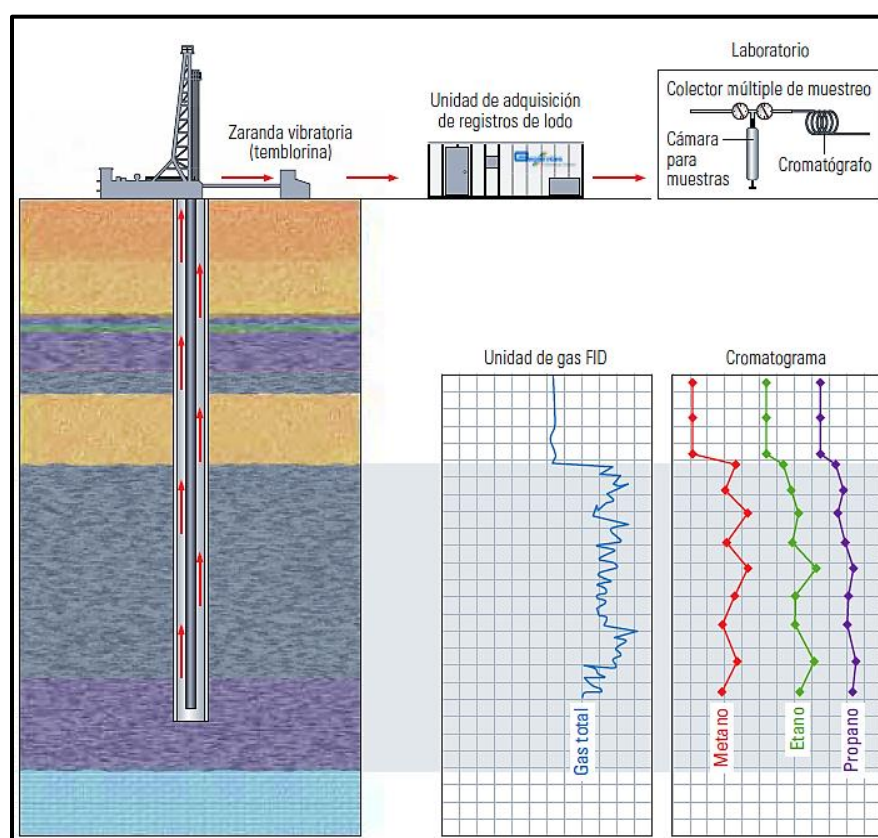


Fig. 3.51 Análisis de recortes de formación. (Tomada de Schlumberger, 2011).

La **Fig. 3.51** muestra cómo en el pozo los recortes son recolectados del lodo de perforación después de la circulación hacia la superficie (flechas rojas) y el paso por sobre la zaranda vibratoria o temblorina. En la unidad de adquisición de registros de lodo, los recortes son evaluados con un microscopio y el gas del lodo es analizado con un FID y un cromatógrafo gaseoso. El gas de los recortes también puede ser analizado en un laboratorio. Para el transporte hasta el laboratorio, los recortes se encierran herméticamente en frascos para muestras que contienen agua. El gas expulsado de los recortes se acumula sobre la superficie del líquido. Este gas se conoce normalmente como gas separado en la cabeza de la columna. En el laboratorio, el gas se extrae del contenedor y luego se inyecta en el orificio de muestreo del cromatógrafo gaseoso. A medida que pasa a través de la columna capilar del cromatógrafo, el gas se separa en compuestos independientes, cada uno de los cuales requiere un poco más de tiempo que su predecesor para desplazarse a través del sistema. Cada compuesto sale de la columna por separado, para ser analizado con un FID u otro detector. Los resultados son registrados en una gráfica denominada cromatograma.

La cromatografía en fase gaseosa evalúa el gas liberado durante el proceso de perforación y registra los picos individuales correspondientes al metano (C1), el etano (C2), el propano (C3), el isobutano (*i*C4) y el butano normal (*n*C4); habitualmente se registra un solo pico para los pentanos (*i*C5 y *n*C5) y los hidrocarburos más pesados (C5+). La determinación de la composición y la concentración de estos gases ayuda a los geocientíficos a evaluar los tipos de hidrocarburos que pueden ser producidos en un yacimiento prospectivo.

La cromatografía en fase gaseosa (GC), si se complementa con la técnica de espectrometría de masas (MS), puede proveer un análisis detallado de las trazas de compuestos orgánicos presentes (**Fig. 3.52**). Los geoquímicos utilizan generalmente esta técnica, a la que se alude con la sigla GCMS, para identificar las masas y las concentraciones relativas de compuestos orgánicos conocidos como marcadores biológicos. Los biomarcadores constituyen fósiles moleculares y son sintetizados solamente a través de procesos biogénicos. Sus estructuras orgánicas pueden ser clasificadas en grupos básicos, los que a su vez contienen miembros con variaciones de la misma estructura básica. Estos grupos pueden relacionarse con ciertos tipos de organismos y ayudar a los geoquímicos a determinar el ambiente en el que podría depositarse ese tipo de acumulación.

Las composiciones de los biomarcadores reflejan el tipo de materia orgánica incorporada en los sedimentos, además de los cambios químicos que tuvieron lugar subsiguientemente a la sedimentación. La combinación de moléculas precursoras y sus reacciones químicas varían entre una cuenca y otra, y entre un campo y otro, y producen una distribución de biomarcadores que puede ser única

para una localización determinada. Mediante la comparación del petróleo con las muestras de roca generadora potencial, esta huella química puede ayudar a vincular el petróleo con su fuente. Dado que los patrones de los biomarcadores tienden a modificarse sistemáticamente con respecto al tiempo y la temperatura, pueden ayudar a los geoquímicos a inferir las tendencias de la maduración.

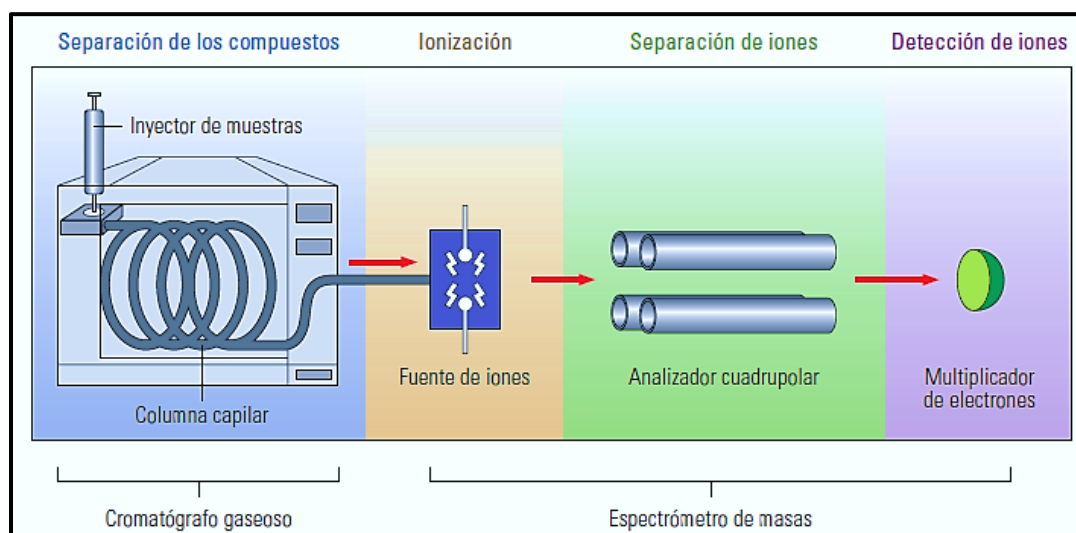


Fig. 3.52 Análisis de biomarcadores. Las estructuras de carbono de los biomarcadores se relacionan directamente con las moléculas precursoras de sustancias biológicas específicas. Los marcadores más pequeños existen en un nivel molecular y sólo pueden ser determinados con GCMS. (Tomada de Schlumberger, 2011).

Cuando en una cuenca no se encuentran rocas generadoras potenciales, pueden obtenerse correlaciones indirectas entre el petróleo y la roca generadora a través de las relaciones entre los biomarcadores asociados con la fuente. Estas relaciones entre biomarcadores ayudan a los geoquímicos a inferir la madurez térmica de la roca generadora, la litología, el ambiente depositacional, el aporte de materia orgánica y su edad. Por ejemplo, los biomarcadores contenidos en un petróleo crudo específico podrían indicar que su roca generadora fue un carbonato marino de edad Devónico, pobre en contenido de arcilla y marginalmente maduro, que contenía materia orgánica algácea y bacteriana depositada bajo condiciones anóxicas. Los biomarcadores también complementan a los indicadores de la madurez, tales como la reflectancia de la vitrinita y la coloración de las esporas.

3.5.4 Herramienta Dielectric Scanner®.

La herramienta Dielectric Scanner® de Schlumberger es una de las herramientas de línea de acero más reciente de la compañía. El escáner es una herramienta de dispersión dieléctrica multifrecuencia que ofrece una nueva medición petrofísica. Mediante el uso de tecnología de señal de dispersión, se puede estimar la información de los fluidos de poro y la textura de la roca con gran precisión,

independientemente de la salinidad del fluido en los poros de la formación. Como resultado, cálculos precisos de saturación se pueden hacer en carbonatos, en arenas arcillosas incluyendo capas delgadas y en las arenas de aceite pesado que contienen agua. Una almohadilla de detección articulada en la herramienta, asegura mediciones exactas y repetibles en cualquier lodo, ya sea base agua o base aceite.

A continuación se planteará un caso de caracterización de una formación de lutitas gasíferas, motivo de la inclusión de esta herramienta en este trabajo, donde se busca determinar el volumen de agua para la evaluación petrofísica de este yacimiento no convencional, en el que la litología compleja y la salinidad desconocida del agua vuelven ambiguo el análisis convencional de porosidad y resistividad. La solución a esta problemática es correr el servicio de dispersión dieléctrica multifrecuencia Dielectric Scanner® para determinar con precisión el volumen de agua y proporcionar datos de entrada cruciales para la evaluación petrofísica detallada.

Condiciones desafiantes para la caracterización del yacimiento

En la caracterización de la formación se necesitaba determinar las saturaciones en un yacimiento litológicamente complejo de gas de lutitas con múltiples tipos de arcilla, además de cuarzo, calcita, dolomía y pirita. La resistividad del agua de formación no era conocida, lo que dificultaba la evaluación del COT (kerógeno) y de los volúmenes de gas y petróleo sobre la base de las técnicas tradicionales de porosidad y resistividad.

Información dieléctrica multifrecuencia

El servicio de dispersión dieléctrica multifrecuencia Dielectric Scanner® obtiene mediciones de alta resolución de la permitividad (medición de cómo un campo eléctrico afecta al material o viceversa) y la conductividad eléctrica en múltiples profundidades de investigación y en cuatro frecuencias diferentes para proporcionar la dispersión dieléctrica con una resolución vertical de 2.54 cm (1 pg). Dado que existe una gran diferencia en la permitividad del agua respecto de la matriz de roca o los hidrocarburos, la determinación resultante de la porosidad rellena con agua es insensible a la salinidad.

El volumen total de hidrocarburos del yacimiento se obtiene como la diferencia entre el volumen de agua obtenido con el servicio Dielectric Scanner® y un valor de porosidad total medido en forma independiente, que es provisto generalmente por las mediciones de porosidad nuclear obtenidas con la plataforma integrada de adquisición de registros Platform Express®. La determinación precisa del volumen

de agua también es un dato de entrada clave para el análisis petrofísico detallado destinado a la cuantificación de la porosidad total, el contenido orgánico total (COT), y los volúmenes de petróleo y gas.

El modelo de porosidad (**Fig. 3.53**) de yacimientos ilustra cómo una comparación entre la porosidad llena con agua obtenida con el servicio Dielectric Scanner® y la porosidad total derivada de los registros convencionales de neutrón-densidad permite identificar rápidamente los intervalos de interés y constituye la base para el cálculo de la saturación de agua total. Para los pozos perforados con lodo base aceite (OBM), el valor de porosidad rellena con agua obtenido con el servicio Dielectric Scanner® provee la saturación de agua irreducible de la formación.

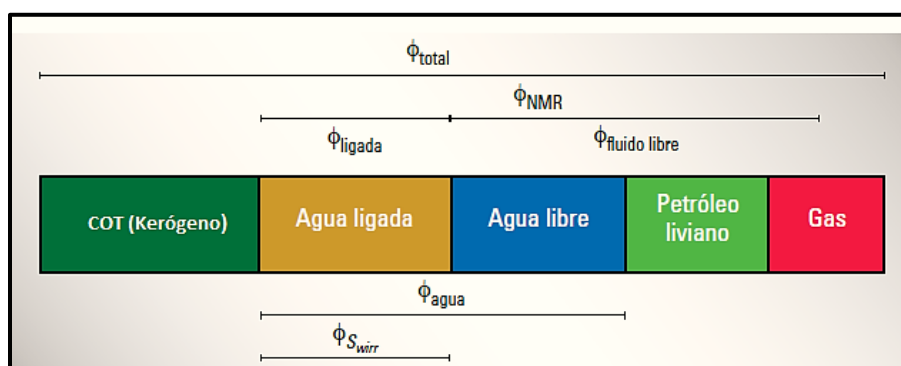
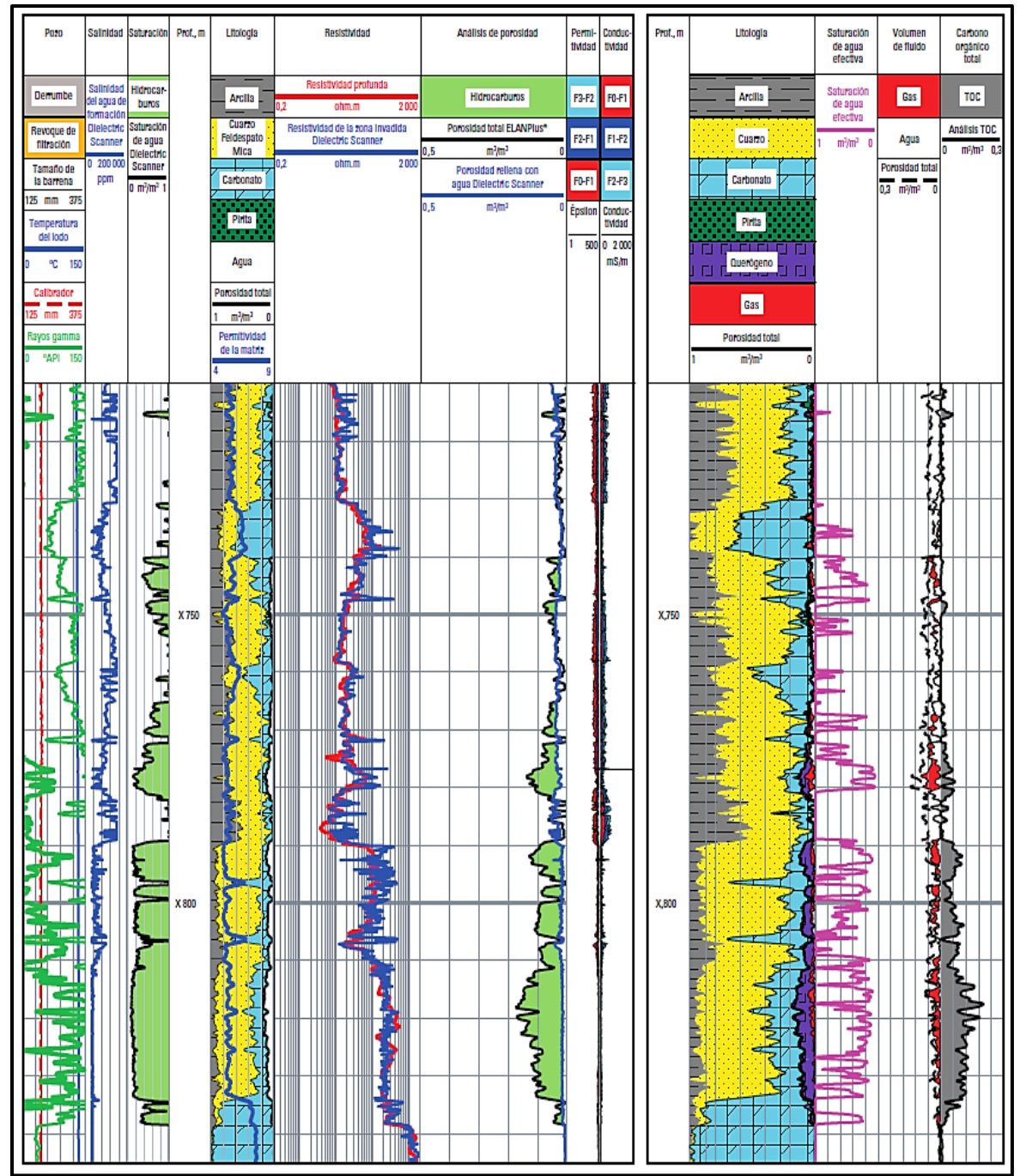


Fig. 3.53 Modelo con el cual realiza las mediciones multifrecuencia la herramienta Dielectric Scanner, proporcionan la porosidad que contiene agua independiente de la salinidad. (Tomada de Schlumberger, 2012).

Respuestas precisas y objetivas para los yacimientos de gas de lutitas

El volumen de hidrocarburos totales fue calculado fácilmente para el yacimiento de gas de lutitas a través de la comparación de la porosidad total con la porosidad llena con agua obtenida con el servicio Dielectric Scanner® (**Fig. 3.54**, Pista 6). La saturación de agua total independiente de la salinidad, calculada a partir de estas curvas, se muestra en la Pista 3, y la salinidad de agua calculada a partir del proceso de inversión del servicio Dielectric Scanner® se muestra en la Pista 2.

Los valores de porosidad llena con agua y salinidad del agua de formación computados a partir de las mediciones multifrecuencia Dielectric Scanner® constituyen datos de entrada valiosos para el análisis petrofísico de este yacimiento no convencional y mejoran considerablemente la precisión de la determinación del volumen de saturación, el COT, y las saturaciones de petróleo y gas. El análisis petrofísico detallado Shale Gas Advisor® (**Fig. 3.54**) mostrado en el registro de la derecha, proporcionó la comprensión del yacimiento de la que no se disponía previamente.



Capítulo 4:

Aplicación de los parámetros MT y COT en la estimación de Gas en Lutitas

4.- Aplicación de los parámetros MT y COT en la estimación de Gas en Lutitas.

4.1 Detección de Intervalos Productivos.

Intervalos potencialmente productivos pueden ser detectados por la respuesta de los registros geofísicos de pozo, registros de lodo durante la perforación, recortes, muestras de núcleos de fondo y de núcleos de pared. Siguiendo el patrón de respuesta del kerógeno en los registros, como se ha mencionado anteriormente, es factible para localizar la cima y la base de los intervalos de interés. Al hacer esto, es recomendable apoyarse en el registro de lodo de detección de gas, así como la descripción y la inspección visual de los recortes. La extracción de núcleos de fondo y núcleos de pared puede proporcionar información valiosa, del contenido de materia orgánica por ejemplo, incluso antes de los análisis de laboratorio.

La producción de gas de lutita, en el largo plazo y con regímenes económicos, depende principalmente del volumen de gas en sitio, la calidad de la terminación y la permeabilidad de la matriz. El gas en sitio es a menudo el factor crítico para la evaluación de la economía de un *play* y puede tener precedencia con respecto a la permeabilidad de la matriz y la calidad de la terminación del pozo.

Las cuencas extensivamente desarrolladas, en las que el gas de lutita representa el interés actual en producción, normalmente ofrecen una abundancia de datos de estudios de campo y pozos perforados con anterioridad. En consecuencia, previo a la perforación de nuevos pozos, los registros históricos, tales como las secciones de afloramientos, los mapas geológicos de campo de las lutitas ricas en contenido orgánico y los datos de pozos anteriores pueden resultar vitales para la elaboración de estimaciones preliminares del gas de lutita en sitio. En particular, los registros de lodo de pozos antiguos señalan las manifestaciones de gas que se encuentran en profundidad y registran el análisis cromatográfico y las lecturas del gas obtenidas con el detector de ionización de llama, además de la litología. Los recortes de formaciones, que rutinariamente se tamizan, lavan y secan antes de introducirse en sobres de muestras, a menudo son retenidos para análisis futuros. Si están disponibles, estos recortes pueden enviarse al laboratorio para el análisis del contenido orgánico total y la madurez térmica.

4.2 Presencia del Gas en las Lutitas.

Como se explicó con anterioridad, el gas de lutitas se refiere al gas que es generado y almacenado en rocas lutíticas de baja permeabilidad, ricas en

materia orgánica y una de las propiedades geoquímicas necesarias para caracterizar adecuadamente los recursos en lutitas incluye su capacidad de almacenamiento de gas.

El gas se encuentra adsorbido en la superficie del kerógeno y en la lutita y también distribuido libremente en las porosidades primaria y secundaria. El volumen total de gas en sitio (GIP) es la combinación del gas adsorbido y el gas libre. Dependiendo de la presión inicial del yacimiento, a medida que se produce el gas libre y se reduce la presión en los poros, el gas adsorbido será liberado, o desorbido, desde la superficie del kerógeno. Sin embargo, las investigaciones recientes indican que la desorción también es una función del tamaño de poro de la lutita, el cual debe ser tomado en cuenta por los geocientíficos cuando se estime el potencial de los recursos.

El volumen original en sitio del aceite y gas de lutitas es de magnitud mayor comparado con los yacimientos convencionales, debido a que la mayor parte de los hidrocarburos generados son retenidos por la roca con respecto a los hidrocarburos expulsados. En la **Fig. 4.1** se hace un análisis cualitativo desde el volumen de una roca con volumen de COT que termina en la obtención de un volumen de hidrocarburo expulsado y retenido, que nos puede ayudar a comprender mejor el volumen que pueden almacenar los recursos no convencionales.

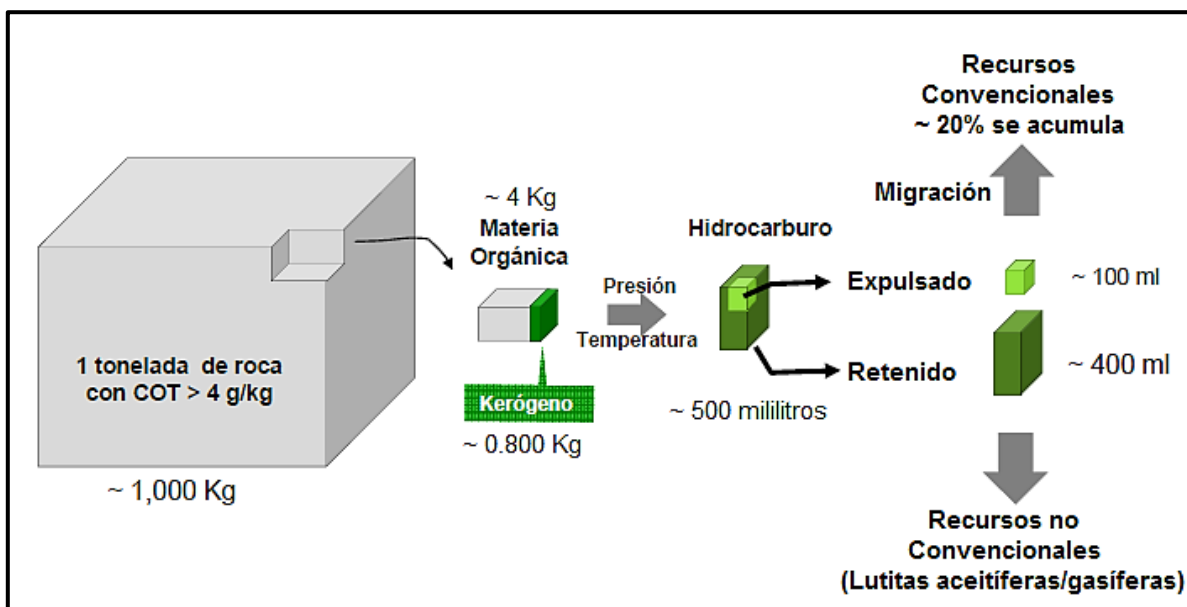


Fig. 4.1 Análisis cualitativo del volumen de hidrocarburos en yacimientos de lutitas gasíferas.
(Modificada de Pemex, 2012).

4.2.1 Gas Natural.

Es un energético natural de origen fósil, que se encuentra normalmente en el subsuelo continental o marino. Se formó hace millones de años cuando una serie de organismos descompuestos de animales y plantas, quedaron sepultados bajo lodo y arena, en lo más profundo de antiguos lagos y océanos. En la medida que se acumulaba lodo, arena y sedimento, se fueron formando capas de roca a gran profundidad. La presión causada por el peso sobre estas capas mas el calor interior de la tierra, transformaron lentamente el material orgánico en petróleo crudo y en gas natural. El gas natural se acumula en la porosidad de las rocas, pero en ocasiones, el gas natural se queda atrapado debido a rocas impermeables que evitan que el gas fluya, formándose lo que se conoce como un yacimiento.

El gas natural se puede encontrar en forma "asociado", cuando en el yacimiento aparece acompañado de aceite o petróleo, o gas natural "no asociado" cuando está acompañado únicamente por pequeñas cantidades de otros hidrocarburos o gases, tomando en cuenta que el agua está presente en todos los yacimientos de hidrocarburos (**Fig. 4.2**).

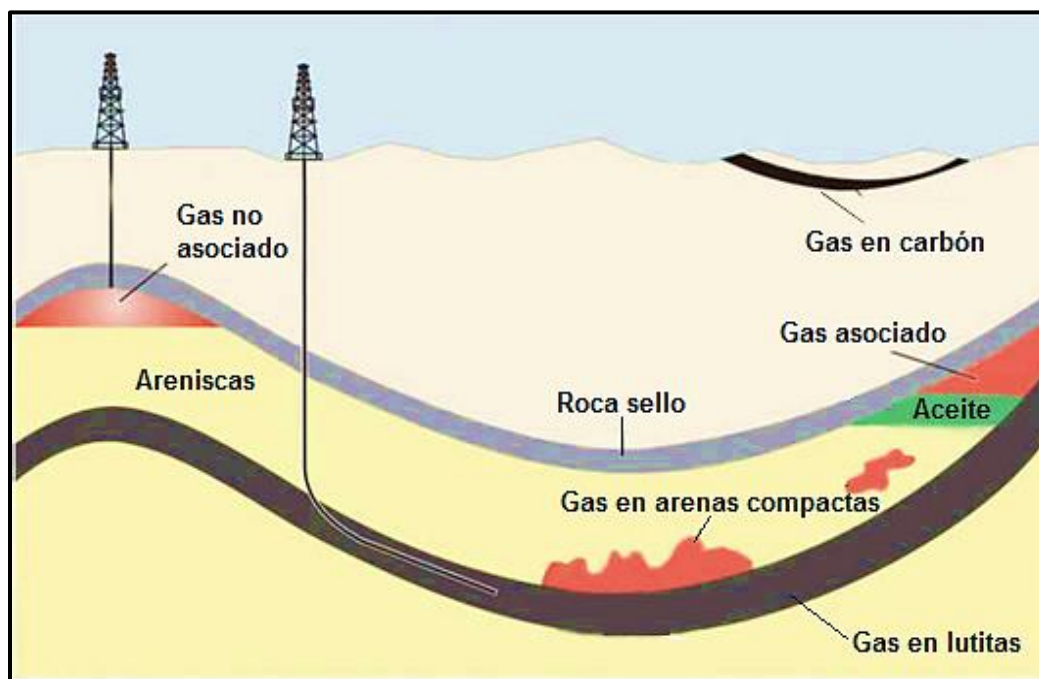


Fig. 4.2 Diferentes tipos de yacimientos de gas natural. (Modificada de Schlumberger, 2011).

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos simples de gran poder calorífico que se encuentra en estado gaseoso, en condiciones ambientales normales de presión y temperatura, con predominio del metano, frecuentemente sobre el 90% y

en proporciones menores etano, propano, butano, pentano y pequeñas proporciones de gases inertes como dióxido de carbono y nitrógeno.

La composición típica del gas natural, antes de ser procesado, es la que se presenta en la **Tabla 4.1**:

Componente energético	Nomenclatura química	Composición Gas Asociado (%vol)	Composición Gas No Asociado (% vol)
Metano	CH ₄	95-98	60-80
Etano	C ₂ H ₆	1-3	10-20
Propano	C ₃ H ₈	0.5-1	5-12
Butano	C ₄ H ₁₀	0.2-0.5	2-5
Pentanos en adelante	C ₅ H ₁₂ a C ₁₀ H ₂₂	0.2-0.5	1-3
Impurezas			
Nitrógeno	N ₂	0-5	0-5
Dióxido de Carbono	CO ₂	0-8	0-8
Ácido Sulfhídrico	H ₂ S	0-5	0-5
Agua	H ₂ O	Trazas	trazas

Tabla 4.1 Composición química del gas natural.

El gas natural comercial está compuesto aproximadamente en un 95% de metano (CH₄), que es la molécula más simple de los hidrocarburos. Además puede contener pequeñas cantidades de etano, propano y otros hidrocarburos más pesados, también se pueden encontrar trazas de nitrógeno, bióxido de carbono, ácido sulfhídrico y agua.

Como medida de seguridad, en la regulación se estipula que los distribuidores deberán adicionar un odorizante al gas natural para que se pueda percibir su presencia en caso de posibles fugas durante su manejo y distribución al consumidor final.

4.2.2 Contenido de Gas.

Parte del gas almacenado en yacimientos de lutitas gasíferas se compone de gas adsorbido por la materia orgánica y, según muchos autores, adsorbido también por la arcilla, y la otra parte se compone de gas libre que se encuentra en el espacio poroso y fracturas de la roca lutítica. En conjunto, esta combinación de gas intersticial (libre) y gas adsorbido conforma el contenido de gas total de una lutita. Mediante la determinación de las proporciones de gas intersticial y gas adsorbido bajo condiciones de yacimiento, los geocientíficos pueden calcular el gas en sitio utilizando una variedad de técnicas.

La industria utiliza las isotermas de Langmuir para medir el contenido de gas adsorbido en la matriz (kerógeno y arcilla) en forma de gas metano.

El metano adsorbido en la superficie del kerógeno se encuentra en equilibrio con el metano libre presente en la lutita. La isoterma de Langmuir (**Fig. 4.3**) fue desarrollada para describir este equilibrio, a una temperatura constante específica. Esta relación se describe mediante dos parámetros: el volumen de Langmuir (V_L), que describe el volumen de gas a una presión infinita y la presión de Langmuir (P_L), que es la presión a la que el contenido de gas es igual a la mitad del volumen de Langmuir.

