



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

“MIGRACIÓN DE HIDROCARBUROS”

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

PRESENTA:

Néstor Yabín Salinas Raya



DIRECTOR DE TESIS: M.I. Alberto Herrera Palomo

México, D.F., Ciudad Universitaria, Noviembre, 2013

Migración de Hidrocarburos

Contenido

Resumen	4
Abstract	5
Generalidades	6
1. Objetivo.....	6
2. Introducción	6
3. Manifestaciones de hidrocarburos en la superficie	10
Capítulo I: Migración Primaria	14
1.1 Factores que afectan a la migración primaria.....	17
1.1.1 Temperatura.....	17
1.1.2 Presión.....	18
1.1.3 Porosidad efectiva.....	22
1.1.4 Garganta de poro	26
1.1.5 Saturación de hidrocarburos.....	29
1.1.6 Densidad.....	31
1.1.7 Viscosidad.....	31
1.2 Mecanismos de la migración primaria	33
1.2.1 Deshidratación de arcillas	36
1.2.2 Difusión	38
1.2.3 Migración primaria en solución.....	40
Capítulo II: Migración Secundaria	43
2.1 Factores que afectan a la migración secundaria.....	47
2.1.1 Flotabilidad.....	47
2.1.2 Presión capilar	48
2.1.3 Flujo de fluido hidrodinámico	53
2.2 Distancias de la migración secundaria	53
Capítulo III: Dismigración	57

Capítulo IV: Caminos de migración	64
4.1 Sistemas de caminos de migración	67
4.1.1 Migración a través de sistemas de fallas.....	67
4.1.2 Sistemas de migración de alto rango	69
4.1.3 Sistemas de migración dispersivos.....	70
4.2 Evidencia petrofísica de caminos de migración	71
Capítulo V: Migración en rocas clásticas.....	74
5.1 Compactación en rocas clásticas.....	74
5.2 Migración primaria en rocas clásticas	76
5.3 Migración secundaria en rocas clásticas	81
Capítulo VI: Migración en carbonatos	84
6.1 Compactación de las rocas carbonatadas.....	85
6.2 Migración primaria en carbonatos.....	87
6.3 Migración secundaria en carbonatos.....	89
6.4 Comparación entre rocas carbonatadas y lutitas como rocas generadoras.....	91
Capítulo VII: Caso real, caminos de migración en un yacimiento de la Cuenca de Burgos.....	93
7.1 Resultados obtenidos con el método de Dykstra – Parson.....	98
7.2 Resultados obtenidos mediante el uso de Surfer	100
7.2.1 Eoceno Wilcox.....	101
7.2.2 Paleoceno Wilcox	101
7.2.3 Paleoceno Midway	102
7.3 Interpretación	102
Conclusiones	104
Bibliografía.....	106

Resumen

El presente trabajo está centrado en dar una explicación amplia sobre la migración de hidrocarburos y la importancia que tiene, para que así se entiendan algunos hechos que están envueltos en el comportamiento del yacimiento a través del tiempo geológico.

Para explicar el proceso de migración de hidrocarburos, el cual es parte del sistema petrolero, en este trabajo se van a explicar los factores más importantes y algunos mecanismos necesarios para que ocurra la migración; también se describirán las diferencias y similitudes de la migración de hidrocarburos en rocas carbonatadas y en rocas clásticas. Además se va a explicar el rol de los caminos de migración en el proceso de migración, estos aplicados en una escala más grande como lo es la migración secundaria. Finalmente, con propósitos didácticos, con el uso de dos diferentes métodos, se mostrarán los caminos de migración de un yacimiento "X", incluyendo la dirección del flujo de hidrocarburo.

La migración de hidrocarburos, usualmente se divide en tres pasos sucesivos:

- Migración primaria
- Migración secundaria
- Migración terciaria o dismigración

La migración primaria consiste en la expulsión de hidrocarburos de la roca generadora hacia los lechos portadores, no es tan simple como suena, realmente es el fenómeno más complejo para el estudio geocientífico dentro de la migración. Luego en la migración secundaria el movimiento de hidrocarburos ocurre a través de una compleja red de fallas, fracturas o discordancias hasta que el hidrocarburo se acumule en una trampa. La migración terciaria o dismigración sucede cuando la roca sello no tiene la suficiente capacidad de sello y el hidrocarburo migra hacia la superficie. Las fugas o filtraciones son evidencia visual de la dismigración.

Debido a los diferentes ambientes sedimentarios de depositación de los carbonatos y de las rocas clásticas, la migración de hidrocarburos actúa diferente para cada tipo de roca. La distancia y el tiempo de migración también pueden ser diferentes.

Estas son algunas razones por las cuales este trabajo va a dar énfasis a ciertas diferencias de depositación, litología, etc. y así nos podamos dar cuenta desde origen las diferencias entre la migración en rocas carbonatadas y en rocas clásticas.

Finalmente para relacionar toda la información, se simularán los caminos de migración para un yacimiento "X" en México usando el software Surfer y también usando el método de Dykstra – Parson para permeabilidad vertical.

Abstract

The present work is focused on giving a wider explanation of the hydrocarbons migration and his importance in order to understand some facts involved in the behavior of the reservoir through geological time.

To explain the process of hydrocarbons migration, which is part of the petroleum system, this work is going to describe the most important factors and some mechanism necessities for migration to occur, also the differences and similitude of the hydrocarbon migration in carbonates and clastic rocks. Another stage is going to explain the role of migration pathways in migration, those applied in a bigger scale in secondary migration. Finally, as a didactic purpose using two different methods, migration paths of a "X" reservoir will be shown, including the direction of the hydrocarbon flow.

Hydrocarbons migration is classically divided into three successive steps:

- *Primary migration*
- *Secondary migration*
- *Dysmigration or tertiary migration*

Primary migration consist in the expulsion of hydrocarbon from the source rock towards carrier beds it is not as easy as it sounds actually is the most difficult phenomenon to geoscientist to study. then in secondary migration the hydrocarbon movement occurs through a complex framework of faults or fracture up to their accumulation into traps. The tertiary migration or dysmigration happens when cap rocks have not enough seal capacity and the hydrocarbon migrates up to the surface. Leaks and seeps are visual evidence of dysmigration.

Due to different sedimentary depositional environment of the origin of carbonates and clastic rocks, migration of hydrocarbons is not the same for each type of rock and the distance and time of migration can also be different. Those are some reasons why this work is going to make emphasize on that differences and we can notice from origin the differences in the migration of a carbonate reservoir and a reservoir of clastic rocks.

Finally in order to put this information together the flow of a migration paths for a "X" reservoir in Mexico is going to be simulated using software called Surfer and also using Dykstra – Parson method for vertical permeability.

Generalidades

1. Objetivo

Brindar una amplia explicación de los factores, mecanismos y condiciones físicas y químicas que conllevan a la migración de hidrocarburos, incluyendo diferentes litologías, para que así se comprenda el proceso de acumulación que formó un yacimiento que se explota actualmente o que se puede explotar con rendimiento económico.

2. Introducción

Las acumulaciones de petróleo de yacimientos convencionales, por lo general se encuentran en rocas permeables y porosas, de grano relativamente grueso, que contiene poco o nada de materia orgánica insoluble. Es improbable que las enormes cantidades de petróleo encontradas en estas rocas se hayan originado en las mismas a partir de materia orgánica sólida, de la cual ahora no existe ningún rastro. En lugar de esto, parece ser que los compuestos de un fluido petrolero se generan en cantidades apreciables únicamente a través de la acción geotérmica en el kerógeno orgánico de alto peso molecular, que normalmente se encuentra presente, de modo abundante, sólo en las rocas sedimentarias de grano fino y es usual que algo del residuo orgánico insoluble permanezca en las rocas (Tissot et al, 1984).

Por lo tanto, se puede concluir que el lugar de origen del aceite y del gas de yacimientos convencionales, normalmente no es idéntico a los lugares donde se encuentran en condiciones económicamente explotables y que han tenido que emigrar hasta sus yacimientos presentes desde su lugar de origen. A este proceso se le conoce como migración de los hidrocarburos (Tissot et al, 1984). La migración se puede dividir en migración primaria, migración secundaria y migración terciaria o dismigración (Figura 1).

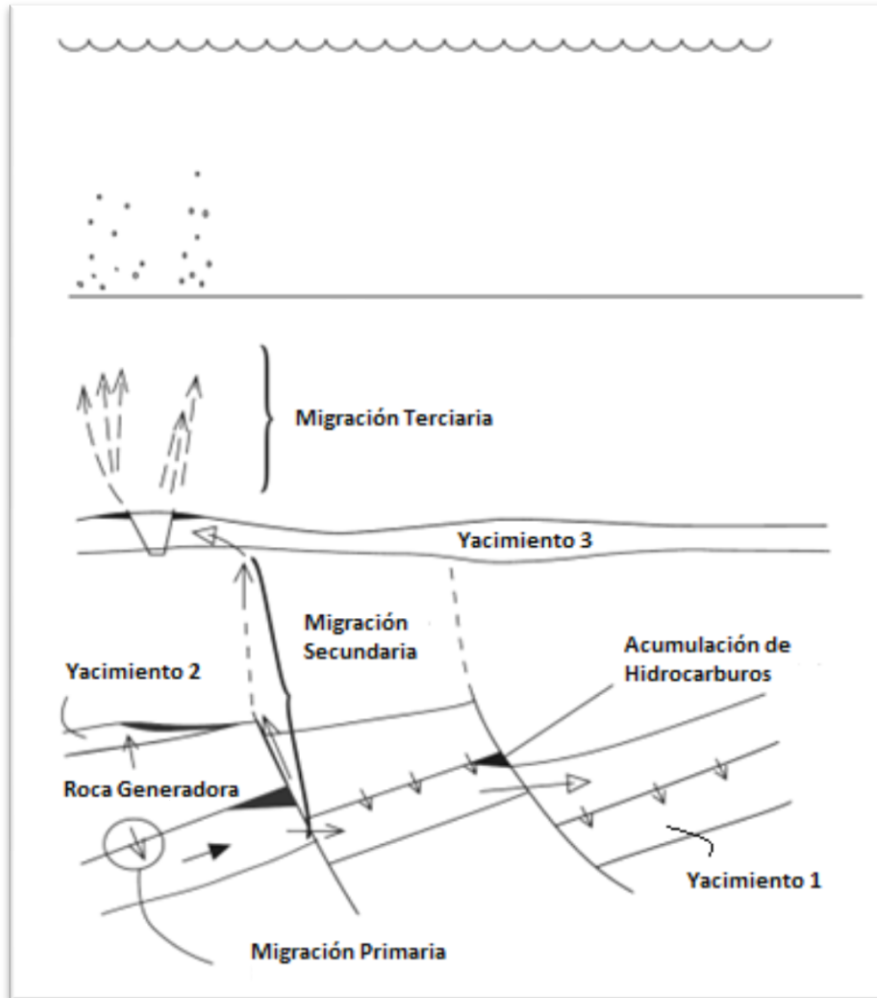


Figura 1: Las tres etapas de la migración de hidrocarburos (Gluyas et al, Petroleum Geoscience, 2004)

La mayoría de las rocas almacenadoras contienen agua, aceite y gas en sus espacios porosos. El aceite que entra a la roca almacenadora no desplaza toda el agua que se encuentra en los espacios porosos, sin embargo, es posible que el agua si pueda desplazar todo el aceite que se encuentra en una trampa. Muchas trampas revelan evidencia clara de que ha habido un barrido debido al agua, que es un eficiente agente de desplazamiento. Las rocas porosas pueden estar impregnadas de aceite, el cual no se puede remover con solventes orgánicos ordinarios, estas rocas deben de haber contenido aceite por un largo tiempo, el aceite ha migrado de ahí de alguna manera, mediante el desplazamiento con agua u otro mecanismo.

Más evidencias de la migración de hidrocarburos se pueden observar en las rocas porosas que tienen cierres estructurales productivos que consisten en zonas de cualquier litología, incluyendo a rocas metamórficas. Estas rocas de basamento, por sí solas, no pueden ser generadoras del

aceite que contienen actualmente y la geometría tridimensional de las trampas no deja duda de que el aceite que entró a estas mismas proviene de rocas generadoras que están estratigráficamente más arriba pero estructuralmente más abajo que las trampas, lo que lleva a la conclusión de que el aceite ha tomado rutas hasta su trampa actual de manera lateral y vertical. El aceite atrapado bajo discontinuidades geológicas es una prueba irrefutable de la existencia de la migración de hidrocarburos a pesar de que el aceite atrapado no esté envuelto en una culminación estructural y sin que el aceite se encuentre en esa roca almacenadora (North, 1985).

Otra manera de saber que existe la migración, es a partir de la explotación de hidrocarburos sin bombeo artificial, que se refiere a la recuperación primaria, donde el volumen de hidrocarburos puede ser producido utilizando la energía natural del yacimiento; ocurre cuando hay suficiente agua o gas en el yacimiento a altas presiones. Los mecanismos de la recuperación primaria se basan en la expansión de los fluidos contenidos en el yacimiento. El hecho de que en un área en específico haya barrido de aceite quiere decir que existe la migración de hidrocarburos. También hay evidencias de la rápida migración del gas y del aceite cuando estos fluyen hacia trampas que previamente estaban vacías.

North en 1985, cita en su libro que en ninguna de las cuencas sedimentarias que contienen hidrocarburos con una cantidad comercialmente productiva en el mundo, el aceite proviene de una roca generadora de diferente edad. Sin embargo, en algunas cuencas sedimentarias con áreas muy grandes, casi todo el hidrocarburo se encuentra en rocas almacenadoras de un solo sistema, por ejemplo, en el Oeste de Siberia donde casi todo el aceite se encuentra en las rocas del Cretácico o en el Este de la cuenca Venezolana – Trinitaria, donde el aceite se encuentra en las rocas del Terciario. En el caso común, sin embargo, hay muchos más horizontes almacenadores productivos que los que hay de rocas generadoras.

El aceite que se encuentra atrapado en un yacimiento puede migrar de diferentes rocas generadoras, estas rocas pueden proveer a las rocas almacenadoras con aceite en diferentes niveles de maduración o dar diferentes contribuciones de aceite. Cualquier mecanismo por el que haya llevado a cabo el proceso de migración es el responsable de la correlación entre los aceites crudos producidos y el betumen que se encuentra en la roca generadora.

Un ejemplo de la producción de aceite de diferentes rocas generadoras es el campo Garber, en Oklahoma, que produjo un aceite uniforme de 14 diferentes yacimientos entre el Ordovícico y el Pérmico. Ahí se encuentran al menos 4 horizontes aceptables de rocas generadoras donde una migración vertical debió haber ocurrido, al menos desde las rocas generadoras del Ordovícico hasta las rocas generadoras del Pensilvánico en el Pérmico (North, 1985).

Deffeyes en 2010, presenta otro ejemplo de una sola provincia de aceite con diferentes rocas generadoras es la cuenca Paradox en la sección Four Corners de Utah. La cuenca Paradox fue un brazo aislado de mar al tiempo en el que en el hemisferio sur, debido al deshielo, había episodios donde el nivel del mar bajaba y subía. Cuando el nivel del mar bajaba, el agua de mar se

evaporaba para formar lechos de sal. Cuando el nivel del mar subía, el agua menos densa cubría a la densa salmuera. El oxígeno no se podía mezclar dentro del agua salada y toda la materia orgánica que cayó al fondo de la cuenca fue preservada para formar una roca generadora rica en contenido orgánico. Las rocas generadoras son tan abundantes y ricas en contenido orgánico que la mitad de las rocas porosas en la cuenca Paradox están llenas de aceite.

Otro ejemplo se muestra en la figura 2, que es una sección a través del campo Kum Dag, en el este del mar Caspio. El aceite, que se muestra en negro, se encuentra acumulado en múltiples arenas del Neógeno divididas por fallas normales. La cuenca sedimentaria cuenta con más de 20 horizontes generadores que forman parte de un mismo campo (North, 1985).

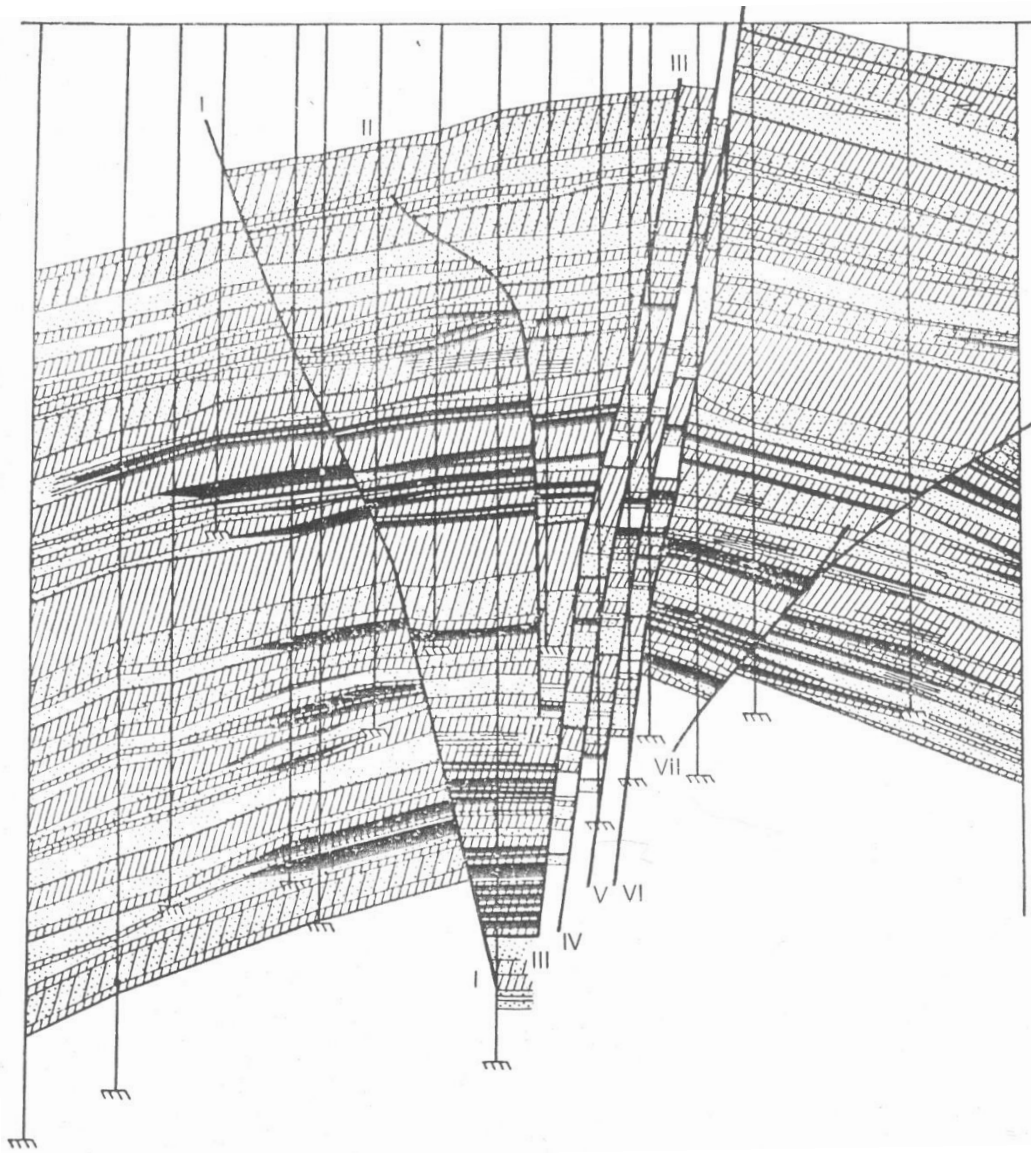


Figura 2: Sección del campo Kum Dag, Rusia
(North, Petroleum Geology, 1985)

La geoquímica de un yacimiento nos ayuda a detectar la relación que pueda existir entre el aceite entrampado con sus posibles rocas generadoras; tiene muchas aplicaciones prácticas, durante la exploración es una herramienta que va en crecimiento. La geoquímica de yacimientos estudia la variación composicional de los fluidos contenidos en un yacimiento con una variación de escalas de tiempo y espacio aplicando principios químicos. Estos estudios revelan información acerca del desarrollo de la cuenca sedimentaria, detalles de cómo se acumuló el hidrocarburo y de sus filtraciones, la continuidad o discontinuidad entre diferentes regiones de un pozo u horizonte en particular y además puede indicar la dirección en que el hidrocarburo se ha acumulado en un yacimiento, pudiendo señalar donde se encuentran las acumulaciones de hidrocarburo de mayor importancia. Buryakovsky et al en 2005, señalaron que la geoquímica juega un papel importante en la predicción de la calidad del crudo acumulado en una trampa. La información que puede dar la geoquímica durante el desarrollo de un campo incluye la posible comunicación entre las formaciones productivas, cruces de flujo de aceite o posibles alteraciones del crudo en el contacto agua-aceite.