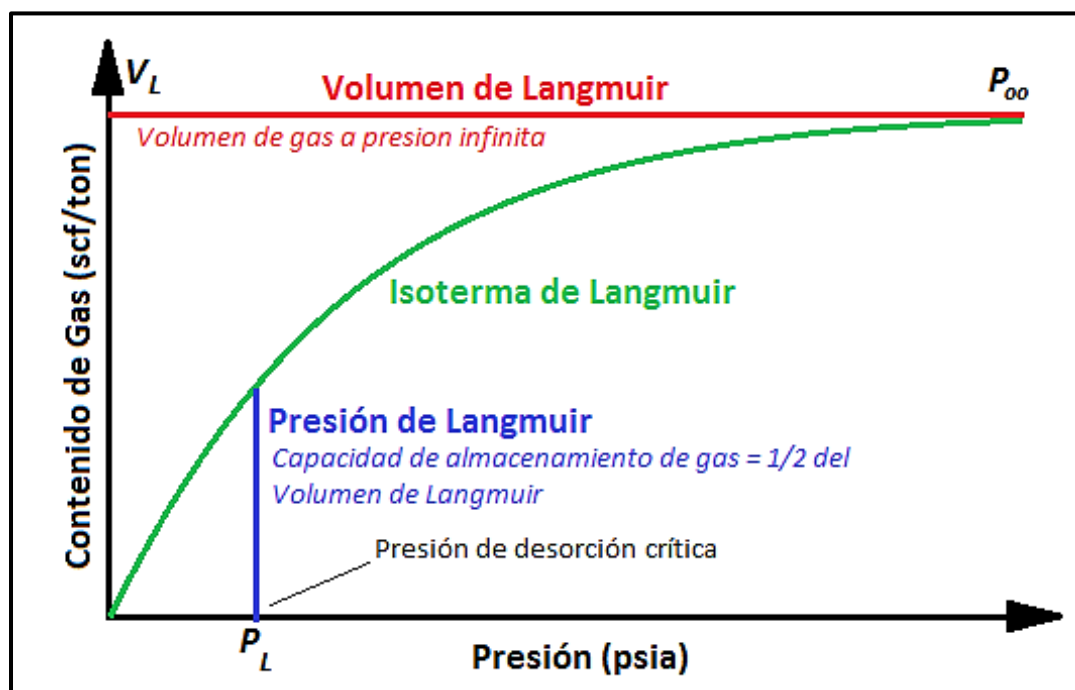


Fig. 4.3 Isoterma de Langmuir, ampliamente utilizada para estimar el contenido de gas adsorbido. La presión y volumen de Langmuir para el gas metano debe ser ajustada en presencia de otros gases. (Modificada de OFR autumn, 2006).

Los científicos a veces utilizan pruebas de desorción mediante cartuchos filtrantes, herramienta que recolecta al gas durante la prueba y permite determinar el GIP total a partir de núcleos. Inmediatamente después de recuperadas las muestras de núcleos recién cortadas se sellan dentro de los cartuchos y se envían al laboratorio para su análisis. El gas se extrae de los cartuchos, se mide volumétricamente y se analiza composicionalmente en función del tiempo. La representación gráfica del gas producido a lo largo del tiempo se puede utilizar para estimar el GIP de la muestra de núcleo en condiciones de yacimiento. Este análisis es sensible al tiempo que se tarda en recuperar los núcleos desde el fondo del pozo.

El mejor método para establecer el contenido de gas en yacimientos de lutitas gasíferas se deriva del análisis de las curvas de declinación en pozos productores. Sin embargo, el desarrollo de este método es relativamente nuevo en muchas áreas y no hay suficiente información para establecer una tendencia de resultados razonables.

El análisis volumétrico es un método alternativo y mejora cuando se complementa con la correlación del comportamiento de varios pozos maduros de áreas geográficas cercanas. Dentro de los cálculos volumétricos, los que en parte miden, directa o indirectamente, el contenido de gas de las rocas y minerales como el carbón, están siendo aceptados cada vez más por la industria petrolera y han tenido que ser adaptados de la industria del carbón como una metodología apropiada para las lutitas gasíferas. Los métodos directos e indirectos para la medición del contenido de gas en muestras de formación serán descritos más adelante.

4.2.2.1 Gas Adsorbido.

Es el gas acumulado en la superficie de un material sólido, como un grano de roca de yacimiento, o más en particular, el que cubre las partículas orgánicas de un yacimiento de lutita. Para determinar el volumen de gas adsorbido en las lutitas, los ingenieros utilizan las relaciones de presión que estiman el potencial de desorción de la roca. Las muestras se pulverizan para maximizar la superficie y luego se calientan para eliminar todo el gas adsorbido. Luego las muestras se exponen a metano a presiones cada vez más elevadas mientras se mantienen a una temperatura constante. El volumen de gas adsorbido por la muestra de roca, presentado en unidades de pies cúbicos estándar/tonelada (scf/ton), se describe mediante una curva llamada isoterma de Langmuir (**Fig. 4.3**).

Una vez que se establece una isoterma, se puede determinar la capacidad de almacenamiento de la roca mediante una referencia a la presión de poro de la formación, la cual es representativa de la presión del yacimiento en sitio.

En la **Fig. 4.4**, las isotermas de Langmuir (dorado) se derivan de las muestras de roca triturada y cuantifican la capacidad de almacenamiento de gas adsorbido de dicha roca. El volumen de Langmuir, V_L (línea roja), es el límite teórico para el gas adsorbido a presión infinita. La capacidad de almacenamiento a una presión dada, p , se puede determinar a partir del gráfico y la presión de Langmuir, P_L (línea azul vertical), es la presión a la mitad del volumen de Langmuir.

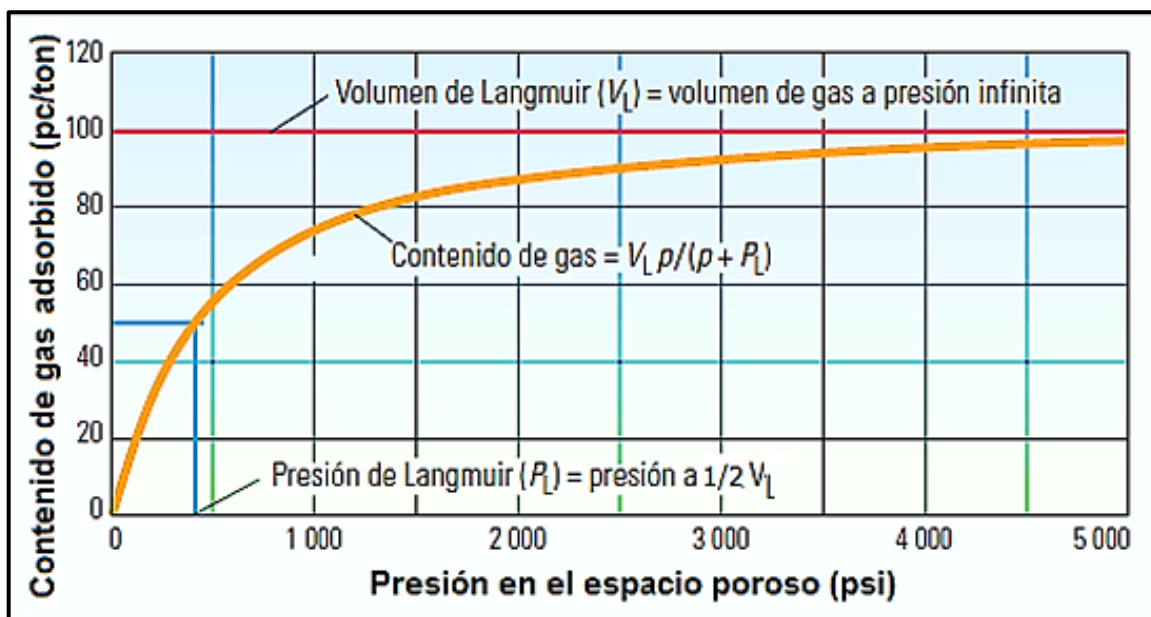


Fig. 4.4 Isotermas de Langmuir de una muestra de lutita gasífera.
(Modificada de Schlumberger, 2012).

4.2.2.2 Gas Intersticial.

Es el gas almacenado en el espacio poroso y fracturas de las rocas del yacimiento, también es llamado gas desorbido, gas libre o gas de poro y su medición permite el cálculo del gas presente en un yacimiento como se ha explicado anteriormente.

En la **Fig. 4.5**, utilizando las isotermas de Langmuir, se puede determinar el GIP total (magenta) para un yacimiento específico como una función de la presión. El gas total es el gas adsorbido en el kerógeno y la arcilla (dorado) y el gas libre almacenado en los poros (azul). A bajas presiones, la adsorción es un mecanismo efectivo de almacenamiento de gas. A medida que la presión aumenta, el gas en los poros aumenta proporcionalmente. La productividad de la mayoría de los yacimientos de lutitas orgánicas que se están desarrollando en la actualidad se deriva del volumen de gas que ocupa el espacio poroso. La desorción se torna importante a medida que disminuye la presión dinámica de fondo del pozo.

Los ingenieros pueden utilizar las isotermas de Langmuir de los datos de núcleos para calcular el gas adsorbido a partir de los valores del COT derivados de registros. Calculan los volúmenes de gas intersticial o libre a partir de los valores de porosidad efectiva y saturación de gas derivados de los registros, después de

sustraer el cálculo de volumen poroso ocupado por el gas adsorbido. Una evaluación adecuada requiere datos de entrada geoquímicos y petrofísicos, que incluyen el tipo y contenido de arcilla, densidad de la matriz, resistividades del agua de formación y del agua ligada, porosidad efectiva y saturación de gas.

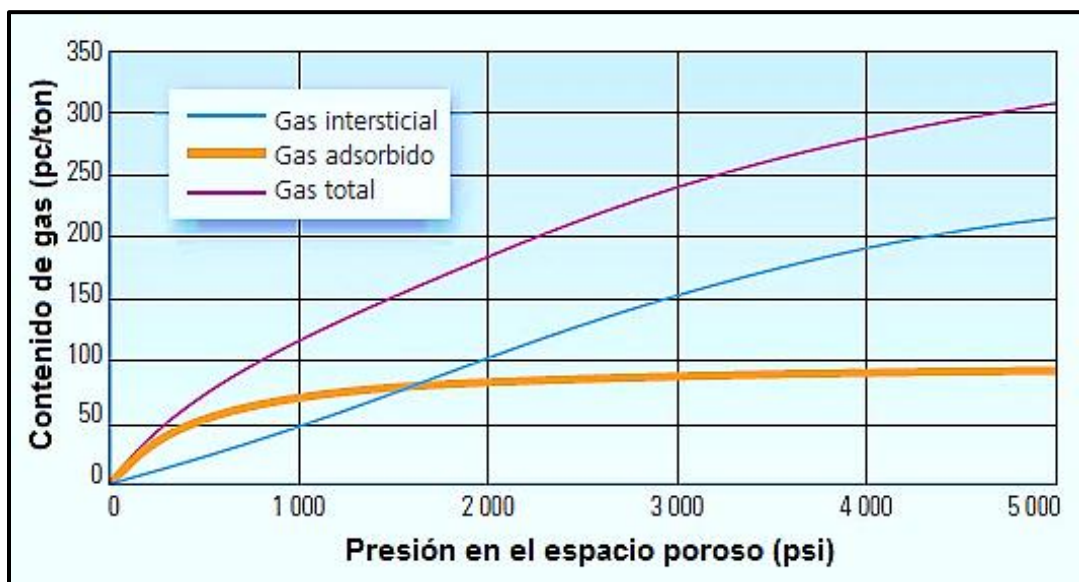


Fig. 4.5 Capacidad de almacenamiento de una muestra de lutita gasífera.
(Modificada de Schlumberger, 2012).

4.3 Estimación del Contenido de Gas a partir de Núcleos.

Durante las primeras etapas de una campaña de perforación en lutitas gasíferas, la extracción de núcleos desempeñará un rol significativo en un programa de evaluación de formaciones. Los núcleos de lutita proveen mediciones directas que los geocientíficos utilizan para determinar el gas en sitio.

Comenzando en la localización del pozo, se preparan núcleos recién cortados para su envío a un laboratorio de análisis de núcleos. Los segmentos de estos núcleos deben sellarse en cartuchos filtrantes y enviarse a laboratorios especialmente equipados para las pruebas de desorción en dichos cartuchos. Estas pruebas miden el volumen y composición del gas liberado del núcleo como una función del tiempo. La desorción de los cartuchos filtrantes mide el contenido de gas total pero no mide las proporciones de los componentes adsorbidos e intersticiales ni evalúa su dependencia con respecto a la presión. En consecuencia, se deben instrumentar otras mediciones.

El personal de laboratorio coloca la lutita finamente triturada en una cámara de muestreo y luego le aumenta la presión. Manteniendo la cámara de muestreo a una temperatura de yacimiento constante, los analistas pueden desarrollar isothermas de adsorción (Isothermas de Langmuir) que establecen relaciones PVT realistas para el gas de lutita. Otra técnica especializada para el análisis de muestras de formación de baja permeabilidad y baja porosidad fue desarrollada por TerraTek, una compañía de Schlumberger. Esta técnica es conocida como Análisis de Rocas Compactas (TRA), provee una evaluación general de las muestras de lutitas gasíferas (**Tabla 4.2**).

Muestra (No.)	ρ_m (g/cm ³)	Φ (% vol)	S_w (%vol Φ)	S_g (%vol Φ)	S_o (%vol Φ)	Φ con gas (%vol)	K (nD)	COT (% w)
1	2.622	6.65	15.16	81.4	3.43	5.42	270	3.77
2	2.559	6.26	18.50	76.44	5.05	4.79	230	6.75
3	2.633	6.87	15.43	83.90	0.66	5.77	270	3.36
4	5.487	7.74	13.09	83.02	3.87	6.43	347	7.41
5	2.539	7.58	11.17	85.92	2.90	6.52	359	5.95
6	2.605	6.87	16.26	80.42	3.32	5.53	298	5.04
Nota: %vol Φ (porcentaje de volumen poroso)								

Tabla 4.2 Técnica de Análisis de Rocas Compactas TerraTek. Las mediciones especializadas de núcleos caracterizan la densidad de granos, la porosidad, las saturaciones de fluidos, la permeabilidad y el contenido de COT de las lutitas gasíferas. En este conjunto de datos particular, las mediciones de saturación de gas, porosidad y permeabilidad indican un buen potencial prospectivo.

La experiencia adquirida a través del análisis de núcleos ha demostrado que las lutitas termogénicas maduras se encuentran saturadas predominantemente por gas intersticial, con una fracción de gas adsorbido que oscila entre el 50% y el 10%. Contrariamente, las lutitas biogénicas inmaduras se encuentran saturadas predominantemente por gas adsorbido, con cantidades más pequeñas de gas intersticial. Además, diversas proporciones de agua, gas y petróleo móvil ocupan los espacios porosos de las lutitas.

4.3.1 Gas Adsorbido.

4.3.1.1 Método Indirecto o de la Isotherma de Langmuir.

En el punto 4.2.2 de este capítulo se toca el tema de la Isotherma de Langmuir para poder comprender ese apartado. Aquí se trata de complementar esa información para dejar un panorama más claro y poder comprender la importancia de las isothermas en la estimación del contenido de gas en las lutitas gasíferas.

En 1916 Irwin Langmuir, Premio Nobel de Química en 1932, publicó una ecuación para medir los gases adsorbidos en los sólidos. La adsorción es un fenómeno que se produce cuando el gas se acumula en las paredes de un sólido, lo que resulta en la creación de una película molecular o atómica. Esto no debe confundirse con la absorción, que es cuando una sustancia se propaga en un líquido resultando la creación de una solución, o cuando ésta es atrapada dentro de un sólido. El término desorción se utiliza en ambos casos para referirse al proceso inverso, en este caso a la expulsión del gas.

Lewis (2004) ha presentado la expresión general de la isoterma de Langmuir usada en petrofísica.

$$gc = \frac{V_L * p}{(p + P_L)} \quad (\text{Ec. 4.1})$$

donde:

gc = contenido de gas adsorbido (scf/ton)

p = Presión de yacimiento (psia)

V_L = Volumen de Langmuir (scf/ton)

P_L = Presión de Langmuir (psia)

La forma de la curva para una temperatura dada o nivel de COT depende del volumen de Langmuir (V_L ; volumen de gas adsorbido a presión infinita) y la presión de Langmuir (P_L ; presión donde la mitad del gas a presión infinita ha sido desorbido). La curva (**Fig. 4.3**) define el equilibrio entre el gas adsorbido y el gas libre como una función de la presión de yacimiento a una temperatura constante. Hay que subrayar que esta relación ha sido desarrollada para el gas metano y la presencia de otros gases pueden afectar la fiabilidad del método (Hartman, 2011); además, se recomienda la realización de pruebas en diferentes muestras dentro de un área geográfica relativamente pequeña.

Ajuste de la Isotherma de Langmuir

La isoterma es medida a una temperatura de ajuste y a un nivel de COT, por lo tanto, con el fin de aplicar esta ecuación para un registro, es necesario introducir correcciones para tomar en cuenta las variaciones de temperatura y diferentes niveles de COT que se encuentran en el yacimiento.

A continuación se muestran, de forma breve, las ecuaciones que ajustan y hacen que sea aplicable a un rango más amplio de temperaturas y niveles de COT, la ecuación de Langmuir (**Ec. 4.1**) con la que se mide el contenido de gas adsorbido.

Corrección de Temperatura:

$$V_{LT} = 10^{[-0.0027 * (T + (\log V_L + (0.0027 * Ti)))]} \quad (\text{Ec. 4.2})$$

$$P_{LT} = 10^{[-0.005 * (p + (\log P_L + (0.005 * Ti)))]} \quad (\text{Ec. 4.3})$$

donde:

p = presión del yacimiento (psia)

V_{LT} = Volumen de Langmuir a temperatura de yacimiento (scf/ton)

P_{LT} = Presión de Langmuir a temperatura de yacimiento (psia)

T = Temperatura de yacimiento (°C)

Ti = Temperatura de la isoterma de Langmuir (°C)

Corrección de COT

Como con la temperatura, la isoterma es medida también a un nivel de COT de ajuste; sin embargo, el intervalo de la formación de interés puede contener niveles de COT variables, para corregir eso se utiliza la siguiente ecuación:

$$V_{LC} = V_{LT} * \frac{COT_{log}}{COT_{iso}} \quad (\text{Ec. 4.4})$$

donde:

V_{LC} = Volumen de Langmuir a COT corregido a temperatura de yacimiento (scf/ton)

COT_{log} = Nivel de COT establecido por registro (% en peso)

COT_{iso} = Nivel de COT usado para medir la isoterma de Langmuir (% en peso)

Por lo tanto, la ecuación final que se usa para establecer el contenido de gas adsorbido es la siguiente:

$$gc = \frac{V_{LC} * p}{(p + P_{LT})} \quad (\text{Ec. 4.5})$$

Estos cálculos son complejos y para que puedan usarse con fiabilidad es necesario tener suficiente experiencia y una buena cantidad de datos.

La isoterma puede obtenerse a partir de una muestra "tal como se recibió", o de una muestra que ha sido lavada y secada. La primera es preferible cuando se desea analizar el gas inicial en sitio (GIIP) y para simular las condiciones del yacimiento; sin embargo, la segunda puede ser muy útil para comparar la capacidad de adsorción de diferentes lutitas, aunque debe hacerse hincapié que será muy optimista si se emplea en la estimación del GIIP.

Interpretación de las Isotermas

Los parámetros de Langmuir se miden en núcleos, utilizando una muestra de lutita triturada que se calienta para eliminar los gases adsorbidos. La muestra se coloca posteriormente en un recipiente sellado y se somete a una presión cada vez más alta en una atmósfera de metano, a temperatura constante. La cantidad de gas (metano) adsorbido a una temperatura constante y a presiones cada vez más altas se mide y se utiliza para crear la isoterma (**Fig.4.6**), mediante el ajuste de los resultados a la ecuación de Langmuir.

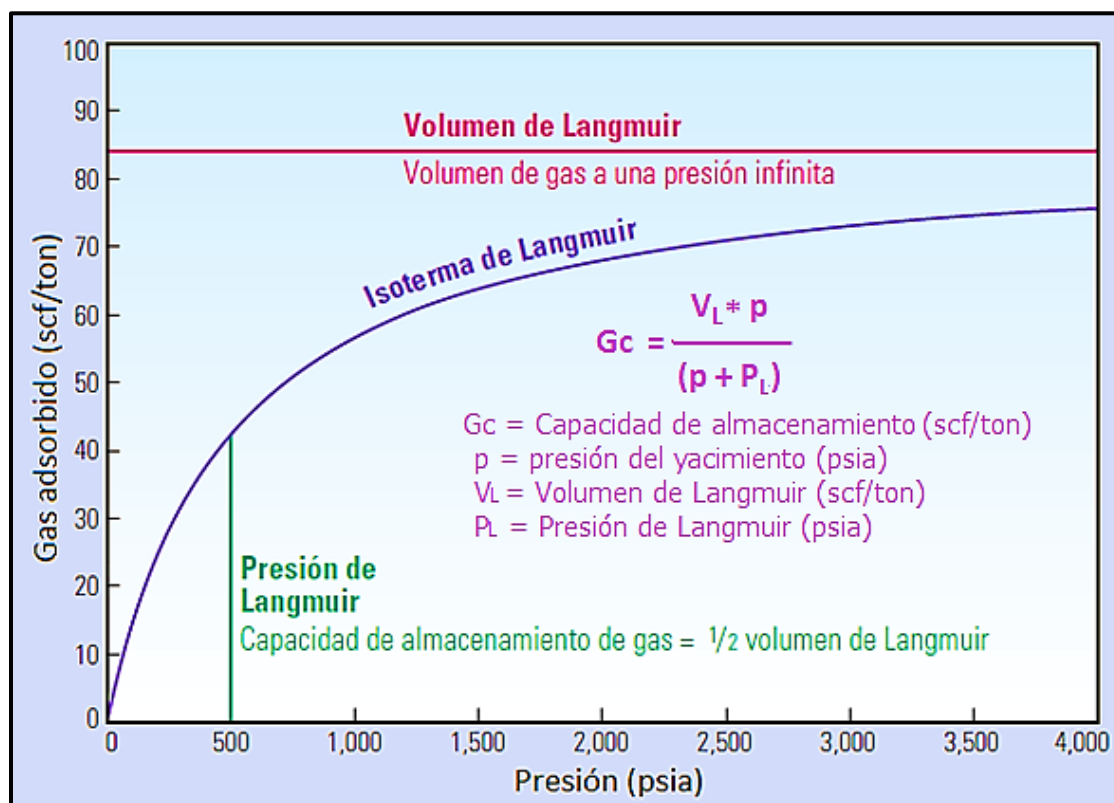


Fig. 4.6 Muestra el almacenamiento de gas adsorbido. La isoterma de Langmuir (morado) muestra la cantidad de gas adsorbido que contendrá una muestra saturada a una presión dada. La reducción de la presión hará que el metano se libere de acuerdo con el comportamiento prescrito por la línea morada. La desorción (liberación) del gas se incrementa de una manera no lineal conforme declina la presión. (Modificada de Schlumberger, 2006).

La Fig. 4.6 plantea el siguiente ejemplo, una muestra a una presión de 3,500 psia (24.2 MPa) tendrá aproximadamente 74 scf/ton de metano adsorbido. Cuando la presión se reduce por primera vez a partir de este punto, la cantidad de gas desorbido es relativamente pequeña. Una vez que la presión se reduzca a 500 psia (3.4 MPa), se habrá desorbido la mitad del gas total que podría adsorber esta lutita. El volumen remanente se desorberá con las 500 psia finales.

En las lutitas que siguen una curva similar, la adsorción constituye un mecanismo muy eficaz para el almacenamiento de gas a baja presión (menos de 100 psia); por el contrario, no resulta eficaz a altas presiones, ya que el gas adsorbido se aproxima a su asíntota cuando la presión es superior a 2,000 psia (13.8 MPa).

Las mediciones de las isothermas de adsorción permiten una evaluación directa de la capacidad de adsorción máxima del gas por la materia orgánica, como una función de la presión del yacimiento. Las mediciones de porosidad rellena con gas de la técnica TRA proveen una medición directa del gas intersticial como una función de la presión de yacimiento. Si se combinan con las mediciones de desorción de los cartuchos filtrantes, las isothermas de adsorción y la porosidad rellena con gas de la técnica TRA, proveen una descripción completa del gas en sitio. Esta información proporciona datos de entrada críticos para el modelado de yacimientos e indica las contribuciones relativas del gas intersticial y el gas adsorbido con respecto al sistema de fracturas inducidas, como una función de la caída y el agotamiento de la presión.

4.3.1.2 Estimación del Gas Adsorbido Inicial en Sitio ($GIIP_{ad}$).

La medición precisa de los parámetros en % de volumen o peso de kerógeno: reflectancia de la vitrinita (R_o), nivel de metamorfismo orgánico (LOM), el COT y el contenido de gas adsorbido, proporciona los medios para estimar el volumen de gas adsorbido inicial en sitio, el cual generalmente se denomina como gas adsorbido estimado con isothermas de Langmuir:

$$GIIP_{ad} = gc * Den * A * h * C \quad (Ec. 4.6)$$

donde:

$GIIP_{ad}$ = Gas adsorbido inicial en sitio (Bcf)

gc = Contenido de gas adsorbido (scf/ton)

Den = Promedio de densidad de formación en h ; promedio ρ_b (g/cc)

A = Área (acres)

h = Espesor de la formación (ft)

C = Factor de conversión de unidades, 1.3597×10^{-6}

Esta ecuación ha sido establecida por la industria del carbón. Para esta industria, el promedio de la densidad de formación varía dependiendo de la condición de la muestra analizada para obtener el contenido de gas. Esto es, el análisis llevado a cabo en una muestra "tal como se recibió" o en una muestra seca y libre de residuos traerá dos datos de densidad diferentes de acuerdo con su pureza de carbono. Es necesario hacer ajustes para que la densidad del registro sea equivalente a la densidad del laboratorio. Lo mismo se aplica a las lutitas gasíferas y si la prueba es corrida en una muestra seca, la densidad del registro debe ajustarse en consecuencia. Esto nos deja claro lo que hemos visto que tanto la matriz inorgánica (arcilla, limo, carbonatos) y matriz orgánica (kerógeno) pueden ser porosas en estos tipos de rocas, entonces podemos afirmar que en la materia orgánica pueden coexistir el gas adsorbido y el gas libre.

4.3.2 Gas Total.

4.3.2.1 Método Directo para Contenido de Gas Total (G_c) y Estimación del Gas Total Inicial en Sitio ($GIIP_{tot}$).

Los resultados de la aplicación de las isothermas de Langmuir pueden ser complementadas por la medición del gas desorbido en muestras de la formación, como núcleos de fondo y núcleos de pared. Este tipo de análisis fue diseñado inicialmente para medir el contenido de gas en muestras de carbón y puede ser referido como el método directo o análisis de desorción con canister (recipiente sellado también llamado cartucho filtrante, **Fig. 4.7**).

Muestras de diámetro completo se colocan en el canister que contiene carbón activo con el fin de retener provisionalmente hidrocarburos evaporados, y se envían desde el pozo hasta el laboratorio, donde se mide el tiempo de desorción del gas ya que la muestra se calienta a la temperatura del yacimiento. El experimento continúa con la medición del volumen de gas desorbido en muestras trituradas. Después, se hace una corrección para estimar la pérdida de gas en el tiempo cero (T_0), la cual ocurre antes de aislar la muestra y sellarla en el canister. El tiempo cero es el momento en el que la muestra comienza a desorber o liberar gas debido a los desequilibrios en la presión hidrostática durante su viaje en el pozo y al salir hasta la superficie después de que se corta y se retira del fondo del pozo. Es difícil corregir precisamente el gas perdido, aunque este factor es menos importante cuando se trata de una lutita en lugar de carbón, debido a que son rocas altamente impermeables; sin embargo, puede representar un porcentaje importante del contenido de gas estimado por este método.



Fig. 4.7 Aparato canister usado para medir el contenido de gas total en muestras trituradas.
(Tomada de Weatherford, 2010).

El gas perdido puede ser significativo si la roca tiene fracturas naturales abiertas que estaban saturadas de gas, o bien si el gas está ampliamente esparcido dentro de la matriz (permeabilidad moderada); además, ciertas medidas o precauciones se deben aplicar para evitar el excesivo espacio muerto en el canister, entre la superficie superior de la muestra y la tapa del recipiente, ya que ésto puede provocar la expansión de gas y problemas de encogimiento producidos por el calor y la presión, junto con el riesgo de la oxidación de una parte de la materia orgánica. La prueba proporciona datos sobre el total de gas pero no tiene en cuenta el porcentaje de gas adsorbido en el contenido de gas total. Algunos autores han correlacionado el contenido de gas total y el COT, estableciendo así una correlación directa (**Fig. 4.8**).

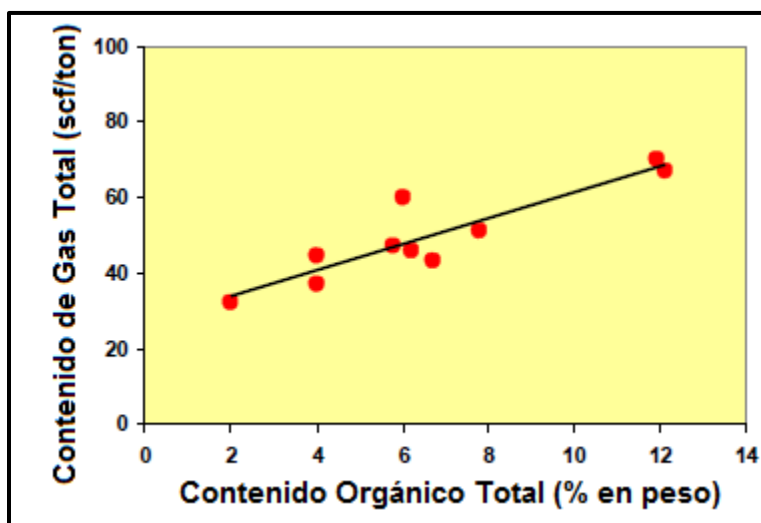


Fig. 4.8 Correlación entre el contenido de gas total y el COT. (Modificada de Luffel, D. et al., 1992).

IV. Aplicación de los Parámetros MT y COT en la estimación de Gas en Lutitas

Con base en las mediciones de laboratorio, la ecuación para representar el contenido de gas total es la siguiente:

$$Gc = C * \frac{V_l + V_m + V_c}{m_{gs}} \quad (\text{Ec. 4.7})$$

donde:

Gc = Contenido de gas total (scf/ton).

V_l = Volumen de gas perdido (cm^3).

V_m = Volumen de gas medido (cm^3).

V_c = Volumen de gas en muestras trituradas (cm^3).

m_{gs} = Masa de gas seco (g).

C = Factor de conversión de unidades, 32.0368

Para demostrar la magnitud de los resultados obtenidos de estos cálculos, el contenido de gas de alrededor de 15 a 350 scf/ton se ha registrado en los campos activos de lutitas gasíferas en los Estados Unidos.