3. Manifestaciones de hidrocarburos en la superficie

Las manifestaciones de hidrocarburos en la superficie pueden ser de dos tipos: activas o pasivas. Las filtraciones activas se pueden observar donde hay burbujas de gas (Figura 3) o donde existan puntos brillantes en una sección sísmica y además donde el gas y aceite que migra se presenta en grandes concentraciones. Las filtraciones activas se pueden detectar fácilmente como anomalías acústicas en perfiles sísmicos de alta resolución. Naudts et al, en 2008, mencionaron que la sísmica de alta resolución tradicionalmente es la herramienta principal para detectar filtraciones de hidrocarburos en sedimentos someros. Ejemplos de filtraciones activas se pueden encontrar en el Golfo de México o en el mar del Norte. Las manifestaciones pasivas generalmente ocurren cuando las concentraciones de hidrocarburos son de bajo peso molecular, con pocas o ninguna anomalía geofísica y generalmente no son visibles. Se pueden detectar con métodos químicos o con anomalías acústicas en perfiles sísmicos convencionales o de alta resolución (Abrams, 1996).

Las filtraciones de hidrocarburos se originan como consecuencia de la geodinámica que se presenta en áreas de fallamiento, por fracturas en deformaciones diapíricas, por mecanismos de intrusión de rocas sedimentarias o ígneas o por emanaciones directas de hidrocarburo desde la roca generadora. En aguas mexicanas del Golfo de México, los sitios en los cuales se presenta el fenómeno de emanación natural de hidrocarburos líquidos han sido descritos genéricamente con el término de “chapopteras”.

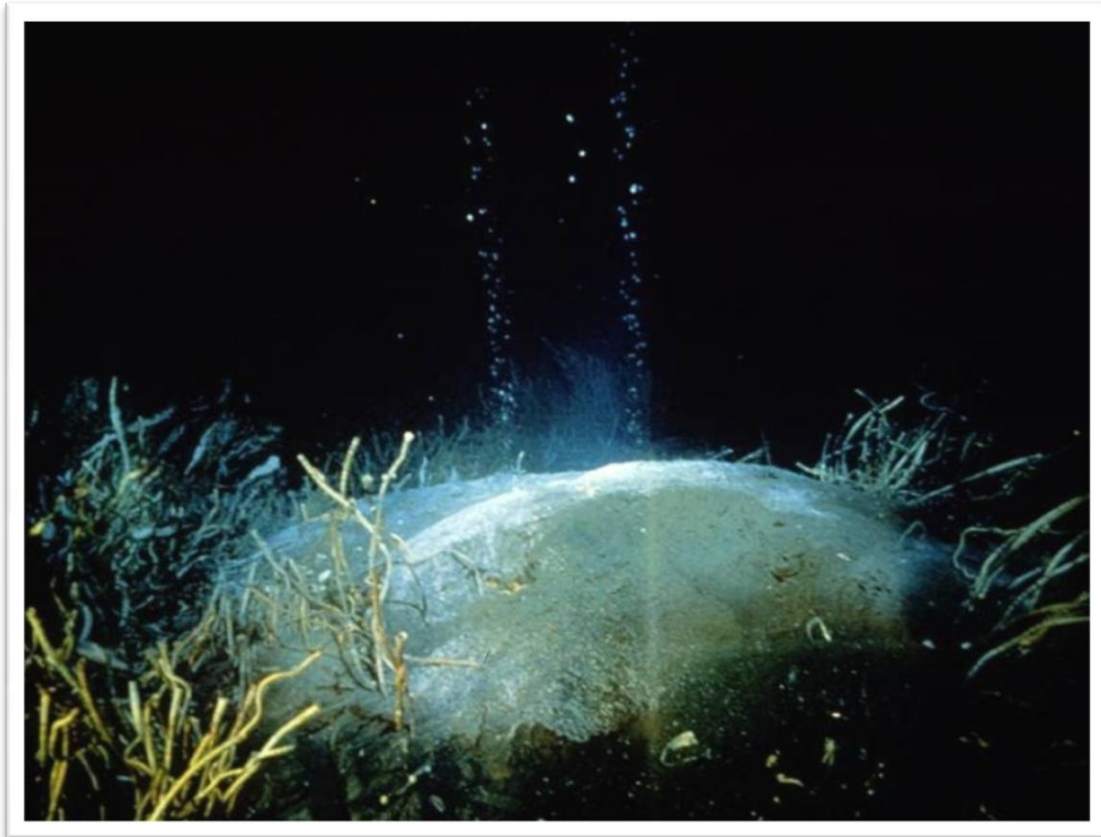


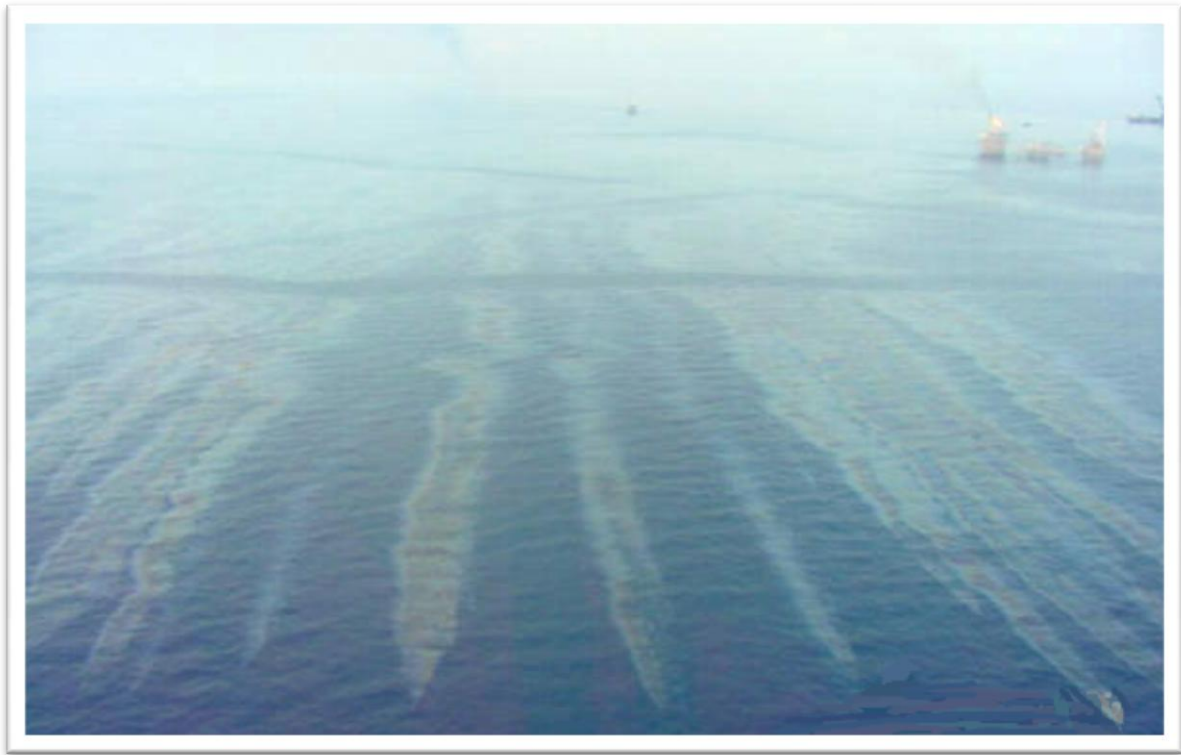
Figura 3: Manifestación de gas en la superficie del fondo oceánico
(O. Garcia, I.R. MacDonald, B. Zimmer, *Natural Seepage of Hydrocarbons in the Gulf of Mexico*, 2009)

Las chapopoterías forman parte del proceso de migración de los hidrocarburos desde las rocas que los generan, pasando por las rocas que los almacenan, para finalmente llegar a la superficie. Cuando el petróleo es expulsado de la roca que lo genera, viaja a través de conductos permeables hacia las rocas porosas donde se acumula formando los yacimientos. Cuando no existen capas de rocas impermeables que impidan el paso del petróleo hacia la superficie, este será emanado naturalmente al lecho marino o a la superficie terrestre y es ahí donde se forman las chapopoterías (PEMEX, 2009).

Estos fenómenos pueden presentarse en ambientes terrestres o marinos, en donde se caracterizan por la filtración o emisión natural de hidrocarburos líquidos o gaseosos, provenientes de acumulaciones de aceite o gas natural. En ambientes marinos, estas filtraciones naturales de hidrocarburos pueden permanecer en el agua desde 10 horas hasta 5 días.

En el Golfo de México, sobre la plataforma, el talud continental del suroeste del Golfo de México y en la zona de transición mar-tierra, son comunes los sitios naturales de emanación de hidrocarburos provenientes de acumulaciones de aceite o gas natural (Figura 4). La mayoría de los

sitios de emisión de hidrocarburos corresponden a provincias geológicas en donde predominan las rocas sedimentarias asociadas a gruesas secuencias sedimentarias (PEMEX, 2009).



**Figura 4: Manifestación de aceite en el Golfo de México, Cantarell
(PEMEX, Emanaciones naturales, 2009)**

Numerosas filtraciones de hidrocarburos ocurren en la Laguna Tamiahua, localizada entre Tampico y Tuxpan en México. Esas filtraciones han estado ahí por lo menos durante los últimos 50 años (Figura 5). En el municipio de Ébano en el estado de San Luis Potosí, se tiene registró de numerosas chapopoterías desde el año de 1899. En Tabasco hay registros de chapopoterías desde 1863 (Instituto de Investigaciones Jurídicas, 1993).

En los campos Baku, al Suroeste del mar Caspio, el aceite está acumulado en horizontes de areniscas del Plioceno de muy alta permeabilidad. Las areniscas están afectadas por debajo por numerosos volcanes de lodo. Como estas intrusiones de lodo actualmente están activas, causan constantemente cambios en las areniscas que penetran. Por lo tanto, el aceite tiende a migrar por las pendientes más inclinadas, formando acumulaciones en un solo flanco en estructuras cerradas. En 1959, Melik-Pashayev reportó que la migración a lo largo de estos flancos se puede observar estando en ese mismo lugar. Melik-Pashayev mencionó que los límites de la trampa e un campo de mueven con una velocidad sorprendente, alcanzando los 40 y hasta los 100 metros en un mes, en algunos lugares, durante 5 años (North, 1985).



Figura 5: Aceite en la Laguna Tamiahua, Tamaulipas

Capítulo I: Migración Primaria

El desprendimiento de los compuestos de petróleo de las partículas orgánicas sólidas también llamado kerógeno en las rocas generadoras y su transporte dentro y a través de los poros estrechos de la roca generadora de grano fino, ha sido denominado migración primaria (Figura 1).

K. Bjørlykke, en 2010, menciona que el kerógeno es un compuesto sólido de moléculas muy grandes llamadas polímeros, formadas a partir de la materia orgánica y pueden aparecer como partículas dispersas en los sedimentos o en forma laminar en una secuencia arcillosa. Bjørlykke, en 2010, también indica que el kerógeno posee una carga y es capaz de transmitir esfuerzo antes de que genere al petróleo. A medida que el kerógeno madura, gran parte de la materia sólida se rompe para generar petróleo o gas y se transforma así en fases de fluidos. Si los fluidos no son expulsados inmediatamente, este proceso aumenta el volumen de la fase de fluidos, porosidad, comparado con el volumen original de la fase sólida en la roca generadora.

La relación entre el volumen de la fase de fluidos o porosidad y la fase sólida se refiere a menudo como la relación de vacío:

$$\rho = \frac{\phi}{(1 - \phi)} = \frac{V_f}{V_s} = \frac{V_f}{V_r - V_f} \quad (1)$$

donde, ρ es la relación de vacío, ϕ es la porosidad, V_f es el volumen de fluidos, V_s es el volumen de sólidos y V_r es el volumen total de la roca.

No todo el kerógeno se transforma en fluidos durante la maduración. Hay un residuo de sólidos, que permanece como residuo orgánico insoluble, conocido como inertinita.

Usualmente se asume que hay una expansión de volumen durante la maduración de kerógeno porque la densidad del aceite, gas y de los remanentes sólidos puede ser menor que la densidad del kerógeno primario, lo que provoca una expansión de volumen. Esta expansión puede no ser necesariamente muy grande en el caso de la generación de aceite. Incluso si no hay expansión de volumen durante la generación de hidrocarburos, la misma generación de aceite podría contribuir al incremento de presión en la formación, ya que el factor principal es el cambio en la relación de vacío debido a que el kerógeno sólido se transforma en hidrocarburo (Ecuación 1).

Las rocas generadoras pueden tener intercalaciones de capas delgadas de limolitas o areniscas que pueden servir como vías para la migración de los fluidos derivados del petróleo generado a partir del kerógeno. Sin embargo, cuando estas capas permeables están ausentes, la permeabilidad de la matriz de lutita es en la mayoría de los casos es lo suficientemente baja como para que la presión

acumule líquido donde el petróleo se genera hasta que se alcanza la presión de fractura. Si hay una roca generadora con kerógeno en una matriz rica en arcilla de granos finos, el flujo de aceite para que salga de la roca generadora es resistido por la presencia de muy altas presiones capilares y baja permeabilidad. En estos casos, el aceite no puede migrar fuera de las rocas generadoras a través de la matriz. Las fracturas abiertas que son muy estrechas y que permiten la expulsión del petróleo, se desarrollarán cuando la presión del fluido en la roca generadora haya alcanzado la presión de fractura (Bjørlykke, 2010). La presión de fractura es controlada por el esfuerzo horizontal (σ_h), que es en la mayoría de los casos menor al esfuerzo de sobrecarga (σ_v) (Figura 1.1).

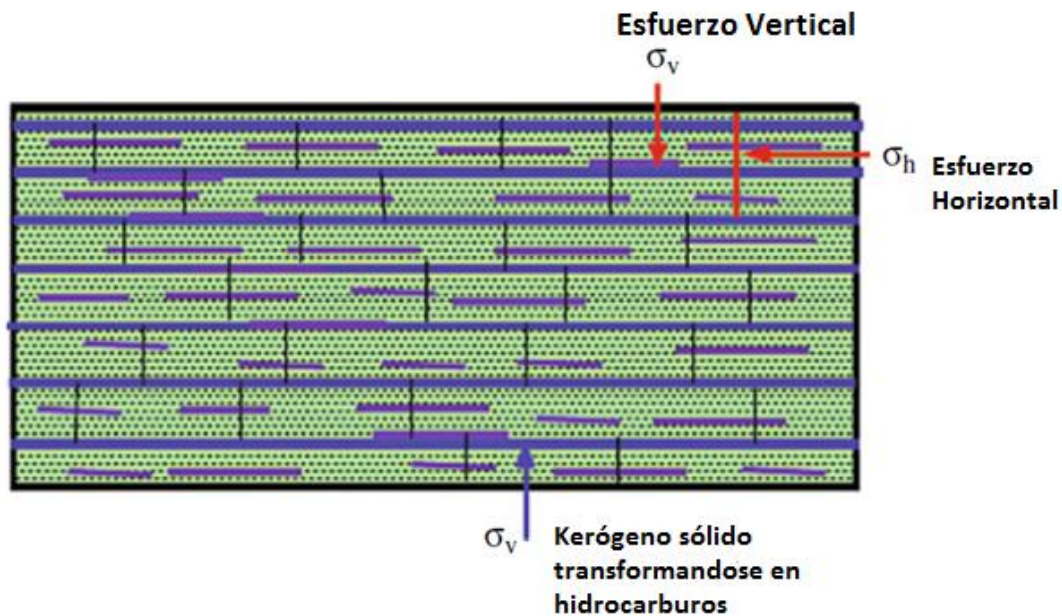


Figura 1.1: Roca generadora, el kerógeno al transformarse en hidrocarburo da una sobrecarga extra a la roca. (Bjørlykke, Petroleum Geoscience, 2010)

El kerógeno normalmente no se distribuye homogéneamente en las rocas generadoras. Los lodos ricos en contenido orgánico que son depositados bajo condiciones de reducción, tienden a ser finamente laminados debido a la falta de bioturbación y algunas láminas contienen únicamente kerógeno (Bjørlykke, 2010).

Si estas capas de kerógeno maduran en hidrocarburos que no han sido expulsados, esta fase de fluidos tuvo que haber soportado el esfuerzo completo de sobrecarga (σ_v). Cuando la presión de fractura (σ_h) correspondiente haya sido superada, antes de que el esfuerzo de sobrecarga haya sido alcanzado, se forman fracturas verticales, perpendiculares a la dirección del esfuerzo, en la roca generadora que permiten escapar al petróleo. Incluso si el kerógeno se distribuye de manera más equitativa en la roca generadora, la generación de petróleo aumenta el volumen de la fase de fluidos. Por ejemplo, láminas de roca generadora con un 10% de contenido orgánico total (COT)

por peso representan alrededor del 20% del volumen de la roca. Si el contenido de agua de una roca generadora es de un 10% y el 50% del kerógeno se madura para formar hidrocarburos, el resultado es que el contenido de fluidos, o porosidad, se incrementará en un 100% si la expulsión no ocurre (Figura 1.5). El exceso de fluidos, por lo tanto, debe ser expulsado durante la maduración ya que una lutita con tan alta porosidad se compactará mecánicamente y así expulsará al aceite fuera de la roca generadora (Bjørlykke, 2010).

La migración primaria está controlada por la tasa de generación de hidrocarburos en la roca generadora, mediante procesos en donde se tenga permeabilidad suficiente para que el petróleo migre a través de la matriz de la roca o mediante la aparición de fracturas que proveen una permeabilidad suficiente para la expulsión de hidrocarburos. Si la roca generadora contiene poco contenido orgánico, una parte importante del petróleo puede ser retenida por la roca generadora, pero en el caso de rocas generadoras con mayor contenido orgánico, un porcentaje relativamente alto del aceite generado será expulsado (Bjørlykke, 2010). La eficiencia de expulsión de petróleo es la relación del petróleo expulsado y la suma del petróleo inicial generado y puede variar de 0 a 1 (Figura 1.2). La eficiencia de expulsión de petróleo no es uniforme en tiempo y espacio y depende del tipo de roca generadora, su riqueza en contenido orgánico, su maduración térmica y su mecanismo de migración primaria (Verweij, 1993).