Utilizando la ecuación (**Ec. 4.6**) pero sustituyendo el término gc por Gc , podemos estimar el gas total inicial en sitio ($GIIP_{tot}$). La ecuación sería la siguiente:

$$GIIP_{tot} = \left(C * \frac{V_l + V_m + V_c}{m_{gs}} \right) * Den * \text{Área} * h * Z \quad (\text{Ec. 4.8})$$

donde:

$GIIP_{tot}$ = Gas total inicial en sitio (Bcf)

$Gc = \left(C * \frac{V_l + V_m + V_c}{m_{gs}} \right)$, contenido de gas total (scf/ton).

Den = Promedio de densidad de formación en h ; promedio ρ_b (g/cc)

Área = Área (acres)

h = Espesor de la formación (ft)

Z = Factor de conversión de unidades, $1.3597 \cdot 10^{-6}$

Estas pruebas también analizan la composición del gas, que puede ser importante en la calibración de los parámetros de las pruebas de adsorción. Se obtienen los datos de difusividad que consiste en relacionar la pendiente de los datos medidos de gas como una función de la raíz cuadrada del tiempo transcurrido desde la extracción de la muestra, con el contenido de gas total obtenido. El contenido de gas de núcleos de pared de pozo triturados también se ha medido, lo que confirma la viabilidad de dicha técnica, dado que los núcleos de pared suelen ser más

fáciles y menos costosos de obtener, representan un medio más económico de las pruebas que la extracción de muestras de núcleo de fondo de pozo.

Por lo tanto, es razonable afirmar que si hay suficientes muestras de la formación (a partir de núcleos de fondo y núcleos de pared) y laboratorios de pruebas integrales, es posible completar diversas estimaciones para el gas inicial en sitio. Sin embargo, estas pruebas no están exentas de incertidumbres y, por otra parte, ya que normalmente no hay suficientes núcleos, las pruebas de laboratorio son frecuentemente alternadas con técnicas de interpretación de registros eléctricos y radiactivos para las estimaciones de gas total en sitio. La información de registros suele ser abundante y sirve para ampliar las estimaciones a otros intervalos del yacimiento. El apoyo por parte del análisis de laboratorio de la porosidad, la densidad de grano, saturación de agua, la mineralogía y el módulo elástico del núcleo de fondo y núcleos de pared, así como las técnicas de interpretación de registros son herramientas fundamentales en la evaluación de yacimientos no convencionales y están éstas en constante evolución.

4.4 Estimación del Contenido de Gas a partir de Registros de Pozo.

Las lutitas de calidad de yacimiento contienen habitualmente saturaciones de petróleo y agua reducidas y alta saturación de gas intersticial, y, en consecuencia, mayor permeabilidad relativa al gas. Consecuentemente, estas lutitas poseen un contenido orgánico entre moderado y alto, un alto grado de maduración orgánica, y una textura que refleja una preservación de la porosidad y permeabilidad durante el proceso de sepultamiento. Por lo tanto, para evaluar el gas en sitio, las mediciones de laboratorio deben proveer una evaluación directa de las saturaciones de gas y líquidos, la porosidad, la permeabilidad de la matriz, el contenido orgánico y la maduración, además de la capacidad de la materia orgánica para adsorber el gas a una temperatura de yacimiento constante en función de la presión del yacimiento.

Otras propiedades de la lutita se pueden estimar a partir de los registros de pozo y con herramientas sísmicas que en ciertos casos producen respuestas características. La actividad intensa de los rayos gamma se considera una función del kerógeno presente en la lutita. El kerógeno generalmente crea un ambiente reductor que impulsa la precipitación del uranio, lo que incide en la curva de rayos gamma. La resistividad puede ser alta debido a las altas saturaciones de gas, pero varía con el contenido de fluido y el tipo de arcilla. Las densidades volumétricas son a menudo bajas debido al contenido de arcilla y la presencia de kerógeno, que posee una densidad baja de 0.95 a 1.05 g/cm³. Los registros de pozos se utilizan

además para indagar acerca de la compleja mineralogía de una lutita y cuantificar la cantidad de gas libre presente en los poros de la roca generadora.

Los análisis de registros, particularmente si se calibran con mediciones reales de las propiedades de los yacimientos derivadas del análisis de núcleos, proveen la base para efectuar predicciones confiables del gas en sitio mediante cálculos de la porosidad y saturación de gas. Los modelos basados en registros también pueden utilizarse para predecir propiedades en pozos adyacentes a lo largo de regiones de alcance lateral limitado, lo que facilita la evaluación de la heterogeneidad a escala de cuenca.

Las compañías de servicio han avanzado en el desarrollo de modelos y herramientas de registro para la medición de distintas propiedades de las lutitas gasíferas ofreciendo toda una gama de servicios. Por ejemplo, la compañía Schlumberger utilizando una combinación de registros triple combo y registros geoquímicos convencionales, puede determinar el contenido de carbono orgánico de la lutita y calcular el gas adsorbido. Los registros geoquímicos permiten además que los petrofísicos diferencien distintos tipos de arcillas y sus respectivos volúmenes, información crítica para el cálculo de la productividad y para la determinación del fluido a utilizar durante los tratamientos de estimulación y fracturamiento hidráulico.

En la lutita Barnett y en otras cuencas, se están utilizando la sonda de Espectroscopía de Captura Elemental (ECS®) y la herramienta integrada de adquisición de registros con cable Platform Express® (**Fig. 4.9**), junto con técnicas de interpretación avanzadas, para calcular las saturaciones de gas y el gas en sitio, y para caracterizar la litología.

En la **Fig. 4.9**, las tres primeras pistas presentan las mediciones de la herramienta Platform Express®. La pista 4 presenta los resultados de un modelo petrofísico generalizado de lutita gasífera, basado en los datos Platform Express® y ECS®, que han sido procesados con el análisis avanzado de registros multiminerales ELANPlus®. Este programa ayuda a cuantificar la mineralogía, el kerógeno y la porosidad rellena con gas y agua. Los carriles restantes cuantifican la porosidad total y efectiva, la saturación de agua, el contenido de COT, la permeabilidad de la matriz, el gas en sitio y el gas acumulado. Los valores del gas en sitio y el gas acumulado se calculan tanto para gas libre como para gas adsorbido. La pista 4, en particular, ilustra algunos de los factores que subyacen el éxito de esta formación de gas de lutitas.



4.4.1 Gas Adsorbido.

4.4.1.1 Densidad vs COT y $\Delta \log R$ vs COT.

Hasta aquí, numerosos comentarios han sido hechos respecto a la certera caracterización petrofísica de estos yacimientos. El uso de núcleos, registros geofísicos de pozo e información de pruebas especializadas para el estudio de las propiedades del yacimiento y la toma de decisiones operacionales y de manejo con respecto a los recursos disponibles, son otros aspectos que deben ser considerados. La interpretación geológica y petrofísica de los registros es una pieza clave en este marco operacional. En adelante, discutiremos la interpretación petrofísica de los registros, cuyos objetivos han de proporcionar información útil para:

- Detección de áreas potencialmente productivas.
- Estimación del contenido de gas.
- Establecer espesor neto y propiedades de las rocas.
- GIIP, TRV y estimación volumétrica de reservas.

Como se describe a continuación, existe la posibilidad de cuantificar la cantidad de gas adsorbido sin la necesidad de conocer la porosidad y la saturación de agua. Sin embargo, establecer el volumen de gas adsorbido no es suficiente para estimar el contenido total de gas a menos que el primero sea el único gas presente en el yacimiento (por ejemplo, en lutitas biogénicas inmaduras), dicho esto, el volumen de gas total es la suma del volumen de gas adsorbido más el volumen de gas libre que llena los poros. Como se describió anteriormente, con el fin de estimar el contenido de gas adsorbido se requiere primero establecer el COT presente en la roca; por lo tanto, es necesario analizar las varias formas de determinar el COT con registros para calcular el contenido de gas adsorbido por medio de la isoterma de Langmuir.

Para lograr esta estimación, es necesario primero realizar estudios certeros en muestras de la formación del intervalo de interés, tales como:

- Índice de madurez térmica (MT) de la materia orgánica (Ro, LOM).
- Contenido orgánico total (COT) e índice de hidrogeno (HI).
- Correlaciones entre COT y otras propiedades petrofísicas.
- Isotermas de Langmuir.

Describiremos brevemente dos formas para determinar COT en campo a través de los registros: para los propósitos de este apartado, uno será referido como Densidad vs COT, y el otro como el método de Passey o $\Delta \log R$ vs COT.

Densidad vs COT

Este método consiste en correlacionar la densidad de la roca y el COT, ambas medidas calculadas mediante muestras de la formación (**Fig. 4.10**). Como se muestra en la gráfica, la presencia de kerógeno reduce la densidad de la roca, por lo que es posible establecer una correlación entre estos parámetros. Se debe recordar que para utilizar la información obtenida de los registros de densidad la correlación debe ser ajustada si la densidad aparente de laboratorio se ha medido en una muestra seca. Si se logra establecer una correlación confiable a través de análisis de laboratorio, el registro de densidad puede entonces ser usado para medir el COT. Similarmente, el COT puede ser establecido mediante correlaciones obtenidas usando la densidad de grano medida de laboratorio, o bien, utilizando el valor de densidad de la matriz obtenido de interpretaciones de registros complejas. El uso de los registros rayos gamma, espectroscopía de rayos gamma, sónico y de neutrón también se pueden utilizar para establecer correlaciones similares.

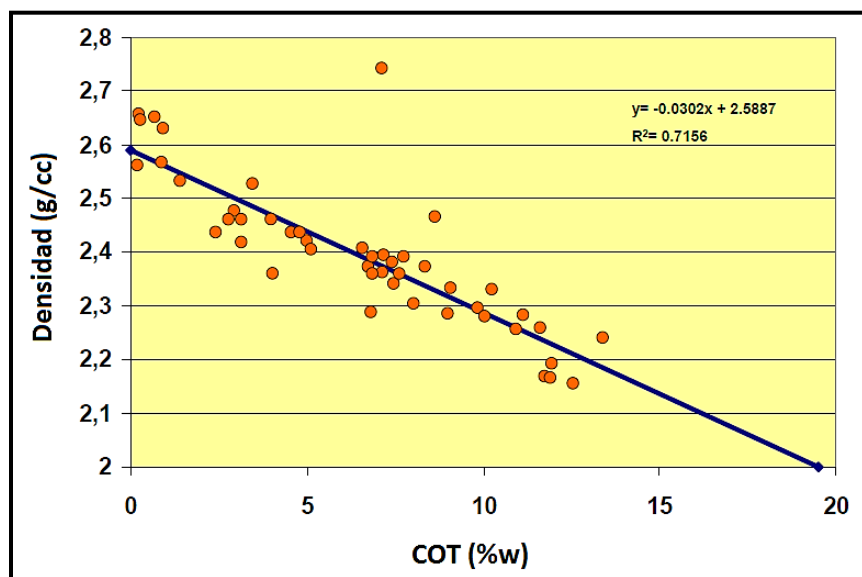


Fig. 4.10 Relación entre el COT y la Densidad de la roca. (Modificada de Jarvie, D., 2011).

$\Delta\log R$ -COT

Otro método confiable para determinar el COT en campo es el método al que llamamos $\Delta\log R$ -COT, que se basa ampliamente en el método del mismo nombre, descrito en el Capítulo 3.

Este método consiste en:

1. Calibrar la diferencia gráfica de una curva del registro de porosidad (escala lineal) con respecto a la curva del registro de resistividad (escala logarítmica) asignando un valor a este cruce, comúnmente llamado $\Delta \log R$.
2. Calibrar $\Delta \log R$ vs COT según el nivel de MT (en unidades de LOM); COT y LOM deberán proceder de muestras de formación recuperadas de la mayoría de localizaciones e intervalos de interés como sea posible.
3. El establecimiento de una correlación entre el LOM y la profundidad o la temperatura en la zona de interés.
4. El uso de estas correlaciones para derivar COT mediante $\Delta \log R$, para los pozos donde los núcleos y recortes no estén disponibles.

Se proponen las correlaciones entre COT, LOM y $\Delta \log R$ establecidas por Passey (**Fig. 4.11** y **Fig. 4.12**) con el fin de obtener COT en campo. Estas correlaciones deben ser revisadas para asegurarse de que también sirven en los campos a evaluar, o bien, nuevas correlaciones deben ser encontradas para caso individual. Este autor ha establecido una correlación entre el LOM y la profundidad, en un área determinada, lo que sugiere que con características similares podrían establecerse para otras áreas de estudio. Debe tenerse en cuenta que también hay correlaciones entre R_o y LOM (Ver **Apéndice A**), como se ha discutido anteriormente en esta tesis.

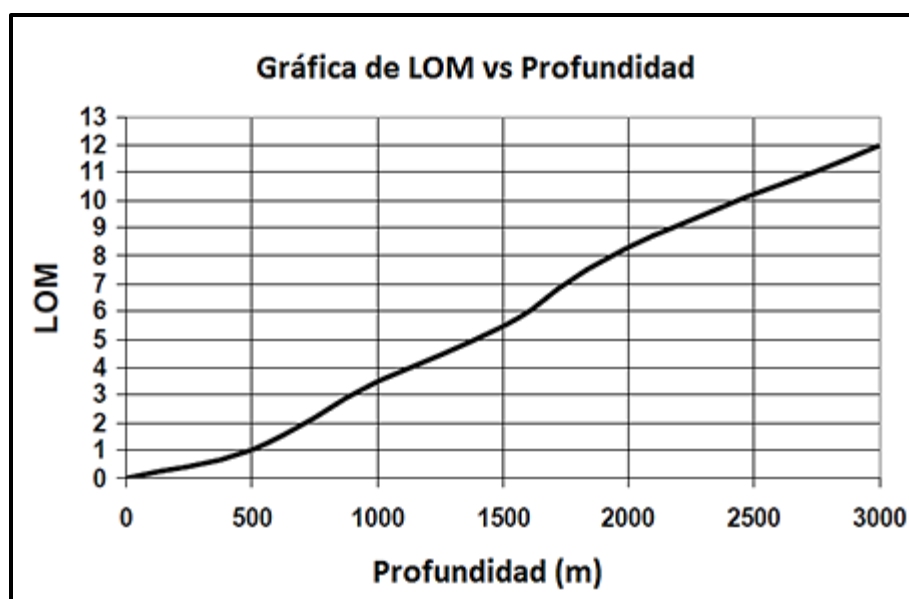


Fig. 4.11 Correlación entre LOM y profundidad para un área productiva de gas en lutitas. (Modificada de Passey, Q.R., 2010).

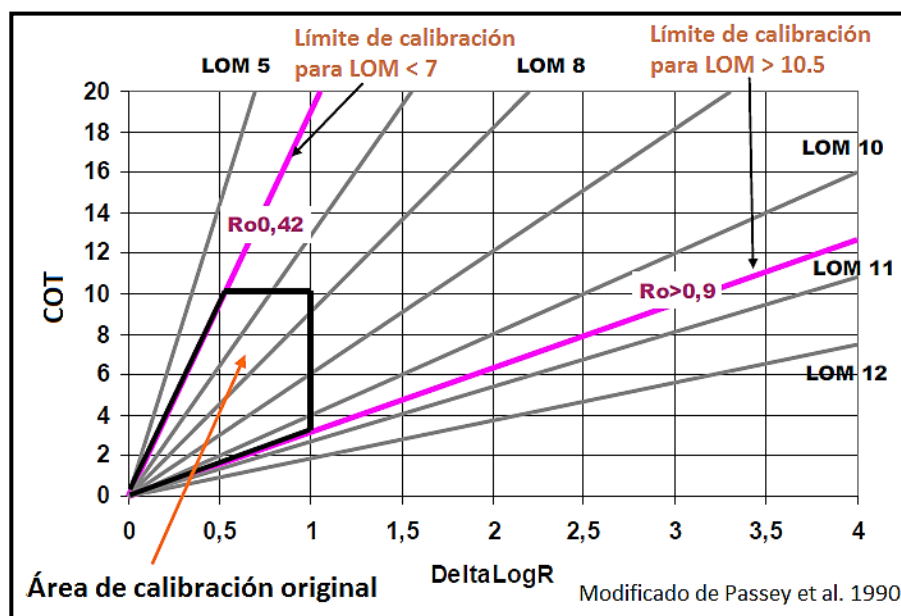


Fig. 4.12 Relación entre Ro/LOM con ΔLogR utilizada para obtener COT. (Modificada de Passey, Q.R.-SPWLA, 2011).

Passey afirma que el método funciona bien para LOM's entre 6 y 12. Debido a estudios recientes se han modificado los límites de calibración, tanto superior e inferior, para valores menores a 7 y mayores a 10.5 respectivamente (líneas color rosa). Además, advierte que es importante tener en cuenta la relación entre COT y S2 (tipo de kerógeno) del análisis geoquímico.

Una vez obtenido un valor confiable de COT, el contenido de gas puede ser estimado usando el método de la isoterma de Langmuir descrito en el apartado 4.3.1.1 de esta tesis.

4.4.2 Gas Total.

4.4.2.1 Método con Registros y Modelo de Resistividad.

Es esencial discutir las dificultades acerca de la estimación del gas total con registros y modelos de resistividad, lo cual también contribuye a la determinación del gas libre mediante el análisis de la diferencia entre el gas total estimado con estos modelos y el contenido de gas adsorbido obtenido por los procedimientos anteriormente mencionados. Para fines prácticos, se supondrá que la calidad de los registros utilizados es buena, sin efectos de la perforación u otras alteraciones indeseables, aspectos que deben ser detectados antes de utilizar la información.

Como se puede observar en los comentarios realizados anteriormente, las principales limitaciones están relacionadas con problemas en la resolución de la composición litológica de la roca, incluyendo el porcentaje de kerógeno y sus

propiedades, baja porosidad de la roca y alta incertidumbre en cuanto a la determinación de los parámetros eléctricos para estimar la saturación de agua.

El objetivo aquí es resolver la estimación de la porosidad y la saturación de agua usando registros, con la característica especial de la evaluación de tales propiedades del yacimiento sin tratar de neutralizar, ni la porosidad de la arcilla en la roca, ni la saturación de agua ligada a la arcilla y su efecto sobre la resistividad; este no es el caso en los yacimientos convencionales. Por lo tanto, si es posible establecer un uso adecuado y empírico de estos modelos, pueden derivarse la porosidad total y la saturación total de agua.

Porosidad total de registros

En estos sistemas, poros muy pequeños, microporos y nanoporos son predominantes; por lo tanto, se consideran efectos capilares tan importantes que son capaces de inhibir los flujos comerciales de producción. La irrupción de los yacimientos de lutitas gasíferas comercialmente productivos ha provocado la revisión de estos conceptos. Las cantidades de gas y de petróleo a menudo han sido reportados cuando se perfora a través de estos niveles; sin embargo, previamente no habían sido estudiados con miras de producción comercial. El comportamiento de estos yacimientos se ha vuelto a analizar con respecto a la capacidad de almacenamiento y, sobre todo, al transporte y producción del fluido.

Históricamente, se ha reconocido que estas rocas generadoras han expulsado hidrocarburos que han sido atrapados en rocas almacenadoras de alta calidad mediante rocas sello. Hoy en día, los restos de hidrocarburo que no han sido expulsados, el aceite y gas atrapado y el gas adsorbido en la roca se extraen de algunas áreas mediante el uso de técnicas de estimulación que en muchos casos aumentan la capacidad de producción de estos yacimientos.

La porosidad total de estos sistemas, sin tomar en cuenta fracturas naturales se compone principalmente de:

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

Si aberturas naturales o parcialmente abiertas, además de fracturas se presentan son medidas por registros de porosidad y se incluyen en el registro de la porosidad total. Las fracturas naturales pueden ser detectadas en núcleos y en registros de imagen de pozo; estas aberturas también pueden ser inferidas de interpretaciones de pruebas de producción de pozos.

La estimación volumétrica de la porosidad total se puede resolver con los registros convencionales si los siguientes aspectos pueden determinarse con precisión:

1. El % en volumen de componentes litológicos
2. Los valores de la matriz de componentes litológicos (incluyendo kerógeno)
3. Valores de los parámetros de fluidos

1.- Por lo menos los componentes litológicos principales, los que más afectan a los resultados, deben ser identificados y cuantificados. Evaluar el porcentaje de kerógeno, componentes aislados de carbonatos (calcita, dolomita), minerales densos y minerales arcillosos representan el mayor desafío ya que son difíciles de identificar. Las técnicas del registro de neutrón pulsado representan un avance en la mejora de las estimaciones de calcita, dolomita, componentes ricos en arcilla, minerales densos y cuarzo-feldespatos-mica.

2. La gran diferencia entre la densidad de la matriz de calcita y dolomita (2.71 vs 2.85 g/cc) da como resultado errores considerables si los porcentajes de cada mineral no se calculan con precisión. Sin embargo, como un factor de ventaja, los valores de la matriz mencionados más arriba en paréntesis se pueden utilizar con fiabilidad como indicadores de extremos para cada mineral. Por el contrario, propiedades de la matriz de minerales de arcilla pura y seca son generalmente desconocidas, y pueden ser altamente variables en las condiciones del yacimiento. Las propiedades de la matriz de kerógeno no son bien conocidas y, por lo general, se supone que la densidad es de alrededor de 1 a 1.5 g/cc; información sobre el tiempo de tránsito en la matriz, Δt_{ma} , es escasa como lo es la porosidad de la matriz con el registro neutrón compensado, ΦN_{ma} , en lo que respecta tanto a kerógeno como a minerales arcillosos.

3. En cuanto a las propiedades de los hidrocarburos, se cree que en los yacimientos no convencionales se enfrenta a las mismas incertidumbres como en yacimientos convencionales. Sin embargo, la relación entre la porosidad y la movilidad del fluido parece estar altamente afectada por la viscosidad, capilaridad y permeabilidad relativa; poco se sabe acerca de esto y se tienen niveles bajos de predicción de resultados en niveles más altos de incertidumbre. La extrema baja capacidad de las lutitas para producir agua hace difícil de medir la salinidad del agua de formación debido a la falta de muestras de producción representativas. Por otra parte, el agua libre y el agua atrapada por capilaridad en la matriz no arcillosa, pueden diferir en función de la conductividad eléctrica del agua absorbida en la arcilla. La conductividad eléctrica del agua adsorbida en la arcilla es también una función de la capacidad de intercambio catiónico y no sólo de la salinidad del agua adsorbida en la arcilla.

Dada la complejidad descrita anteriormente, los analistas han realizado un esfuerzo considerable en el uso de herramientas y técnicas avanzadas para interpretar la porosidad con registros. Las aplicaciones más comunes son las basadas en modelos probabilísticos utilizando registros especiales (geoquímicos) y registros convencionales. Si los resultados obtenidos son coherentes y el resultado de las operaciones demuestra que los parámetros establecidos por el uso de estas técnicas pueden considerarse razonablemente fiables, puede ser recomendable aplicar en el trabajo de campo, a pesar de su complejidad y altos costos.

Sin embargo, por otro lado, siempre habrá la posibilidad de usar un modelo más simple para resolver la porosidad del yacimiento. Estos modelos son más importantes en los casos de disponibilidad limitada de registros. A continuación, una de las variantes más utilizadas, como el cálculo de la porosidad de los registros de densidad será discutido.

La forma más simple y común de esta herramienta (**Ec. 4.9**) produce valores de porosidad total que son demasiado altos y poco realistas cuando se utiliza un valor de densidad de la matriz que no considera el efecto de kerógeno, como la densidad de kerógeno es muy baja afectará a los valores de densidad de la formación (ρ_b) de esta herramienta.

$$\phi_T = \frac{\rho_m - \rho_b}{\rho_m - \rho_f} \quad (\text{Ec. 4.9})$$

donde:

ϕ_T = Porosidad total

ρ_m = Densidad de matriz sin COT

ρ_b = Densidad de la formación establecida por registros

ρ_f = Densidad del fluido

Para utilizar este modelo, primero es necesario obtener información de los registros adicionales que facilitan la estimación de la densidad de la matriz que incluye el efecto del kerógeno (**Ec. 4.10**).

$$\phi_T = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (\text{Ec. 4.10})$$

donde:

ρ_{ma} = Densidad de la matriz con COT

Las curvas de potasio y torio de la herramienta de Espectroscopía de Rayos Gamma (NGT), añadidas a otros datos, tales como el factor fotoeléctrico volumétrico U ($\rho_b \cdot P_{ef}$) y, en general, toda la curva litológica medida o calculada que no es dependiente de la porosidad, facilitará la compilación de módulos multi-minerales para estimar la densidad de la matriz incluyendo el kerógeno. Con estos modelos, y sobre la base de los registros de densidad, se establece lo siguiente:

$$\rho_{ma} = (vol_{min1} * \rho_{min1}) + (vol_{min2} * \rho_{min2}) \dots + (vol_{minN} * \rho_{minN}) + (vol_{ker} * \rho_{ker}) \quad (\text{Ec. 4.11})$$

donde:

vol_{min} = Volumen del mineral de la matriz

ρ_{min} = Densidad del mineral de la matriz

vol_{ker} = Volumen del kerógeno

ρ_{ker} = Densidad del kerógeno

El volumen de kerógeno debe ser estimado por separado, mediante datos de COT en porcentaje en peso y con la siguiente ecuación:

$$Ker(\%vol) = \frac{W_{COT}}{\rho_{COT}} (\rho_b - \phi_T \rho_f) \quad (\text{Ec. 4.12})$$

donde:

Ker = Volumen del kerógeno (%)

ρ_{COT} = Densidad de matriz COT, valores teóricos deben estar entre (1 y 1.5 g/cc)

W_{COT} = Porcentaje en peso de COT

La **Ec. 4.12** propone una manera de corregir el valor de registro de densidad dado que COT (%w) se mide en condiciones secas, mientras que ρ_b incluye fluidos de la formación. Si se observan desequilibrios cuando se utiliza COT (%w) estimado con los registros, el resultado de la ecuación puede ser ajustado por el coeficiente k , en aras de la simplicidad, aquí se supone que este valor es igual a 1. Un valor de corrección de la densidad del fluido puede ser utilizado, o se puede estimar si se conoce S_w , mediante el uso de la siguiente ecuación:

$$\rho_f = \rho_g(1 - S_{wT}) + \rho_w S_{wT} \quad (\text{Ec. 4.13})$$

donde:

ρ_f = Densidad del fluido (g/cc)

S_{wT} = Saturación de agua total (%)

ρ_g = Densidad del gas (g/cc)

ρ_w = Densidad del agua de formación (g/cc)

Es recomendable calibrar esta estimación con la densidad de grano medida en laboratorio y con la densidad de matriz obtenida a través de los análisis de Fluorescencia de Rayos X (XRF) y del Microscopio Electrónico de Barrido (SEM) incluyendo el de COT. Si no hay información de registros suficiente para estimar porcentajes minerales, la **Ec. 4.14** se puede usar ya que corrige el efecto del kerógeno en la densidad medida por los registros (ρ_b):

$$\phi_T = \frac{\rho_m - \rho_b \left(\rho_m \frac{W_{COT}}{\rho_{COT}} - W_{COT} + 1 \right)}{(\rho_m - \rho_f)} \quad (\text{Ec. 4.14})$$

donde:

ρ_m = Densidad de la matriz sin COT

Para este propósito, se selecciona un intervalo de registro que esté prácticamente sin verse afectado por kerógeno para estimar la densidad de la matriz, teniendo en cuenta el efecto de la porosidad de la lutita, y como resultado, la densidad de la matriz debe incluir la de "arcilla seca". Si la porosidad es mayor que cero, la densidad de registro "arcilla húmeda" será menor que la de "arcilla seca".

Si la información del COT (%w) y de densidad de grano obtenida en núcleos está disponible, la densidad de la matriz sin COT puede ser estimada para luego ser aplicada a todo el intervalo de interés registrado, de la siguiente manera:

$$\rho_m = \frac{\rho_{ma} * (1 - W_{COT})}{1 - \left(\frac{W_{COT}}{\rho_{COT}} * \rho_{ma} \right)} \quad (\text{Ec. 4.15})$$

donde:

ρ_{ma} = Densidad de la matriz con COT

$\rho_{ma} < \rho_m$, siempre que $\rho_{ker} < \rho_m$.

Saturación de agua total de registros

La estimación de la saturación de agua, con registros de porosidad y resistividad, exige el conocimiento de ciertos parámetros clave de la roca, a fin de encontrar el modelo adecuado. Se ha demostrado que en yacimientos de lutitas, el gas y el petróleo se pueden producir, por lo tanto, una hipótesis debe establecerse en relación con la distribución del sistema de poros y el lugar preferencial donde los fluidos saturan dichos poros. En un escenario hipotético de un yacimiento de

lutitas, diferentes fluidos se distribuyen entre los poros del kerógeno y la matriz inorgánica tal como se muestra en la **Fig. 4.13**.

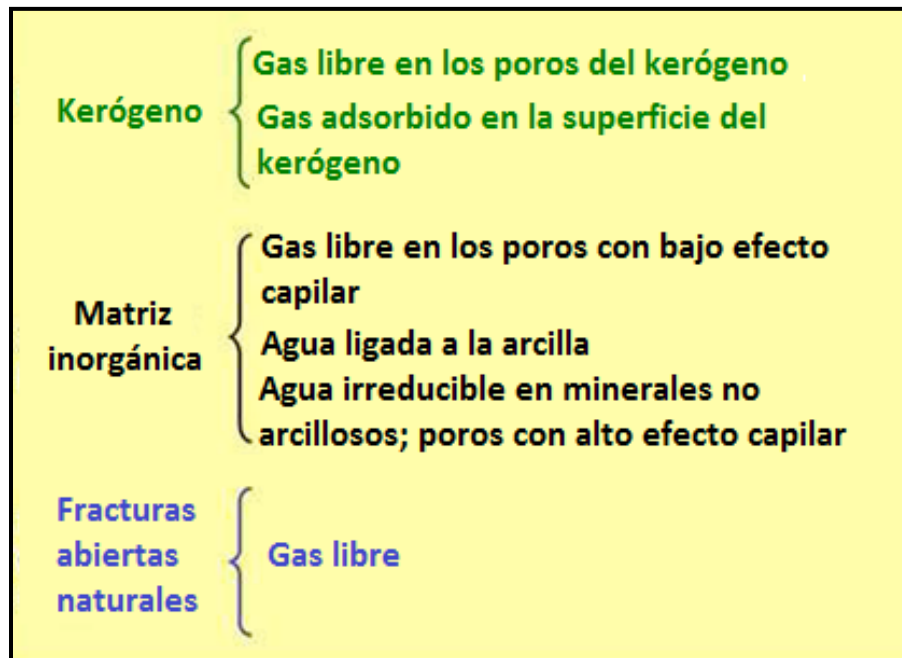


Fig. 4.13 Distribución de fluidos en los poros de la lutita; incluyendo fracturas naturales.
(Modificada de Society of Petroleum Engineers, 2012).

Como se dijo antes, si es posible estimar la saturación de agua total, entonces una estimación del contenido de gas libre se puede lograr mediante la deducción del contenido de gas adsorbido (calculado usando COT, densidad de la roca y la isoterma de Langmuir) a partir del gas total ($1 - S_{wT}$).

Para lograr esto, la aplicación del modelo de Archie, ampliamente conocido para la determinación de la saturación de agua total de las rocas con base en los registros de porosidad y de resistividad, se realiza como sigue:

$$S_{wT} = \sqrt[n]{\frac{a \cdot R_w}{\phi_T^m \cdot R_t}} \quad (\text{Ec. 4.16})$$

donde:

ϕ_T = Porosidad total

S_{wT} = Saturación de agua total

R_w = Resistividad del agua de formación

R_t = Resistividad de la formación

n = Exponente de saturación

m = Factor de cementación

a = Factor de tortuosidad, generalmente se asume como 1.

Para aplicar Archie, además de la porosidad total, la siguiente información es necesaria:

1. Resistividad de la roca (R_t).
2. Parámetros eléctricos de la roca (a , m , n).
3. La salinidad del agua de formación (R_w).

1.- La resistividad de la formación se mide con los registros convencionales. Cualquiera de inducción o herramientas de registros de pozo Laterolog se pueden utilizar, dependiendo del tipo de fluido de perforación y del nivel de resistividad de la roca. La resolución vertical de estos registros no es lo ideal, sin embargo, la industria ha tenido que superar esta limitación, que puede afectar la correcta correlación con registros de porosidad o de rayos gamma, por nombrar algunos casos.

2.- No es bien conocida la existencia de grandes bases de datos de mediciones de laboratorio de los parámetros eléctricos a , m y n en yacimientos de lutitas gasíferas. El exponente de cementación (m), el exponente de saturación (n) y el coeficiente (a) se han examinado a profundidad, pero rara vez en lo que respecta a yacimientos no convencionales. Por lo tanto, es comprensible que un proceso de ensayo y error sea utilizado para obtener esta información hasta la fecha.

3.- Es probable que los volúmenes de agua predominantes se deriven del agua adsorbida en las arcillas y el agua irreductible o agua capilar en la matriz no rica en arcillas. El modelo de Archie no distingue la aportación eléctrica de la saturación de agua de los poros de la roca, y utiliza un valor único para R_w , resistividad del agua de formación. Evidentemente, esta sentencia resulta ser errónea cuando existe diferente contribución eléctrica a partir del agua adsorbida y el agua libre. El valor R_w se puede obtener por un método derivado de Archie que se puede aplicar en los yacimientos porosos y permeables que tengan una sección de agua en el fondo. Por lo tanto, la resistividad aparente del agua, R_{wa} , se puede calcular para la sección de agua; entonces, un promedio de valor R_{wa} se puede utilizar como R_w en el intervalo de hidrocarburos. Para las lutitas gasíferas, una R_{wa} calculado en intervalos sin kerógeno debe ser adoptada.

Archie es un método sencillo y fácil de usar; sin embargo, puede ser considerado demasiado simple para ser aplicado en forma apropiada a la complejidad que presentan los yacimientos no convencionales. Por otro lado, es recomendable evaluar o cuestionar si los parámetros de entrada de las soluciones del método Archie utilizado en formaciones arcillosas se pueden estimar con una certeza

razonable, o si su aplicación en los yacimientos de lutitas gasíferas tienen sentido; es decir, la pretensión de deducir la conductividad de minerales de arcilla de la que se desconoce la conductividad pura. Por ejemplo, sería importante reconsiderar el uso del término lutita en las ecuaciones de saturación; debe ser sustituido por el término arcilla y, al mismo tiempo, sería necesario encontrar un valor para la poco conocida resistividad de la arcilla en lugar del uso de resistividad de la lutita seleccionada a partir de una lutita adyacente, como es práctica común. Por último, después de tal esfuerzo, es probable que los parámetros eléctricos a , m y n vayan a ser seleccionados por ensayo y error, hasta que existan bases de datos fiables o experimentos de laboratorio para determinar estos parámetros.

Si los cálculos de registros y de contenido de gas con la isoterma de Langmuir son completados con precisión, demostrarían lo siguiente:

$$GIIP_{tot} \text{ (derivada de } Sw_T) \geq GIIP_{ad} \text{ (derivada del contenido de gas por Langmuir)}$$

Cuando se usan los parámetros porosidad y Sw derivados de los registros, es esencial recordar que la densidad de gas adsorbido puede ser mayor que la de gas libre. Esto depende del estado de ambos a condiciones de yacimiento ya que pueden diferir.

Determinación del Espesor Neto

Una vez que se han identificado los intervalos potencialmente productivos y se han establecido los parámetros de COT, porosidad y saturación de agua sobre la base de información de registros, es necesario establecer el espesor neto del yacimiento para estimar los recursos recuperables técnicamente y en sitio para avanzar con los cálculos de reservas. El espesor neto (h) es un parámetro extremadamente importante y junto con el área del yacimiento facilita la estimación del volumen de roca neto. Los especialistas utilizan lo siguiente para obtener h :

- Contenido de COT/Kerógeno
- Índice de Hidrógeno
- Saturación de Gas Total ($1-Sw_T$)
- Porosidad
- Densidad de la roca (ρ_b)
- Litología – Índice de fragilidad (BI)

Muchos de estos parámetros son difíciles de determinar con precisión en las lutitas gasíferas, incluso cuando se utiliza la mejor toma de muestras de núcleos y técnicas de registros eléctricos y radiactivos. A pesar de las dificultades para estimar espesores netos con exactitud, la identificación de la cima y la base de los intervalos de interés es a menudo posible usando registros. Dado que los recursos no convencionales requieren una mejora artificial de la calidad del yacimiento para la producción comercial, muchos investigadores sostienen que es necesario estudiar las propiedades mecánicas de la roca, ya que pueden tener una influencia importante en el diseño de la estimulación y la consiguiente producción de fluidos.

Las zonas más productivas y de mejor calidad se conocen como "puntos claves". Estas áreas pueden ser detectadas en pozos mediante recortes y registros de lodo de perforación, además de pruebas y registros de pozo; sin embargo, es necesario verificar su continuidad lateral o areal utilizando herramientas de modelado sísmico o geológico. Los resultados de los experimentos sísmicos son muy esperados, ya que pueden tener un enorme impacto en la evaluación de la extensión areal de las propiedades del yacimiento.

Una vez establecidos los intervalos potencialmente productivos a nivel de pozo, es necesario obtener información de los parámetros antes mencionados para establecer con mayor precisión la producción neta. En cuanto a las pruebas de pozos, hay que recordar que, por lo general, estos yacimientos son comercialmente productivos después de la estimulación, por lo tanto, la información previa a la estimulación lograda a través de pruebas es importante, pero no es del todo concluyente. Dado el diseño actual de los pozos horizontales o altamente desviados, se establece la calidad del espesor neto de los intervalos para localizar y perforar el pozo en la zona potencialmente más productiva. Para este fin, la obtención de la mejor calidad y cantidad de información es esencial para derivar los parámetros utilizados en la determinación del espesor neto y de la calidad del mismo, los cuales a su vez deben ser integrados con los estudios sísmicos y geoestadísticos.

Estimación del $GIIP_{tot}$ con base en registros

En yacimientos no convencionales es recomendable estimar los volúmenes recuperables y reservas mediante la interpretación de la declinación del yacimiento. Sin embargo, esta información no suele estar disponible durante las etapas iniciales del desarrollo del campo. Por lo tanto, se utilizan métodos volumétricos, por otro lado, siempre es recomendable complementar el análisis de rendimiento con estimaciones volumétricas. La información volumétrica es también un requisito esencial de los estudios de simulación.

El gas total inicial en sitio con base en la interpretación de registros se calcula utilizando la siguiente ecuación:

$$GIIP_{tot} = 43560 * A * h * \phi_T * (1 - Sw_T) * \left(\frac{1}{B_g}\right) * 10^{-9} \quad (\text{Ec. 4.17})$$

donde:

$GIIP_{tot}$ = Gas total inicial en sitio (Bcf)

Sw_T = Saturación de agua inicial total (%)

ϕ_T = Porosidad inicial total (fracción)

B_g = Factor volumétrico del gas (ft³/ft³)

A = Área (acres)

h = espesor neto (ft)

Finalmente y siendo adicional este análisis, el volumen de gas libre inicial en sitio ($GIIP_f$) es obtenido de la diferencia del gas adsorbido inicial en sitio ($GIIP_{ad}$) con base en las isothermas de Langmuir (**Ec. 4.6**) y del gas total inicial en sitio ($GIIP_{tot}$) con base en registros (**Ec. 4.17**), como se muestra a continuación:

$$GIIP_f = GIIP_{tot} - GIIP_{ad} \quad (\text{Ec. 4.18})$$

Algunos autores prefieren trabajar con porosidad efectiva y saturación de agua efectiva obtenida de registros, en lugar de total, para estimar gas libre. Luego, sobre la base de análisis de núcleos de diversos investigadores se afirma que el gas libre es la diferencia entre el espacio de poro efectivo y la fracción de porosidad efectiva ocupada por el gas adsorbido.

En nuestra opinión la estimación de la porosidad y saturación de agua ambas efectivas en yacimientos de lutitas gasíferas puede crear mayores niveles de incertidumbre que la estimación de la porosidad total y estimación de la saturación de agua, razón por la cual es recomendable utilizar modelos de porosidad total y la saturación de agua. Los registros geofísicos de pozo “leen” todo el espacio poroso de la roca ocupado por cualquier tipo de fluido; por lo tanto, la porosidad total de registros representa el volumen total ocupado por los fluidos, incluyendo a los adsorbidos. Sin embargo, vale la pena señalar que el espacio ocupado por el gas no puede ser detectado con ciertas herramientas de porosidad, debido a las limitaciones físicas del proceso de medición. Esto puede resultar en estimaciones deficientes, por lo que los analistas de registros deben duplicar los esfuerzos para neutralizar el efecto del gas en la estimación de la porosidad con los registros. Por otro lado, las herramientas de resistividad también leen toda la resistencia de la roca y no logran discriminar si el gas libre produce efectos diferentes que el gas adsorbido en la conductividad de la roca. No es posible diferenciar entre el gas libre y el gas adsorbido por medio de herramientas de resistividad.

Capítulo 5:

Ejemplos de Caracterización Estática de Lutitas Gasíferas

5.- Ejemplos de Caracterización Estática de Lutitas Gasíferas

El desarrollo y explotación de las extensiones productivas (plays) de gas y aceite de lutitas a nivel mundial son relativamente recientes. En la década de los años 70, el departamento de energía de Estados Unidos inició una serie de estudios (denominado “Shale Gas Project”) para la caracterización geológica y geoquímica de los potenciales yacimientos no convencionales, así como estudios de ingeniería enfocados al desarrollo de los tratamientos de estimulación masiva.

En la década de los años 80, se inició la producción económica del primer yacimiento no convencional, el llamado Barnett Shale. En función de los resultados obtenidos, se estimuló el estudio y evaluación de otras lutitas en distintas partes del mundo, así como de otras formaciones de lutitas del Devónico y Carbonífero de los Estados Unidos. Más allá de esto, el boom de las lutitas gasíferas y aceitíferas es relativamente reciente a partir del desarrollo de este tipo de yacimientos con pozos horizontales y los avances en la tecnología del fracturamiento hidráulico. El análisis, estudio y caracterización de este tipo de yacimientos resulta complicado ya que se deben tener en cuenta múltiples factores de índole geológico, mineralógico, petrofísico, geomecánico y geoquímico, entre otros.

En este capítulo se tiene como objetivo presentar la caracterización de dos formaciones de lutita (Argentina y China), y su comparación con otras mucho más desarrolladas de EUA. Se comparan diferentes parámetros de importancia a la hora de evaluar la calidad de un yacimiento no convencional, como lo son: la extensión areal, profundidad de la unidad, espesor, porosidad, gradiente de presión, madurez térmica, contenido orgánico total (COT), tipo de kerógeno y mineralogía. Se determina que si existe variación en los rangos de valores de los parámetros analizados en estas dos formaciones, con respecto a las formaciones de EUA, estaría relacionado a la heterogeneidad tanto vertical como lateral que presentan las unidades de dichas formaciones a lo largo de la cuenca.

El grado de analogía que se logre establecer de la comparación es una manera de evaluar el potencial de las formaciones en estudio. Además, permite conocer técnicas innovadoras y aplicar flujos de trabajo eficientes con el fin de optimizar la curva de aprendizaje en el desarrollo yacimientos no convencionales.

Caracterización de Yacimientos de Lutitas

Este tipo de sistema petrolero se conoce como acumulación no convencional (**Fig. 5.1**), dado que no es regido por la flotabilidad de los hidrocarburos frente al agua ni por la Ley de Darcy, como es el caso de los yacimientos convencionales. Por dicho motivo, las acumulaciones no convencionales son continuas, de escala regional, independientes de la presencia de trampas estructurales y/o estratigráficas.

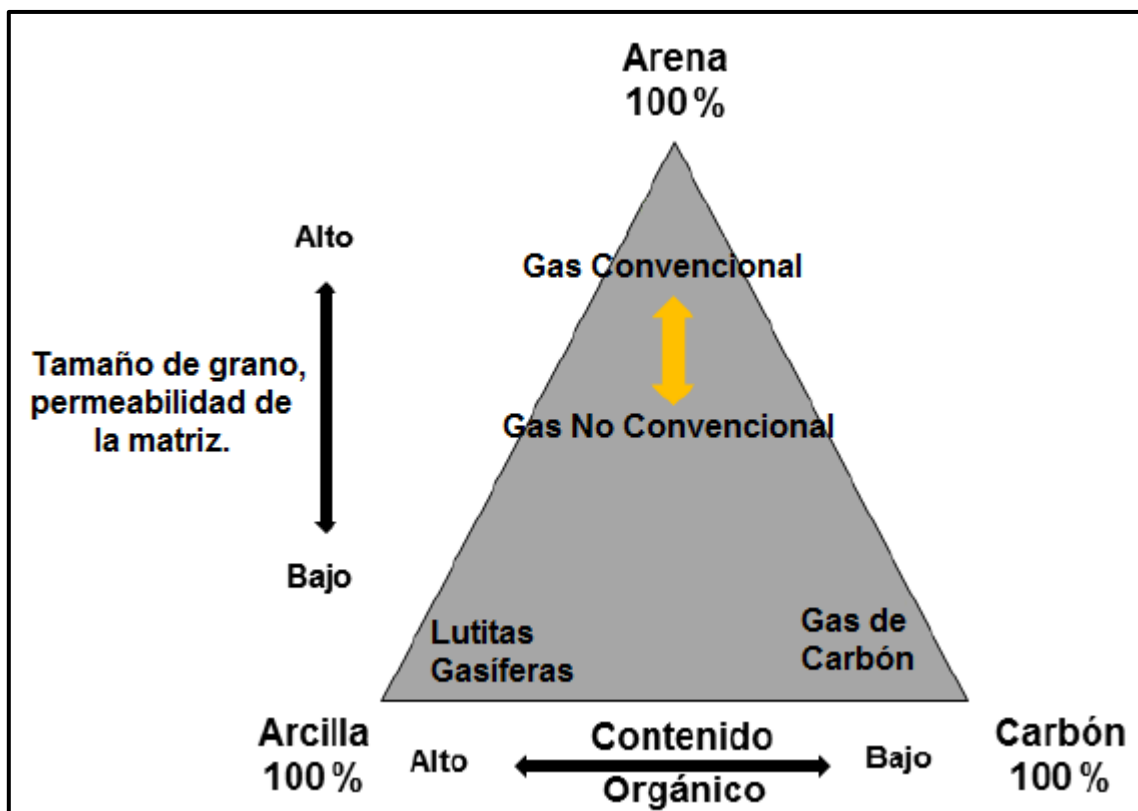


Fig. 5.1 Diagrama ternario que relaciona a las clases de yacimientos con los componentes litológicos principales. (Modificada de Society of Petroleum Engineers, 2013).

Las rocas típicas de este tipo de plays están constituidas por una matriz de grano muy fino (tamaño arcilla, pudiendo ser pelitas o margas), con proporciones variables de arcilla, sílice y carbonato, que actúan como roca generadora, sello y almacenadora. Presentan muy baja permeabilidad y necesitan de la estimulación masiva para producir hidrocarburos.

Generalmente, los yacimientos de lutita deben cumplir con una serie de requisitos que los hacen económicamente viables. Dichas condiciones son las siguientes:

- Riqueza Orgánica (> 2% COT para lutitas gasíferas y variable para lutitas aceitíferas).
- Madurez Térmica (> 0.7% Ro).
- Espesor (> 30 m) y extensión areal.
- Capacidad de adsorción (principalmente en lutitas gasíferas).
- Fracturabilidad (contenido de arcillas < 40%).
- Sobrepresión.
- Profundidad.

La roca generadora debe ser de buen potencial generador, lo que implica un contenido orgánico total (COT) actual superior al 2%. Contenidos de materia orgánica menores implican un menor potencial oleogenético y como

consecuencia, el volumen de hidrocarburo remanente en el yacimiento es considerablemente menor.

La madurez térmica de la roca generadora es un factor clave ya que debe estar en ventana de generación de petróleo y/o gas para asegurar la presencia del fluido en el yacimiento. Por este motivo, es conveniente que los valores de reflectancia de vitrinita, superen el 0.7% Ro para lutitas aceitíferas y el 1.2% Ro para el caso de las lutitas gasíferas.

Dadas las características de este recurso, en cuanto a la baja acumulación por pozo y la gran densidad de perforaciones necesarias para explotarlo efectivamente, es necesario que la roca generadora presente espesores superiores a los 30 metros y extensiones areales regionales a nivel cuenca.

La porosidad en estas litologías es de moderada a baja ($< 15\%$) y no presenta interconexión. Por lo general presentan, nanoporos (< 1 micra) y escasos microporos (> 4 micras). Por otro lado, respecto a las fracturas, la presencia de un sistema de microfisuras favorecería una mayor interconexión y presencia de fluido libre que, con una estimulación adecuada se puede optimizar su recuperación. Para una mejor fracturación a la hora de la estimulación se necesitan valores de contenido de arcillas bajos, preferentemente menor al 40%. Del mismo modo, la ausencia de arcillas expandibles facilita la estimulación. Por otra parte, la existencia de sobrepresión es un factor deseable aunque no indispensable ya que provee de energía al sistema facilitando la recuperación de fluidos.

Por último, la ya existencia de instalaciones en superficies y facilidades relacionadas en la logística son un factor clave a la hora de evaluar si un proyecto de esta naturaleza es económicamente rentable o no.

5.1 Formación Vaca Muerta – Argentina.

Ubicación

La cuenca de Neuquén se encuentra ubicada en el centro oeste de Argentina, y comprende a la región extrandina de la provincia de Neuquén, el suroeste de Mendoza, el suroeste de la Pampa y el noroeste de Río Negro. Limitada al sur por el macizo Nordpatagónico, al noreste por la Payenia y el sistema de Sierra Pintada o bloque de San Rafael, y al oeste por la Cordillera Principal y el arco magmático de la Cordillera de los Andes entre los paralelos de 35° y 40° de latitud sur aproximadamente (**Fig. 5.2**). Alcanza una extensión de $150,000 \text{ Km}^2$ aproximadamente y su columna sedimentaria abarca desde el Triásico Superior al Cenozoico, habiéndose acumulado al menos 7,000 m de sedimento.

Las inundaciones debidas a la conexión con el océano Pacífico cubren la totalidad de la cuenca. A partir del Cretácico Tardío hasta el presente debido a la subducción de la Placa de Farallón Nazca en el margen convergente se origina la orogenia Andina.

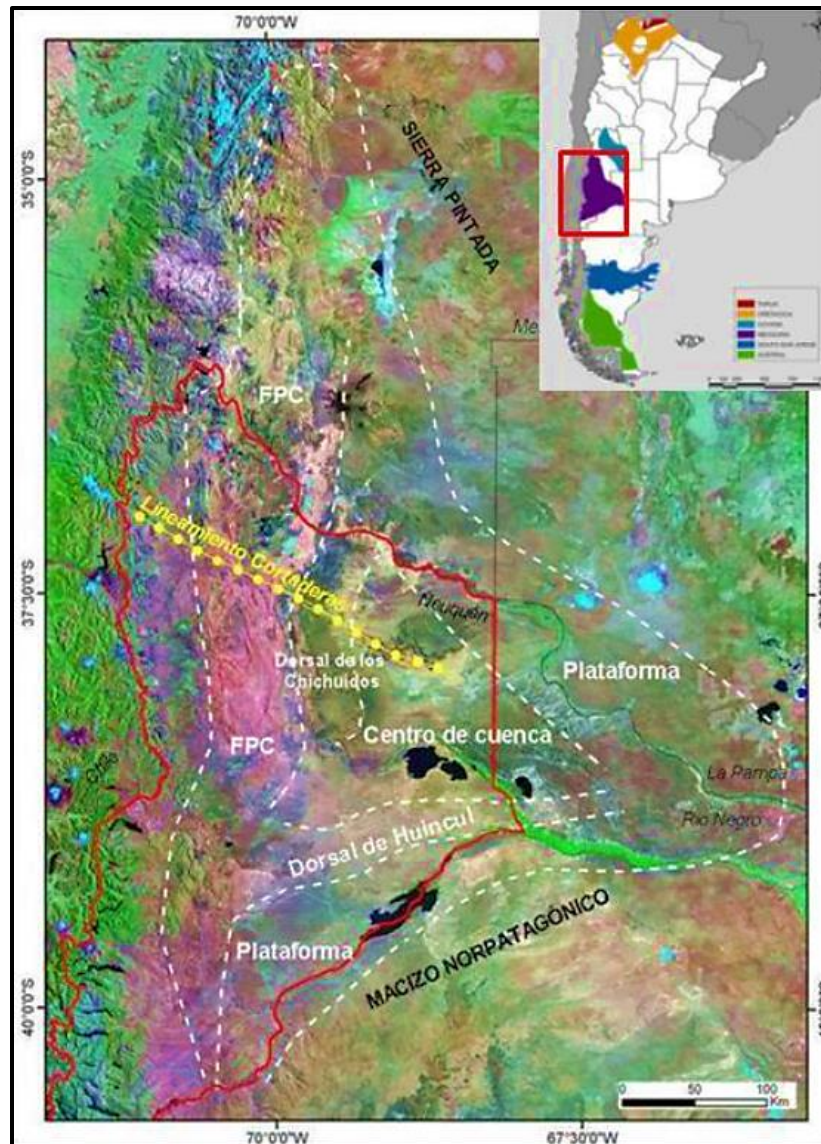


Fig. 5.2 Ubicación de las 5 cuencas productivas de Argentina, remarcando la cuenca de Neuquén (línea roja) en el sector occidental del país, se muestran los ambientes estructurales de la misma. (Tomada de Society of Petroleum Engineers, 2013)

En la cuenca Neuquina se pueden distinguir cuatro ambientes estructurales bien diferenciados (**Fig. 5.2**):

- Faja Plegada y Corrida (FPC): Frente con rumbo N-S, compuesto principalmente por apilamiento de sedimentos jurásicos y cretácicos.
- Plataforma: Sector noreste de la cuenca. Con un registro sedimentario de menor espesor en relación a otros sectores.
- Centro de Cuenca: Columna sedimentaria de mayor espesor, con deformación leve a incipiente.
- Dorsal de Huincul: Lineamiento estructural antiguo de orientación O-E, donde la actividad tectónica relacionada controló la sedimentación durante los tiempos Jurásico-Cretácico.

La distribución paleogeográfica así como el arreglo interno de las secuencias depositacionales permiten deducir que el principal factor que controló la evolución de la cuenca estuvo dado por variaciones del nivel del mar, aunque existen vestigios claros de la actividad tectónica intermedia que tuvieron su efecto en la evolución sedimentaria regional.

Características generales y ambiente de depósito

La Formación Vaca Muerta se distribuye ampliamente en la Cuenca Neuquina. Con base en su fauna de amonitas, su edad abarca aproximadamente unos 20 Ma (millones de años) desde el Tithoniano temprano en el arroyo PicúnLeufú, hasta alcanzar el Valanginiano Temprano en el norte neuquino.

Como se puede observar en la **Fig. 5.3**, por lo general, la mayoría de los plays de lutita de Norteamérica son de edades Paleozoicas (Devónico a Carbonífero). Las excepciones son las lutitas del Mesozoico de la formación Haynesville (130 a 150 Ma), Eagle Ford (95 Ma) y Lewis (85 Ma). Es importante destacar que la depositación de todos estos plays productivos se dieron en periodos de tiempo donde coincidieron las condiciones esenciales para la formación de excelentes rocas generadoras marinas (alta productividad orgánica y niveles de mar alto), como lo fueron el Devónico-Carbonífero y el Jurásico-Cretácico.

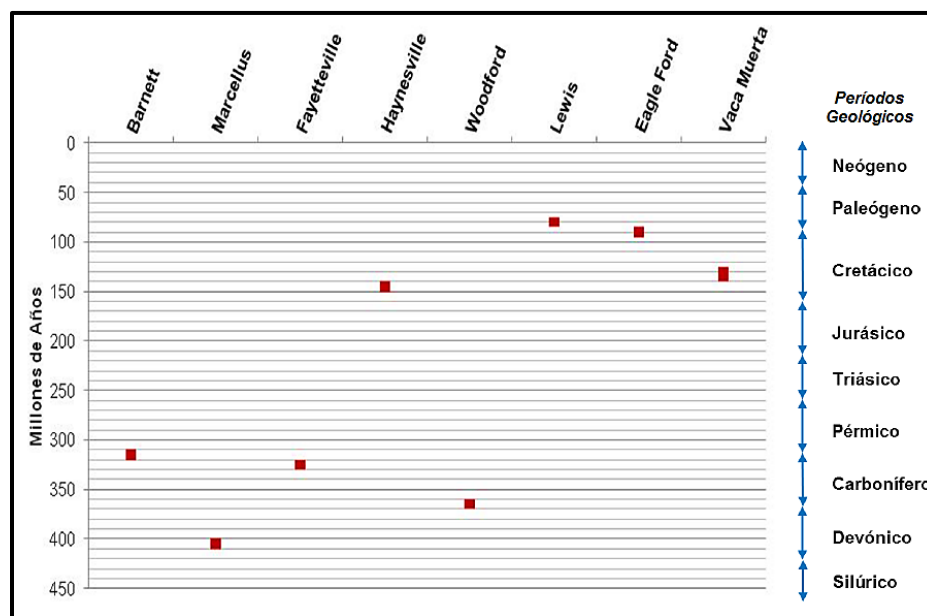


Fig. 5.3 Edades (m.a.) de los yacimientos no convencionales de E.U.A. y de la Formación Vaca Muerta (Tithoniano-Berriasiano). (Tomada de Society of Petroleum Engineers, 2013).

Los depósitos de la Formación Vaca Muerta están constituidos por una sucesión de margas y arcillitas calcáreas ricas en materia orgánica de ambiente marino, resultantes de un periodo de máxima transgresión y mar alto. Dicha alternancia litológica responde a ciclos de disolución y productividad posiblemente influenciados por cambios climáticos. Los ciclos de disolución estarían vinculados

con un mayor aporte clástico desde las áreas continentales, en tanto que los ciclos de productividad podrían reflejar fluctuaciones de temperatura y nutrientes, relacionadas con la producción biogénica en zonas superficiales.

El análisis sismoestratigráfico realizado por Mitchum y Uliana (1982), permitió definir las principales secuencias depositacionales del intervalo correspondiente a las unidades Vaca Muerta, Quintuco, Loma Montosa y Mulichinco, mostrando su íntima relación con los ciclos de variación global del nivel marino. En dicho análisis, reconocieron 10 secuencias lateralmente progradantes que rellenaron una cuenca estable de aguas someras, depositándose sucesivamente desde el sureste al noroeste. Debido a la edad decreciente de las unidades progradantes, las formaciones involucradas muestran una disposición temporal diacrónica, haciéndose más jóvenes desde el SE al NO. Con este análisis podemos observar la gran variación tanto lateral como vertical que presenta la unidad con respecto a la disposición y relación entre las secuencias en diferentes sectores de la cuenca. Es totalmente distinto el ambiente de depositación en el sector SE, donde predomina un sistema principalmente agradante con baja angularidad de clinoformas, con respecto al sector más occidental donde se tiene un sistema progradante-agradante con un mayor apilamiento de las secuencias (**Fig. 5.4**). Como veremos a lo largo de este apartado estas marcadas diferencias no solo se identifican en el ambiente de depositación sino que también quedan impresas en otros parámetros de importancia para la caracterización de un yacimiento del tipo no convencional, como lo son el espesor, la mineralogía, la geoquímica, la petrofísica, entre otros.

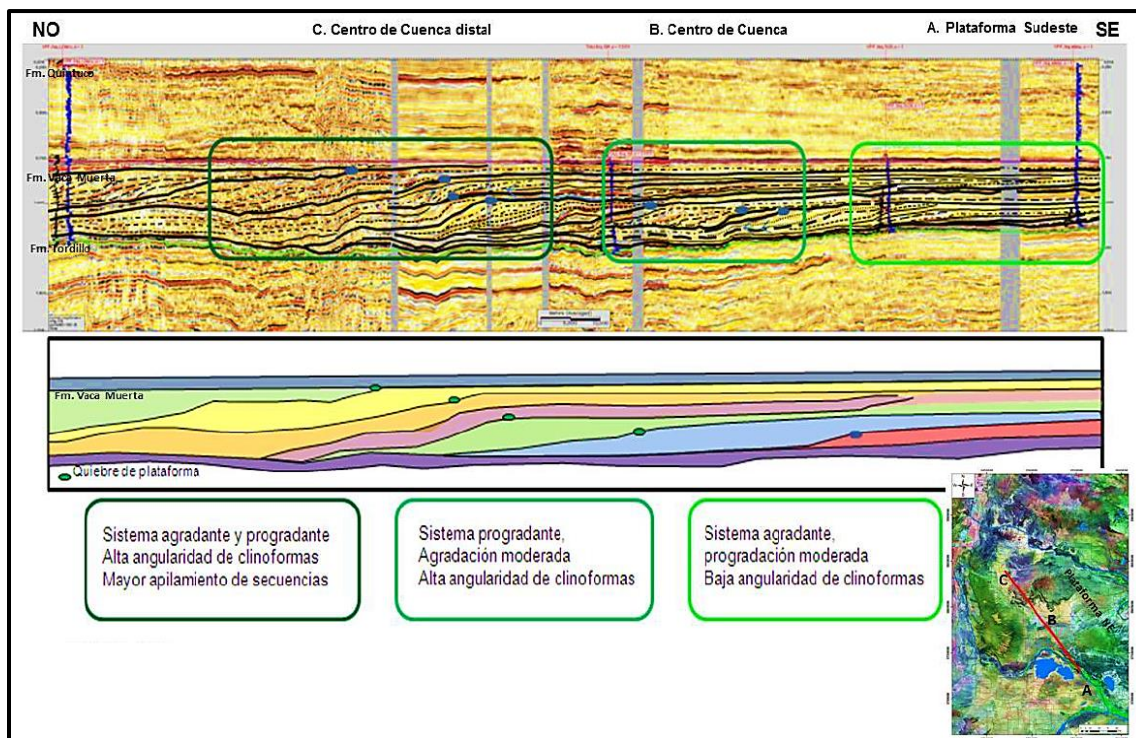


Fig. 5.4. Corte regional sismoestratigráfico del intervalo Quintuco – Vaca Muerta. (Tomada de Junken et al., 2012).