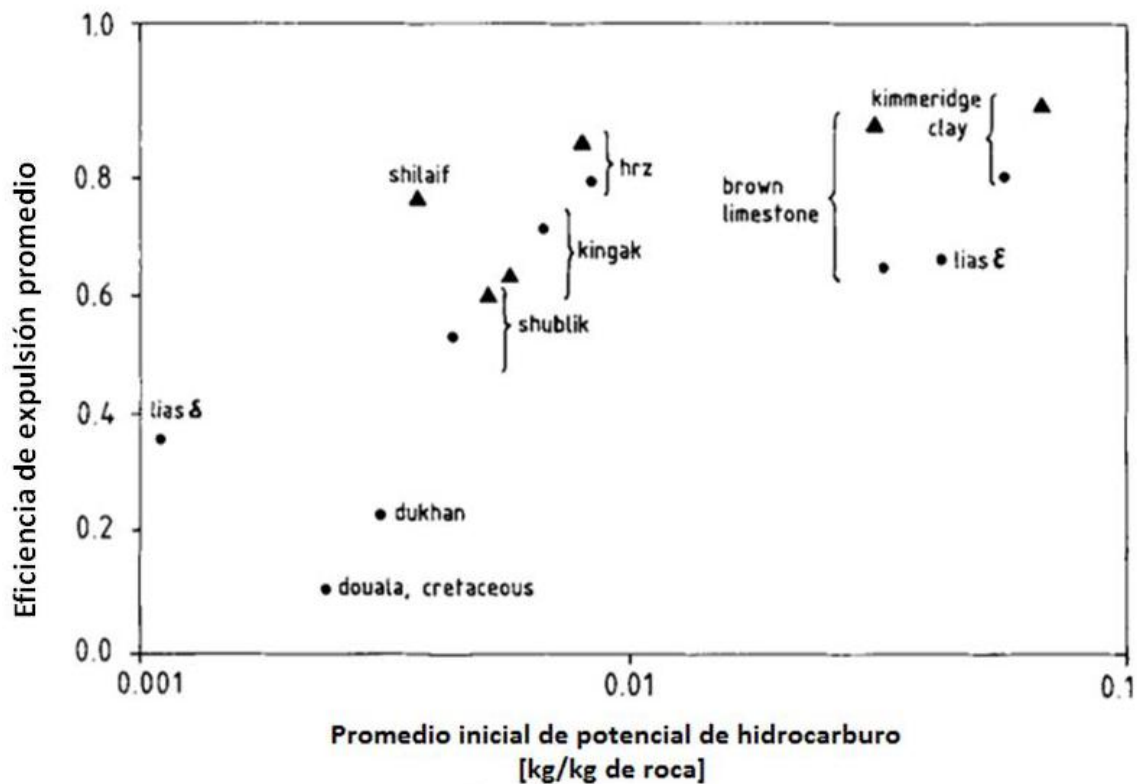


Figura 1.2: Variación de la eficiencia de expulsión de aceite (Verweij, Hydrocarbon Migration System Analysis, 1993)

Bjørlykke en 2010, menciona que el petróleo remanente en las rocas generadoras usualmente no se puede producir perforando pozos, debido a las bajas permeabilidades, sin embargo, contienen grandes cantidades de gas que puede fluir y en años recientes ha habido un gran desarrollo en la producción de lutitas gasíferas. Esta producción se ha obtenido principalmente con la perforación de pozos horizontales y con fracturas artificiales en las rocas generadoras. El aceite remanente es difícil de producir a menos que se extraiga a la roca mediante procesos de fracturamiento. La mayoría de las lutitas aceíticas son rocas generadoras que no han tenido el sepultamiento suficiente para que su contenido se expulse el petróleo. Estas rocas pueden ser extraídas para calentarlas a más de 500 °C y así el kerógeno madura y genere petróleo.

La primera aparición de los hidrocarburos es en forma dispersa y requiere de ciertos mecanismos y factores necesarios que en sincronía sean capaces de expulsar al aceite y gas de la roca generadora. Hay que destacar que la roca generadora puede estar desde unos kilómetros hasta cientos de kilómetros del depósito actual de hidrocarburos, generalmente a profundidades entre los 500 a 3, 000 metros (Tissot et al, 1984).

1.1 Factores que afectan a la migración primaria

Las condiciones físicas y químicas que prevalecen en las rocas generadoras y almacén cambian con la profundidad de sepultamiento.

Los factores principales que intervienen en la migración primaria de hidrocarburos son:

1.1.1 Temperatura

El aumento de la temperatura, con la profundidad de sepultamiento, es una consecuencia de la transferencia de energía térmica desde el interior de la tierra hacia la superficie, donde se disipa (Tissot et al, 1984). Se considera que el promedio mundial del gradiente geotérmico es de 30 °C/km.

Los perfiles de temperatura muestran que los gradientes geotérmicos no siempre son lineales, sino que existen irregularidades originadas principalmente por las variaciones de la conductividad térmica de las distintas unidades litológicas, por la proximidad a la superficie y por el flujo de agua subterránea. El aumento de la temperatura con la profundidad es mayor para los flujos de calor mayores y conductividades térmicas inferiores. El flujo de calor es la cantidad de calor o calorías que fluyen a través de área unitaria en cierto tiempo.

La conductividad térmica no solamente se altera con la composición mineralógica, sino también depende en gran parte de la porosidad y permeabilidad y del hecho que los poros se encuentran

saturados con agua o con hidrocarburos. La circulación del agua tiene gran influencia en las temperaturas subsuperficiales, ya sea como agente de calentamiento o de enfriamiento (Tissot et al, 1984).

El efecto de la temperatura puede afectar el comportamiento del agua, su volumen específico, viscosidad y capacidad como solvente.

Por lo que respecta a la migración de los hidrocarburos, el agua juega un papel muy importante en este proceso, ya que con la capacidad del agua para mezclarse con otros fluidos podrá favorecer a una posible migración primaria o en algunos casos donde existan superficies de minerales que originan la adsorción, se da un efecto negativo para la migración primaria, porque al no contar con la temperatura suficiente para evaporarse el agua se queda inmovilizada en los poros de la roca generadora (Verweij, 1993).

1.1.2 Presión

La presión es otro parámetro físico que aumenta con el incremento de la sobrecarga bajo la atracción gravitacional de los sedimentos suprayacentes. Mientras los poros de la columna sedimentaria están interconectados y se tenga la suficiente permeabilidad, los fluidos dentro de los poros se encuentran sometidos a la presión hidrostática normal.

La atracción de la fuerza de gravedad origina que los sedimentos se compacten; al compactarse, el resultado es que los sedimentos experimentan un aumento de la densidad, presión efectiva, temperatura y pierdan porosidad. Esta reducción en la porosidad solamente es posible cuando una porción proporcional del fluido en el poro y relativamente incompresible se expulsa y se le permite alejarse. Si existen capas sedimentarias de permeabilidad sumamente reducida y en caso de que la carga de gravedad continúe aumentando, el movimiento del fluido del poro debajo de tales capas impermeables queda inhibido. Como consecuencia, el fluido de poro queda confinado en el sedimento y se interrumpe o al menos retarda la compactación. En tales condiciones, las presiones hidrostáticas, previamente normales en el fluido de poro aumentan y el sedimento queda sobrepresionado. Finalmente, se alcanza la presión litostática cuando el fluido de poro lleva toda la carga de la columna de sedimento suprayacente saturada con agua (Tissot et al, 1984).

Tissot et al en 1984, también mencionan que el ritmo de compactación está gobernado, en gran parte, por las propiedades químicas y físicas del material del sedimento y por el ritmo al cual el fluido líquido del poro pueda expulsarse.

Esta compactación depende de la compresibilidad de la formación, que es el cambio en el volumen de la roca por una unidad de volumen inicial por una unidad de cambio en la presión. La formación, a pesar de ser un material sólido, es compresible. La compresibilidad de la formación se usa en el cálculo de la compresibilidad total.

Gueguen et al en 2004, señalan que el orden de magnitud de la compresibilidad de la formación depende de la porosidad y del grado de litificación, además el comportamiento de la compresibilidad no es lineal y depende mucho del esfuerzo vertical.

Algunos valores de la compresibilidad de la roca son los que se muestran en la siguiente tabla:

Roca	Esfuerzo vertical [kg/cm ²]	Porosidad [%]	Compresibilidad [kg/cm ²] ⁻¹
Arenisca bien consolidada	305.91 – 611.82	3 - 20	2.03 – 20.39 x 10 ⁻⁴
Arenisca no consolidada	305.91 – 611.82	30 - 40	50.98 – 203.94 x 10 ⁻⁴
Caliza	305.91 – 611.82	20	1.01 – 5.09 x 10 ⁻⁴

En ausencia de gas, la compresibilidad de la formación es significativa y no debe ser ignorada. Sin embargo, cuando hay gas presente en los poros, la compresibilidad del gas es muy alta en comparación con la compresibilidad de la formación, así que ésta puede ser ignorada (Dake, 1983). Matemáticamente la compactación se puede expresar como:

$$C_f = -\frac{1}{V_p} \left(\frac{\partial V_p}{\partial P} \right) \quad (2)$$

donde, C_f es la compresibilidad de la formación, V_p es el volumen de poros en la roca y P es la presión ejercida en la formación.

Hall en 1953, encontró experimentalmente una relación entre la porosidad de la roca y su compresibilidad. Determinó que la compresibilidad de la formación es independiente del tipo de roca y del rango de presiones y exclusivamente una función de la porosidad (Figura 1.3). Garaicochea et al en 1987 propuso también una relación de la compresibilidad de formación con la porosidad (Figura 1.4). La correlación de Hall es la siguiente:

$$C_f = 1.87 \times 10^{-6} \phi^{-0.415} \quad (3)$$

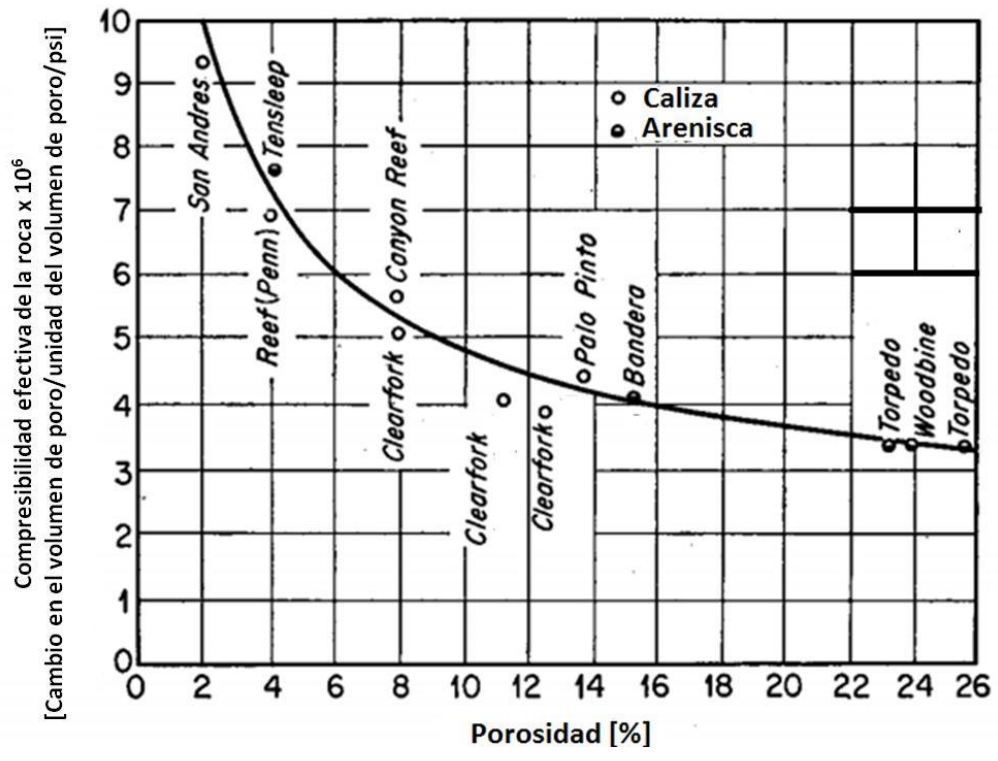


Figura 1.3: Compresibilidad efectiva de diferentes rocas.
(Hall, Compressibility of reservoir rocks, 1953)

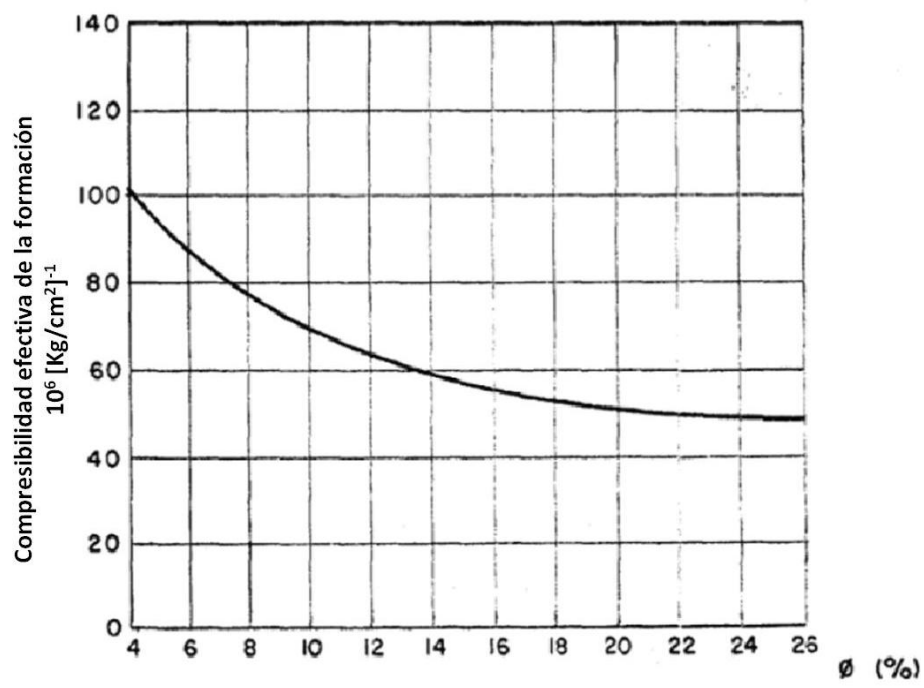


Figura 1.4: Compresibilidad efectiva de la formación
(Garaicochea et al, Apuntes de Comportamiento de los yacimientos, 1987)

Debido a que la compactación origina el flujo de fluidos a través de las rocas sedimentarias, normalmente se considera que es un factor importante en la migración del petróleo.

La presión también puede ser uno de los factores para iniciar el flujo de los hidrocarburos. Para que haya flujo de hidrocarburos sin la existencia de macroporos y fracturas en una roca generadora, se requiere un gradiente de presión. La compactación representa el caso más común para proveer la fuerza necesaria que expulse a los hidrocarburos que se encuentran en la roca generadora. El peso de la sobrecarga es transferido de los granos sólidos a los fluidos en los poros.

El aumento de la presión, el microfracturamiento, la liberación subsecuente de la presión, la expansión del fluido o gas y finalmente el transporte, constituyen un proceso discontinuo. Este proceso puede repetirse muchas veces en las rocas generadoras con objeto de lograr un movimiento significativo del gas o aceite. El movimiento de la fase de hidrocarburo en una sola fase, es decir, con la ausencia de agua, originado por la presión, puede funcionar en todas las rocas generadoras independientemente de la litología (Tissot et al, 1984).

La compactación rápida de las arcillas puede provocar que el agua no se expulse rápidamente y esto provoque la creación de zonas de presión anormalmente altas. Las presiones anormales permiten que la expulsión de los hidrocarburos pueda ocurrir hacia arriba o hacia abajo.

La presión también puede provocar que el volumen se incremente en el componente orgánico (kerógeno), debido a la conversión de sólido a líquido o de sólido a gas, esto en la etapa de generación de hidrocarburos (Ecuación 1). Hay estudios que estiman que una roca generadora de buena calidad con 10% de COT puede incrementar su volumen hasta un 25% y la conversión de contenido orgánico a hidrocarburo es más efectiva si el gas es generado (Figura 1.5). Esto puede reabrir microfracturas existentes o crear nuevas. Las presiones de 0.6 a 0.7 [psi/ft] serían suficientes para reabrir fracturas verticales. Después de que los hidrocarburos son expulsados de la roca generadora, las fracturas se cierran hasta que ocurre una generación posterior de hidrocarburos. La generación causa migración, cuando la generación se detiene, también lo hace la migración primaria (Hunt, 1995).

Las presiones del fluido intersticial en las rocas sedimentarias consecuentemente pueden variar entre las presiones hidrostáticas normal y la litostática de mayor magnitud. El gradiente de presión hidrostática se encuentra entre 1 y 1.09 [kg/cm²] por cada 10 metros y un gradiente litostático promedio representativo es de 2.3 [kg/cm²] por cada 10 metros (Tissot et al, 1984).

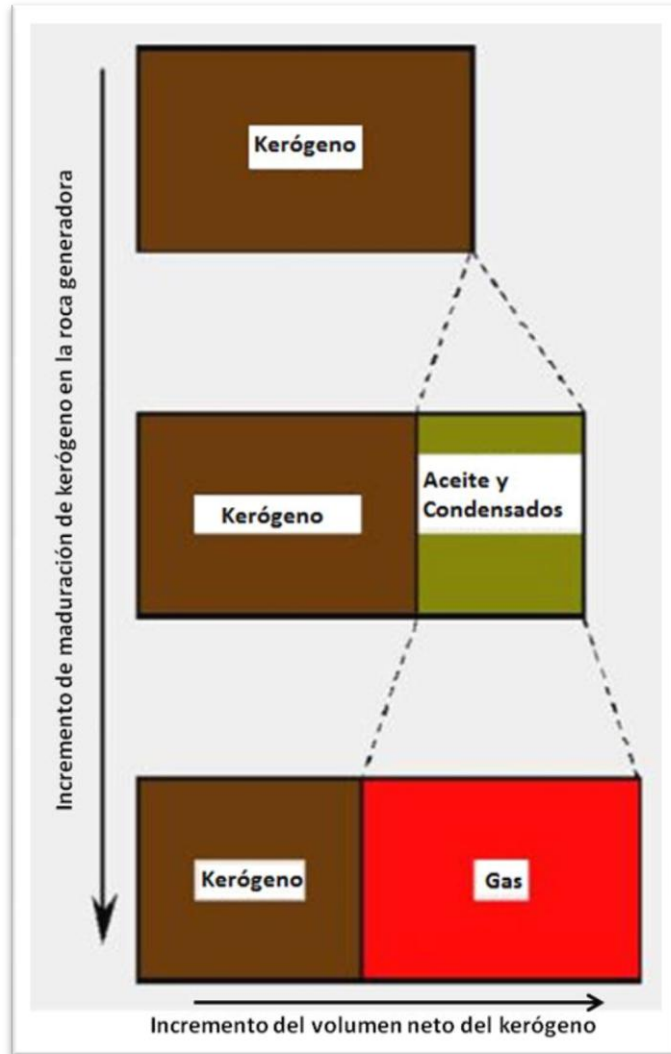


Figura 1.5: Incremento de volumen de la roca junto con la maduración del kerógeno (Hunt, Petroleum Geochemistry and Geology, 1995)

1.1.3 Porosidad efectiva

Debido al proceso de formación de las rocas y a la distribución de esfuerzos locales en las mismas, los granos que conforman a una roca no están en contacto continuo unos con otros, dejando espacios vacíos dentro de ellos. El conjunto de espacios vacíos en las rocas recibe el nombre de poros.

Una de las propiedades más importantes de la roca es la porosidad, que es una medida de la capacidad de almacenamiento de fluidos que posee la misma y está definida como la relación entre el volumen total ocupado por los poros y el volumen total del sólido. Se expresa con la siguiente relación:

$$\emptyset = \frac{V_{poros}}{V_{roca}} \quad (3)$$

donde, \emptyset es la porosidad, V_{poros} es el volumen de poros contenidos en la roca y V_{roca} es el volumen total de la roca.

La porosidad se puede determinar con métodos directos y métodos indirectos.