En la **Fig. 5.4** a partir de la relación entre las clinoformas, se pueden identificar tres ambientes distintos: un sector de plataforma sudeste (A), uno de centro de cuenca (B) y uno de centro de cuenca distal (C) donde se observa un engrosamiento del intervalo debido a un mayor apilamiento de secuencias. En el mapa de ubicación en línea roja se marca la trayectoria del corte y el ambiente de plataforma NE.

Como vimos, la Formación Vaca Muerta cubre gran parte de la cuenca Neuquina. Es importante destacar que no toda la unidad puede ser considerada como un yacimiento no convencional. Los sectores inmaduros, son aquellos que presentan una madurez térmica inferior al 0.5% de reflectancia de la vitrinita, no son tenidos en cuenta. Además, no se tiene en cuenta el potencial de la unidad en la faja plegada y corrida donde aún no se han realizado pozos exploratorios con este objetivo, sin embargo se cuenta con antecedentes favorables para la unidad en estudio. En función de ésto, la distribución areal del play Vaca Muerta de lutitas aceítíferas/gasíferas, propiamente dicho, alcanza aproximadamente los 30,000 Km², extensión areal comparable con el play de lutitas gasíferas Woodford, el cual alcanza 28,900 Km² (**Fig. 5.5**).

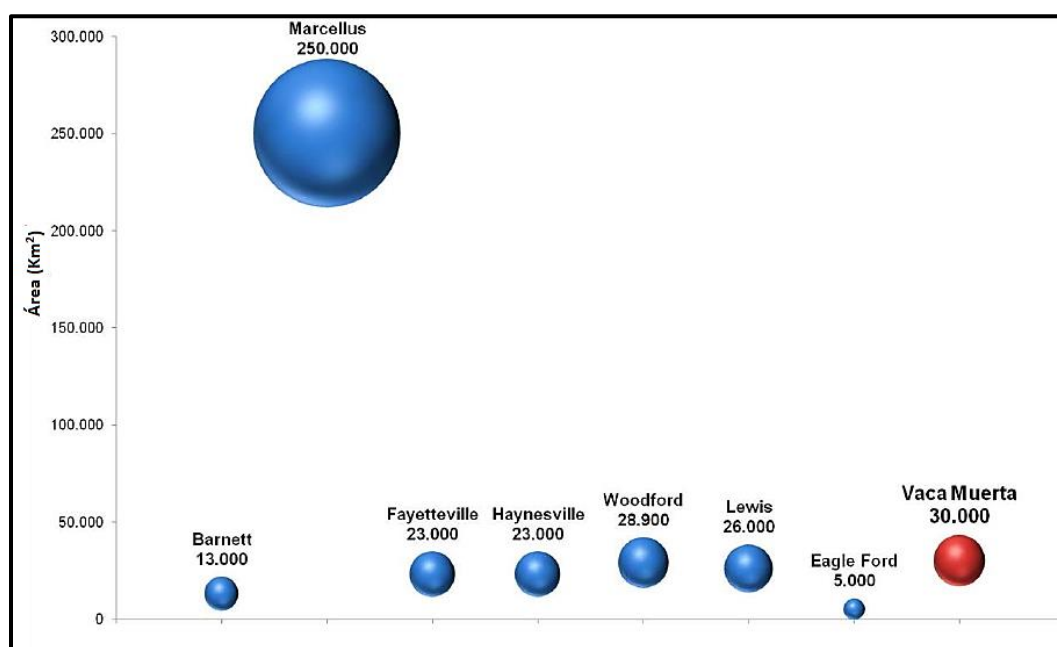


Fig. 5.5 Comparación de la distribución areal (en Km²) de los plays de Norteamérica junto con el play Vaca Muerta. (Tomada de Society of Petroleum Engineers, 2013).

El espesor del play de lutitas Vaca Muerta, a lo largo de la cuenca, presenta una importante variación; va desde un espesor mínimo de 30 metros hasta más de 500 metros en el sector occidental. Esto es una característica importante a tener en cuenta, ya que los plays de E.U.A (salvo pocas excepciones, Lewis) no presentan rangos de espesor tan amplios como Vaca Muerta. Utilizando un valor máximo arbitrario para definir un espesor útil del play, por ejemplo el COT mayor al 2%, el espesor de la lutita Vaca Muerta no se reduce tan significativamente (la mayor

reducción se da en el sector occidental o distal donde los espesores pasan de 500 a 250 m de espesor útil), como si sucede con las unidades de EUA (**Fig. 5.6**). Esto es una ventaja para el play Vaca Muerta, ya que un mayor espesor permite un mayor volumen recuperable, sin embargo, por otro lado hace mucho más complicada la selección y caracterización a detalle del sector más apropiado para la navegación de un pozo horizontal.

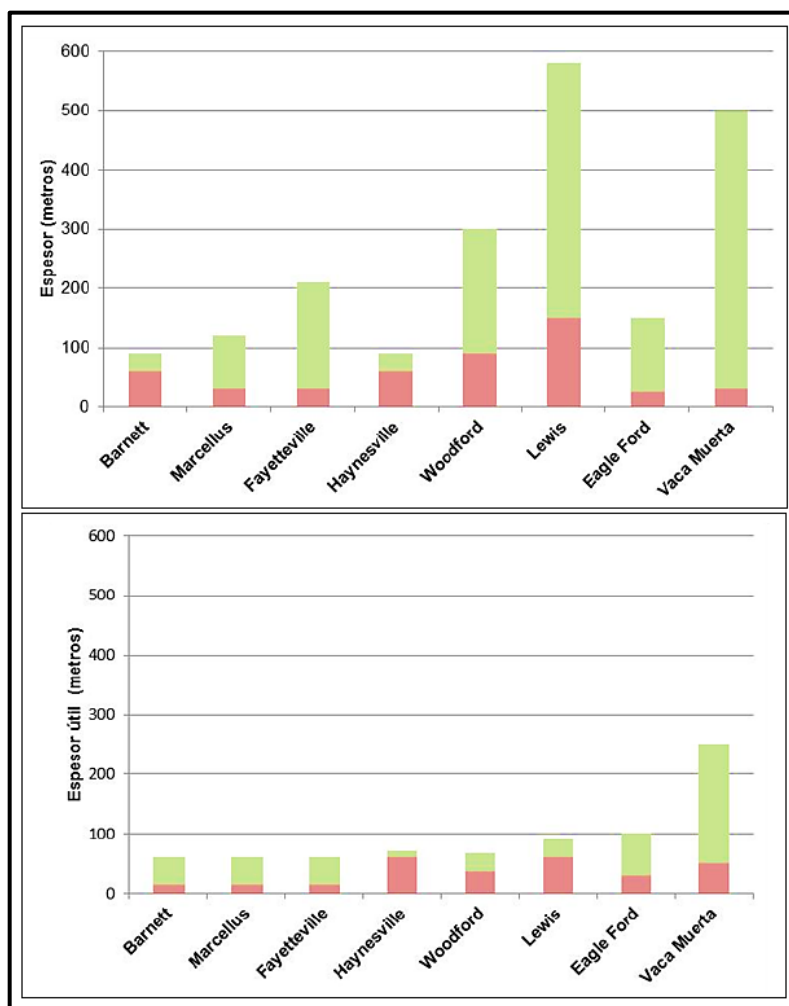


Fig. 5.6 Arriba: Comparación de los espesores entre los plays de EUA con la Formación Vaca Muerta. Abajo: Comparación del espesor útil de los mismos, utilizando arbitrariamente un valor de COT > 2%. Para ambos gráficos las barras rojizas indican el espesor mínimo y las barras verdes el espesor máximo de las unidades. (Tomada de Society of Petroleum Engineers, 2013).

Para su análisis, el play Vaca Muerta puede ser dividido en dos secciones. Una sección de aproximadamente 30 – 40 metros de espesor a lo largo de toda la cuenca, correspondiente al evento transgresivo principal para este periodo. Esta sección inferior se caracteriza por presentar altos valores de rayos gamma (GR) y alto contenido orgánico total (%COT), relacionadas a pelitas ricas en uranio y materia orgánica. La sección superior corresponde a los cortejos sedimentarios (conjunto de características sedimentarias de un volumen de materiales depositados en condiciones semejantes) de secuencias que se suceden

cíclicamente progradando sobre los sedimentos del Tithoniano conformando un arreglo litológico de aparente continuidad lateral. El aumento de espesor hacia el oeste está relacionado con el mayor apilamiento de estas secuencias. Tanto los valores de GR como el %COT son menores en comparación con la sección anterior y van disminuyendo hacia el tope de la unidad, indicando un mayor aporte del continente. Sin embargo, los contenidos orgánicos de esta sección siguen estando por encima de los rangos mínimos de riqueza orgánica para poder ser considerados como potenciales yacimientos no convencionales (**Fig. 5.7**).

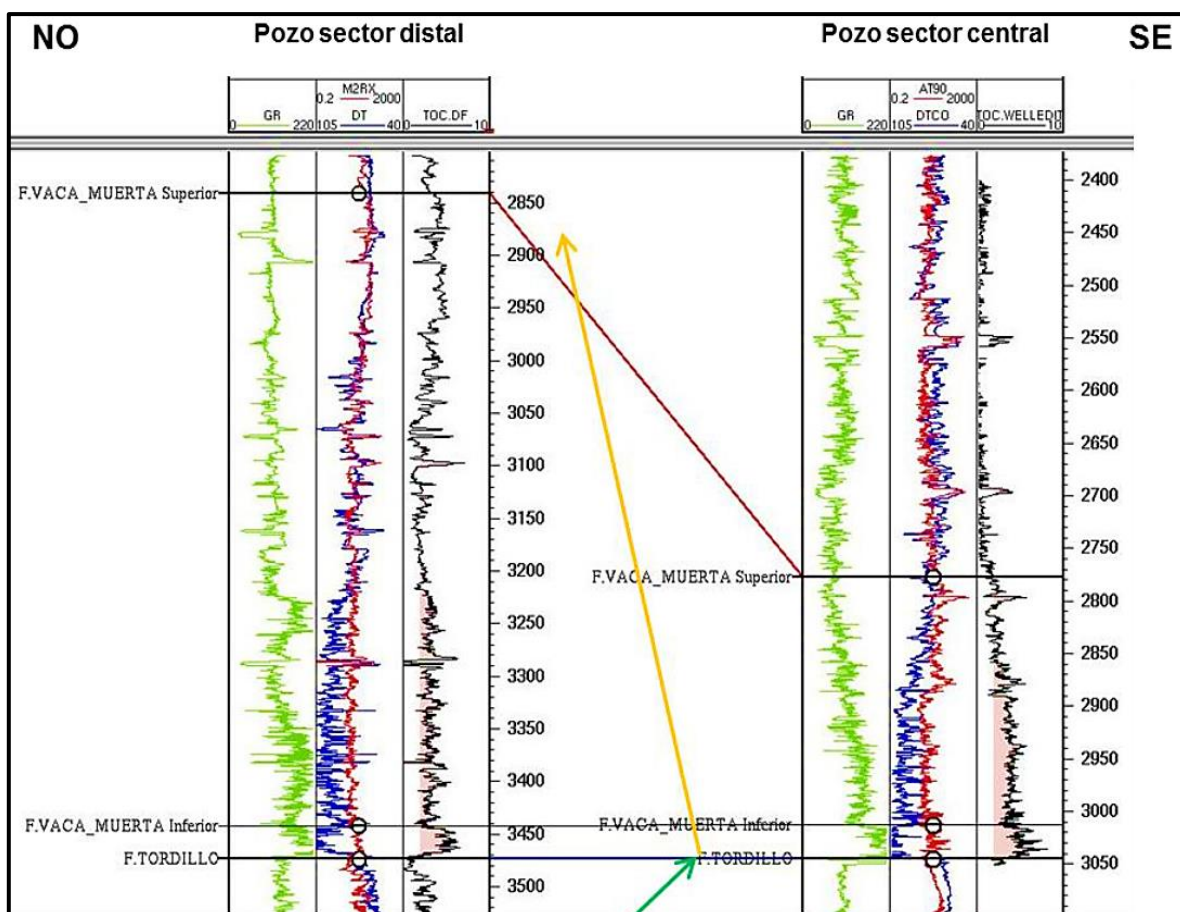


Fig. 5.7 Corte entre 2 pozos que atraviesan Vaca Muerta, uno ubicada en el sector central y otro en el sector distal de la cuenca (distanciados por más de 80 km). En ambos pozos se observa una curva de GR (Pista 1), una curva de resistividad y sónico (Pista 2) y una curva de COT, calculada a partir del método de Passey, 1990 (Pista 3). La sección de basamento muestra un espesor prácticamente constante a lo largo de toda la cuenca, con altos valores de GR y COT, indicando el evento de máxima transgresión en la cuenca. Como ya se había observado en el análisis sísmico, el espesor de la sección superior aumenta hacia el NO. En esta sección se puede ver cómo en el sector distal, es más significativo el espesor útil (COT > 2%). Sumado a esto, debe tenerse en cuenta que los altos valores de COT en la parte superior del pozo distal están asociadas a los altos valores de resistividad y estos afectan el cálculo de método de Passey. Los resultados de laboratorio confirman valores menores al 2% para este sector. El sombreado rosa en la pista 3 indica los valores de COT > 2%, teniendo en cuenta los resultados de laboratorio. (Tomada de Society of Petroleum Engineers, 2013).

Al comparar la respuesta de los perfiles eléctricos de la Formación Vaca Muerta con la respuesta de los perfiles de las lutitas Haynesville y Eagle Ford puede observarse que son muy similares. En la **Figura 5.8** se muestra un corte con los perfiles eléctricos de la lutita Haynesville y otro corte con los perfiles de la lutita Eagle Ford. Al igual que Vaca Muerta, ambos presentan una sección basal con altos valores de GR y alto COT, marcando el evento de transgresión principal, y una sección superior donde los valores de GR y COT disminuyen progresivamente hacia el tope de la unidad. Esto se debe a que la depositación de todos estos plays está relacionada a un mismo evento geológico: la inundación marina de una cuenca. Más allá de las diferencias con respecto al espesor que ya fueron comparadas anteriormente, la diferencia más significativa que se observa, es que en las unidades de los Estados Unidos el evento transgresivo principal se desarrolla por encima de un paquete homogéneo calcáreo, mientras que la Formación Vaca Muerta se desarrolla por encima de los sedimentos continentales de la Formación Tordillo. Se quiere destacar que el contraste reológico que existe entre una caliza y una lutita es distinto al que existe entre una roca sedimentaria común y una lutita, pudiendo afectar en mayor o menor medida el desarrollo de las fracturas hidráulicas masivas.

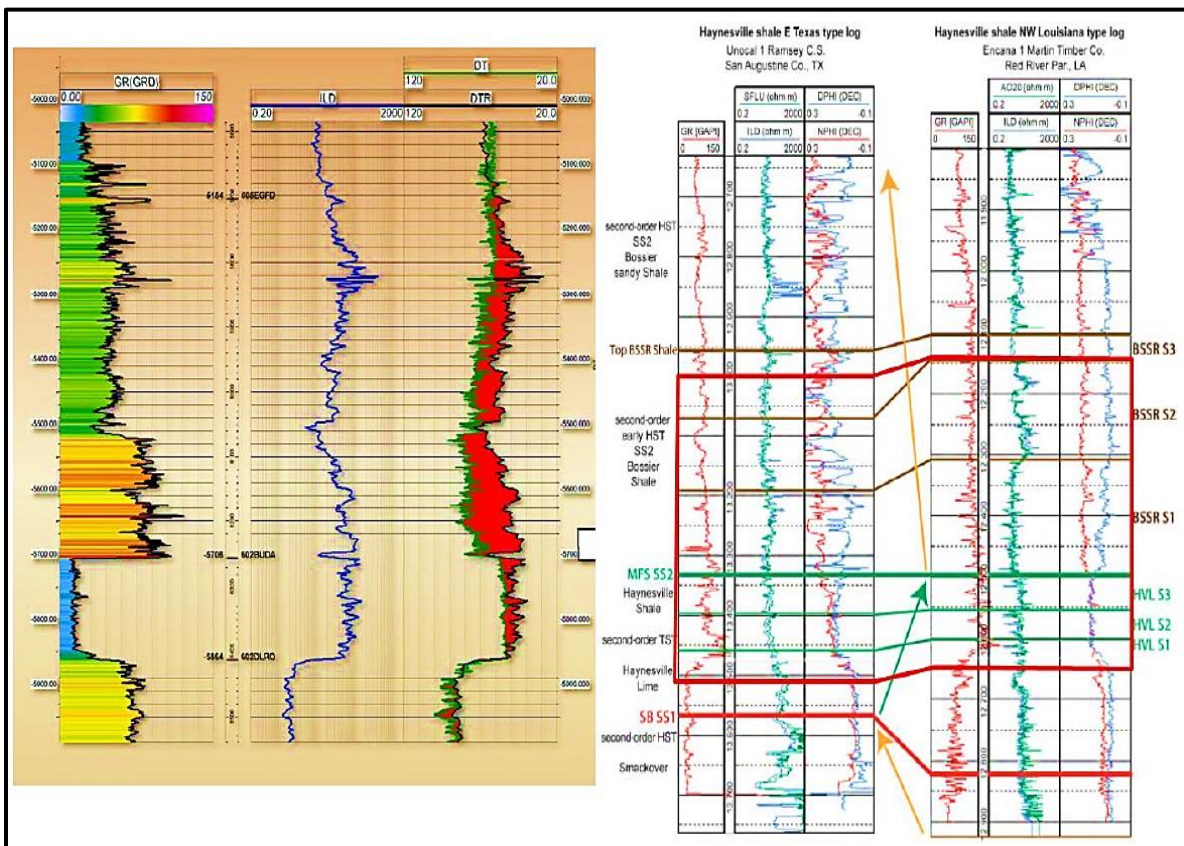


Fig. 5.8 *Izquierda:* Perfiles de un pozo de Eagle Ford. (Tomada de Bowman, 2010). El play de lutita se apoya sobre los carbonatos de la Formación Buda. Se distinguen en los primeros 40 metros los altos valores de GR (Pista 1) y COT (Pista 3), marcando la transgresión inicial, similar al play de Vaca Muerta. *Derecha:* Perfiles de dos pozos de Haynesville. (Tomada de Hammes et al., 2011). El play de lutita se apoya sobre un carbonato. Se distinguen en los primeros 60 metros los altos valores de GR (Pista 1), marcando la transgresión inicial, similar al play de Vaca Muerta.

Otros dos parámetros importantes a ser evaluados al momento de caracterizar los yacimientos no convencionales son la profundidad a la que se encuentra la unidad y su gradiente de presión.

Como consecuencia de la gran extensión de la Formación Vaca Muerta, esta unidad se encuentra aflorando en algunos sectores de la cuenca (faja plegada y corrida) y en otros se encuentra a más de 4000 metros de profundidad. Si nos basamos en los resultados obtenidos de la campaña exploratoria de Vaca Muerta como yacimiento no convencional realizada por YPF S.A. en los últimos años, podemos reducir este intervalo de profundidad a 2000-3500 m, para el play de la lutita Vaca Muerta propiamente dicho. En función de ésto, confrontando con las lutitas de EUA se puede observar que Vaca Muerta es uno de los plays que se encuentra más profundo (a excepción de Haynesville y Eagle Ford) y con una amplia variación en el rango de profundidad (**Fig. 5.9**).

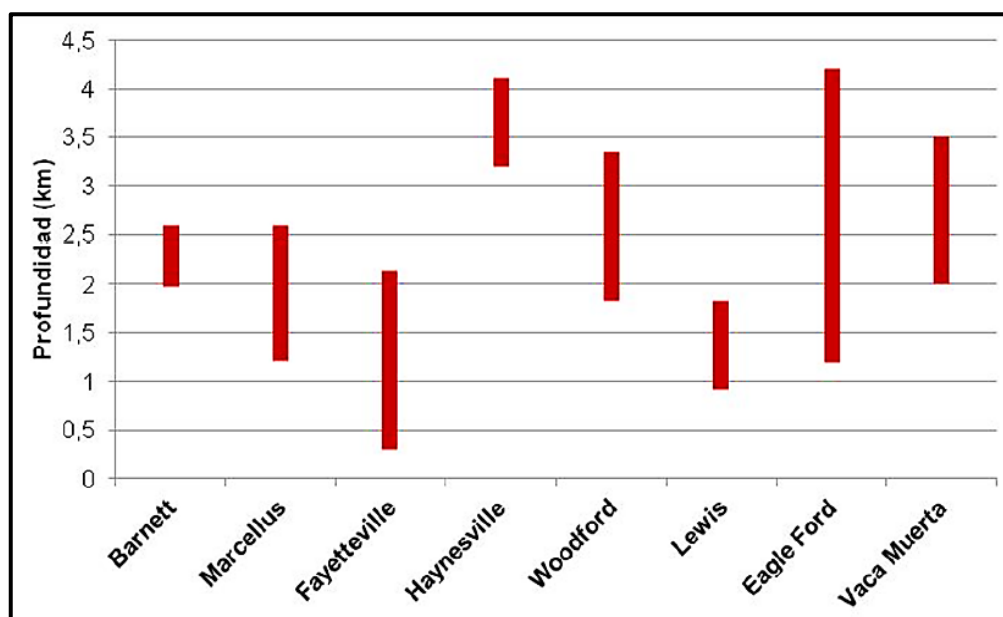


Fig. 5.9 Comparación de los rangos de profundidad (Km) a los que se encuentran los plays comparados en este ejemplo de caracterización. (Tomada de Society of Petroleum Engineers, 2013).

La sobrepresión de una formación no es un requisito necesario para el éxito de un yacimiento no convencional. Sin embargo, las lutitas que se encuentran sobrepresionadas por lo general pueden almacenar más cantidad de hidrocarburos, son más fácilmente fracturables y facilita la recuperación de los fluidos. Es importante destacar que esta propiedad estará íntimamente relacionada con la profundidad de la unidad y su madurez térmica. A mayor profundidad y madurez, mayor gradiente de presión. Esto se cumple en la Formación Vaca Muerta, la cual presenta gradientes de presión que van desde 0.50 psi/ft, en zonas de borde de cuenca, a 1.1 psi/ft, en el centro de la cuenca. En la **Fig. 5.10** se pueden observar los rangos de gradiente de presión para las lutitas estudiadas. Exceptuando a Haynesville, no son muchas las lutitas que presentan sobrepresión.

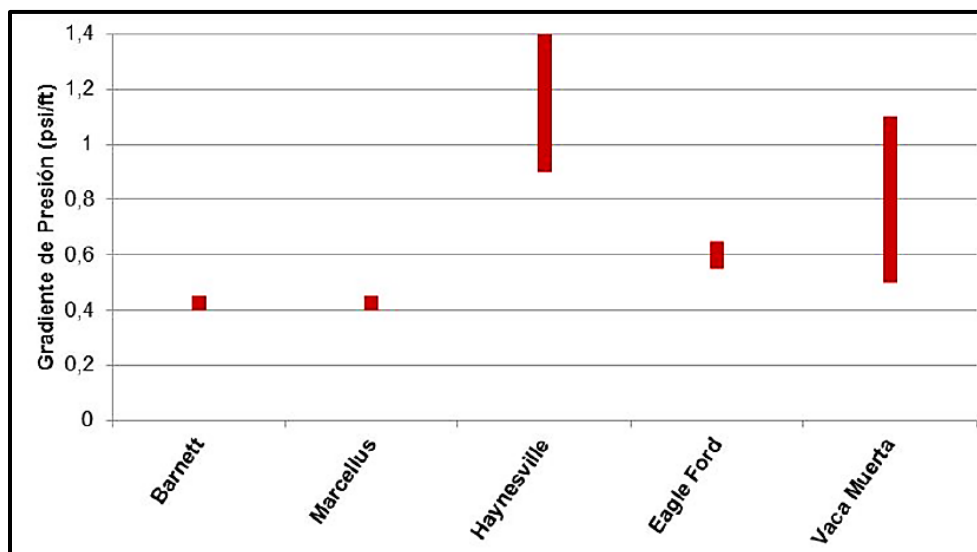


Fig. 5.10. Comparación de los rangos de gradientes de presión de algunos plays de Norteamérica con la Formación Vaca Muerta. Se destacan como plays sobrepresionados a Haynesville y Vaca Muerta, y en un segundo plano el play Eagle Ford. (Tomada de Society of Petroleum Engineers, 2013).

Petrofísica

El almacenamiento y migración de los hidrocarburos a través de litologías como la lutitas es complejo, lento y no completamente entendido, debido al pequeño tamaño de los poros y a las pobres propiedades capilares (muy baja interconexión). Es por ello que es indispensable el fracturamiento hidráulico masivo en casi todos los plays de este tipo para que produzcan a gastos económicos. El principal problema radica en la obtención de datos precisos y confiables de porosidad y permeabilidad, dado que las metodologías, técnicas y manipulación de muestras efectuadas por los laboratorios se encuentran en debate y con resultados no comparables. Más allá de esto, estudios recientes han descubierto porosidades relacionadas con el kerógeno. Esta porosidad se genera durante el proceso de maduración orgánica que acompaña al enterramiento de la roca y la generación de hidrocarburos. Sin embargo, este no es el único tipo de porosidad existente en una lutita. También se han identificado porosidades relacionadas a fragmentos de fósiles, que pueden ser tan importantes en términos de acumulación y proveyendo vías de migración como la porosidad relacionada al kerógeno. Por ejemplo, la porosidad medida en la lutita Barnett proviene casi en su totalidad de la descomposición de materia orgánica. A su vez, en Haynesville la porosidad total duplica a la porosidad orgánica, debido a que presenta porosidad secundaria asociada a carbonatos.

Por otro lado, se ha comprobado en los plays de Haynesville y Eagle Ford que las facies con mayor proporción de carbonato presentan sistemas de poros de mayor dimensión, lo que permite una mayor recuperación del hidrocarburo líquido. Queda por comprobar si en Vaca Muerta sucede lo mismo.

El análisis petrofísico de los perfiles eléctricos ha permitido evaluar y caracterizar a la Formación Vaca Muerta, determinando porosidades de entre 4 a 12% a lo largo de la cuenca (valores que responden a los resultados obtenidos en laboratorio). Si tomamos un perfil vertical de la unidad podemos observar que los valores de porosidad varían de 8 a 12% en las secciones inferior y media, disminuyendo progresivamente hacia la cima (4 a 8%). En la **Fig. 5.11** se comparan los rangos de porosidades de algunas formaciones ya mencionadas con la Formación Vaca Muerta, recordando que la gran amplitud en el rango está asociada a las importantes heterogeneidades tanto laterales como verticales que presenta ésta última.

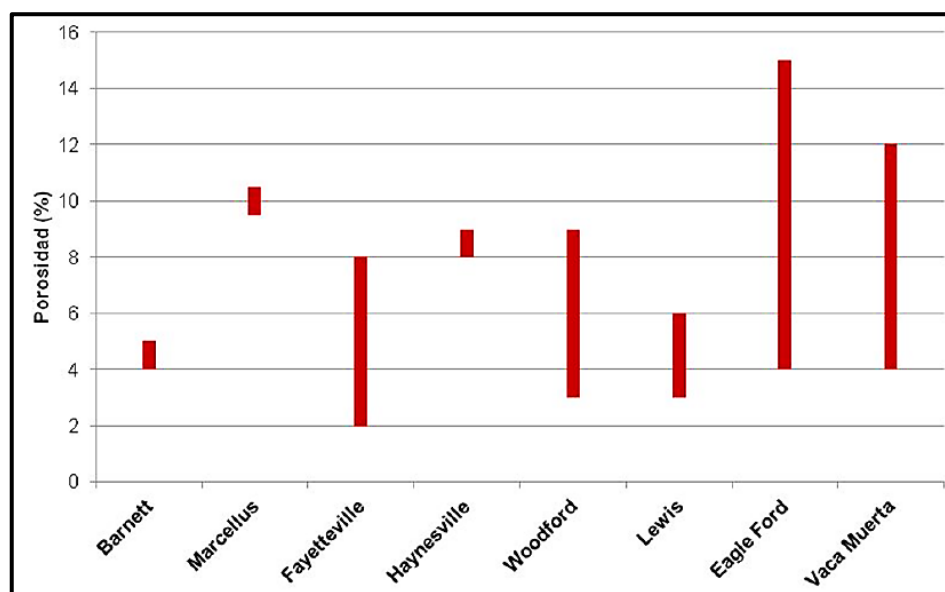


Fig. 5.11 Comparación de los rangos de porosidad (%) entre los plays estudiados. (Tomada de Society of Petroleum Engineers, 2013).

La presencia de un sistema de microfracturas favorece una mayor interconexión, por lo que con una estimulación adecuada se puede optimizar su recuperación. En muy pocos casos, si la red de fracturas es muy densa, puede no precisarse de una estimulación hidráulica. Este es el caso del play Marcellus en Pensilvania, Estados Unidos, donde un sistema de fracturas abiertas ayuda a tener producciones iniciales importantes. Vaca Muerta, en casos puntuales, ha producido hidrocarburos sin la necesidad de estimulación hidráulica.

Mineralogía y Geomecánica

Las propiedades geomecánicas de una lutita están fuertemente controladas por sus características geológicas. Para este tipo de yacimientos es particularmente interesante poder predecir los valores relativos de fragilidad y ductilidad dentro de la unidad en estudio. Dos parámetros utilizados para medir la resistencia de una roca y su deformación son el Módulo de Young y el Módulo de Poisson. Una roca dúctil es aquella que sufre una deformación plástica antes de romperse con una fuerza determinada.

El Módulo de Young y el Módulo de Poisson pueden ser determinados a partir de ensayos en laboratorio sobre rocas: ensayos de compresión triaxiales son realizados para determinar los módulos estáticos mientras que ensayos de velocidad ultrasónica son realizados para determinar los módulos dinámicos. Britt y Schoeffler (2009), han concluido que para que una lutita sea prospectiva deben presentar altos valores en el Módulo de Young ($> 3.5 \times 10^6$ psi) y bajos valores del Módulo de Poisson (< 0.25). Además, estos autores han encontrado que las formaciones de lutita prospectivas responden a la correlación dinámica-estática del Módulo de Young para rocas clásticas.

En la actualidad, se cuenta con pocos datos geomecánicos para la Formación Vaca Muerta; sin embargo, estos están en el orden de los valores descritos anteriormente para una formación prospectiva. Por otro lado, en la **Fig. 5.12** se han graficado algunos datos de los módulos de Young estático y dinámico de la Formación Vaca Muerta obtenidos de cuatro pozos perforados recientemente en los últimos años (circulo verde sombreado). Es clara la correlación tanto con los campos de rocas clásticas como de lutitas prospectivas.