Los métodos directos están indicados para observar los espacios vacíos, para visualizar su aspecto y su configuración tridimensional. Debe tenerse en cuenta que los espacios vacíos no son fáciles de observar, resultando mucho más difíciles de describir y cuantificar (Herrera, 2011).

a) La observación puede ampliarse con ayuda de la lupa binocular.

- Este método indicado para espacios vacíos superiores normalmente a 1 mm.
- Es conveniente preparar superficies planas, más o menos pulidas.

La descripción de los espacios vacíos suele realizarse dentro de su contexto textural, es decir relacionándoles con el resto de los componentes sólidos de la roca. Dicha descripción consiste en establecer tipos de poros, fundamentalmente descriptivos, pero que tengan significación genética (Herrera, 2011).

b) Microscopía óptica de polarización.

- La observación puede realizarse con luz natural o polarizada, mediante técnicas microscópicas de transmisión, reflexión o fluorescencia; de acuerdo con la naturaleza y la preparación de la muestra.
- En este caso las determinaciones se realiza a partir de imágenes bidimensionales; la reconstrucción tridimensional de los espacios vacíos requiere tratamiento matemático complejo, situado en el campo de la estereología. Los espacios vacíos son considerados como un componente más de la roca y se pueden cuantificar sus elementos texturales de forma similar a como se realiza para los restantes componentes.

Las técnicas utilizadas para obtener la porosidad con métodos directos se pueden agrupar en dos categorías: métodos manuales, cuando requieren la presencia del operador para la toma de datos, y métodos automáticos, basados en el tratamiento informático de imágenes (Herrera, 2011).

Los métodos manuales clásicos, utilizados mayoritariamente para determinar el porcentaje de espacios vacíos, son el contador de puntos y el ocular integrador. Se basan en la proporción existente entre el porcentaje de puntos interceptados sobre una malla por un determinado

componente textural, los espacios vacíos en este caso, y el porcentaje que representa dicho componente en el conjunto de la roca.

Los métodos automáticos surgieron con el desarrollo de analizadores de imágenes, y actualmente son los sistemas de proceso digital de imágenes. El proceso digital de imágenes se realiza mediante tratamiento informático e incluye distintos pasos, como lo es la digitalización, el realce, filtrado, restauración, clasificación, extracción de características, medida de las mismas y tratamiento estadístico de los datos (Herrera, 2011). Los principales parámetros obtenidos a partir de las imágenes tratadas, relativos a las características del sistema poroso, son:

Parámetros globales	Parámetros particulares
<ul style="list-style-type: none"> • Porcentaje de espacios vacíos en volumen [%] 	<ul style="list-style-type: none"> • Tamaño
<ul style="list-style-type: none"> • Superficie específica de los espacios vacíos [L-1] 	<ul style="list-style-type: none"> • Índices de forma
<ul style="list-style-type: none"> • Rugosidad de la superficie 	<ul style="list-style-type: none"> • Orientación

Por otro lado, los métodos indirectos ofrecen técnicas que consisten en introducir fluidos, líquidos como el agua o el mercurio o gases como el nitrógeno o el helio, en los espacios vacíos de la roca y determinar el volumen del fluido introducido, lo que nos indica el volumen del espacio vacío existente. De acuerdo con las características de la porosidad y los elementos del sistema poroso que se deseen cuantificar se emplean distintas técnicas (Herrera, 2011).

Datos sísmicos y registros de pozo también pueden usarse para medir la porosidad de rocas en el subsuelo. Es importante notar la manera en la que los diferentes métodos proveen datos a diferentes escalas. Por un extremo los datos que arroja un núcleo de roca provienen de una muestra muy pequeña del yacimiento y por el otro lado los datos que arroja la sísmica son de un volumen de roca muy grande (Selley C., 2000).

Los yacimientos de aceite capaces de sostener una producción comercial poseen una porosidad que varía entre el 5 y el 35%, a diferencia de los yacimientos de gas que pueden tener porosidades más bajas. Debido a diferentes procesos geológicos, como la depositación o cementación, no todos los poros de la roca están interconectados.

La figura 1.6 muestra un ejemplo de cómo la porosidad cambia con respecto a la profundidad, en este caso es el comportamiento es para las lutitas. Arriba de un 34% de porosidad hay compactación mecánica. En valores entre 34% y 10% de porosidad la diagénesis química se vuelve

muy importante, la compactación mecánica disminuye gradualmente. En valores con menos de 10% de porosidad la compactación mecánica ha cesado. Otros incrementos o decrementos de porosidad se deben a la presión por solución, cementación y fracturamiento tectónico o hidráulico (Hunt, 1995).

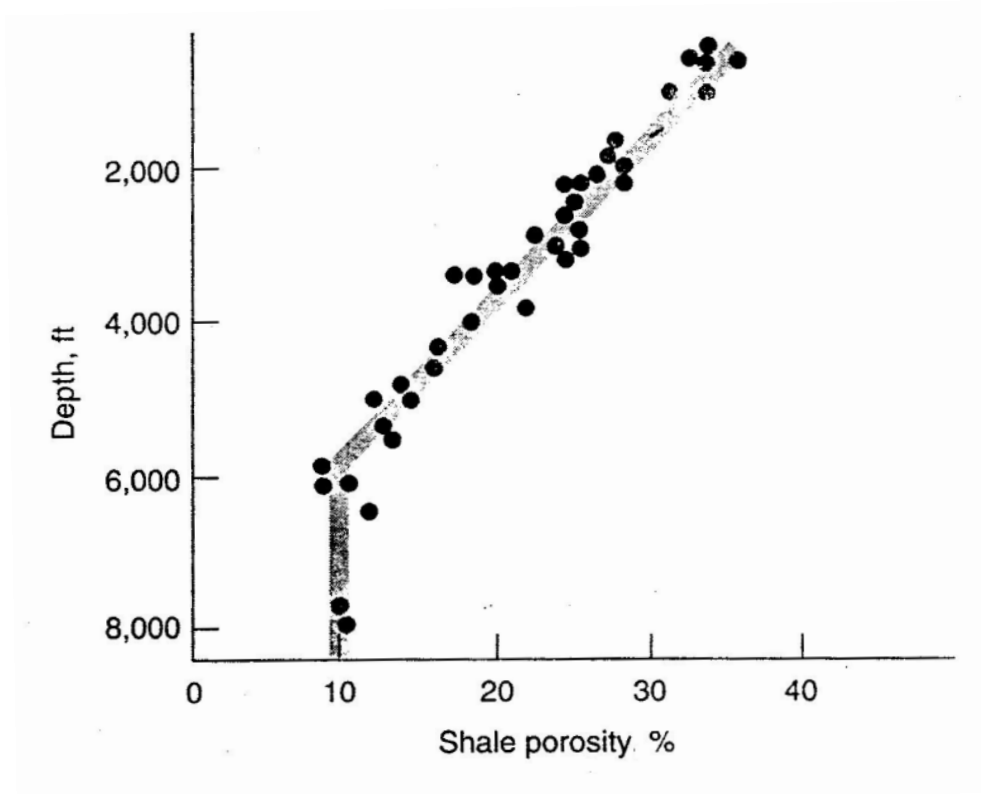


Figura 1.6: Pérdida de porosidad de arcillas con respecto a la profundidad, Cuenca del Este de Venezuela (Hunt, Petroleum Geochemistry and Geology, 1995)

Debido a varios procesos geológicos que caracterizan a una cuenca sedimentaria a escala microscópica, incluyendo la depositación de granos y la cementación entre ellos, no todos los espacios porosos del yacimiento están conectados entre ellos. Con base a esta comunicación que hay entre los poros, la porosidad puede ser efectiva o absoluta. La porosidad efectiva se refiere a los poros de la roca que están interconectados y forman canales continuos que permiten el flujo de fluidos y contribuyen a la producción de aceite y gas. Generalmente la porosidad efectiva es menor a la porosidad absoluta (Satter et al, 2007). La porosidad efectiva se puede expresar como:

$$\phi_{eff} = \frac{\text{Volumen de poros interconectados}}{\text{Volumen de roca}} \quad (4)$$

donde, ϕ_{eff} es la porosidad efectiva de la roca.

Otro parámetro importante que caracteriza el sistema poroso de las rocas es el tamaño del poro, el cual se puede cuantificar por su radio o diámetro. El tamaño de los poros es un factor determinante en la permeabilidad y capilaridad, debido a que va a condicionar la entrada y movilidad de los fluidos. De acuerdo a la clasificación IUPAC de 1962, los poros de una roca se pueden clasificar de la siguiente manera (Hunt, 1995):

Clasificación	Ancho [nm]
Macroporos	>50
Mesoporos	2 – 50
Microporos	0.8 – 2
Ultramicroporos	<0.8

*1nm = 10⁻⁹ m = 10 Å

1.1.4 Garganta de poro

En una roca intergranular, el pequeño espacio de los poros en el punto donde se encuentran dos granos, el cual conecta a dos volúmenes de poros más grandes se conoce como garganta de poro. Se puede visualizar como si los espacios porosos fueran cuartos que se conectan por puertas. Estas puertas son las gargantas de poro. El número, el tamaño, la forma y la distribución de las gargantas de poro controlan características de la roca como la resistividad eléctrica, el flujo de fluidos y la presión capilar.

La migración depende del tamaño de la garganta de poro a lo largo de los caminos de migración no necesariamente del tamaño de poro en general (Bjørlykke, 2010).

La presión diferencial de una garganta de poro en particular está en función de la altura de la columna de aceite, el peso específico del aceite y del agua de la formación. El desplazamiento del aceite en las gargantas de poro pequeñas entonces va a requerir de más altas presiones capilares (Petricola et al, 1997)

La figura 1.7 nos muestra una garganta de poro hipotética en un sistema mojado por agua. A veces la garganta de poro puede ser muy pequeña para no permitir el paso de los hidrocarburos.

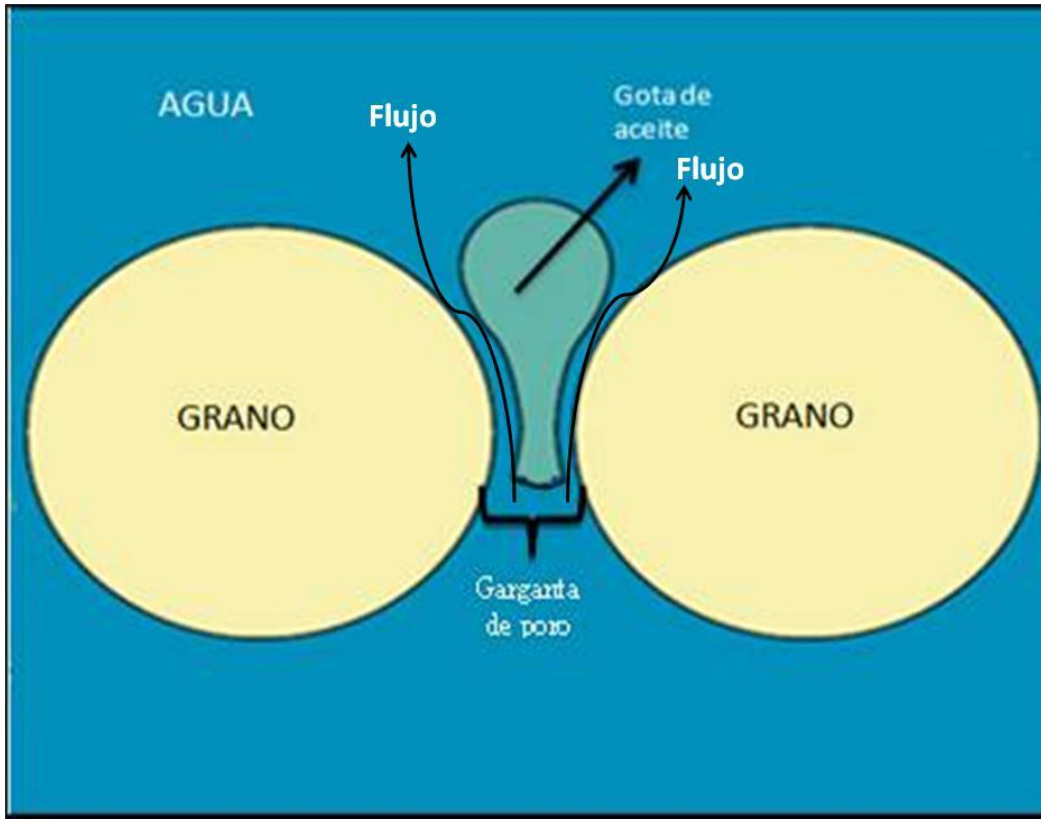


Figura 1.7: Gota de aceite en una garganta de poro (Petricola et al, The carbonate challenge, 1997)

Koestler et al en 2002, mencionan que existen estudios donde la garganta de poro puede ser considerada como función del tamaño de grano y de la porosidad. El tamaño de la garganta de poro puede cambiar de acuerdo al tipo de empacamiento de los granos de la roca, aunque la porosidad no cambia si cambian los tamaños de grano, sólo cambia de acuerdo al empacamiento. De hecho, hay una relación entre el tamaño de la garganta de poro, el tamaño de grano y la porosidad de acuerdo a los tipos de empacamiento teóricos (Figura 1.8). A esta relación se le conoce como R_{coef} y su aproximación teórica es la siguiente:

$$COEF = 1.92(\phi)^2 - 0.0882(\phi) \quad (5)$$

$$R_{coef} = (1/2)(COEF)d_e \quad (6)$$

donde, COEF es la relación de de la garganta de poro con el tamaño de grano, ϕ es la porosidad y d_e es el diámetro de grano

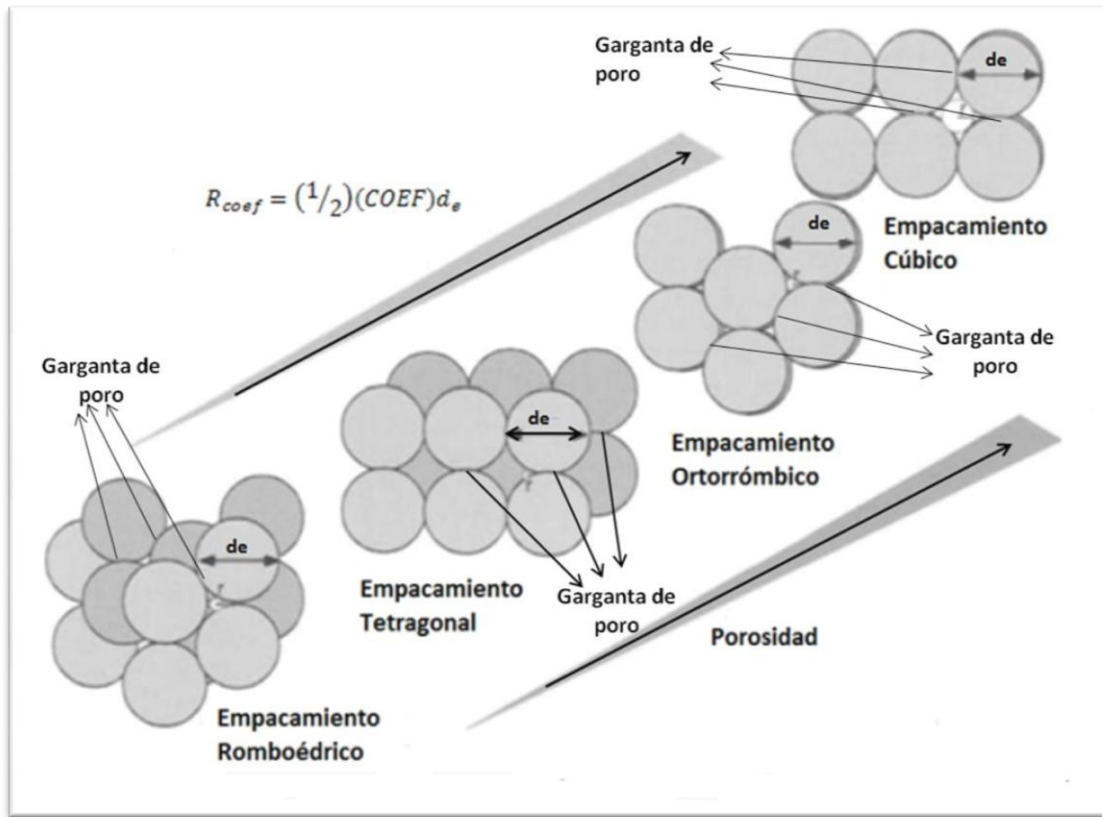


Figura 1.8: Relación teórica entre la garganta de poro y la porosidad
(Koestler, Hydrocarbon Seal Quantification, 2002)

Teóricamente, para relacionar el tamaño de la garganta de poro con los datos de la presión capilar del mercurio, con la permeabilidad y la porosidad se debe seleccionar un tamaño de poro normalizado. El tamaño de la garganta de poro con una saturación de mercurio a 35% se ha determinado que es el más útil (Lucia, 2007). La ecuación genérica que relaciona el tamaño de la garganta de poro, la presión capilar, la permeabilidad y la porosidad para rocas siliciclásticas es la siguiente:

$$\log(r_{35}) = 0.255 + 0.565 \log(k) - 0.523 \log(\emptyset) \quad (7)$$

donde, r_{35} es el radio de la garganta de poro con 35% de saturación de mercurio en micras, k es la permeabilidad en milidarcys y \emptyset es la porosidad.

La siguiente gráfica (Figura 1.9), calcula el tamaño de la garganta de poro con una saturación de mercurio de 35%, demuestra que el tamaño de la garganta de poro tiene un efecto mayor en la permeabilidad de lo que lo tiene en la porosidad (Lucia, 2007).

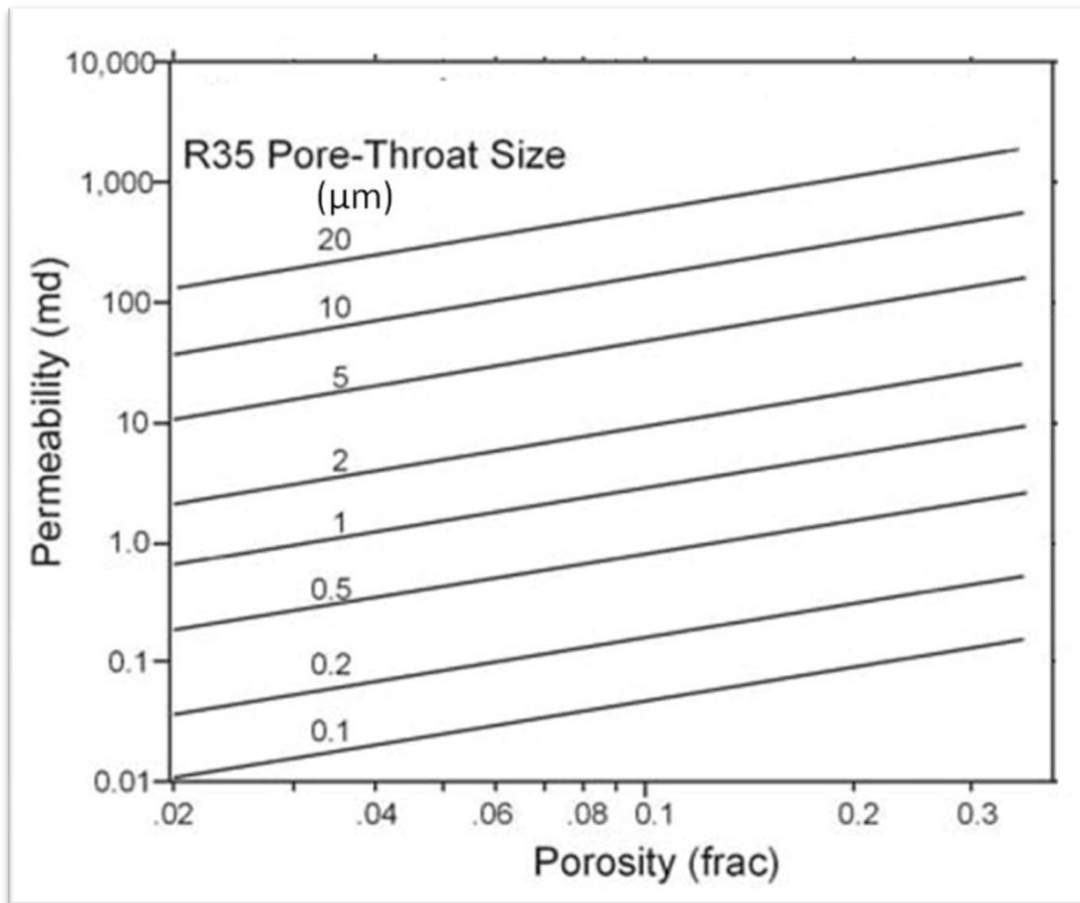


Figura 1.9: Gráfica de porosidad, permeabilidad y tamaño de la garganta de poro.
(Lucia, Carbonate Reservoir Characterization, 2007)

1.1.5 Saturación de hidrocarburos

La saturación inicial de aceite al tiempo que se descubre un yacimiento, usualmente está determinada por una simple sustracción entre la saturación de agua en el yacimiento y la porosidad efectiva (Ecuación 9); ésto si no existe un casquete de gas. En otras palabras, el yacimiento inicialmente está lleno de agua y aceite. El contenido de agua es indispensable para estimar la saturación de aceite y se obtiene mediante el uso de registros geofísicos de pozos, a partir de la presión capilar e información de núcleos (Timmerman, 1982).

La sumatoria de todas las saturaciones en un espacio poroso debe ser igual a 1, entonces:

$$S_w + S_o + S_g = 1 \quad (8)$$

$$V_{pc} = V_o + V_w \quad (9)$$

Donde, S_w es la saturación de agua (Figura 1.10), S_o es la saturación de aceite, S_g es la saturación de gas, V_{pc} es el volumen de poros conectados, V_o es el volumen de aceite y V_w es el volumen de agua que se encuentra en la roca.

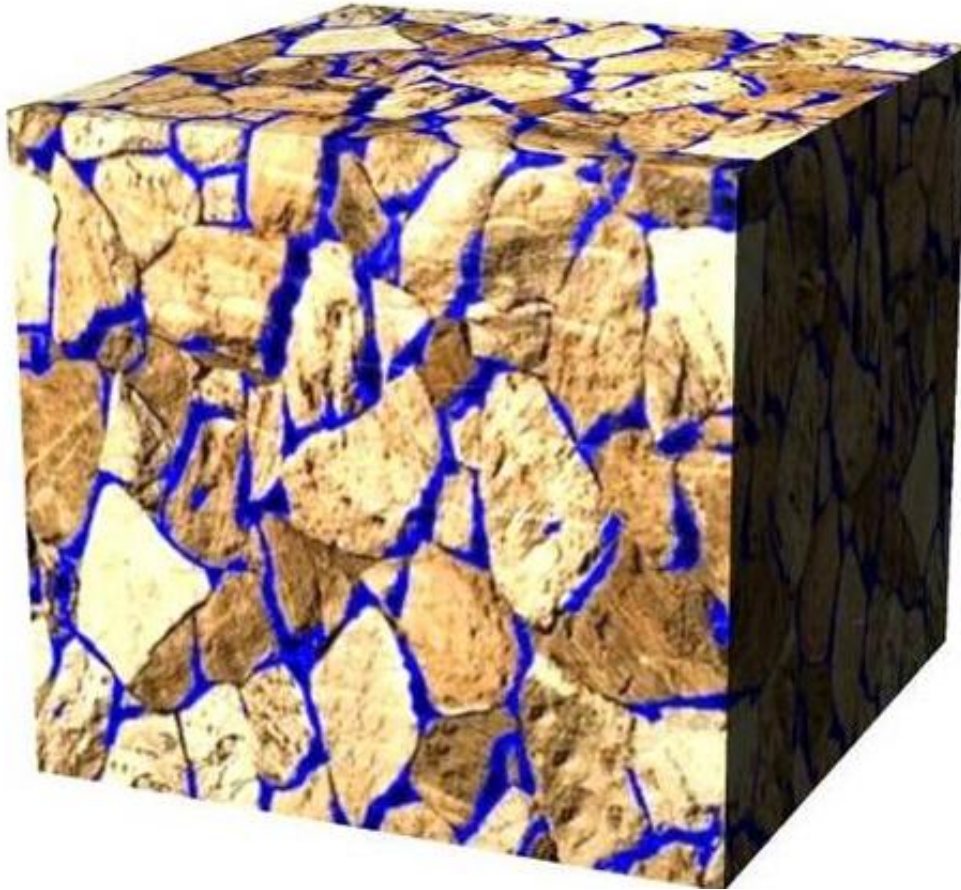


Figura 1.10: Saturación de agua en una roca
(Romero Zepeda et al, Los Registros Inductivo (AIT), Resistivo (ARI) usados en la Industria Petrolera, 2011)

La saturación de los hidrocarburos en un yacimiento está relacionada con el tamaño de poro así como de las fuerzas capilares. Para que el aceite de un yacimiento se acumule en una trampa, la tensión superficial entre el agua y el aceite debe ser excedida, es decir, la presión en la fase de aceite debe ser mayor a la presión en la fase de agua (Lucia, 2007).

Existe la saturación crítica de gas, aceite y agua, que corresponde a la mínima saturación de un fluido requerida para que pueda moverse en el yacimiento, es decir, corresponde prácticamente a la saturación a la cual la permeabilidad relativa a dicho fluido es cero.

Durante los procesos de desplazamiento del aceite a través del medio poroso, siempre existirá una pequeña cantidad de aceite remanente que ahí se quedará y siempre es un valor parecido al de la

saturación crítica. A este valor de saturación se le conoce como saturación residual. La saturación residual ocurre porque es imposible reducir la saturación de un fluido desplazado a cero (Ahmed, 2001).

Teóricamente, la saturación crítica y residual deberían ser iguales para cualquier fluido, sin embargo, no son idénticas. La saturación crítica se mide en dirección de una saturación ascendente, mientras que la saturación residual se mide en dirección a una saturación que va disminuyendo (Ahmed, 2001).

El grado de saturación de aceite o gas de un yacimiento, del mismo modo que la migración secundaria, depende en gran parte del dualismo entre las fuerzas que mueven los hidrocarburos, la flotación, flujo hidrodinámico del agua y la fuerza de resistencia de las presiones capilares (Tissot et al, 1984).

1.1.6 Densidad

La densidad es la magnitud que refleja el vínculo que existe entre la masa de un cuerpo y su volumen. Tiene como unidades kg/cm^3 y se expresa:

$$\rho = \frac{m}{V} \quad (10)$$

donde, ρ es la densidad, m es la masa y V es el volumen.

La densidad de un cuerpo está relacionada con su flotabilidad, una sustancia flotará sobre otra si su densidad es menor. Mientras más denso sea el fluido, mayor será su viscosidad. En un yacimiento, el gas siempre tiende a ir hacia la parte más alta de la estructura debido a su menor densidad, seguido por el aceite y el agua hasta abajo, con raras excepciones donde el aceite es más denso que el agua.

La disminución de la densidad de un fluido puede provocar la expulsión de ellos en una cuenca sedimentaria (Koestler et al, 2002)

En las rocas, la densidad es un parámetro físico básico en la caracterización, que depende fuertemente de su composición mineralógica y porosidad.

1.1.7 Viscosidad

La viscosidad (μ) es la oposición de un fluido a las deformaciones tangenciales. En los líquidos, el pequeño rozamiento existente entre capas adyacentes se denomina viscosidad.

La viscosidad tiene como unidad al Poise equivalente a $[dina\ s/cm^2]$. Como 1 Poise representa una viscosidad alta se utiliza al centipoise para las mediciones de viscosidades del agua, aceite y gas en un yacimiento (Schlumberger, 2013).

$$1\ Poise = 100\ centipoise = 1\ g/(cm \cdot s) = 0.1\ Pa \cdot s.$$

Cabe señalar que la viscosidad sólo se manifiesta en fluidos en movimiento, ya que cuando el fluido está en reposo adopta una forma tal en la que no actúan las fuerzas tangenciales que no puede resistir (Figura 1.11). La viscosidad es característica de todos los fluidos, tanto líquidos como gases, si bien, en este último caso su efecto suele ser despreciable.



Figura 1.11: Fluidos con diferentes viscosidades, los fluidos de la derecha son más viscosos que los de la izquierda

La viscosidad está afectada por la presión y la temperatura es decir, un incremento en la temperatura provoca un decremento en la viscosidad, solo en líquidos, una disminución en la presión provoca una disminución en la viscosidad, siendo la cantidad de gas en solución con el líquido una función directa de la presión.

El efecto de la temperatura sobre la viscosidad de un líquido es notablemente diferente del efecto sobre un gas; en el caso de los gases la viscosidad aumenta con la temperatura, mientras que en caso de los líquidos, esta disminuye invariablemente de manera marcada al elevarse la temperatura. De la aplicación de la teoría cinética de gases basada en el camino libre que tienen las moléculas en forma de esfera para colisionar, Maxwell dedujo que la viscosidad del gas es independiente de la densidad y proporcional a la raíz cuadrada de la temperatura absoluta. Maxwell probó esta teoría con aire (Viswanath et al, 2007).

La presión aumenta la viscosidad. Si el incremento de presión se efectúa por medios mecánicos, sin adición de gas, el aumento de presión resulta en un aumento de la viscosidad. Este comportamiento obedece a que está disminuyendo la distancia entre moléculas y, en consecuencia, se está aumentando la resistencia de las moléculas a desplazarse.

1.2 Mecanismos de la migración primaria

Leythaeuser et al en 1984 hizo estudios, en los cuales cuantifica la eficiencia de expulsión de hidrocarburos en el Paleoceno de arcillas delgadas adyacentes a areniscas. Las eficiencias fueron estimadas reportando la concentración de carbono de los hidrocarburos que migran como porcentajes de la cantidad encontrada en el centro de una delgada lámina de arcilla del área en estudio. Las eficiencias para la expulsión de hidrocarburos de una arcilla de 5 cm de ancho adyacente a una arenisca se muestran en la Figura 1.12.

La eficiencia de expulsión para el C_{15} se encuentra alrededor del 85%. Se espera que la eficiencia de expulsión para moléculas de menor tamaño que C_{15} sea mucho mayor. Los datos indican que todos los hidrocarburos hasta el C_{18} no tienen problema para migrar y que los hidrocarburos con moléculas más grandes, $>C_{26}$, muestran una eficiencia de expulsión de alrededor del 20%. Con estos datos no hay duda de que las moléculas más pequeñas pueden migrar mucho más fácil de arcillas a arenas a diferencia de lo que lo hacen hidrocarburos con moléculas más grandes (Hunt, 1995).

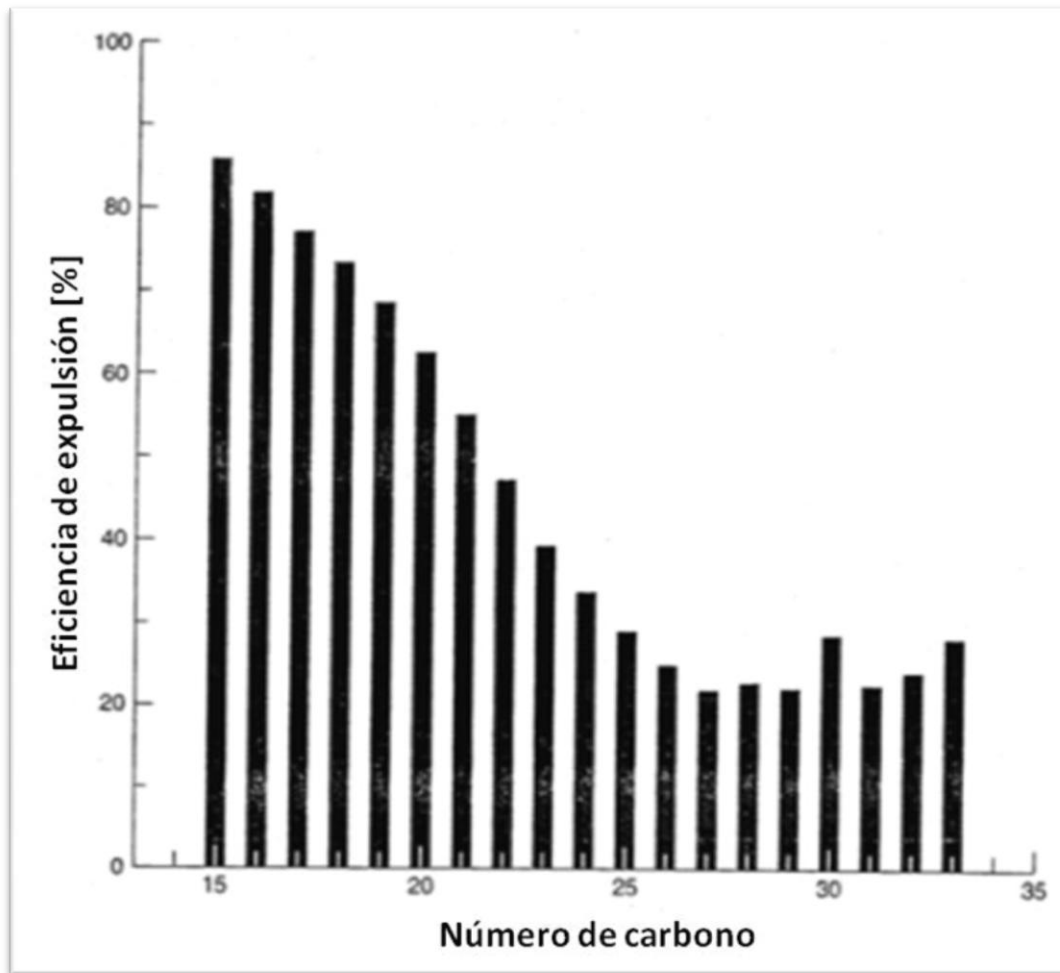


Figura 1.12: Eficiencia de expulsión de hidrocarburos en arcillas adyacentes a areniscas (Hunt, Petroleum Geochemistry and Geology, 1995)

No existe razón para suponer que algún mecanismo de migración primaria es el responsable de todas las acumulaciones de petróleo. El mecanismo predominante de la migración primaria cambia con las diferentes condiciones subsuperficiales relacionadas, principalmente con la profundidad creciente de sepultamiento (Tissot, 1984).

Las acumulaciones de petróleo comerciales, derivadas de sedimentos generadores poco profundos, 1 000 – 1 500 metros, y jóvenes, como en Nagaoka, Japon, aparentemente son raras. Sin embargo, el ejemplo de Nagaoka ha sido aceptado como evidencia de depósitos de aceite comerciales que resulta de la migración temprana con el agua de compactación como la principal causa de migración primaria. La escasez de este tipo de acumulaciones jóvenes se debe en gran parte a la falta de trampas y sellos en esta etapa de sepultamiento, así como a la insolubilidad general de estos compuestos de petróleo con el agua de compactación a baja temperatura. La composición del petróleo emigrado en esta etapa debe reflejar la inmadurez térmica de los lechos generadores y las solubilidades de los compuestos transportados, también debe de contener

cantidades considerables de moléculas tales como *N*, *S*, *O* de alto peso molecular, así como hidrocarburos de bajo punto de ebullición enriquecidos en aromáticos. En la figura 1.13 se muestran éstas y otras consideraciones relacionadas con la migración primaria (Tissot et al, 1984).

Posibilidades de modo de migración primaria dependiendo de diferentes parámetros

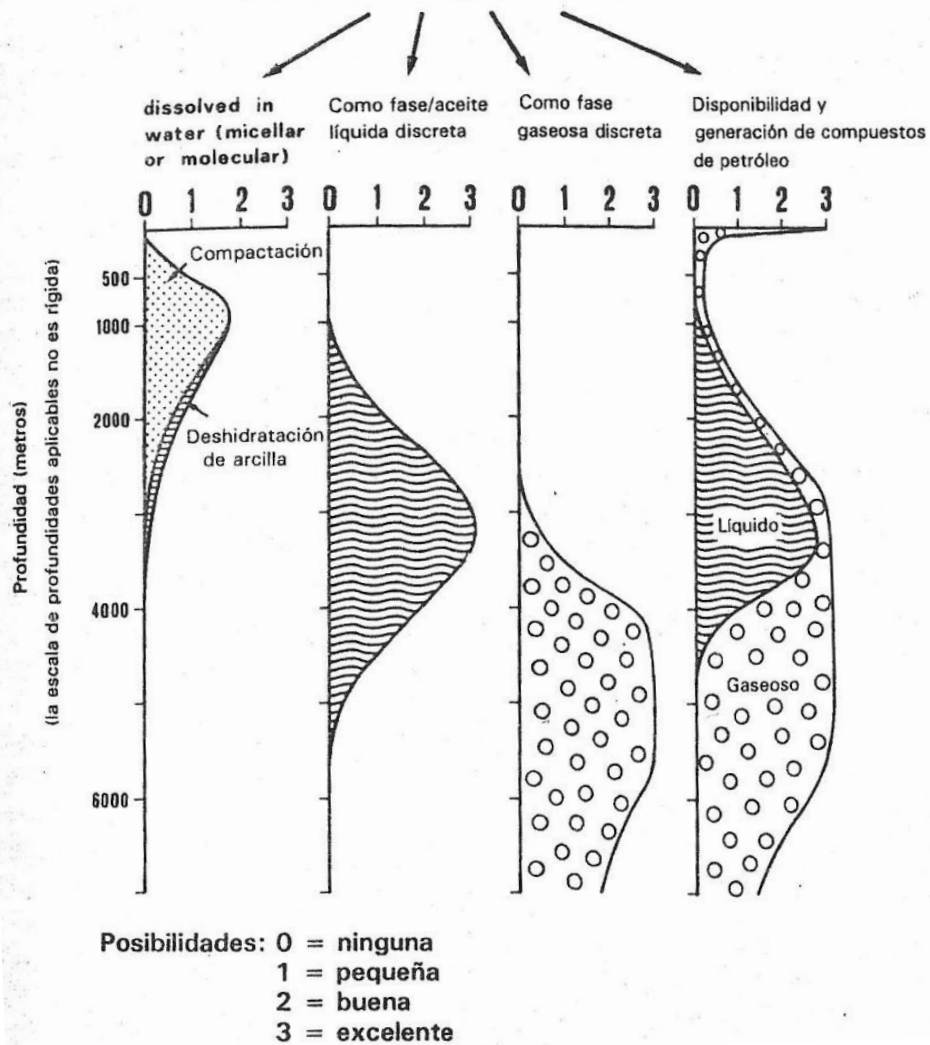


Figura 1.13: Esquema diagramático mostrando los posibles modos de migración con sepultamiento creciente (Tissot et al, Petroleum Formation and Occurrence, 1984)

La migración primaria temprana mediante el agua que se encuentra en la etapa de compactación está limitada a los sedimentos detríticos de tipo arcilloso – limoso. La litificación evita la compactación en la mayoría de los sedimentos jóvenes de carbonatos y por eso se excluye la migración primaria temprana en secuencias de carbonatos poco profundas (Tissot et al, 1984).