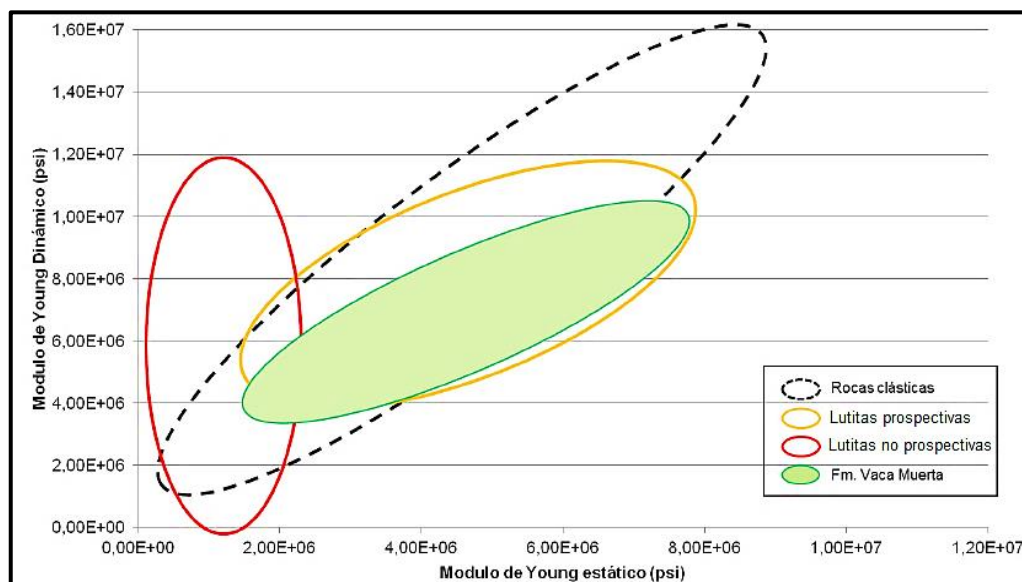


Fig. 5.12. Correlación dinámica-estática del Módulo de Young. El círculo sombreado verde muestra la ubicación de los datos obtenidos para la Formación Vaca Muerta. (Tomada de Britt & Schoeffler, 2009).

La mineralogía de una lutita, es otro parámetro muy útil para determinar su fragilidad y/o ductilidad. El contenido de cuarzo, carbonato y arcilla determinan de manera significativa los parámetros elásticos y por consiguiente cuán eficientemente la fractura hidráulica estimulará la roca. Lutitas con alto porcentaje de cuarzo y carbonato tienden a ser más frágiles y fracturables, dando como resultado un gran número de fracturas inducidas de pequeña escala cuando son estimuladas. En cambio, las lutitas con alto contenido arcilloso tienden a comportarse de manera dúctil frente a la estimulación hidráulica. Como valor de corte se utiliza un porcentaje de arcilla menor al 40 % para que la roca sea considerada fracturable.

En la Formación Vaca Muerta, los análisis de XRD señalan bajo contenido de minerales arcillosos, en el rango de 5 a 30%, (principalmente illita e interestratificados), cuarzo y carbonato varían de acuerdo a la posición vertical en la formación y acorde a la posición en la cuenca. El cuarzo es más abundante hacia la base de Vaca Muerta y el carbonato se incrementa hacia la cima de la formación. En áreas distales, la proporción de cuarzo y carbonato a lo largo de la columna es semejante.

En la **Fig. 5.13** se puede apreciar la gran variabilidad que presenta la Formación Vaca Muerta según la posición en la cuenca. La zona del centro presenta un predominio de cuarzo con valores entre 45 y 75%. Los valores de arcilla son levemente más altos que en los sectores Sureste y Noreste de la cuenca, llegando hasta el 35 %. Por otro lado, los sectores de plataforma Noreste y plataforma Sureste presentan un mayor rango de variabilidad en los contenidos de cuarzo y carbonato. Para el caso del sector Noreste el porcentaje de cuarzo varía entre 15 y 75%, carbonato entre 10 y 80% y arcilla de 5 a 20%. El sector Sureste, también en el ámbito de plataforma, el porcentaje de cuarzo varía entre 10 y 55%, el carbonato entre 20 y 80% y la arcilla entre 10 y 30%.

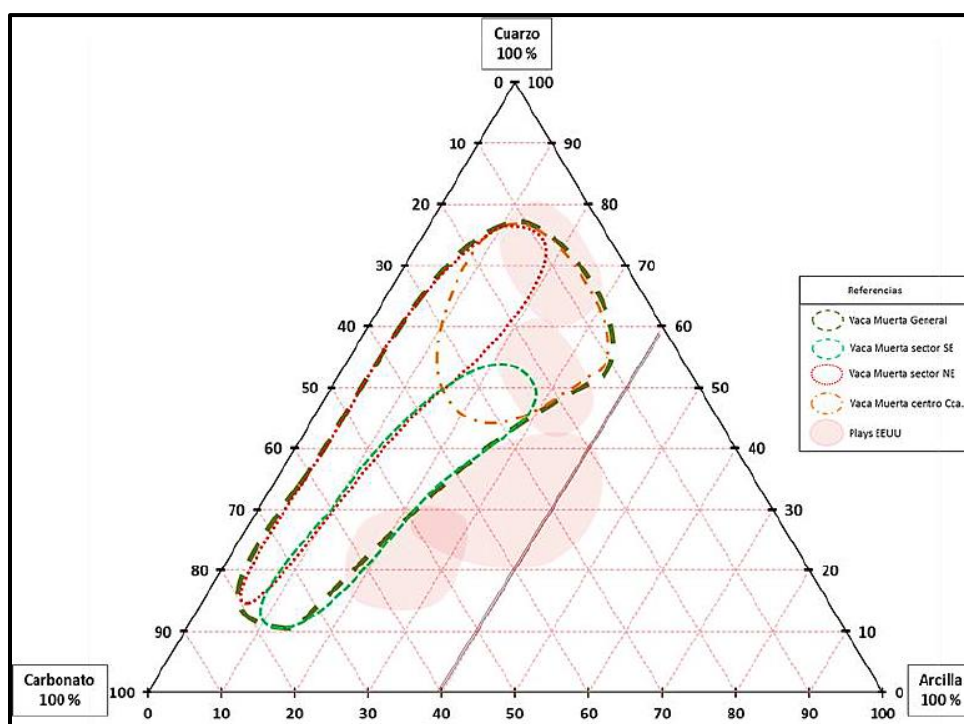


Fig. 5.13 Diagrama ternario cuarzo-carbonato-arcillas donde se describe la mineralogía promedio de la Formación Vaca Muerta en función de la ubicación en la cuenca. (Tomada de Society of Petroleum Engineers, 2013).

Con respecto a las formaciones de lutita de Estados Unidos, se puede observar en la **Fig. 5.14** que los cuatros plays analizados (Eagle Ford, Haynesville, Barnett y Woodford) presentan rangos composicionales esencialmente diferentes.

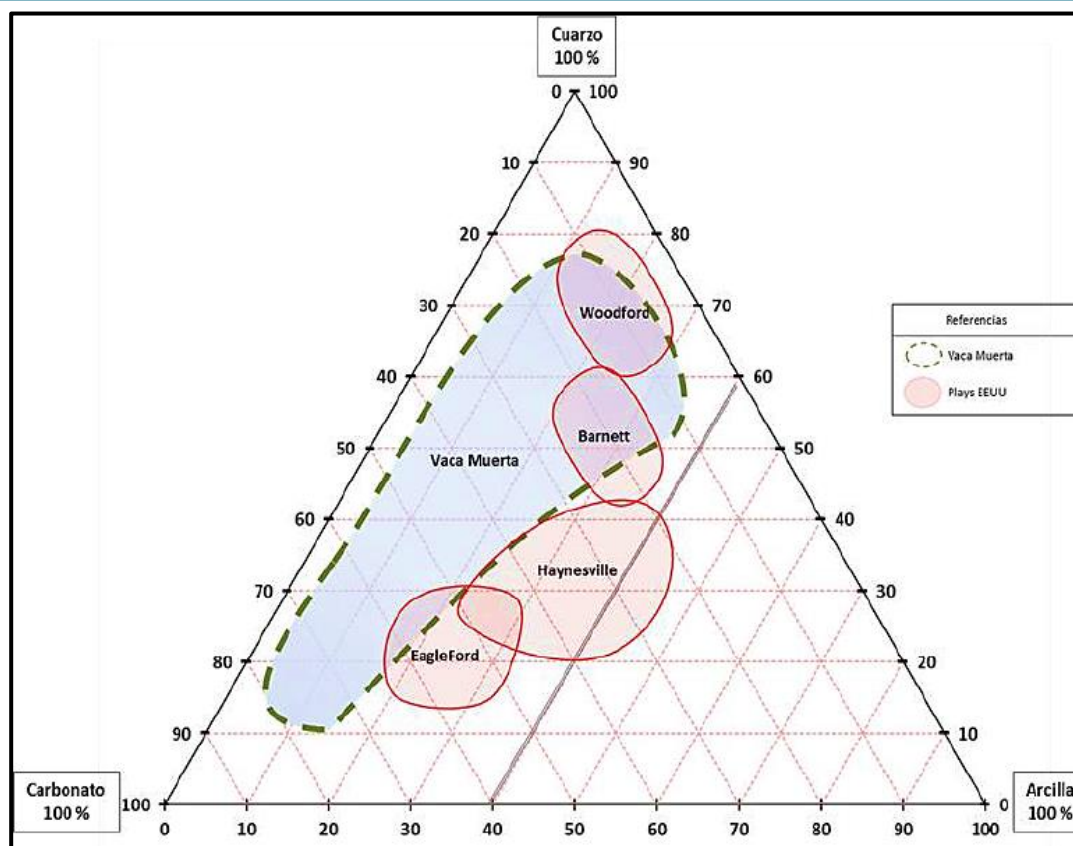


Fig. 5.14 Diagrama ternario cuarzo-carbonato-arcillas donde se comparan la mineralogía promedio de algunas lutitas de Estados Unidos con la lutita Vaca Muerta. (Tomada de Society of Petroleum Engineers, 2013).

En el caso de Eagle Ford, predomina el contenido en carbonato, con valores de 45 a 65% y el contenido de arcilla ronda entre 20 y 30%. La composición de esta formación es similar a la encontrada en la parte superior de Vaca Muerta en las zonas de plataforma Sureste y Noreste, con la diferencia que en Eagle Ford los valores de arcilla son aproximadamente un 10% más altos.

Por su parte, Haynesville presenta dos facies principales: una rica en calcita con valores que llegan hasta el 50% aproximadamente y de 20-30% de arcillas y otra caracterizada por su mayor contenido arcilloso, presentando valores entre el 25 y 45%, llegando a superar en parte el valor de corte del 40% que se ha determinado para considerar fracturable la roca. El alto contenido arcilloso es la principal diferencia de esta lutita con la Formación Vaca Muerta, dándole mayor ductilidad a la roca, lo cual como ya se comentó anteriormente es un parámetro de importancia al momento de la estimulación con fracturamiento hidráulico.

Por último, los plays Barnett y Woodford presentan como característica relevante un alto contenido de material de cuarzo y bajo contenido de carbonatos en general. El contenido arcilloso no supera el 30% en Woodford y en Barnett alcanza el 35-38%. Estos plays se asimilan con el área de Vaca Muerta correspondiente al área del centro de la cuenca.

Geoquímica

Teniendo presente el hecho que la riqueza orgánica (%COT), calidad (tipo de kerógeno) y madurez térmica de la roca generadora son algunos de los parámetros fundamentales para definir la existencia de un play de lutitas gasíferas/aceitíferas, la evaluación de un yacimiento de este tipo precisa de una caracterización geoquímica detallada.

Las áreas con mayores posibilidades para que la unidad de interés pueda ser considerada como un potencial yacimiento no convencional son aquellas que cumplen con las siguientes condiciones:

- Madurez térmica igual o superior al comienzo de la ventana de petróleo ($R_o \geq 0.5\%$, preferentemente por encima de 0.7%). Usualmente entre 0.7 a 1.2% se considera como un play de lutitas aceitíferas y por encima de 1.2 a 3.2% como un play de lutitas gasíferas.
- Riqueza orgánica superior al valor mínimo establecido de 2% de COT para lutitas gasíferas y pudiendo ser inferior para las lutitas aceitíferas.

Por lo general, la caracterización geoquímica de este tipo de yacimientos consiste en una evaluación de las propiedades como roca generadora de la secuencia, incluyendo los análisis geoquímicos tradicionales (COT, Pirólisis y Microscopía Orgánica).

La eficiencia de la Formación Vaca Muerta como roca generadora está probada en casi toda la cuenca, en tanto que su eficiencia como yacimiento está siendo probada al presente. La Formación Vaca Muerta presenta un kerógeno tipo II de ambiente marino, el cual es productor de aceite y gas. Comparándolo con las lutitas norteamericanas vemos que la mayoría presentan kerógenos tipo II y III (Fig. 5.15).

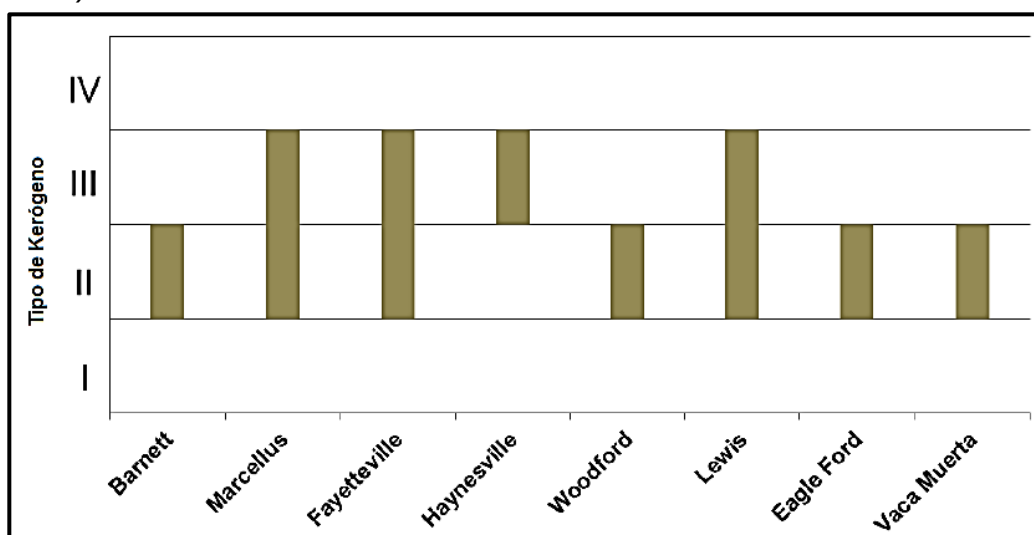


Fig. 5.15. Comparación del tipo de kerógeno entre las lutitas estudiadas. (Tomada de Society of Petroleum Engineers, 2013).

En el caso de toda la sección Vaca Muerta no se identifican variaciones relevantes respecto a los macerales que pongan de manifiesto alguna variación de las organofacies que componen la unidad. El material orgánico es descripto invariablemente como 100% material amorfo, con trazas en algunos casos de material presumiblemente terrígeno (carbón/leño). Es extremadamente homogénea en las secciones inferior y superior y en toda posición de la cuenca donde se cuenta con datos de este tipo. Las variaciones cíclicas de los datos de pirolisis no se identifican con cambios en los macerales y probablemente se deba más a condiciones de preservación de la materia orgánica más que a variaciones de las facies (**Fig. 5.16**).

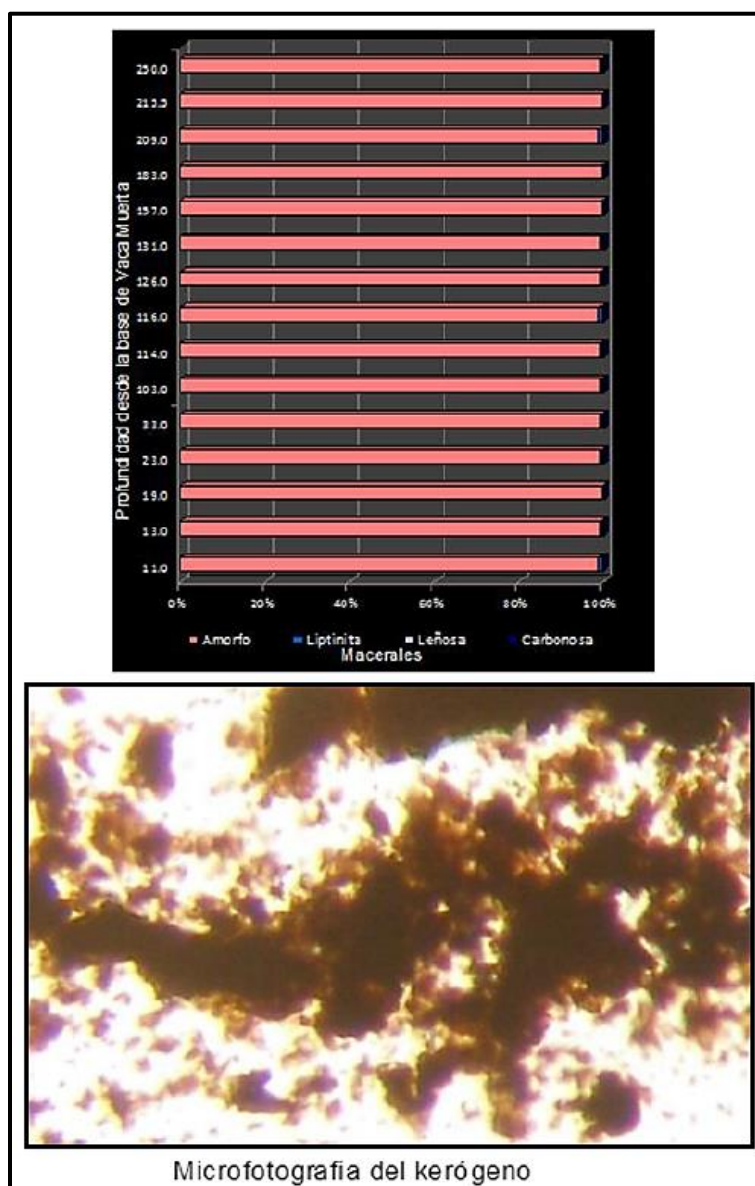


Fig. 5.16 Arriba: Análisis de los macerales en la Formación Vaca Muerta. Predominan los macerales amorfos. Derecha: Microfotografía del kerógeno de la lutita Vaca Muerta. (Tomada de Brisson I. & Alvarez L., 2012).

Las secciones inferior y superior de Vaca Muerta presentan desde el punto de vista analítico las mismas características, diferenciándose solamente por la riqueza progresivamente menor hacia arriba de la sección superior debido a mayor dilución de la materia orgánica en la roca a medida que se incrementa el aporte sedimentario. El valor de productividad deducido para Vaca Muerta es de 650 mg de hidrocarburo por cada gramo de COT, lo que es alto para una roca marina típica y lo acerca a la productividad de un kerógeno tipo I. Esto indica que de cada gramo de carbono orgánico original la mitad (exactamente 0.50154) es inerte y no genera hidrocarburos, lo que está en línea con los kerógenos marinos típicos.

Como ya vimos anteriormente, es indiscutible la riqueza orgánica (%COT) que presenta la Formación Vaca Muerta, ya que se trata de la principal roca generadora de la cuenca de Neuquén. Los valores de COT de la unidad, a lo largo de toda la cuenca, van desde el 1% hasta 12%, mostrando la tendencia de aumentar hacia la base de la misma. Es por esto que el basamento de la formación (30 – 40 metros iniciales) presenta valores promedios que van desde 3.5 a 7%. A su vez, la parte superior de Vaca Muerta presenta valores de COT promedio que rondan del 2 a 4% (**Fig. 5.7**). Con respecto a las lutitas de E.U.A se puede observar valores similares de COT para Marcellus, pero por lo general, la mayoría de las lutitas presentan rangos más acotados de COT (**Fig. 5.17**). Lo interesante de la sección superior es analizar la relación que existe entre el espesor total y el espesor con COT > 2% (llamémoslo espesor útil). Dependiendo de en qué sector de la cuenca nos encontremos, esta relación puede ser prácticamente de 1 a 1 como sucede en el sector centro-oriental de la cuenca. Por otro lado, en el sector occidental de la cuenca donde los espesores totales de Vaca Muerta superan los 550 metros, el espesor útil de la sección superior puede alcanzar los 200 a 250 metros (**Fig. 5.7**). A su vez, en el sector noreste de la cuenca, se encuentran los máximos espesores útiles que alcanzan hasta 350 metros.

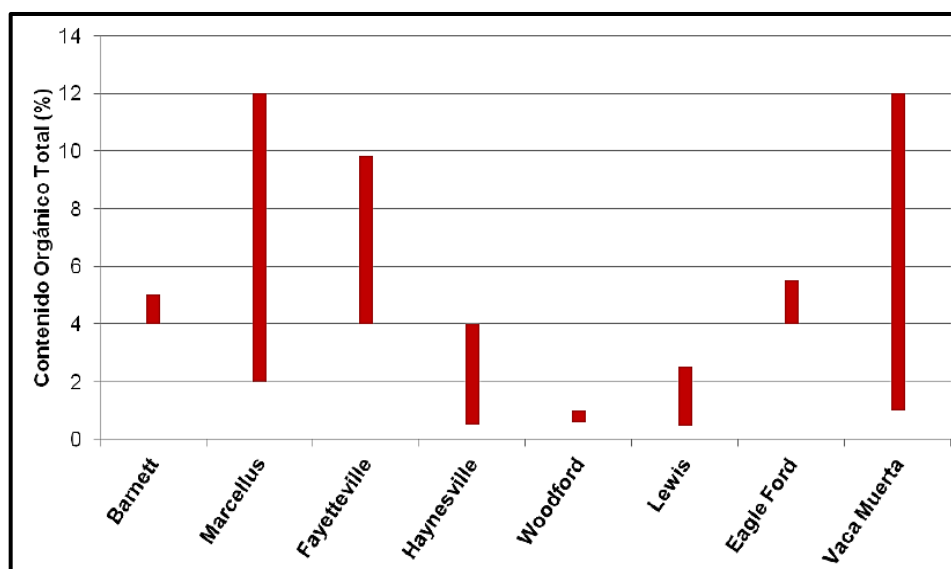


Fig. 5.17 Comparación de los rangos de Contenido Orgánico Total entre las lutitas estudiadas. (Tomada de Society of Petroleum Engineers, 2013).

Con respecto a la madurez térmica, debemos tener en cuenta que los valores de reflectancia de la vitrinita indican la máxima temperatura a la que fue sometida la roca generadora y permiten definir el tipo de hidrocarburo que se ha generado. Podemos observar que para la Formación Vaca Muerta existe una gran variación de los valores de R_o , teniendo valores que están por debajo del 0.5% R_o (inmaduro) y llegando hasta valores mayores a 3% R_o (ventana de generación de gas) como se puede observar en la **Fig. 5.18**.

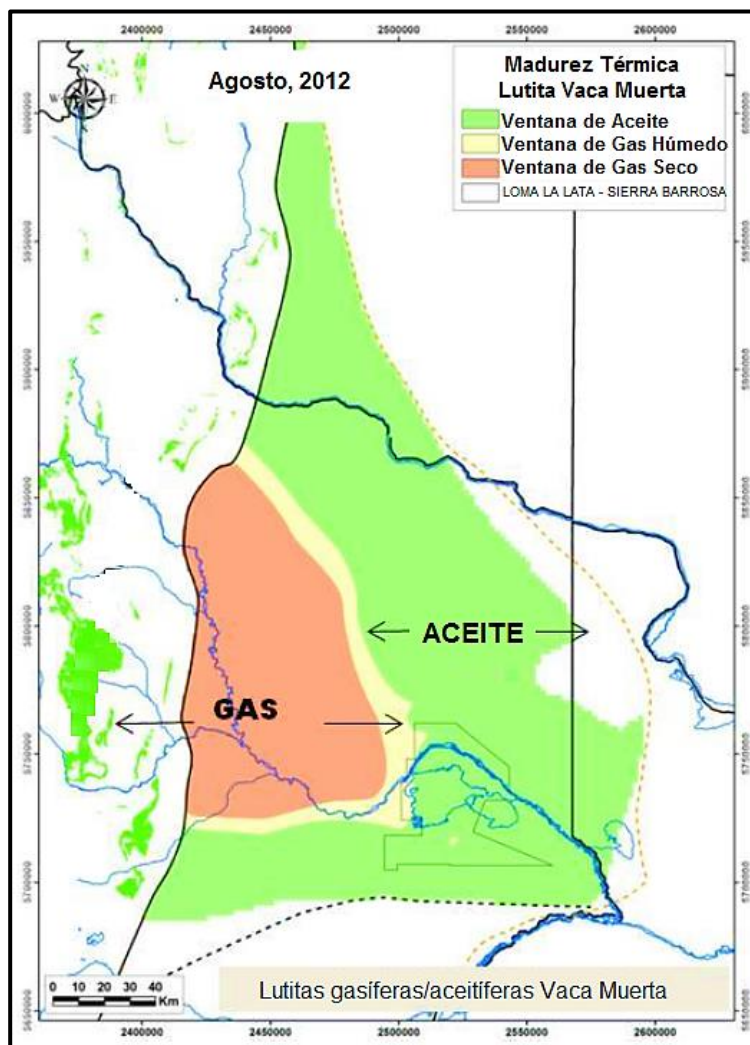


Fig. 5.18 Mapa de madurez térmica (% R_o) de la Formación Vaca Muerta. (Tomada de Lanusse et. al., 2012).

Existen otros métodos para determinar la madurez térmica de la roca como la T_{max} de la pirolisis, índice de alteración térmica y fluorescencia que pueden emplearse ante la baja confiabilidad de los datos de vitrinita. A partir de los pozos perforados y de los fluidos producidos se ha ido corroborando los valores de madurez, estableciéndose el límite entre la ventana de generación de petróleo y gas húmedo en 1.35%, valor que se encuentra levemente desfasado con respecto al teórico (1.2%). De esta manera, la unidad de lutitas queda delimitada en una zona de aceite (0.7 a 1.0% R_o), zona de gas húmedo (1.2 a 1.35%) y en una de gas

seco (1.35 a 3.2% Ro). Esta división no solo es importante para determinar el tipo de fluido que se producirá sino también para definir las estrategias de terminación de pozos, ya que no es lo mismo diseñar una fractura para producir aceite que para producir gas.

En Norteamérica, en la mayoría de las lutitas productoras sucede lo mismo: existe una variación en la madurez térmica de las rocas que permite delimitar las ventanas de generación de petróleo y de gas (**Fig. 5.19**). Lo que ha sucedido en Estados Unidos que se ha comenzado, en primera medida, con el avance de los plays gasíferos y es por esto que se cuenta con una mayor bibliografía y desarrollo de este tipo de plays con respecto a los de petróleo.

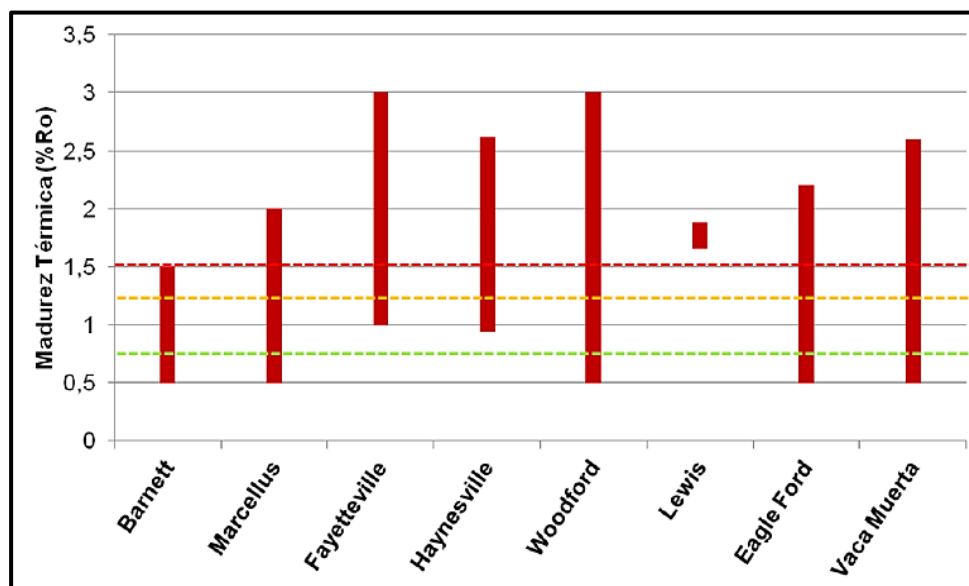


Fig. 5.19 Comparación de los rangos de madurez térmica (% Ro) entre las lutitas estudiadas. La línea punteada verde representa el valor teórico de 0.7% Ro, indicando el comienzo de la ventana de generación de aceite. La línea punteada amarilla representa el valor teórico de 1.2% Ro, indicando el comienzo de la ventana de gas húmedo. La línea punteada roja representa el valor teórico de 1.5% Ro, indicando el comienzo de la ventana de gas seco. (Tomada de Society of Petroleum Engineers, 2013).

Conclusiones del Ejemplo de la Formación Vaca Muerta

La caracterización de los yacimientos no convencionales es compleja ya que se deben analizar múltiples factores: geológicos, mineralógicos, petrofísicos, geomecánicos, geoquímicos, etc. Cuanto mayor sea el detalle de este conocimiento, más rápido se alcanzará un mejor entendimiento sobre las relaciones entre la roca-matriz-fluido.

La búsqueda de formaciones shale análogas a la Formación Vaca Muerta es una manera de comparar diferentes factores importantes para la evaluación de un yacimiento no convencional, con el fin de estimar el “potencial” de la unidad en estudio. A su vez, permite recurrir a flujos de trabajo ya utilizados, acortando la propia curva de aprendizaje.

V. Ejemplos de Caracterización Estática de Lutitas Gasíferas

En función de lo discutido en este ejemplo, no existe entre las lutitas de EUA, un análogo (propriadamente dicho) a la Formación Vaca Muerta. En algunos casos, se advierten similitudes con respecto a algunos parámetros importantes, como sucede con Eagle Ford que presenta una madurez térmica y mineralogía similares, o como sucede con Haynesville que muestra gradientes de presión tan altos como los de Vaca Muerta. Tal vez, la principal diferencia radica en el gran espesor útil que presenta el play Vaca Muerta. Las lutitas de EUA, con espesores útiles menores, necesitan pozos horizontales para lograr un mayor volumen de roca a estimular y de esta manera obtener producciones comerciales. En cambio en Vaca Muerta, la delineación de este play se basó en pozos verticales debido a las buenas producciones obtenidas.

En la **Tabla 5.1** se resumen algunos de los parámetros (edad, extensión areal, profundidad, gradiente de presión, porosidad, espesor, tipo de kerógeno, madurez térmica, COT, mineralogía) comparados entre las lutitas más importantes de Estados Unidos y la Formación Vaca Muerta. Se advierte que la Formación Vaca Muerta presenta una mayor variación en los rangos de la mayoría de las propiedades con respecto a sus similares. Esto estaría relacionado a la heterogeneidad que presenta la unidad tanto vertical como lateral a lo largo de toda la cuenca. El gran desafío es lograr una detallada caracterización geológica con el fin de delimitar las zonas de interés en la Formación Vaca Muerta, optimizar las técnicas de estimulación y adecuar planes de desarrollo acordes a la magnitud y heterogeneidad de este play.

Play de Lutitas	Barnett	Marcellus	Fayetteville	Haynesville	Woodford	Lewis	Eagle Ford	Vaca Muerta
Edad (Ma)	320	410	330	150	370	85	95	140
Extensión Areal (km ²)	13.000	250.000	23.000	23.000	28.900	26.000	5.000	30.000
Profundidad (km)	2,0 - 2,6	1,2 - 2,6	0,3 - 2,1	3,2 - 4,2	1,8 - 3,4	0,9 - 1,8	1,2 - 4,2	2,0 - 3,5
Gradiente de Presión (psi/ft)	0,43 - 0,44	0,15 - 0,40		> 0,9		0,2 - 0,25	0,6	0,6 - 1,1
Porosidad (%)	4,0 - 5,0	10,0 - 11,0	2,0 - 8,0	8,0 - 9,0	3,0 - 9,0	3,0 - 6,0	4,0 - 15	4,0 - 12,0
Espesor (metros)	60 - 90	30 - 120	30 - 210	60 - 90	90 - 300	150 - 580	20 - 150	30 - 550
Espesor Útil (metros)	15 - 60	15 - 60	15 - 60	61	35 - 67	61 - 92	25 - 100	50 - 350
Tipo Kerogeno	II	II - III	II - III	III	II	II - III	II	II
Madurez Térmica (% Ro)	0,5 - 1,5	0,5 - 2,0	1,0 - 3,0	0,94 - 2,62	0,5 - 3,0	1,7 - 1,9	0,5 - 2,2	0,5 - 2,6
COT (%)	3,0 - 6,0	3,0 - 12	4,0 - 9,8	4,0 - 10	0,6 - 1,0	0,45 - 2,5	4,5 - 5,5	2,0 - 12,0

Tabla 5.1 Muestra las principales propiedades de las lutitas de Estados Unidos en comparación con la de la lutita Vaca Muerta.

5.2 Formación Longmaxi – China.

Ubicación

La cuenca de Sichuan (**Fig. 5.20**), llamada también cuenca Púrpura o Roja es una depresión geográfica del Asia Central, una de las cuencas más grandes de China. Es una región de tierras bajas localizada en el suroeste del país y comprende la parte central y oriental de la provincia de Sichuan. Esta cuenca se encuentra enmarcada por montañas por todas partes, como la cordillera de Qionglai, en el oeste; las montañas de Longmen, en el noroeste; y las montañas Daba, en el noreste. El río Yangtsé, que fluye desde la cuenca de Sichuan hacia la China oriental, pasa por las Tres Gargantas en las montañas de Wu. La cuenca de Sichuan es la principal región productora de gas de China.

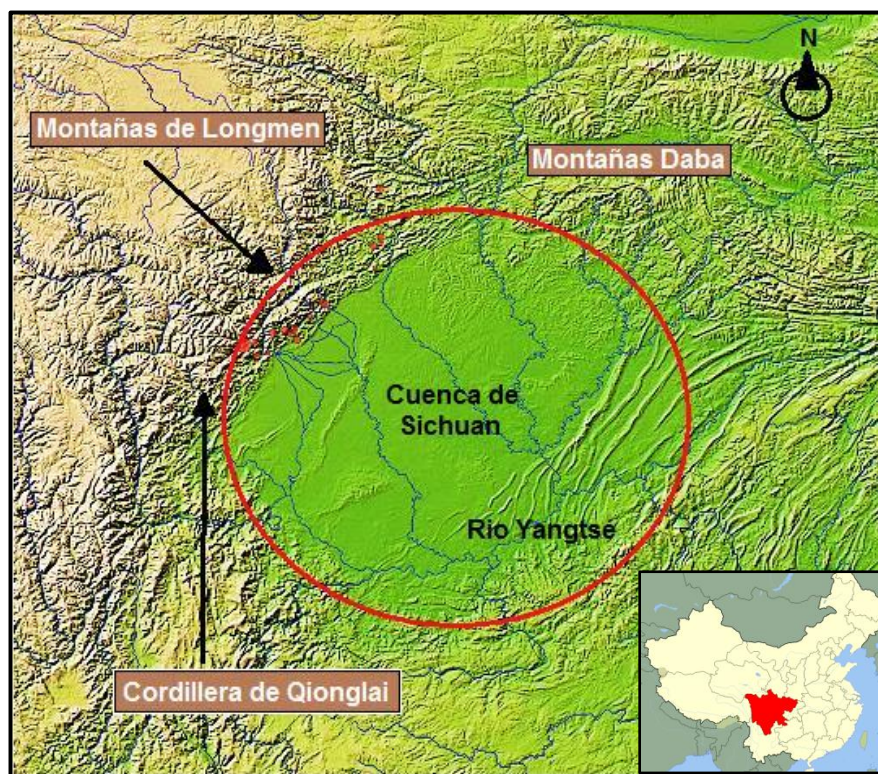


Fig. 5.20 Ubicación de la Cuenca Sichuan (círculo rojo) a la que pertenece la formación Longmaxi. (Modificada de NASA, 2008).

La cuenca Sichuan, cubre un área mayor a los 200,000 km² con un espesor entre los 60 y 500 metros, con una profundidad de formación entre 2000 y 4000 metros.

Características generales

En la última década, la industria petrolera comenzó a cambiar su atención de los yacimientos convencionales a los yacimientos no convencionales. Las lutitas gasíferas son uno de los recursos más notables debido a su inmenso potencial.

El comportamiento de producción de un pozo de lutitas gasíferas depende principalmente del volumen de yacimiento estimulado (SRV), el cual es el volumen del yacimiento impactado por el fracturamiento hidráulico. La caracterización petrofísica es un punto importante para los nuevos plays de lutitas gasíferas con el fin de un mejor entendimiento de la geología de la formación, además de que nos proporciona información vital para la optimización del plan de producción y el diseño de estimulación. No obstante, las características de estos yacimientos de lutitas incrementan la dificultad para determinar sus propiedades petrofísicas. Además, las propiedades de las formaciones de lutitas gasíferas difieren significativamente de una a otra y son difíciles de estimar análogamente basándose en otros plays de lutitas gasíferas.

China tiene enormes reservas de gas de lutitas y un buen desarrollo de prospectos. La formación objetivo en este apartado, la Lutita Longmaxi del Silúrico Inferior, es una lutita negra marina del sur de China. El fondo de la formación es un mudstone carbonatado rico orgánicamente. En este estudio, más de 100 ft de núcleos fueron obtenidos del intervalo objetivo para realizar una serie de experimentos. Los experimentos incluían medidas del contenido orgánico total (COT), madurez térmica (MT), composición mineral, porosidad, permeabilidad y contenido de gas. Además, basándose en un simulador exclusivo para lutitas gasíferas, un modelo de yacimientos fue desarrollado mediante integración de los datos petrofísicos disponibles para evaluar los componentes claves para la producción de yacimientos típicos de lutitas gasíferas.

Las metodologías involucradas en este apartado incluyen un estudio experimental, observación de afloramientos, análisis estadísticos y modelados numéricos. La formación de lutitas Longmaxi fue caracterizada petrofísicamente a detalle y fueron realizadas investigaciones en correlaciones entre diferentes parámetros petrofísicos. Las propiedades del yacimiento de la Lutita Longmaxi fueron comparadas con plays de lutitas gasíferas en los Estados Unidos, como el Barnett y el Marcellus.

El análisis fue cuidadosamente realizado e interesantes observaciones fueron descubiertas, tal como una estrecha correlación entre el contenido arcilloso y el contenido de gas desorbido. Adicionalmente, similitudes y diferencias entre propiedades petrofísicas fueron establecidas debido a la comparación entre la Lutita Longmaxi y los plays de lutitas gasíferas en EUA.

Este apartado muestra una metodología para el entendimiento y la caracterización de otros plays de lutitas. Además, ofrece evidencia detallada para el entendimiento de la geología y optimización del plan de producción de la lutita marina.

Metodología

Núcleos a lo largo de 106 ft desde los 6,279 ft a los 6,385ft fueron tomados del intervalo de interés de la formación Longmaxi en el sur de la cuenca Sichuan debido a que la Lutita Longmaxi en esta área es relativamente estable y puede representar mejor a la formación. Los núcleos fueron divididos en 12 subcapas basándose en las diferentes litologías y características a diferentes profundidades. La **Tabla 5.2** nos muestra los núcleos usados para la caracterización petrofísica. Seis experimentos paralelos fueron hechos, lo que significa que las muestras para las mediciones de COT y madurez fueron tomadas de la misma sección de núcleos donde se tomaron las mediciones de mineralogía, porosidad, permeabilidad y contenido de gas. Esto proporciona un entendimiento comprensivo de la formación y la correlación entre los parámetros.

Muestra No.	Profundidad (ft)	Espesor relativo (ft)
1	6,279.6	0.0
2	6,289.6	10.1
3	6,301.5	21.9
4	6,305.5	25.9
5	6,320.0	40.4
6	6,320.9	41.3
7	6,336.5	57.0
8	6,348.3	68.7
9	6,359.2	79.6
10	6,365.1	85.5
11	6,373.2	93.6
12	6,386.2	106.6

Tabla 5.2 Muestreo para la caracterización de la Formación Longmaxi.

La **Tabla 5.3** enlista los experimentos hechos para 12 grupos de muestras. Después de que 6 grupos de resultados experimentales fueron obtenidos, discusiones y análisis minuciosos fueron realizados. Además, herramientas numéricas fueron usadas para evaluar los componentes claves de la producción de pozos de lutitas gasíferas basándose en estos resultados experimentales.

No.	Experimento
1	COT
2	Madurez térmica
3	Porosidad
4	Permeabilidad
5	Mineralogía
6	Contenido de gas

Tabla 5.3 Mediciones realizadas en muestras de núcleos para caracterizar la Formación Longmaxi.

Para aumentar la exactitud de los experimentos, un método de división de muestras fue adoptado cuando hubo la necesidad de mejorar las muestras que representan cada una de las subcapas. La **Fig. 5.21** esquematiza el proceso del método de división de muestras. El primer paso del método de muestreo es dividir la muestra en cuartos, guardar dos de estos y descartar los otros dos; el segundo paso es mezclar los dos cuartos guardados homogéneamente y dividir esa muestra nuevamente en cuartos. Este procedimiento debe ser repetido hasta que la muestra cumpla los requerimientos de los diferentes experimentos. Por otra parte, una máquina de nucleado se utiliza para preparar los núcleos para mediciones de porosidad y permeabilidad; los gases utilizados en las mediciones son helio y nitrógeno respectivamente. La **Fig. 5.22** ilustra a los núcleos listos para los experimentos.



Fig. 5.21 Muestra el proceso de división en cuatro partes de las muestras. (Modificada de Society of Petroleum Engineers, 2013).



Fig. 5.22 Núcleos listos para los experimentos de medición de propiedades de la lutita. (Tomada de Society of Petroleum Engineers, 2013).

Obtención de COT, Reflectancia de la Vitrinita, Porosidad y Permeabilidad

La **Tabla 5.4** muestra los resultados experimentales de COT, Reflectancia de la Vitrinita (R_o), porosidad y permeabilidad. Los valores de COT varían significativamente de 0.41% a 4.59%, y el promedio de COT de las 12 muestras es de 1.62%w. Para la medición de madurez térmica (MT), la R_o fue adoptada como un indicador para cuantificar la madurez de esta formación. Como se indica en la

tabla citada anteriormente, la R_o varía ligeramente de 3.27% a 3.92% con un promedio de 3.69%, lo que indica que la Formación Longmaxi está aparentemente en la etapa de sobremaduración. Además, el tipo de kerógeno fue determinado por 3 muestras de núcleos (No. 1, 8 y 11), y los resultados muestran que el kerógeno es de tipo III. Para la medición de porosidad, 12 muestras fueron nucleadas de donde COT, R_o , mineralogía y contenido de gas fueron evaluados para determinar la porosidad efectiva utilizando inyección de helio. Los rangos de porosidad varían entre 1.6% a 3% con un valor promedio de 2.4%. La permeabilidad de la formación fue determinada por un método de inyección para las 12 muestras, en donde fueron observadas fracturas en 6 muestras de núcleos a simple vista. Los resultados experimentales indican que el promedio de permeabilidad para los núcleos con fracturas es 4.57 mD, mientras que el de los núcleos sin fracturas es de sólo 0.036 mD.

Muestra No.	Profundidad (ft)	COT (%w)	R_o (%)	Porosidad (%)	Permeabilidad (mD)	Notas
1	6,279.6	0.7	3.27	2.1	6.54	Fractura observada
2	6,289.6	0.56	-	2.3	4.21	Fractura observada
3	6,301.5	0.49	-	1.6	1.79	Fractura observada
4	6,305.5	1.23	3.69	1.6	2.67	Fractura observada
5	6,320.0	1.18	-	2.6	0.0023	-
6	6,320.9	1.68	-	1.8	9.4	Fractura observada
7	6,336.5	0.67	-	3	0.0669	-
8	6,348.3	0.41	3.92	2.5	0.18	-
9	6,359.2	1.25	-	2.9	0.0021	-
10	6,365.1	4.59	-	2.8	2.82	Fractura observada
11	6,373.2	3.85	3.73	3	0.002	-
12	6,386.2	2.86	3.84	2.5	0.0017	-

Tabla 5.4 Resultados de las mediciones de las diferentes mediciones de la Lutita Longmaxi.

Mineralogía

La composición mineral de la Lutita Longmaxi se determinó con un difractómetro de rayos X. Los resultados cualitativos indican que la composición mineral de la formación Longmaxi en el sur de la cuenca Sichuan es compleja. Todas las muestras contienen cuarzo, calcita, dolomita y contenido arcilloso como clorita e illita. Feldespato potásico, plagioclasa y piritita también se observaron en algunas muestras de núcleos. La **Tabla 5.5** muestra que la composición mineral es

diferente de muestra a muestra. Generalmente hablando, la arcilla es la más abundante de entre todos los minerales, con rangos de 30% a 41% con un promedio de 34.3% en la formación. La segunda mayor composición es el cuarzo, con rangos de 25% a 37% con un promedio de 33%. El promedio del contenido de calcita es 20.3%. En conjunto, en esta área de investigación, la suma del promedio de contenido de arcilla, cuarzo y calcita resulta en 87.6%, de los cuales minerales delezables, cuarzo y calcita, suman más del 50% de la composición mineral total. Otros minerales como la plagioclasa y pirita representan a menudo menos del 5%.

Muestra No.	Prof. (ft)	Porcentaje de composición arcillosa (%)				Otros minerales (%)					
		Clorita	Illita	Capa de mezcla illita /esmetita	Contenido total de arcilla	Cuarzo	Calcita	Feldespato potásico	Plagioclasa	Dolomita	Pirita
1	6,279.6	21	40	39	41	25	27	-	2	5	-
2	6,289.6	25	40	35	33	35	29	-	2	1	-
3	6,301.5	28	39	33	28	38	25	-	5	4	-
4	6,305.5	23	42	35	30	30	26	6	3	3	2
5	6,320.0	25	33	42	36	35	19	2	3	5	-
6	6,320.9	22	39	39	35	32	20	1	4	7	1
7	6,336.5	20	40	40	33	37	22	-	3	5	0
8	6,348.3	24	35	41	35	31	22	-	4	7	1
9	6,359.2	28	40	32	30	33	16	8	7	3	3
10	6,365.1	24	30	46	34	35	14	8	6	1	2
11	6,373.2	25	44	31	41	35	10	-	9	5	-
12	6,386.2	28	42	30	36	30	13	6	8	6	1

Tabla 5.5 Mineralogía de la Formación Longmaxi, en el sur de la cuenca Sichuan.

La illita es la arcillas más común con un 30% a 44% y con un promedio de 38.7% del contenido arcilloso total. Las muestras también tienen una capa mezclada de illita/esmetita con un 30% a 46% con un promedio de 36.9%. El contenido de clorita es también abundante; el promedio de contenido de clorita de las muestras es 24.4%.

Contenido de gas

El contenido de gas se midió usando un instrumento de medición en sitio. La medición del contenido de gas incluye el volumen de gas desorbido espontáneamente, el volumen de gas remanente y el volumen de gas perdido. El proceso de medición consiste en tres pasos: desorción espontánea, experimentos

de trituración y cálculo del gas perdido. Doce muestras de lutita fueron recolectadas en sitio del pozo y puestas inmediatamente dentro de la unidad metálica de desorción. Después la unidad se calentó a la temperatura del yacimiento usando baños de agua y el volumen de gas desorbido espontáneamente fue determinado durante el proceso hasta que la velocidad de liberación del gas es cero. El segundo paso es extraer la muestra de la unidad metálica y ponerla en la unidad de trituración del instrumento, entonces se tritura la muestra de lutita y se mide el volumen de gas remanente. Después de los dos pasos, el volumen de gas perdido de la muestra durante el proceso de tomarla del pozo y meterla a la unidad de desorción se calculó. El método para calcular el volumen de gas perdido fue discutido a detalle por Liu et al (2010). El volumen de gas en sitio es la suma del volumen de gas desorbido espontáneamente, el volumen de gas remanente y el volumen de gas perdido. La medición en sitio nos brinda un método para medir el contenido de gas directamente. Sin embargo, es difícil diferenciar el contenido de gas libre y el contenido de gas adsorbido. La **Tabla 5.6** muestra los resultados del contenido de gas, el cual varía significativamente de 0.36 m³/ton a 2.01 m³/ton con un promedio de 1.28 m³/ton (45 scf/ton).

Muestra No.	Profundidad (ft)	Gas perdido (m ³ /ton)	Gas liberado (m ³ /ton)	Gas remanente (m ³ /ton)	Contenido de gas total (m ³ /ton)
1	6,279.6	0.11	0.13	0.12	0.36
2	6,289.6	0.15	0.20	1.30	1.65
3	6,301.5	0.12	0.17	0.65	0.94
4	6,305.5	0.09	0.05	1.34	1.48
5	6,320.0	0.15	0.17	1.11	1.43
6	6,320.9	0.14	0.22	1.09	1.45
7	6,336.5	0.13	0.13	0.56	0.82
8	6,348.3	0.14	0.22	0.58	0.94
9	6,359.2	0.10	0.18	1.07	1.35
10	6,365.1	0.23	0.21	1.66	2.01
11	6,373.2	0.21	0.56	0.81	1.58
12	6,386.2	0.17	0.10	1.09	1.36

Tabla 5.6 Mediciones del contenido de gas en sitio de la Formación Longmaxi.

Características básicas del Yacimiento Longmaxi

De acuerdo a la experiencia en el desarrollo de lutitas gasíferas en los Estados Unidos, el límite mínimo de COT es usualmente de 0.5%. Con base en los resultados experimentales, la mayoría de las muestras tienen un COT mayor a 1% (**Fig. 5.23**), por lo que pueden ser clasificadas como una buena roca generadora. Valores altos de COT no solo indica el buen potencial para generar hidrocarburos,

sino que también proporciona mayor espacio para el gas adsorbido. Combinado con la prueba de contenido de gas en sitio, una relación entre el COT y la medición del contenido de gas es observada como se muestra en Fig. 5.24.

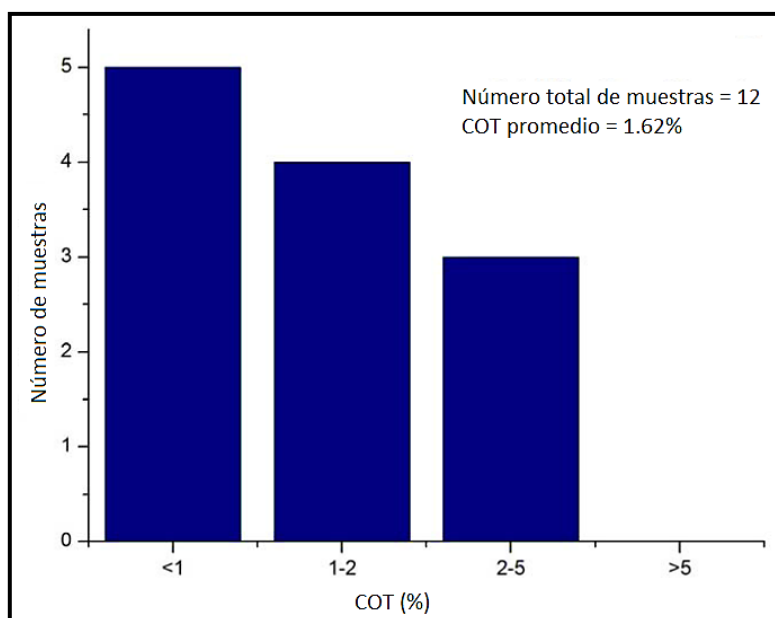


Fig. 5.23 Histograma de COT para las 12 muestras de la Lutita Longmaxi. (Modificada de Society of Petroleum Engineers, 2013).

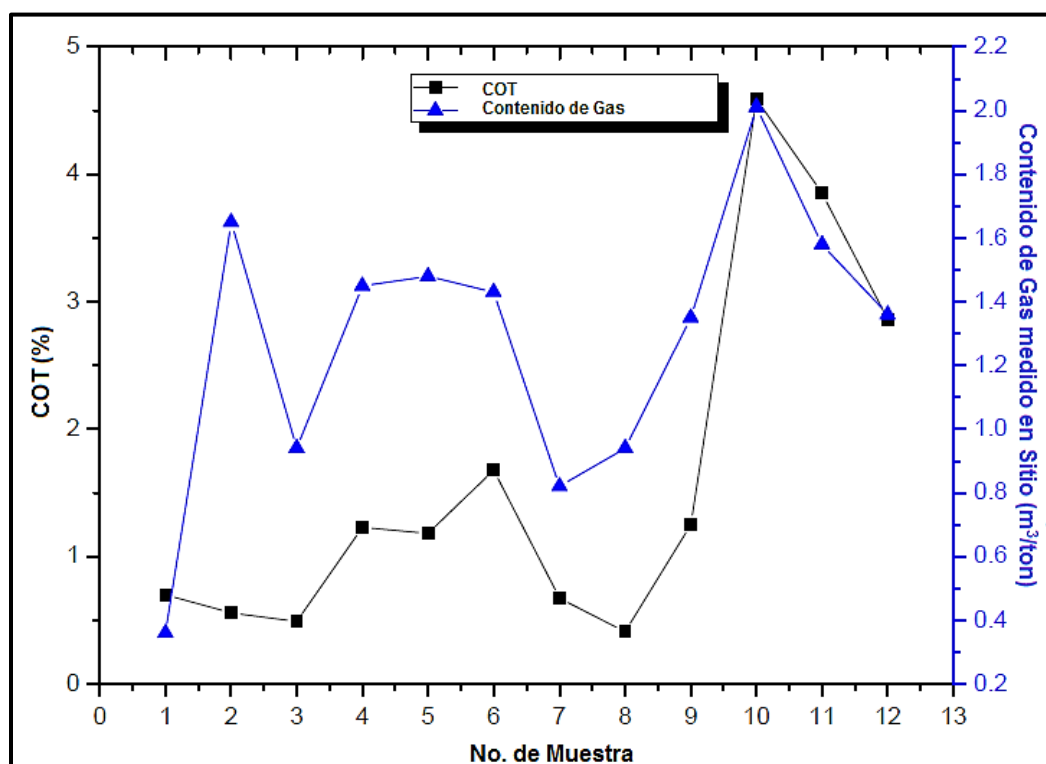


Fig. 5.24 Gráfica que muestra la relación entre el COT y el Contenido de Gas en Sitio. (Modificada de Society of Petroleum Engineers, 2013).

El COT de la primer muestra de núcleo es de 0.7% y su medida de contenido de gas es 0.36 m³/ton. La décima muestra tiene el valor de COT más alto, el cual es 4.59%, similarmente, su medición en sitio indica que el contenido de gas para la misma sección de núcleo fue también la más alta con 2.01 m³/ton. Esta observación evidentemente confirma que la materia orgánica brinda espacio considerable para el almacenamiento de gas. Además, debido a que la materia orgánica primeramente proporciona la mayoría de espacio para el contenido de gas adsorbido, y el COT tiene una cercana relación con la medida del contenido de gas, los experimentos en turno pueden indicar que el volumen de gas adsorbido es la mayoría del volumen de gas medido.

De acuerdo con los resultados experimentales, el promedio de madurez térmica es 3.69%, indicando la etapa de sobremaduración de la Lutita Longmaxi. Los altos valores de Ro explican la razón de que algunas muestras tienen bajo COT: la mayoría de la materia orgánica ha sido convertida ya en hidrocarburo. Además, el tipo de kerógeno es el III, lo que indica que la Lutita Longmaxi es una formación productora de gas, los datos de producción de los pozos en esta área confirman estos resultados experimentales. Por otro lado, la etapa de sobremaduración es asociada con el complejo proceso diagenético, el cual tiene un impacto negativo en la porosidad y permeabilidad de la Formación Longmaxi. También, la alta madurez podría influenciar la acumulación del gas. Así, la alta madurez de dicha formación (promedio de 3.69%) es desfavorable para la acumulación de gas.

La porosidad y la permeabilidad son dos de los parámetros más importantes para la producción. Los yacimientos de lutitas gasíferas se caracterizan por su baja porosidad y permeabilidad, y la porosidad de la Lutita Longmaxi es relativamente baja comparada con la lutita Barnett en EUA, donde la porosidad es usualmente de 4 a 5%. La baja porosidad de la Formación Longmaxi es debida a su edad geológica (Periodo Silúrico), la profundidad de sepultamiento (mayor a 6,000 ft en el área de investigación) y las complejas actividades tectónicas. Además, debido a que la porosidad de la Lutita Longmaxi es baja, la contribución de la materia orgánica para la porosidad es destacada. Las densidades de la materia orgánica y de la matriz son de 1.1 a 1.4 g/cm³ y de 2.6 a 2.8 g/cm³, respectivamente, y los resultados de este estudio indican que el promedio de COT es 1.62% en peso, el cual es 3.24% en volumen. La literatura reporta que la porosidad de la materia orgánica usualmente es mayor a 30% y puede exceder el 50%. La permeabilidad de la Lutita Longmaxi es favorable. Las permeabilidades para las muestras con y sin fracturas observadas son 4.57 y 0.036 mD respectivamente; la diferencia ilustra el significado de las fracturas naturales para el flujo de gas en las lutitas. Aún las muestras sin fracturas observadas tienen buena permeabilidad, lo cual puede ser debido a la contribución de las microfracturas.

Composición Mineral de la Formación Longmaxi

El significado de los minerales deleznales

El fracturamiento hidráulico, la manera más eficiente para producir comercialmente las lutitas gasíferas, ha sido adoptado para el desarrollo de estos campos en EUA en las últimas décadas, donde la lutita Barnett es la más famosa de muchos plays de lutitas exitosamente desarrollados. El éxito de la lutita Barnett depende no sólo de su alto contenido de gas y buena madurez, sino también de su fragilidad y su efecto positivo en el fracturamiento hidráulico. El alto contenido de cuarzo y calcita incrementa la fragilidad (lo hace más deleznable) de la formación y ocasiona que tanto las fracturas naturales como las fracturas inducidas hidráulicamente sean más fáciles de hacerse; ambos tipos de fracturas sirven como espacio para almacenamiento del gas libre y canales de alta capacidad de flujo. Lo más importante, la fragilidad de la formación puede impactar la propagación de una fractura hidráulicamente inducida y la interacción con las fracturas naturales preexistentes. La **Fig. 5.25** ilustra que el porcentaje promedio de cuarzo y calcita excede el 50% de la composición mineral total, indicando que la formación tiene buena fragilidad. De acuerdo a la medida de la Reflectancia de la Vitrinita, esta formación está en la etapa de sobremadurez, lo que significa que la mayoría de la materia orgánica dentro de la formación ha sido ya convertida en hidrocarburos. Considerando la abundancia de minerales deleznales (frágiles), el proceso de generación de gas puede formar microfracturas en la formación e incrementar el potencial de conectividad, lo cual es benéfico para una producción exitosa.

El significado del contenido de arcilla

El contenido de arcilla puede causar reacciones físicas o químicas cuando otros fluidos invaden la formación. La capa de mezclas de illita/esmectita de la formación tiende a hincharse al contacto con el agua, lo que bloquea la garganta de poro y disminuye la porosidad y permeabilidad. Por lo tanto, la prevención de la sensibilidad física o química del contenido de arcillas debe ser enfatizada durante el proceso de perforación y fracturamiento. Por otra parte, el contenido de arcillas es relativamente más alto que en los yacimientos de gas de lutitas en Estados Unidos. Diferentes diseños de estimulación pueden ser considerados debido al relativamente alto contenido de arcillas; por ejemplo, un apuntalante puede ser insertado en las composiciones de arcilla dúctil en la formación en lugar de permanecer dentro y apoyando a las fracturas.

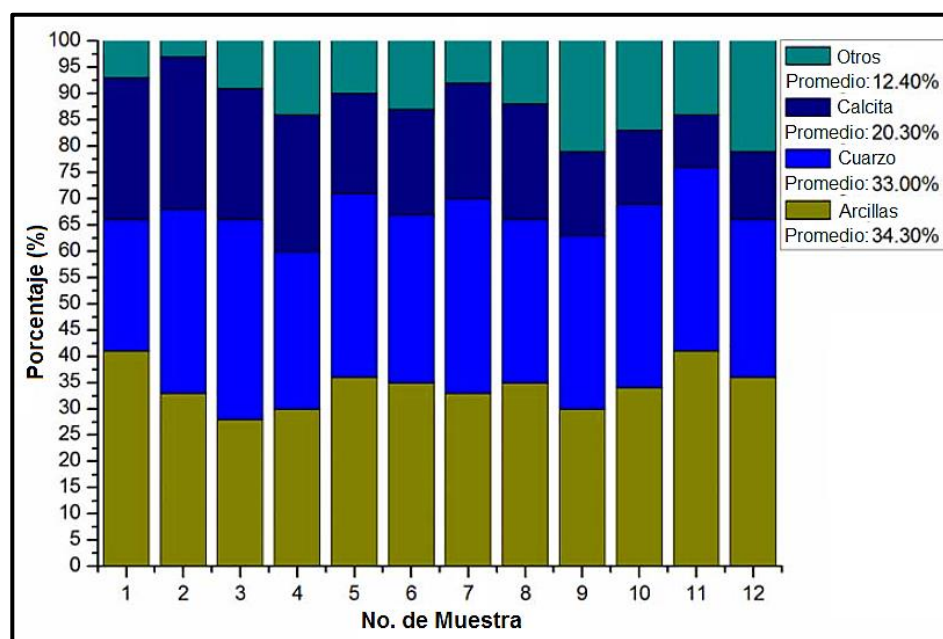


Fig. 5.25 Composición mineral de la Lutita Longmaxi. (Modificada de Society of Petroleum Engineers, 2013).