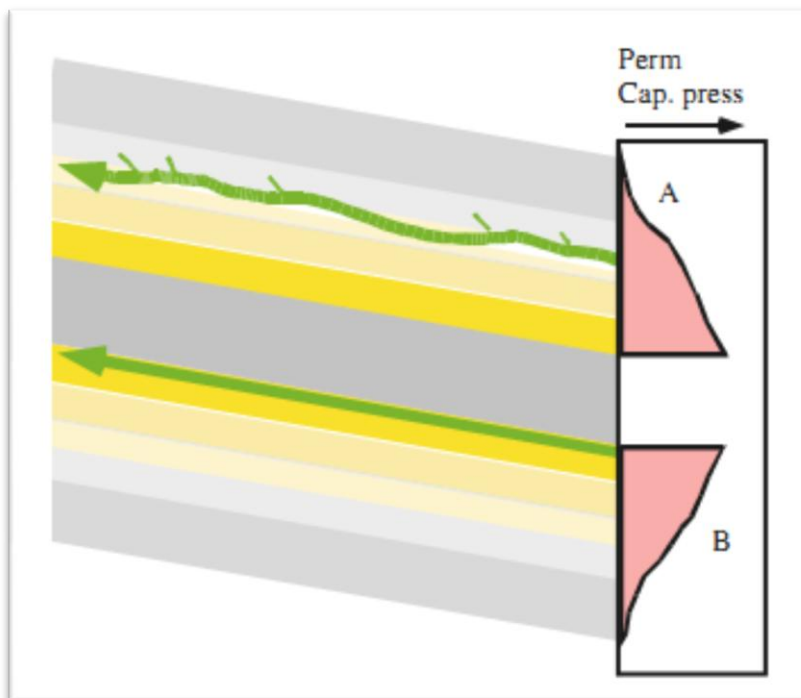


Figura 1.14: Migración en areniscas a lo largo de secuencias granocrecientes
(Bjorlykke, Petroleum Geoscience, 2010)

La figura 1.14 nos muestra el flujo de aceite a través de una arenisca con granos finos con dirección hacia arriba (A) y el flujo de aceite en una arenisca granocreciente con dirección hacia arriba (B). En la capa A, la arenisca puede ser fluvial o turbidítica, en la que más aceite se pierde durante la migración que en la capa B donde la arenisca puede ser marina somera (Bjorlykke, 2010).

1.2.1 Deshidratación de arcillas

Un mecanismo especial para la migración primaria durante la fase principal de la generación de hidrocarburos es el fenómeno de la deshidratación de arcillas. A grandes rasgos, consiste en el desprendimiento del agua ligada en la esmectita y la illita, principalmente debido al efecto de la temperatura (Tissot et al, 1984).

La importancia de la deshidratación de las arcillas en la migración primaria, es el proveer agua adicional a los poros para la migración, durante el intervalo de generación de hidrocarburos, y es muy útil para mecanismos de desplazamiento que involucren al agua como agente para desplazarse (Sah, 2004).

Debido a la compactación y temperatura, entre 80 y 120 °C (Sah, 2004), ejercida a las lutitas, el agua que contiene gas y aceite se comprime y es expulsada hacia las rocas almacén, por la alteración de la esmectita y la illita en la roca, luego esta agua desplaza al agua que se encontraba previamente en las rocas permeables. La deshidratación de arcillas y el desprendimiento de agua adicional son de manera gradual y no ocurre en un intervalo estrecho de profundidad. La cinética de la deshidratación de arcillas se manifiesta consecuentemente en los mismos intervalos de tiempo y profundidad que el fenómeno de compactación. Cabe mencionar que la esmectita y la illita son minerales que se pueden encontrar en gran medida en las arcillas y por lo tanto son considerados como minerales arcillosos (Figura 1.15).

El mineral arcilloso más importante que se expande es la esmectita y es el principal componente de la bentonita que se usa para lodos de perforación. Por otro lado, el mineral arcilloso más importante que no se expande es la illita. La esmectita se convierte lentamente a illita durante el incremento de la profundidad de sepultamiento (North, 1985).

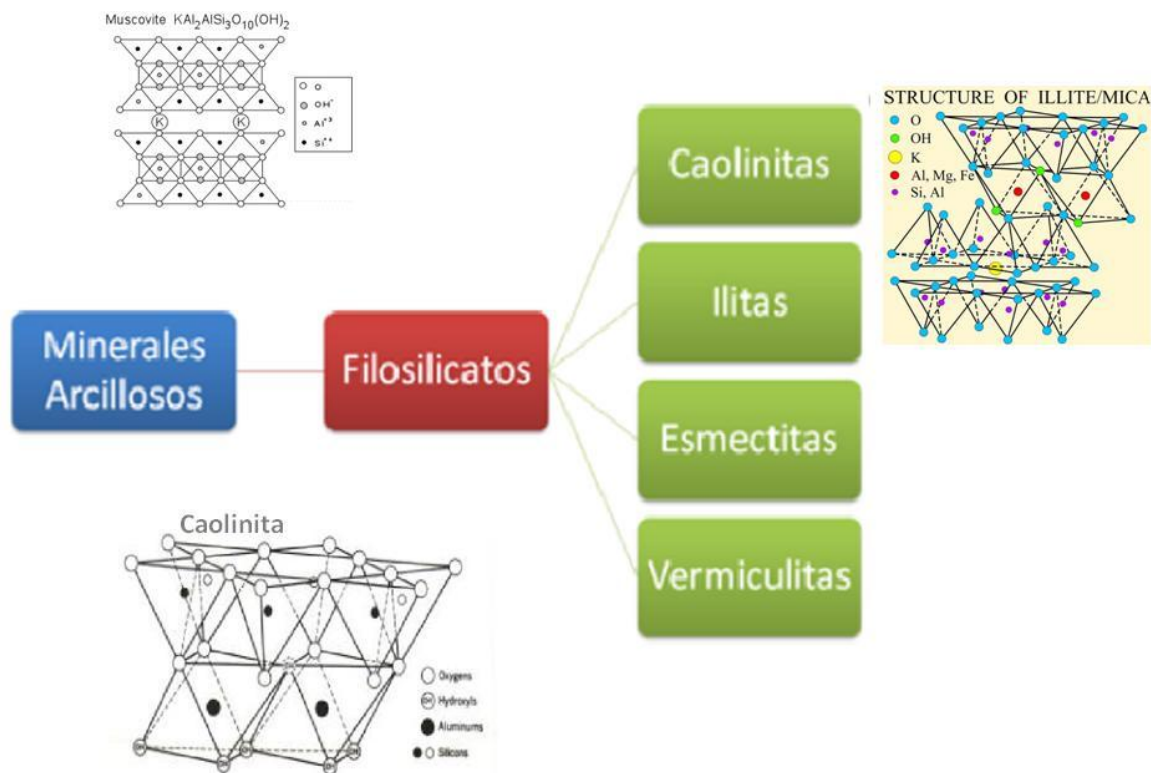


Figura 1.15: Esquema de los minerales arcillosos

El proceso puede ocurrir de la siguiente manera, el volumen de agua en una formación con arcillas, durante su formación, puede ser el de la mitad del volumen total. Como resultado de la compactación y deformación, la formación en conjunto contiene solo 25% de volumen de agua. El

restante de agua es expulsado hacia arriba y probablemente llega al océano. Una parte de esa agua expulsada, después, cuando las lutitas son enterradas, puede transportar a los hidrocarburos depositados en forma de coloides, en partículas dispersas o en solución. Estas partículas son transportadas en una fase miscible con el agua hasta que el petróleo se acumula en una fase continua para desarrollar la flotación.

Si el yacimiento es mojable por agua, el petróleo en fase discreta tiende a entrar solo en los poros grandes debido al alto requerimiento de la presión de desplazamiento que se necesita para entrar a los poros más pequeños a diferencia de los yacimientos mojables al agua. A la larga, esto puede resultar que el movimiento hacia las trampas pueda ser más fácil.

1.2.2 Difusión

La difusión es un proceso espontáneo e irreversible en el cual los hidrocarburos se mueven a la dirección donde hay una menor concentración de materia orgánica. La difusión tiende a dispersar al hidrocarburo en vez de concentrarlo y es un proceso muy lento. Al metano, que se mueve más lejos por difusión de lo que lo hacen otros hidrocarburos, le toma 140 millones de años moverse verticalmente 1 740 metros a través de la matriz de la roca (Hunt, 1995).

Para que la difusión ocurra, se requiere que exista una red de kerógeno y si este medio es continuo por aceite, gas o una solución de ambas, el hidrocarburo se puede dispersar en dirección del gradiente de presión menor (North, 1985).

En los espacios porosos de la roca generadora saturados con agua, la difusión de hidrocarburos toma lugar a lo largo del gradiente de concentración, gobernado por el coeficiente de difusión; el coeficiente de difusión se refiere a una constante que se obtiene a partir del flujo molar junto con la difusión molecular y el gradiente de concentración del entorno (J. Verweij, 1993).

North en 1985, menciona que el rango del coeficiente de difusión puede ser desde 2.12×10^{-6} cm^2/s para el metano móvil a 6×10^{-9} cm^2/s al nivel del C_{10} . La figura 1.16 muestra como el coeficiente de difusión disminuye cuando el número de átomos de carbono aumenta.

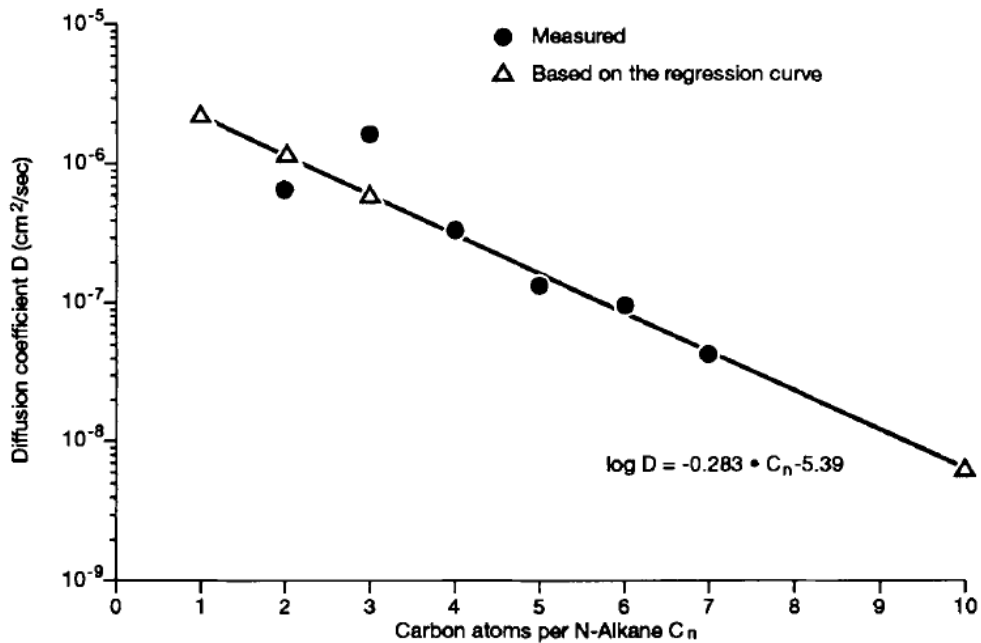


Figura 1.16: Gráfica de coeficiente de difusión contra el número de átomos de carbono (Verweij, Hydrocarbon System Analysis, 1993)

La difusión de un compuesto de hidrocarburo es muy pequeña para llenar un yacimiento de hidrocarburo y además es un mecanismo plausible para el gas, por esto mismo la migración que se da por este caso ocurre a pequeñas distancias.

Para cuantificar el transporte de los fluidos por medio de la difusión se relaciona con el gradiente de concentración bajo la consideración de la Ley de Frick. El proceso de difusión en medios porosos, refiriéndose a rocas sedimentarias, la ley de difusión se puede formular de la siguiente manera (Abrams et al, 1996):

$$J = -D_{eff} gradC_{bulk} \quad (11)$$

donde, J es el flujo difusivo [$mol/m^2 s$], D_{eff} es el coeficiente de difusión efectivo [m^2/s] y C_{bulk} es la concentración del volumen de la roca [mol/m^3].

El coeficiente de difusión efectivo refleja la influencia del medio poroso en la movilidad de las sustancias difusivas. La movilidad está afectada principalmente por la geometría del sistema poroso y por los procesos de absorción y desorción en la superficie porosa. La concentración del

volumen de roca es controlada por la porosidad de la roca sedimentaria, la solubilidad de los fluidos difusivos y la capacidad de absorción de las superficies porosas (Abrams et al, 1996).

En ausencia de un flujo masivo, la difusión podría ser el mecanismo para mover los hidrocarburos a través de la roca generadora. Se considera que el agua es una fase estacionaria y que el movimiento de los compuestos de hidrocarburo disueltos depende de los gradientes de concentración individuales, los cuales varían con la temperatura y presión. Las moléculas más pequeñas tienen ritmos de difusión superiores, a una cierta temperatura, en comparación con las moléculas pesadas más grandes.

1.2.3 Migración primaria en solución

1.2.3.1 Expulsión de hidrocarburos en solución acuosa

North en 1985, señala que el hidrocarburo disuelto en poros de agua migra en solución acuosa debido a cambios, como lo son: decremento de la presión y la temperatura, la partición a una fase de gas-aceite o el incremento de la saturación de gas. Se puede ver afectado por el incremento de la salinidad, ya que así la solubilidad con un hidrocarburo se hace menor.

La migración en solución acuosa es importante solo para el metano y posiblemente para el etano, ya que son los más solubles en agua.

La migración mediante una solución acuosa no es el principal mecanismo de expulsión para el aceite, debido a que no hay suficiente agua para que los espacios porosos se saturen con aceite; esto por la baja solubilidad.

La migración del aceite en agua puede ser un factor sustancial solo después de que haya habido una reducción en el gradiente geotérmico (North, 1985).

1.2.3.2 Expulsión de hidrocarburos en solución gaseosa

El gas comprimido se puede disolver incrementando cantidades de hidrocarburos líquidos pesados mientras la presión y la temperatura aumentan, además se requiere de una fase de gas libre, lo cual ocurre solo cuando el volumen de gas excede en mucho a los hidrocarburos líquidos (M. Hunt, 1995).

La presencia de dióxido de carbono en una solución gaseosa disminuye la viscosidad del aceite, incrementando así su movilidad (Hunt, 1995).

Este mecanismo no se puede contar para que se formen grandes acumulaciones de hidrocarburo como las de Medio Oriente (Hunt, 1995).

La presión diferencial entre la roca generadora y la roca almacén es una de las fuerzas principales de este mecanismo (Hunt, 1995).

1.2.3.3 Expulsión de hidrocarburos en fase aceite.

Ocurre en rocas generadoras muy ricas en materia orgánica, de buena calidad, a partir de la generación de hidrocarburos. La migración en fase aceite tiene que vencer a las presiones capilares de la roca que originalmente estaba mojada por agua (England et al, 1987).

Existen dos grandes teorías sobre la migración de hidrocarburos en una sola fase de aceite: la expulsión en forma de gotas asociadas a poros de agua y la expulsión en una sola fase continua de tres dimensiones. Se ha demostrado matemáticamente que en poros mojados por agua es imposible para un glóbulo de aceite que se exprima a través de una garganta de poro cuando éstos se encuentran en una roca generadora de lutitas. Esta hipótesis está basada en el supuesto de que el diámetro de la gota de aceite es mayor que el de la garganta de poro. Sin embargo, es posible que las rocas generadoras con alto contenido orgánico no sean mojadas por agua, sino por aceite y en esta situación el aceite no migra en forma de gotas junto con el agua si no en una sola fase continua. La migración en esta fase se da en formaciones profundamente sepultadas donde las presiones exceden el punto crítico (Figura 1.17), este es el punto donde la densidad, la viscosidad y la tensión superficial del aceite y del gas son similares y se considera que se encuentran en una sola fase (Hunt, 1995).

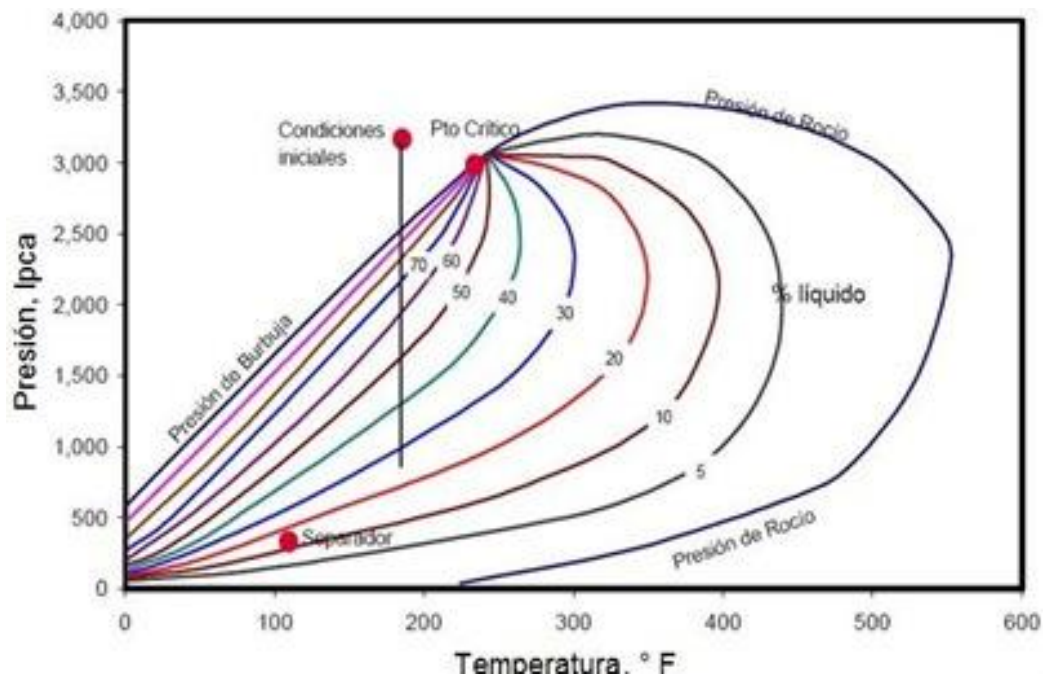


Figura 1.17: Diagrama de fases donde se muestra el punto crítico (Escobar, Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos, 2009)

1.2.3.4 Expulsión en solución micelar y coloidal

Tissot et al en 1984, mencionan en su libro que los coloides pueden estar compuestos por pequeñas partículas que tienen la misma estructura individual o que pueden estar formadas por agregado de moléculas más pequeñas de diferentes tipos. La gama de tamaño coloidal, por lo general, se considera que se extiende desde aproximadamente 10 hasta 10 000 Å.

Las moléculas orgánicas polares, disponiendo de partes hidrofóbica o hidrofílica, pueden formar agregados ordenados denominados micelas. Estas micelas pueden contener 100 o más moléculas, con las partes hidrofóbicas en el interior y las partes hidrofílicas en el exterior. Los crudos y sedimentos se conocen por contener moléculas polares activas de superficie, tales como los ácidos nafténicos (Tissot et al, 1984).

Tissot et al, también mencionan que la principal razón para apoyar las soluciones micelares y coloidales de hidrocarburo, como mecanismo de la migración primaria, es que parece ser la única forma de solubilizar los hidrocarburos que son insolubles en agua, formando soluciones acuosas de poro a temperaturas relativamente bajas. De acuerdo con Baker, 1962, la distribución de los hidrocarburos refleja las variaciones en la clase y tamaño de las micelas en que se disuelven selectivamente los hidrocarburos. Esta migración queda definitivamente limitada a una profundidad de 2000 m debido a los diámetros de poro.

Capítulo II: Migración Secundaria

La migración secundaria se define como el movimiento de los compuestos de petróleo a través de la roca almacén hasta los depósitos de hidrocarburos (Tissot et al, 1984) y se debe entender en términos de flujo de dos fases o tres fases.

Una roca almacén es diferente a una roca generadora por tener mucha más porosidad y permeabilidad primaria y/o secundaria. Una vez que el aceite y el gas se encuentran en la roca almacén, estos migran a un lugar con menores niveles de energía potencial. El parámetro dominante es la presión del yacimiento; la migración ocurre en dirección de la presión hidrostática que disminuye.

Las temperaturas que prevalecen durante la migración secundaria en las rocas que transportan a los hidrocarburos y a las rocas almacén son similares a las encontradas en la generación y migración primaria, por lo que este parámetro no parece tener un papel importante en esta etapa (Tissot et al, 1984).

Los requerimientos físicos para una migración secundaria son: una fuente adecuada de hidrocarburos, un camino de migración permeable que facilite el movimiento y un gradiente de presión que incite a la migración (North, 1985).

La terminación de la migración secundaria queda determinada por la interrelación de la fuerza impulsora que causa el movimiento de las gotas de hidrocarburo, las fuerzas de flotación y las presiones capilares que resisten este movimiento.

El aceite y gas encontrados en un depósito reflejan en composición lo que se ha recolectado del área de drenado de la migración secundaria. Por ejemplo, una estructura anticlinal de grandes dimensiones, en condiciones hidrostática, recolecta aceite y gas que ascienden por flotación independientemente de su fuente. Conforme el petróleo y gas ascienden, se aglomeran y comienzan a formar una red de fase hidrocarburo continua a través del sistema poroso de la roca de yacimiento; el agua en el sistema de poro es desplazada por los hidrocarburos en movimiento, de acuerdo con los principios de flotación y las presiones capilares (Tissot et al, 1984).

En la migración secundaria la difusión homogeniza los gradientes de concentración de los hidrocarburos, si esto no sucede, la migración secundaria estará dominada por un flujo multifásico.

En el proceso de migración, además del movimiento del hidrocarburo a través del espacio poroso comúnmente hay cambios químicos en la composición del petróleo. Los cambios de fase ocurren

como resultado de la migración hacia arriba a regiones de menor presión y temperatura. Esto es importante para los condensados de alta presión y temperatura, al alcanzar el punto de burbuja se liberará algo de gas. El hidrocarburo residual y el gas liberado se comportarán diferentes con respecto a su migración subsecuente (Allen et al, 2005).

A bajas temperaturas, menores a 70 °C, y en regiones donde existe un flujo significativo de agua, el hidrocarburo puede ser degradado por acción bacteriana o por un lavado con agua. El proceso bacteriano consiste en una sistemática pérdida de *n*-alcanos, alcanos ramificados y alcanos policíclicos. Esta destrucción progresiva del petróleo conlleva a un incremento en el punto de rocío y a la viscosidad del aceite y un decremento de la gravedad API (Gluyas et al, 2004).

El proceso físico de la migración puede llevar a una separación cromatográfica de los componentes del petróleo, con la roca en estado estacionario. A este proceso se le ha referido como geocromatografía (Larter et al, 2000).

La tasa en la que el hidrocarburo migra se puede calcular con el uso de la ley de Darcy:

$$q = - \frac{kA\Delta P}{\mu L} \quad (12)$$

donde, q es el gasto volumétrico del fluido [$cm^3 s^{-1}$], k es la permeabilidad [D], A es el área [cm^2], μ es la viscosidad [cp], ΔP es el diferencial de presión [atm], y L es la longitud [cm].

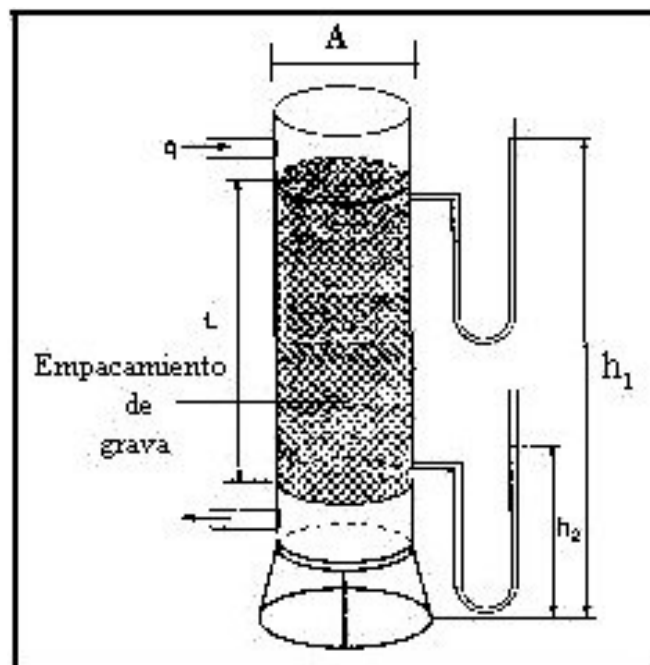


Figura 2.1: Experimento de Darcy
(Ramírez, Productividad de Pozos Petroleros, 2007)

Ramírez en 2007, menciona que Henry Darcy en 1856, realizó los primeros trabajos sobre permeabilidad cuando analizó el flujo de agua a través de filtros de arena y por esta razón, la unidad de permeabilidad en la industria petrolera se conoce como Darcy (Figura 2.1). Dado que la mayoría de los yacimientos tienen permeabilidades menores a un Darcy, se utiliza con más frecuencia el miliDarcy [*mD*] como unidad.

Por otra parte, la permeabilidad, k , puede variar ampliamente en el yacimiento, debido a la heterogeneidad y anisotropía, es decir, $k_x \neq k_y \neq k_z$ (Ramírez, 2007).

Los valores típicos de la permeabilidad para areniscas y calizas son:

Arenisca	<i>1 D – 1 mD</i>
Caliza	<i>10 mD – 10 μD</i>

Con estos datos es posible calcular la tasa de migración en areniscas que es de 1 – 1000 km por millón de años y en las calizas de 0.01 a 10 km por millón de años (Gluyas et al, 2004).

Los yacimientos no son uniformes en sus propiedades como lo son la permeabilidad, porosidad, distribución de tamaños de poro, mojabilidad, saturación de agua congénita y otras propiedades PVT. La variación puede ser areal así como vertical. La heterogeneidad de los yacimientos se atribuye a los ambientes de depositación y a sus eventos subsecuentes, así como a las partículas que constituyen los sedimentos (Latil, 1980).

El método de Dykstra – Parson es uno de los métodos más conocidos y utilizados en la predicción del comportamiento de yacimientos sometidos a inyección de agua. Combina una serie de consideraciones teóricas con resultados experimentales. El método se aplica para yacimientos estratificados y tiene por objeto la determinación de la eficiencia vertical o intrusión fraccional, la relación agua-petróleo, y en general la predicción del comportamiento durante un proceso de inyección de agua. También sirve para obtener el coeficiente de variación de permeabilidad “*V*”. Este coeficiente mide o cuantifica la estratificación de la permeabilidad y su efecto en el comportamiento de la inyección de agua. Su valor varía entre 0 y 1, de tal manera, que entre menor sea su valor mayor es la recuperación ya que el yacimiento es más homogéneo. El factor de variación de permeabilidad, está basado sobre una distribución de permeabilidad log-normal, de la permeabilidad contra el porcentaje total de muestras que tienen una permeabilidad más alta (Satter et al, 2007).

El modo de calcular “*V*” en un intervalo geológico, (Figura 2.2) lo describen Satter et al en 2007, y es el siguiente:

- Las permeabilidades del perfil de las capas se colocan en orden decreciente.
- Se determina para cada una de ellas el porcentaje del número total de permeabilidades que son mayores que cada una en particular.
- Se construye un gráfico representando el logaritmo de cada permeabilidad en función del porcentaje calculado en el paso anterior, en escala de probabilidades.
- En el gráfico obtenido, se determina sobre la mejor recta trazada las permeabilidades correspondientes a 50% y 84.1%, llamadas respectivamente $K_{50\%}$ y $K_{84.1\%}$.
- A partir de esos valores de K , se calcula “ V ” utilizando la siguiente ecuación:

$$V = \frac{(K_{50\%} - K_{84.1\%})}{K_{50\%}} \quad (13)$$

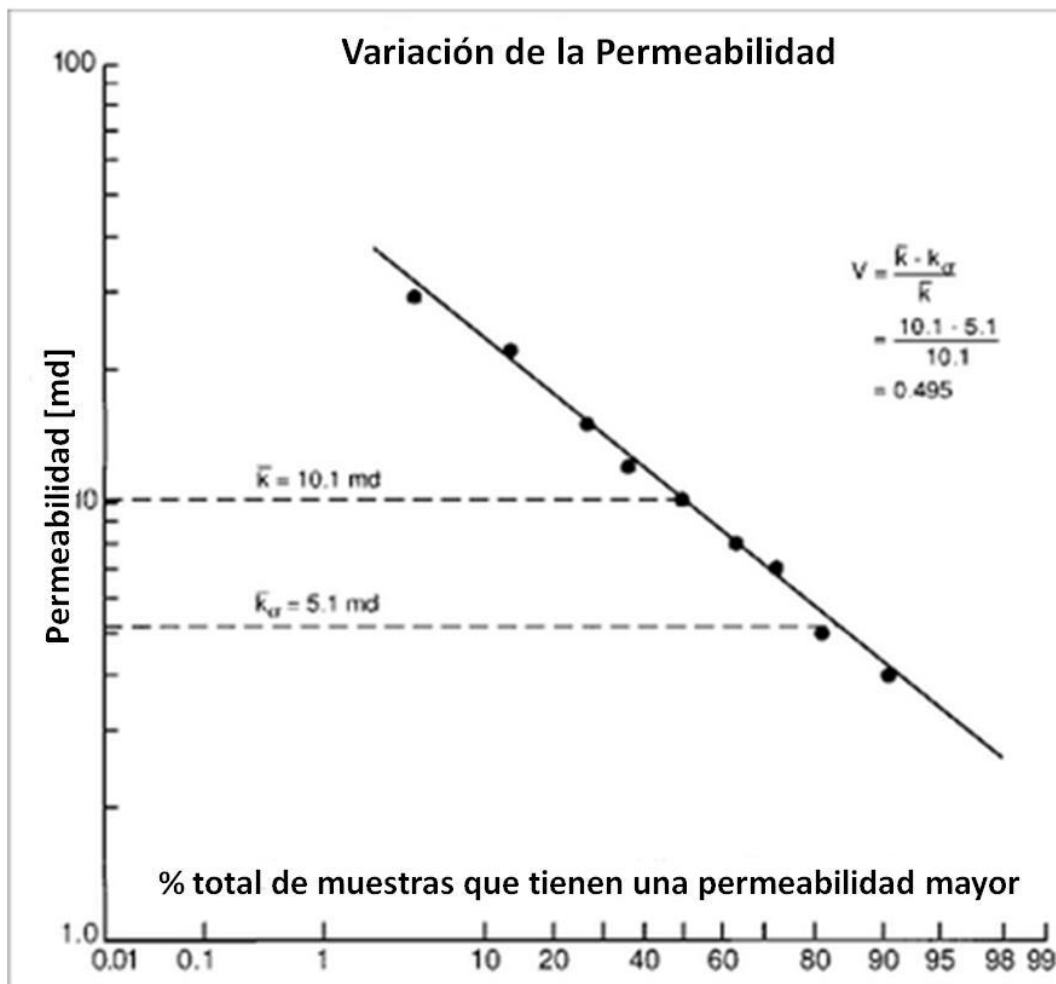


Figura 2.2: Análisis del factor de variación de permeabilidad Dykstra – Parson (Satter et al, Practical Enhanced Reservoir Engineering: Assisted with Simulated Software, 2007)

2.1 Factores que afectan a la migración secundaria

Los factores que afectan a la migración secundaria son: flotabilidad, presión capilar y el flujo de fluido hidrodinámico.

2.1.1 Flotabilidad

La fuerza principal en la migración secundaria es la de flotación del hidrocarburo, bajo condiciones hidrostáticas (North, 1985). Un cuerpo, sea líquido o sólido, que está inmerso en un fluido es impulsado por una fuerza igual al peso del fluido que desplaza. En el caso de los fluidos petroleros existen el gas natural, con un peso específico entre 0.00073 y 0.000900, el aceite, con un peso específico entre 0.7 - 0.99 y el agua con un peso específico de 1. En un yacimiento que contiene estos tres fluidos, el gas se desplazará hacia arriba, seguido del aceite y en la parte más baja estará el agua, esto debido a las fuerzas de flotación. La flotabilidad refleja la diferencia de densidades de los hidrocarburos y el agua. Todos los aceites flotan en agua salada y la mayoría en agua natural.

En condiciones hidrostáticas, los hidrocarburos tratan de migrar verticalmente hacia arriba a través del agua más pesada, desplazando un equivalente de volumen en agua. El hidrocarburo está sujeto a una fuerza de flotación, representado por un vector vertical hacia arriba e igual a la diferencia entre el peso de una unidad de volumen de aceite y la de una unidad de volumen de agua que es desplazada. En otras palabras, la flotabilidad es inversamente proporcional a la densidad y la fuerza de flotación se incrementa con un aumento de la densidad API del aceite (Figura 2.3). La flotabilidad se puede representar:

$$\Delta P = \gamma_p g (\rho_w - \rho_p) \quad (14)$$

donde, ΔP es la fuerza de flotación, γ_p es la altura de la columna de hidrocarburo, g es la aceleración de la gravedad y ρ_w y ρ_p son las densidades del agua y del hidrocarburo, respectivamente.

El movimiento del hidrocarburo debido a la flotación empieza donde se ha desarrollado suficiente concentración del mismo. Si una porción limitada de la roca almacén recibe suficiente aceite para proveer una fase continua requerida para el desarrollo de la flotación, esta fuerza superará a la fuerza capilar y el aceite podrá entrar a los poros saturados con agua.

Las fuerzas hidrodinámicas pueden favorecer o afectar a las fuerzas de flotación, ya sea incrementando los gradientes de presión o cambiando la dirección de flujo (Allen, 2005).

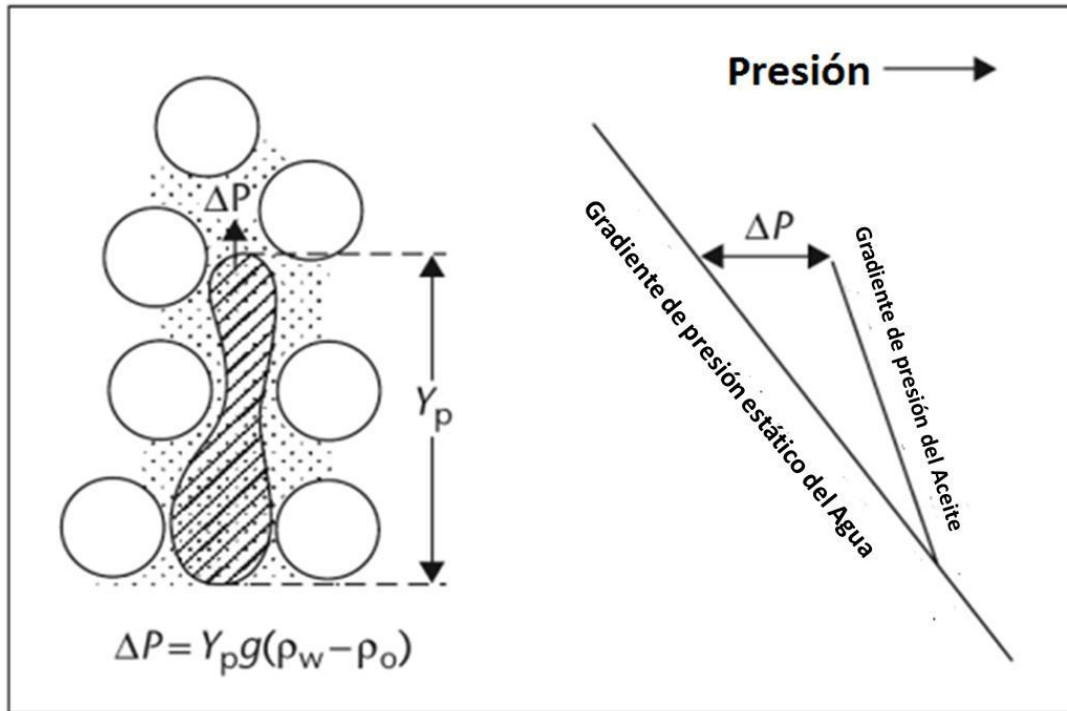


Figura 2.3: Esquema del comportamiento de la flotación
(Allen, Basin Analysis: Principles and Application, 2005)

2.1.2 Presión capilar

Para cruzar un espacio entre poros, si el diámetro de una gota es mayor al del espacio que se va a atravesar, un elemento de hidrocarburo, o la gota, se debe de deformar a un grado que varía directamente con la diferencia del diámetro. La tensión interfacial se opone a esta deformación, por lo tanto, al movimiento. Así, las fuerzas capilares tienden a oponerse a la flotabilidad y a la hidrodinámica.

La presión capilar P_c (Ecuación 15), es la presión requerida por el aceite y gas para desplazar al agua de la roca que tratan de penetrar. Esta presión es dependiente de la flotabilidad, los gradientes de presión y de lo largo que sea la fase continua de aceite. Este fenómeno es el resultado del efecto combinado de la tensión superficial e interfacial de la roca y fluidos, el tamaño de poros, su geometría y a las características de la mojabilidad del sistema.

Cualquiera que sea el momento en que estas fuerzas sean suficientes para causar que las fuerzas capilares sean menores a las fuerzas de desplazamiento el movimiento de los hidrocarburos empezará (Figura 2.4). Fuerzas de mayor magnitud son necesarias para que para que las gotas de petróleo pasen a través de los poros más pequeños (Allen, 2005). Su expresión cuantitativa es:

$$P_c = P_{nw} - P_w \quad (15)$$

$$P_d = \frac{2 \gamma \cos \theta}{r} \quad (16)$$

donde, P_c es la presión capilar, P_{nw} es la presión de la fase no mojante, P_w es la presión de la fase mojante, P_d es la presión de desplazamiento del contacto hidrocarburo – agua en $[dinas/cm^2]$, γ es la tensión interfacial en $[dinas/cm]$, θ es la mojabilidad expresada como el ángulo de contacto entre el agua y el hidrocarburo contra la roca y r es el radio de la garganta de poro más grande en $[cm]$.

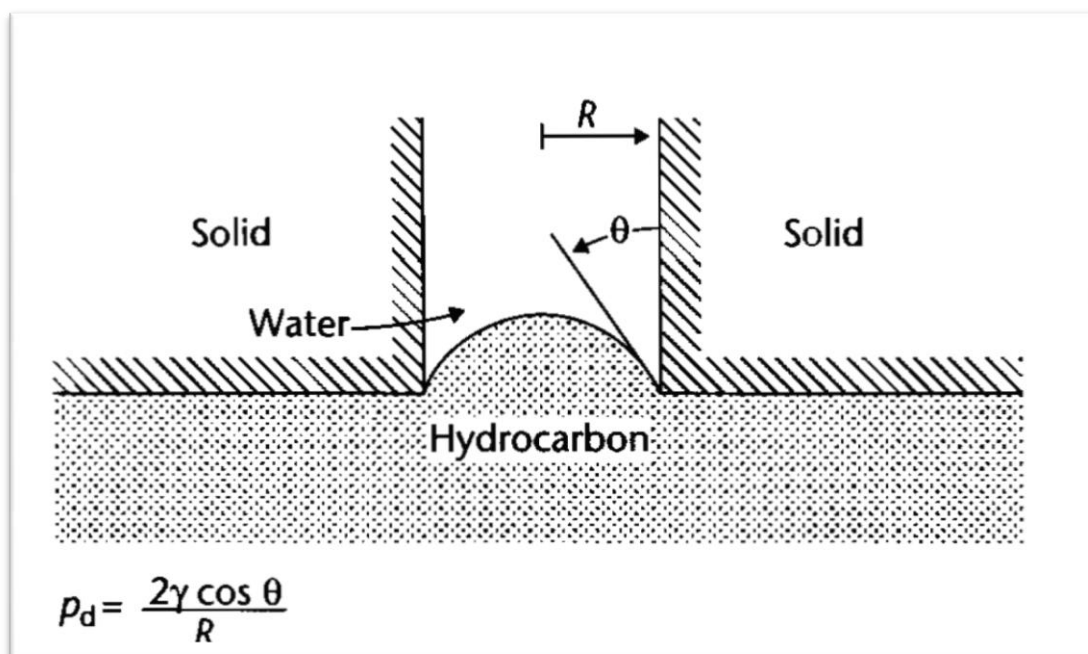


Figura 2.4: Fuerzas de resistencia en la migración secundaria
(Allen, Basin Analysis: Principles and Application, 2005)

Si se consideran dos fluidos inmiscibles, como el gas y el aceite (Figura 2.5), una molécula de aceite, la cual esté alejada de la interface está rodeada de otras moléculas de aceite, por consiguiente la fuerza atractiva resultante es de 0. Una molécula en la interface, tiene una fuerza que actúa sobre ella que es la de las moléculas de gas que están inmediatamente arriba de la interface y también actúa otra fuerza que es la de las moléculas de líquido que se encuentran debajo de la interface. Como resultado, las fuerzas resultantes no están balanceadas y hacen surgir a la tensión superficial. La atracción no balanceada entre las moléculas crea una membrana con una tensión que se puede cuantificar (Ahmed, 2001).