Por otro lado, el contenido de arcillas brinda un volumen de poro considerable y una alta superficie específica, lo cual tiene un impacto positivo sobre la adsorción y acumulación de gas. Además, Zhu (2004) puntualizó que la clorita, la cual llenó los poros, tiene un efecto positivo en la preservación de poros y gargantas de las rocas clásticas del yacimiento. De acuerdo a los resultados experimentales, las muestras de núcleo tienen relativamente alto contenido de clorita y puede tener un efecto positivo en la protección del espacio poroso de las lutitas. Así, aún la parte superior de la formación objetivo tiene relativamente baja porosidad; la porosidad debe ser preservada por la clorita y sirve como espacio para el almacenamiento de gas. Para una mejor evaluación de la influencia del contenido arcilloso en la preservación de la estructura porosa, se graficó una relación entre el contenido arcilla y el porcentaje de gas liberado antes de la trituration. A mejor conexión de los poros, más gas se libera espontáneamente. La **Fig. 5.26** muestra la correlación entre el contenido arcilloso y el porcentaje de contenido de gas liberado espontáneamente antes de la trituration de las muestras de lutita. Aunque un “ruido” o desviación de datos aparecieron entre los resultados, las curvas muestran claramente que el porcentaje de gas liberado tiene una estrecha relación con el contenido de arcilla, el cual incrementa a medida que el porcentaje de gas liberado incrementa y viceversa. Esta correlación no puede ser lograda sin una buena conexión de poros, porque la relación es entre el porcentaje de arcillas y el porcentaje de gas liberado espontáneamente en lugar del porcentaje arcilloso y el contenido de gas total, y a la mejor conexión de poro está el porcentaje de gas liberado espontáneamente más alto. Principalmente, el contenido de arcilla tiene efecto positivo en la preservación de la estructura porosa de la Lutita Longmaxi.

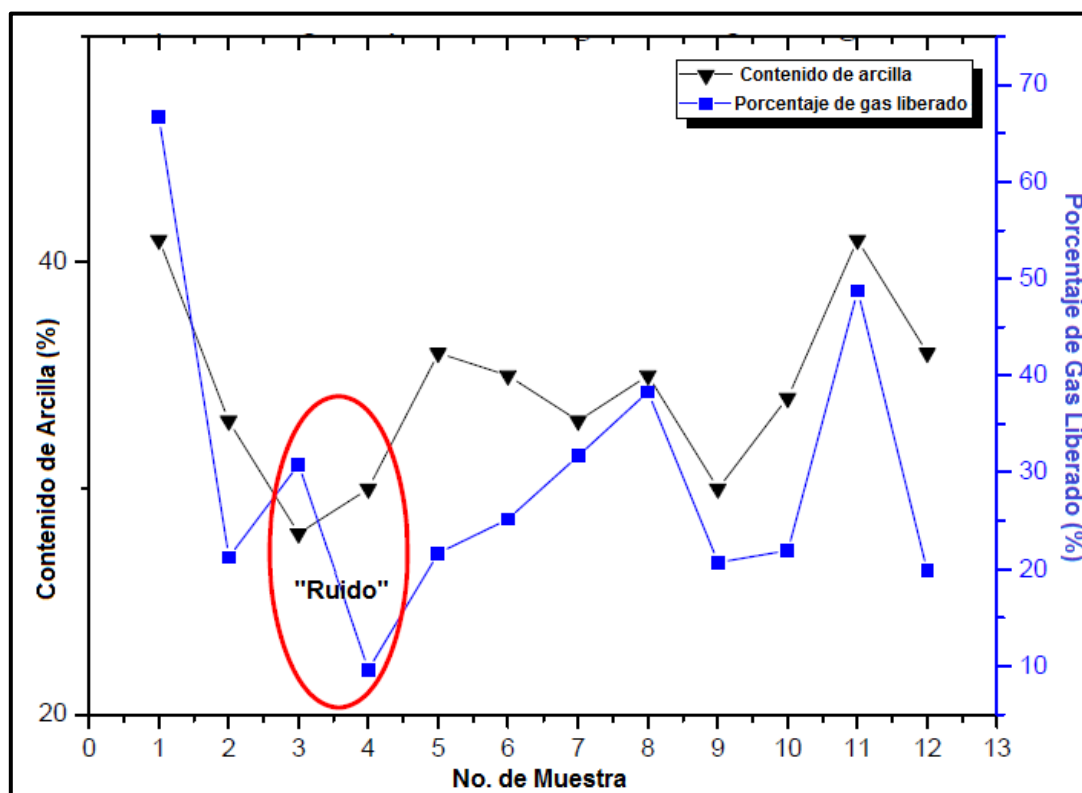


Fig. 5.26 Gráfica que muestra la buena correlación del contenido arcilloso con el porcentaje de gas liberado antes de la trituración de las muestras de núcleos. (Modificada de Society of Petroleum Engineers, 2013).

Comparación Petrofísica entre la Lutita Longmaxi y Plays de Lutita de EUA

Estados Unidos comenzó a producir gas natural de lutitas desde hace décadas y varios de estos campos están bien desarrollados y sus propiedades son claramente comprendidas. Las propiedades de yacimiento de las lutitas gasíferas proporcionan valiosas referencias para otros plays, en la **Tabla 5.7** se comparan las propiedades entre la Lutita Longmaxi y los plays desarrollados exitosamente en EUA, donde se incluye las formaciones Barnett, Marcellus y Haysville, que son los tres campos de gas de lutita más productivos. La comparación indica que la Lutita Longmaxi es de mayor edad y ha sido profundamente sepultada. La profundidad de la Formación Longmaxi ha realizado la dificultad de la producción debido a la alta presión y a las condiciones de alta temperatura, lo que plantea una demanda de herramientas de perforación y fracturamiento con mayor calidad. Las mediciones de COT y Ro indican que la lutita es rica en materia orgánica y bajo una etapa de sobremadurez; en comparación con sus homólogos de EUA, la lutita Longmaxi tiene bajo COT pero altos valores de Ro. Las mediciones en sitio muestran que el contenido de gas promedio de la Lutita Longmaxi en el área de estudio es de 45 scf/ ton. A pesar de que el contenido de gas de dicha formación no es tan alta como la de los plays de Estados Unidos, el área y el espesor de la

formación son favorables y sus 343 Tcf de recursos técnicamente recuperables la colocan en la cima entre los 4 plays de lutitas gasíferas, indicando su enorme potencial de producción.

Play de Lutita	Barnett	Marcellus	Haynesville	Longmaxi
Edad Geológica	Misisípico	Devónico	Jurásico Sup.	Silúrico
Profundidad (ft)	6,500-8,500	4,000-8,500	10,500-13,500	6,500-13,000
Espesor neto (ft)	100-600	50-200	200-300	65-850
COT (%)	4.5	3-12	0.5-4	1.62
Ro (%)	1.0-1.9	0.4-1.3	-	3.69
Porosidad (%)	4-5	10	8-9	2.4
Contenido de Gas (scf/ton)	300-350	60-100	100-330	45
Gas Original en Sitio (Tcf)	327	1,500	717	1,373
Recursos Recuperables (Tcf)	44	262	251	343

Tabla 5.7 Comparación de los parámetros de yacimiento de la Formación Longmaxi con algunos plays de lutitas gasíferas de Estados Unidos.

Conclusiones del Ejemplo de la Formación Longmaxi

Los resultados de los experimentos realizados en los 12 grupos de muestras indican una fuerte heterogeneidad en la Lutita Longmaxi. Las propiedades medidas varían significativamente con la profundidad. En términos generales, la sección inferior tiene propiedades más favorables. La correlación entre el COT y la medición del contenido de gas indica que el gas adsorbido conforma la mayor parte del contenido total de gas en la formación.

La Lutita Longmaxi es rica en arcilla y dado que el contenido de illita es alto, las mediciones especiales deben adoptarse durante la perforación o fracturamiento para prevenir la hinchazón de la illita y ésto bloquee la garganta de poro. Por otro lado, el contenido de clorita es alto, lo cual puede tener efectos positivos para la formación ya que ayuda a preservar el espacio y garganta de los poros. También debe señalarse que la buena permeabilidad observada se atribuye a mayores diámetros de poro, mejor conexión de poros y micro-fracturas bien desarrolladas. La alta capacidad de adsorción y almacenamiento de gas puede aumentar en gran medida la recuperación final estimada.

Finalmente, la caracterización precisa de las fracturas naturales es importante, ya que sirven como vías de alta capacidad de flujo de gas en lutitas. Cuanto mayor sea la permeabilidad de las fracturas, más rápido será el proceso de liberación de gas al alcanzar el equilibrio. Sin embargo, el flujo dentro de la matriz podría convertirse en un obstáculo para el flujo de gas ya que la matriz es mucho más compacta y tiene muy baja permeabilidad en comparación a las fracturas.

Conclusiones y recomendaciones.

Dentro de los yacimientos no convencionales, las lutitas gasíferas son las más importantes debido al auge de desarrollo en las últimas décadas. Para caracterizar estas formaciones se utilizan las mismas técnicas de medición de propiedades que en los yacimientos convencionales, pero se debe tener en cuenta que son necesarios nuevos o diferentes enfoques debido a las características que hacen únicas a este tipo de formaciones.

Es necesario el uso de datos y técnicas especiales para obtener parámetros del yacimiento. Las rocas del yacimiento deben ser conceptualizadas con cuidado para evitar la aplicación de modelos imprecisos o inadecuados.

Los recursos de gas de lutitas son una alternativa energética desde hace ya varios años, la experiencia ha dictado que se requiere de mucho trabajo y fuertes inversiones para lograr un completo entendimiento del yacimiento y tener producciones redituables; con este recurso se puede cubrir la demanda de gas natural a nivel mundial.

Las principales herramientas para realizar una caracterización estática de las lutitas gasíferas son los análisis tradicionales de los núcleos de formación y de los registros geofísicos de pozo, ya sean convencionales o los registros modernos que hoy en día están disponibles en la industria petrolera. Debido a la complejidad de las lutitas gasíferas, no sólo los registros de pozo son una herramienta útil, sino también se deben aplicar herramientas sísmicas, petrofísicas, de exploración geológica y demás técnicas relacionadas.

Es esencial una fuerte integración entre datos experimentales y de registros para la obtención de parámetros importantes como Madurez Térmica (MT) y Contenido Orgánico Total (COT); con los datos de laboratorio es posible establecer una correlación, así como calibrar los registros en el proceso de evaluación de las rocas de la formación.

La MT de las rocas generadoras es un indicador de la calidad de la materia orgánica, expresada como porcentaje de la Reflectancia de la Vitrinita (%Ro) y usando una ecuación empírica puede ser mapeada a través de la cuenca para determinar cuando la roca generadora se encuentra en las ventanas de aceite, condensado o gas. Este parámetro puede ser determinado mediante la técnica Pirolisis Rock-Eval, utilizando núcleos de formación. También se puede obtener con la combinación de registros geofísicos de pozo como lo es la técnica $\Delta\log R$ desarrollada por Passey contra mediciones de COT.

El promedio de densidad del kerógeno de una roca generadora indica el nivel de madurez ya que para rocas generadoras en la ventana de gas seco ($\%Ro > 1.4$), la densidad del kerógeno debe ser al menos 1.35 g/cc o mayor.

En los yacimientos de lutitas gasíferas la evaluación del COT de la roca es un punto crucial, ya que nos indica la cantidad y tipo de materia orgánica. Este volumen de materia orgánica está relacionado a la capacidad de almacenamiento de gas. El COT se puede medir en el laboratorio con muestras de núcleos con la metodología y equipo LECO®, que da buenos resultados y por eso su uso es casi generalizado. Mediante la técnica $\Delta\log R$ podemos evaluar el COT en yacimientos de lutitas gasíferas con baja incertidumbre.

El contenido de gas, adsorbido o total, puede ser estimado por análisis especiales de núcleos, ya sea con las isothermas de Langmuir que permiten obtener la capacidad de almacenamiento del gas a condiciones de yacimiento o con una medición directa mediante el uso de dispositivos llamados cartuchos filtrantes; o bien, mediante el uso de registros geofísicos de pozo en conjunto con métodos volumétricos.

Para obtener el contenido de gas total con el uso de registros se recomienda usar porosidades y saturaciones de agua ambas totales, ésto en relación al tipo de medición que hacen los registros en la formación.

Considerando que el volumen de contenido de gas libre no puede ser medido directamente, éste se obtiene de la diferencia de los volúmenes de contenido de gas total y contenido de gas adsorbido, medidos con las metodologías descritas en este trabajo.

Es importante mencionar que el método volumétrico puede ser impreciso para la estimación de gas en sitio en las lutitas, pero es una de las pocas técnicas capaces de cumplir este objetivo en etapas de evaluación y desarrollo.

Las técnicas de laboratorio deben evolucionar hacia estándares que pueden dar una mayor confianza en los resultados de análisis petrofísicos. En ausencia de tales técnicas, se recomienda solicitar los servicios basados en protocolos definidos por las áreas de exploración y explotación de la industria petrolera. Por lo menos los principales componentes litológicos de la roca deben ser determinados, ya que esto puede afectar considerablemente el diseño estimulación de las lutitas gasíferas.

Apéndice A.

Una práctica común en América del Norte en la evaluación de las lutitas gasíferas es utilizar la técnica $\Delta\log R$ publicada por Passey (1990) para cuantificar el COT de los registros de porosidad y resistividad. Esta técnica requiere una suposición importante acerca del nivel de madurez de la roca generadora. En formaciones prospectivas, tales como las de Europa, Asia y otros lugares, mapas precisos de madurez pueden no estar disponibles.

Hood (1975) define a LOM como el nivel de metamorfismo orgánico. Desarrolló una escala única que sintetiza varios índices actuales de madurez orgánica. La escala relaciona al LOM con la Reflectancia de la Vitrinita (R_o en %) entre otros indicadores. La R_o se utiliza comúnmente en la evaluación de los yacimientos de lutitas para indicar si la roca generadora se encuentra en la ventana de generación de petróleo, gas o condensado. Siguiendo el esquema de uso frecuente por Humble Geochemical Services, la madurez de las rocas generadoras se asigna a una ventana de producción diferente, basado en la reflectancia de la vitrinita. Valores de R_o menores de 0.8% se considera materia orgánica inmadura. Entre 0.8 y 1.0% es la zona de petróleo. La zona de condensado es de 1.0 a 1.4%. Valores superiores a 1.4% es la ventana de gas seco. Estas ventanas se utilizan como indicadores de producción probable. La producción mixta es posible, así como las variaciones locales en la relación entre la vitrinita, madurez y producción de hidrocarburos.

Con base en los datos de Hood, la transformación de LOM a R_o se presenta en la **Fig. 1A** y se muestra la ecuación de transformación donde la variable “y” es el valor de R_o y la variable “x” es el valor de LOM.

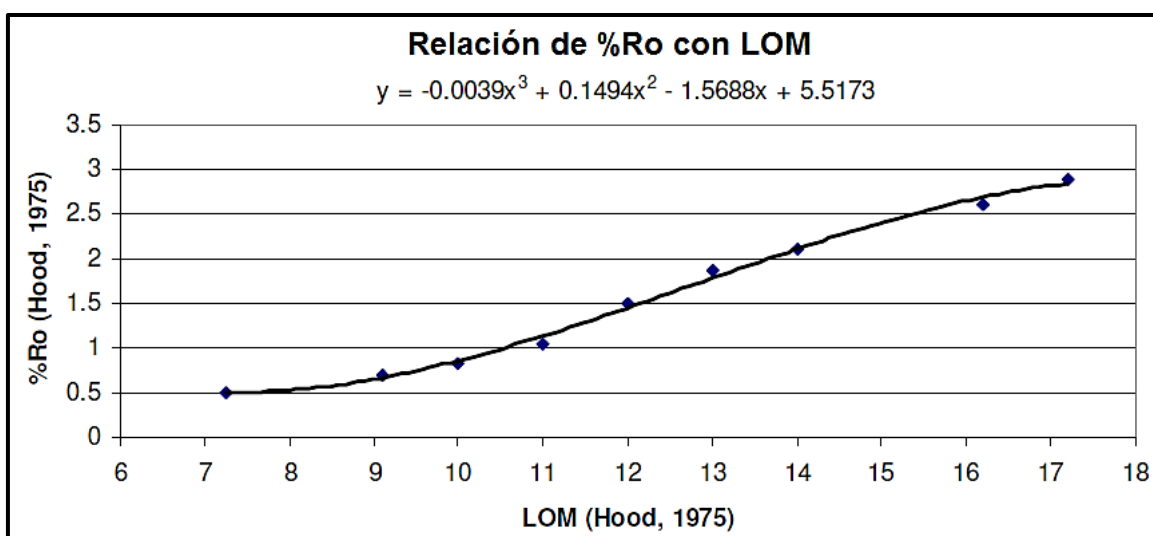


Fig. 1A Transformación de indicadores de Madurez Térmica. (Modificada de Society of Petroleum Engineers, 2010).

Passey definió el $\Delta \log R$ como la separación entre la escala de un registro de porosidad y el de resistividad, normalmente el registro sónico de porosidad. El registro sónico fue elegido porque está menos afectado por las condiciones del pozo y está ampliamente disponible tanto en los datos de registros antiguos y de registros modernos. El enfoque de Passey fue utilizado en una roca generadora con un nivel conocido de madurez para cuantificar el COT.

En la moderna evaluación de las formaciones de recursos de lutitas gasíferas el valor de COT se puede aproximar o medir mediante otros métodos. Dos de las formas más comunes de estimación de COT son correlaciones con la densidad de formación y con la cantidad de uranio.

Un método nuevo (Pemper, 2009) utiliza la medición de carbono de una sonda de neutrones pulsados para cuantificar de forma independiente al COT. El carbono perteneciente a los minerales de carbonato se elimina mediante un sistema experto, dejando el resto para validación de carbón, aceite o kerógeno que son separables por sus oligoelementos asociados. Esta medición directa del carbono orgánico total en la formación prefiere la densidad de formación o cantidad de uranio, debido a que necesita poca calibración local de la medición de carbono de la herramienta. Después de la cuantificación de calcita, dolomita y siderita por parte del sistema experto ésta es verificada y si no hay otros minerales de carbono presentes, el sistema se calibra.

Cuando el COT es conocido, se obtiene el $\Delta \log R$ de la manera habitual. Entonces podemos conocer valores de madurez térmica en términos de LOM, el cual se estima con la siguiente ecuación:

$$LOM = 13.6078 - 5.924 * \log_{10} \left(\frac{COT}{\Delta \log R} \right) \quad (\text{Ec. 1A})$$

La **Ec. 1A** proporciona un registro continuo de madurez. Con la calibración mínima de núcleos se muestra como la madurez térmica de la roca generadora cambia con la profundidad tanto como al cruzar lateralmente una cuenca. El método permite a los operadores explorar a las rocas generadoras para evaluar rápidamente y con precisión si van a producir petróleo, gas o condensado usando registros de porosidad, resistividad y datos elementales del registro de neutrón pulsado.

Otra ecuación para transformar de valores de Reflectancia de la Vitrinita (%Ro) a valores de Nivel de Metamorfismo Orgánico (LOM) es la presentada por Aguilera (2006):

$$LOM = 8.18 \left\{ \frac{\%Ro}{0.59 + 0.41 \left[\exp \left(1 - \frac{\%Ro}{0.36} \right) \right]^{28.45}} \right\}^{\frac{1}{m}} \quad (\text{Ec. 2A})$$

La **Ec. 2A** fue desarrollada empíricamente con base en los datos de laboratorio publicados por Hodd (1975). Una ampliación se ha hecho por considerar que el exponente m se aproxima al exponente de cementación en la ecuación de Archie. Una solución grafica de esta ecuación se presenta en la **Fig. 2A**. Resultados preliminares indican que, en general, niveles bajos de metamorfismo orgánico en lutitas tienden a valores altos de m .

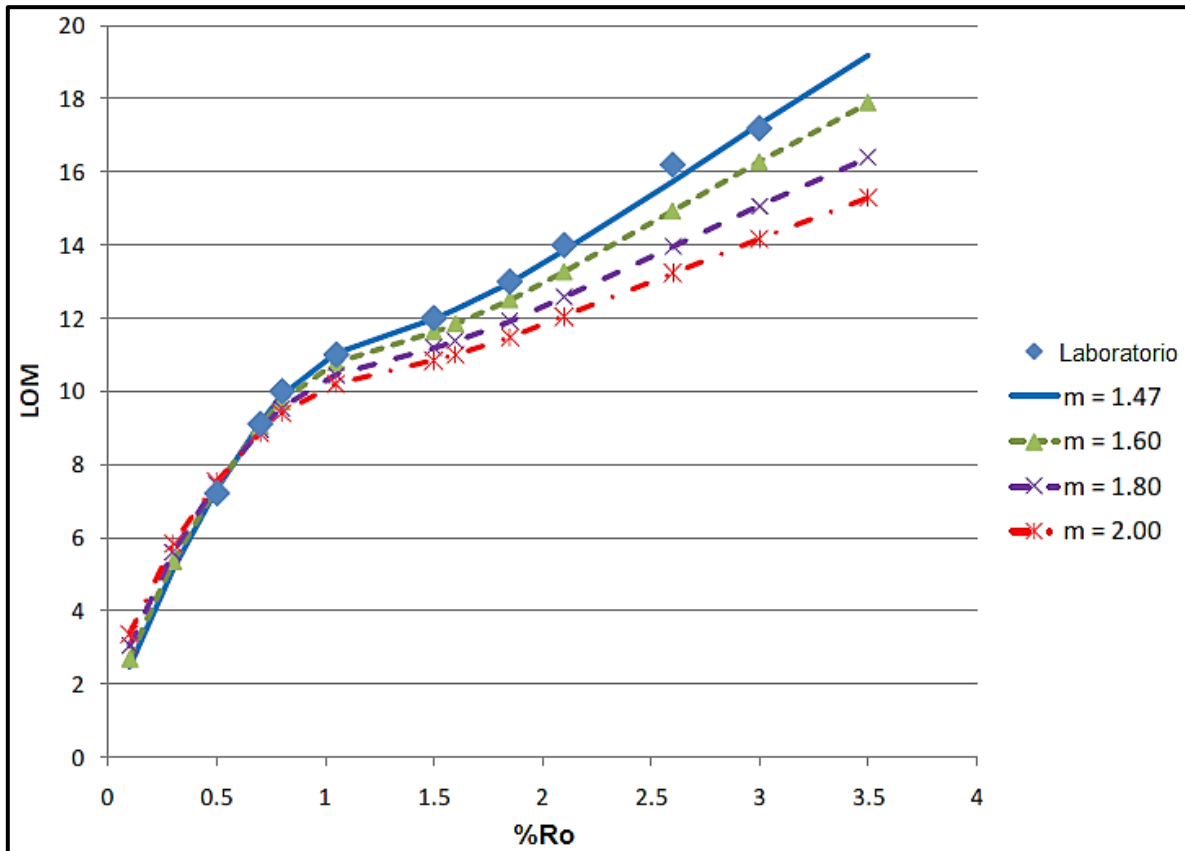


Fig. 2A Determinación del nivel de metamorfismo orgánico (LOM) con base en valores de Ro obtenidos de núcleos y exponentes de cementación (m) conocidos. (Los datos de laboratorio se toman de Hodd, 1975).

Bibliografía.

Libros

ESCOBAR, Macualo Freddy Humberto, *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*, Editorial Universidad Surcolombiana, 1° Edición, 2004

Artículos Técnicos

ASKENAZI, Andres, BISCAYART, Pedro, CÁNEVA, Matías, MONTENEGRO, Soledad & MORENO, Marcos, *Analogía entre la Formación Vaca Muerta y Shale Gas/Oil Plays de EEUU*, SPE S/N, Society of Petroleum Engineers, 2013.

BARRERIRO, Eduardo, MASARIK, Guisela, *Los reservorios no convencionales, un "fenómeno global"*, Petrotecnia, 2011.

BERNARD, Bernie B., BERNARD, Heather, BROOKS, James M., *Determination of Total Carbon, Total Organic Carbon and Inorganic Carbon in Sediments*, TDI-Brooks International/B&B Laboratories Inc., 2004.

BUST, Vivian K., MAJID, Azlan A., OLETU, Joshua U. & WORTHINGTON, Paul F., *The Petrophysics of Shale Gas Reservoir: Technical Challenges and Pragmatic Solutions*, IPTC 14631, International Petroleum Technology Conference, 2011.

GLORIOSO, Juan C., RATTIA, Aquiles, *Unconventional Reservoirs: Basic Petrophysical Concepts for Shale Gas*, SPE 153004, Society of Petroleum Engineers, 2012.

LANG, H. William, *Technical Note: The Determination of Thermal Maturity in Potential Source Rocks Using Interval Transit Time/Interval Velocity*, SPWLA - The Log Analyst Journal, Society of Professional Well Log Analysts, 1994.

LECOMPTE, B., HURSAN, G., *Quantifying Source Rock Maturity From Logs: How To Get More Than TOC From Delta Log R*, SPE 133128, Society of Petroleum Engineers, 2010.

MAHDI, Labani Mohammad, REZAEE, Reza, *Thermal Maturity Estimation of Gas Shale Layers From Conventional Well Log Data: A case Study From Kockatea Shale and Carynginia Formation of Perth Basin, Australia*, SPE 158864, Society of Petroleum Engineers, 2012.

NUÑEZ-BETELU, L., BACETA, J. I., *Basics and Application of Rock-Eval/TOC Pyrolysis: An Example from The Uppermost Paleocene/Lowermost Eocene in The Basque Basin, Western Pyrenees*, MUNIBE Ciencias Naturales No. 46, Sociedad de Ciencias Aranzadi, 1994.

ORLANDI M., BARTELUCCI P., CHELINI, V., *Unconventional Reservoir Characterisation Methods Using Core and Well Loggin Data: Shale Gas and Tight Gas Sand Examples*, OMC 23252011, 10th Offshore Mediterranean Conference and Exhibition in Ravenna, 2011.

PASSEY, Quinn. R., CREANEY, S., KULLA, J. B., MORETTI, F. J. & STROUD, J. D., *A Practical Model for Organic Richness from Porosity and Resistivity Logs*, V.74 No. 12, The American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 1990.

VITARELLA, Laura, FANTIN, Julián, AZCURRA, Mario, *Modelo Geológico del Yacimiento Chihuido de la Salina en el Frente de Corrimiento de la Faja Plegada y Corrida Neuquina*, IAPG - VII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos (Simposio de Modelado Geológico), Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, 2008.

WEI, Chenji, QIN, Guan, GUO, Wei, YAN, Bicheng, KILLLOUGH, John E., WANG, Hongyan & LIU, Honglin, *Characterization and Analysis on Petrophysical Parameters of a Marine Shale Gas Reservoir*, SPE 165380, Society of Petroleum Engineers, 2013.

WITKOWSKY, Jim, GALFORD, James, QUIREIN, John & TRUAX, Jerome, *Predicting Pyrite and Total Organic Carbon from Well Logs for Enhancing Shale Reservoir Interpretation*, SPE 161097, Society of Petroleum Engineers, 2012.

YU, Guang, AGUILERA, Roberto, *Use of Pickett Plots for Evaluation of Shale Gas Formations*, SPE 146948, Society of Petroleum Engineers, 2011.

YU, Wei, SEPEHRNOORI, Kamy, *Simulation of Gas Desorption and Geomechanics Effects for Unconventional Gas Reservoirs*, SPE 165377, Society of Petroleum Engineers, 2013.

Revistas Técnicas

ALEXANDER, Tom, BAIHLY, Jason, BOYER, Chuck, CLARK, Bill, WATERS, George, JOCHEN, Valerie, Le CALVEZ, Joël, LEWIS, Rick, MILLER, Camron K., THAELER, John, TOELLE, Brian E., *Revolución del gas de lutitas*, Oilfield Review Vol. 23 No. 3, Schlumberger, 2012.

ALLIX, Pierre, BURNHAM, Alan, FOWLER, Tom, HERRON, Michael, KLEINBERG, Robert, SYMINGTON, Bill, *Extracción del petróleo contenido en las lutitas*, Oilfield Review Vol. 22 No. 4, Schlumberger, 2011.

BOYER, Charles, KIESCHNICK, John, SUÁREZ, Rivera Roberto, LEWIS, Richard E., WATERS, George, *Producción de gas desde su origen*, Oilfield Review Vol. 18 No. 3, Schlumberger, 2006/2007.

BOYER, Chuck, CLARK, Bill, JOCHEN, Valerie, LEWIS, Rick, MILLER, Camron K., *Gas de lutitas: Un recurso global*, Oilfield Review Vol. 23 No. 3, Schlumberger, 2012.

LEWIS, Rick, INGRAHAM, David, PEARCY, Marc, WILLIAMSON, Jeron, *New Evaluation Techniques for Gas Shale Reservoirs*, Reservoir Symposium, Schlumberger, 2004.

McCARTHY, Kevin, ROJAS, Katherine, NIEMANN, Martin, PALMOWSKI, Daniel, PETERS, Kenneth, STANKIEWICZ, Artur, *La geoquímica básica del petróleo para la evaluación de las rocas generadoras*, Oilfield Review Vol. 23 No. 2, Schlumberger, 2011.

SCHLUMBERGER CO, Caso de Estudio: *Determinación de la saturación de agua independiente de la salinidad para el análisis de lutitas gasíferas con la herramienta Dielectric Scanner*, Schlumberger, 2012.

Tesis y Apuntes

HERNÁNDEZ, Rodríguez Oscar Daniel, *Exploración y producción en lutitas gasíferas. Un recurso no convencional en México*, UNAM, 2009. Presentada en la Facultad de Ingeniería de la UNAM para obtener el grado de Licenciatura en Ingeniería Petrolera.

MARTELL, Andrade Bernardo, *Apuntes de la asignatura Petrofísica y Registros de Pozos*, Facultad de Ingeniería – UNAM, 2010.

OROPEZA, Carreón Margarita, *Apuntes de la asignatura Geología de Explotación de Petróleo, Agua y Vapor*, Facultad de Ingeniería – UNAM, 2010.

RODRÍGUEZ, Nieto Rafael, *Apuntes de Principios de Mecánica de Yacimientos*, Facultad de Ingeniería – UNAM, 1987.

VILLAMAR, Vigueras Manuel Juan, *Apuntes de la asignatura Caracterización Estática de Yacimientos Petroleros*, Facultad de Ingeniería - UNAM, 2011.

Conferencias

MORALES, Gil Carlos A., *Presentación: Retos y Oportunidades del Shale Gas en México*, PEMEX, 2011.