La tensión interfacial se tiene que tomar en cuenta en sistemas multifásicos cuando dos fluidos inmiscibles están en contacto. Cuando estos fluidos son líquido y gas, el término tensión superficial se usa para describir las fuerzas que actúan en la interface. Cuando la interface es entre dos líquidos, las fuerzas que actúan son llamadas tensión interfacial. La superficie de los líquidos usualmente está cubierta por una película delgada que posee una pequeña fuerza; sin embargo, esta película delgada actúa como una membrana delgada que resiste a ser rota (Ahmed, 2001).

Las unidades de la tensión interfacial son unidades de fuerza por unidades de longitud y se denota con el símbolo γ . La tensión interfacial para un sistema de agua y aceite varía entre 5 a 35 dinas/cm y entre el gas y agua varía entre 30 a 70 dinas/cm (Bjørlykke, 2010). En un sistema gas – agua la tensión interfacial disminuye al incrementar la presión y la temperatura; a diferencia de un sistema aceite – agua donde la temperatura es el factor esencial que al incrementarse la tensión interfacial puede disminuir entre 10 y 20 dinas/cm. Esto significa que el aceite migra más fácil que el gas a través de rocas mojadas por agua (Hunt, 1995).

Hunt en 1995, menciona que a mayores profundidades, la tensión interfacial tiende a aproximarse una a otra conforme el aceite cambia a condensado.

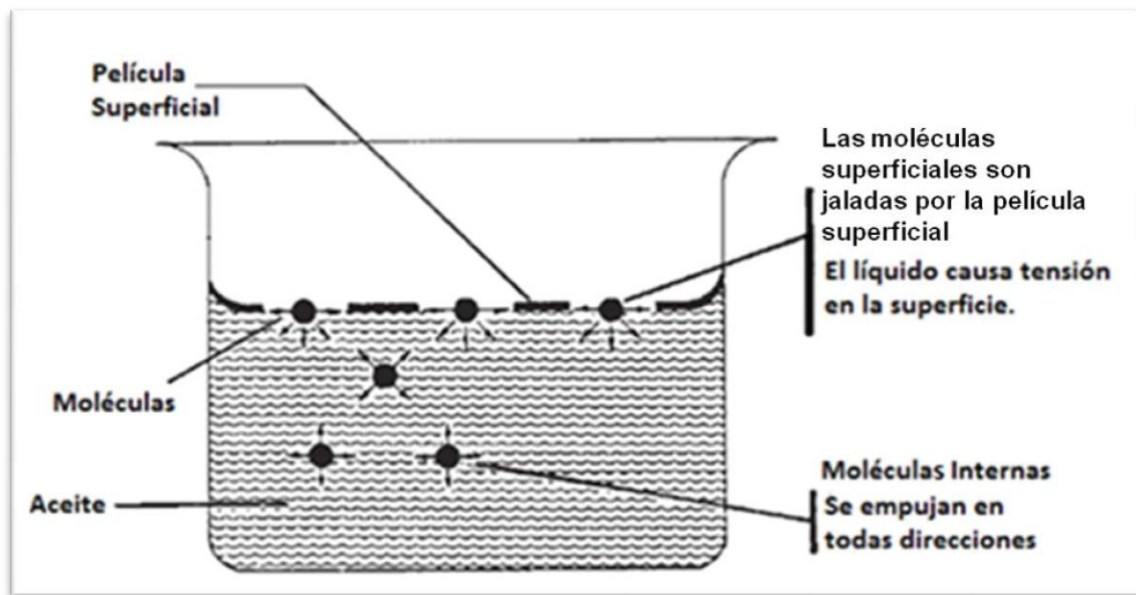


Figura 2.5: Ilustración de la tensión interfacial
(Ahmed, Reservoir Engineering Handbook, 2001)

Los efectos capilares en los yacimientos con distribución de tamaño de poro no homogénea pueden constituir otra causa para los contactos irregulares hidrocarburo – agua. Cuando el tamaño de grano promedio disminuye a través de un yacimiento de arenisca saturado en su mayoría de aceite, un contacto curvado agua – aceite puede ser paralelo a este cambio. En la roca

de grano fino, el agua asciende más alto, debido a la presión capilar en comparación con la parte de grano grueso del yacimiento (Tissot et al, 1984).

Existe un experimento en donde al colocar un tubo de vidrio capilar en un contenedor abierto que contiene agua, la combinación de la tensión interfacial y la mojabilidad del tubo preferente al agua va a causar que el agua se eleve por arriba del nivel del agua que se encuentra en el contenedor fuera del tubo de cristal (Ahmed, 2001).

El agua se alzará dentro del tubo hasta que la fuerza total que actúa empujando al líquido se balancee con el peso de la columna de líquido que se soportan en el tubo (Figura 2.6). En la figura F_A se refiere a la fuerza ascendente y F_D se refiere a la fuerza descendente.

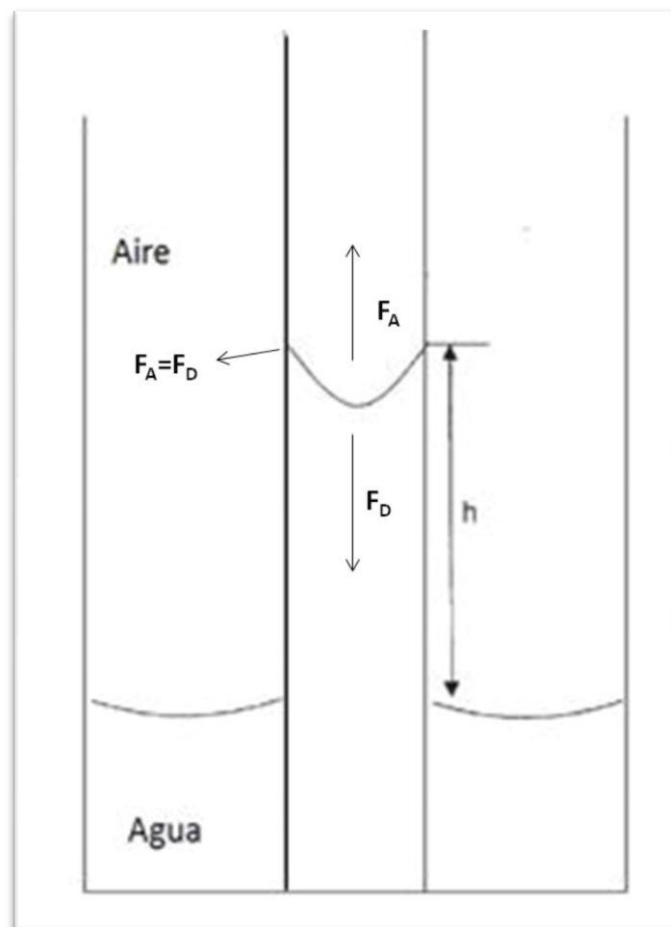


Figura 2.6: Experimento en tubo capilar
(Ahmed, Reservoir Engineering Handbook, 2001)

Las fuerzas de mojabilidad inciden en el comportamiento de un yacimiento de hidrocarburos de distintas maneras, incluyendo la saturación, el flujo multifásico y ciertos parámetros de la interpretación de registros.

Las rocas almacenadoras son estructuras complejas que a menudo comprenden una diversidad de tipos de minerales. Cada mineral puede tener una mojabilidad diferente, lo que hace que el carácter de la mojabilidad de la roca compuesta sea difícil de describir. Habitualmente el cuarzo, el carbonato y la dolomía tienen preferencia a la mojabilidad por agua antes de la migración de los hidrocarburos. La historia de saturación del material puede incidir en la mojabilidad de la superficie, de modo tal que las superficies de sólidos que habían sido contactadas previamente por petróleo pueden ser mojables por petróleo, pero las superficies nunca contactadas por petróleo pueden ser mojables por agua (Abdallah et al, 2007).

La mojabilidad no describe el estado de saturación, así que una superficie preferentemente mojable por agua puede estar en contacto con aceite o gas.

El término mojabilidad describe el equilibrio de las fuerzas superficiales e interfaciales de un sólido por estar en contacto con un fluido en lugar de otro. La tendencia de que un líquido se derrame sobre una superficie sólida es un indicador de las características de mojabilidad del líquido para el sólido. Esta tendencia a derramarse se puede expresar convencionalmente midiendo el ángulo de contacto del líquido con la superficie. Debido a las fuerzas de atracción la fase con características de mojabilidad tiende a ocupar los poros pequeños de la roca y la fase que no tiene mojabilidad ocupa los canales más abiertos (Abdallah et al, 2007).

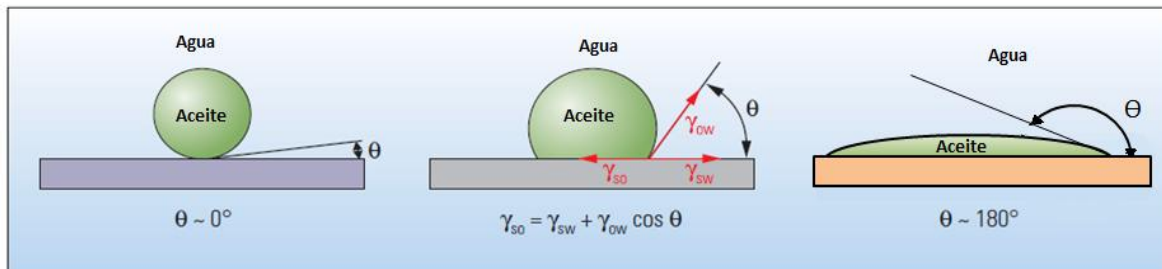


Figura 2.7: Diferentes ángulos de contacto entre el agua y el aceite (Abdallah et al, Los fundamentos de la mojabilidad, 2007)

Como se muestra en la figura 2.7, una gota de aceite rodeada de agua sobre una superficie mojable por agua, figura de la izquierda, forma un ángulo de contacto θ que es aproximadamente igual a cero. En una superficie mojable por aceite, como la gota de la derecha, la gota se dispersa, generando un ángulo de contacto de aproximadamente 180° . Una superficie con una mojabilidad intermedia también forma una gota, pero el ángulo de contacto está dado por el equilibrio de fuerzas resultante de la interacción de tres tensiones interfaciales, las que existen entre el aceite y

la superficie γ_{SO} , entre el agua y la superficie γ_{SW} y entre el aceite y el agua γ_{OW} (Abdallah et al, 2007).

A lo largo del medio continuo rigen diversos grados de mojabilidad, y si el sólido no posee una preferencia marcada por un fluido respecto a otro, su condición se denomina mojabilidad intermedia. La condición mojable por agua original es modificada, en cierta medida, por la migración del petróleo.

2.1.3 Flujo de fluido hidrodinámico

Con frecuencia existe un flujo de agua subsuperficial y la influencia de las condiciones hidrodinámicas en la migración secundaria no puede despreciarse.

Cualquier flujo de agua en un acuífero, dependiendo de su dirección, puede inhibir o facilitar la migración secundaria de los hidrocarburos. El flujo de agua está relacionado con los gradientes hidrodinámicos. Cuando el gradiente es en la dirección ascendente, facilita las fuerzas de flotación en cuanto al movimiento de los hidrocarburos. Cuando el gradiente hidrodinámico es descendente, las fuerzas de flotación tienen que ser mayores de lo requerido con condiciones hidrostáticas, con objeto de balancear o sobrepasar las presiones de flujo opuestas (Tissot et al, 1984).

En condiciones hidrodinámicas, no siempre es necesario que el petróleo o gas se encuentren en la parte más alta o en la culminación de una trampa. La fuerza del agua en movimiento tiene una dirección y magnitud tales que puede retener y atrapar la fase de hidrocarburos en otras posiciones adecuadas de la roca de yacimiento (Tissot et al, 1984).

Los gradientes hidrodinámicos podrían constituir un mecanismo importante para la migración secundaria, especialmente durante la fase inicial. La dirección final de la migración secundaria del aceite y del gas sería dependiente de las magnitudes relativas y direcciones de las fuerzas hidrodinámicas y flotantes (Tissot et al, 1984).

2.2 Distancias de la migración secundaria

Tissot et al en 1984, mencionan que se han expresado opiniones ampliamente distintas acerca de las distancias de migración secundaria. En algunos casos se han inferido de una migración de intervalo corto, tal como en los lentes de arena aislados en el Terciario de la Fosa del Rin y los arrecifes de pináculo en el Devónico de Canadá Occidental. La migración secundaria a gran distancia ha sido sugerida para el aceite pesado de Athabasca en Canadá y para muchos campos petroleros del Medio Oriente.

Se conocen campos petroleros gigantes con más de 100 millones de toneladas de hidrocarburos. La acumulación de esta enorme masa de petróleo o gas, mediante los procesos de la migración secundaria, requiere de un área de drenado bastante grande y un volumen de sedimentos correspondientemente grande. Los cálculos de balance para tales campos petroleros indican que, aun bajo las condiciones más favorables, la migración secundaria debe implicar distancias de al menos varias decenas de kilómetros, o áreas de drenado de algunos cientos de kilómetros cuadrados. Un depósito de hidrocarburos que se extiende a varios de cientos de kilómetros cuadrados, tal como las arenas impregnadas con petróleo de Athabasca, en Canadá, requiere de una migración secundaria a distancias del orden de 100 km o más. Tales presencias son razonables considerando la presencia de caminos de migración privilegiados, tales como en el caso de la discontinuidad mayor del Cretácico – Paleozoico en Canadá Occidental (Tissot et al, 1984)

Hunt en 1995, menciona que Klemme y Ulmishek en 1991, realizaron un estudio que indica que aproximadamente el 60% del aceite convencional en todo el mundo se ha movido verticalmente de una roca generadora a una roca almacén y aproximadamente el 40% se ha movido lateralmente. Pero se estima que el 43% de aceite se ha movido de ambas maneras, lateral y vertical, sin la misma secuencia estratigráfica que la de la roca generadora.

La migración secundaria en distancias verticales (Figura 2.8), mayor que el espesor de una roca almacenadora única, solamente es posible a través de fallas o sistemas de fractura. Esto puede originar la sobreposición de algunos yacimientos productivos, tales como en las áreas de delta de la Costa del Golfo y el delta del Níger, donde las fallas de desarrollo probablemente forman caminos de migración vertical (Tissot et al, 1984).

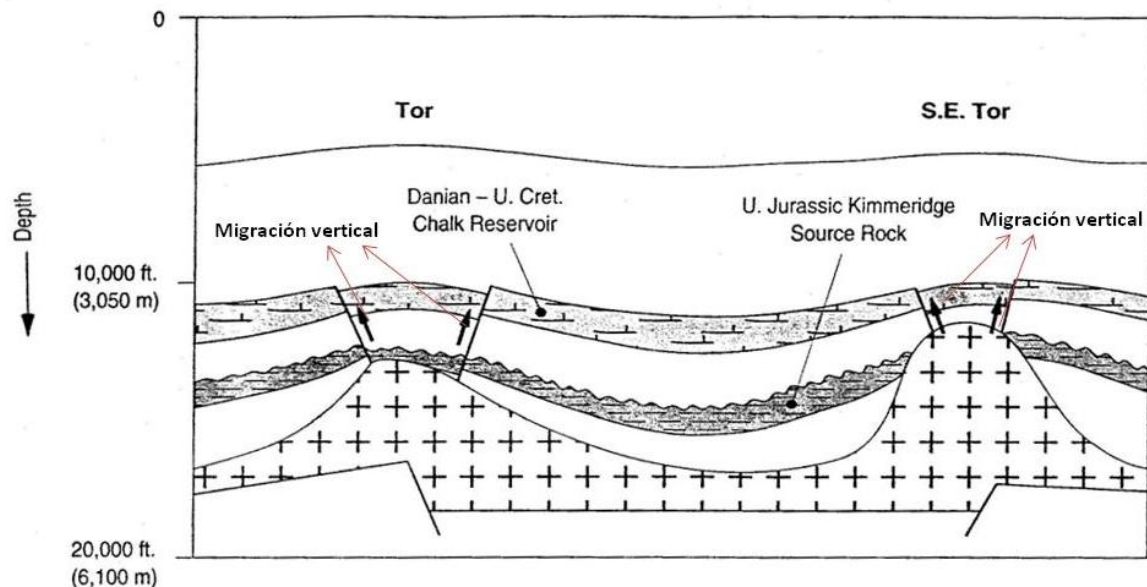


Figura 2.8: Migración vertical en el campo Tor en el Mar del Norte, Noruega (Hunt, Petroleum Geochemistry and Geology, 1995)

La dirección y distancia de migración de una roca generadora a una roca almacén dependen del tamaño de la cuenca y de su configuración. Klemme considera a los deltas, a las pequeñas cuencas de rifts (Figura 2.10), las cuencas de márgenes divergentes y márgenes activos que tienen una migración dominante vertical en pequeñas distancias con una menor migración lateral. Ejemplo de esto son los yacimientos que se encuentran en Chicontepec y Tampico (Hunt, 1995).

Las cuencas tipo foreland (Figura 2.10) y los cinturones plegados tienen una migración lateral dominante de grandes distancias. Como ejemplo están la cuenca del este venezolano y la cuenca del oeste de Canadá (Figura 2.9).

Un gran porcentaje de los hidrocarburos convencionales almacenados se encuentran en cuencas tipos foreland y en cinturones plegados, el contraste son los deltas y éste se debe en parte a la relación que existe entre el área de drenado de la roca generadora. Otra razón para estas diferencias es que los deltas tienen pequeñas áreas de drenado para estructuras pequeñas con caminos de migración estrictamente verticales. Las cuencas tipos foreland tienen enormes áreas de drenado con amplios caminos de migración laterales a lo largo de discontinuidades y canales, además de trampas disponibles en toda el área. La migración vertical es más eficiente que la lateral en el hecho de que se puede entrapar más de un 35% de aceite de una sola área de drenado, comparado con menos del 5% de una migración lateral. Sin embargo, la larga migración lateral mueve más aceite de un volumen más grande de roca generadora (Hunt, 1995).

A continuación se describe brevemente a la cuenca rift y la cuenca foreland (Allen, 2005):

Tipo de cuenca	Movimiento tectónico	Descripción de la cuenca
Rift	Divergente	La migración de los hidrocarburos se realiza a corta distancia y de forma lateral.
Foreland	Convergente	Dominan los sedimentos clásticos, poseen grandes trampas, de tipo estratigráfico y estructural.

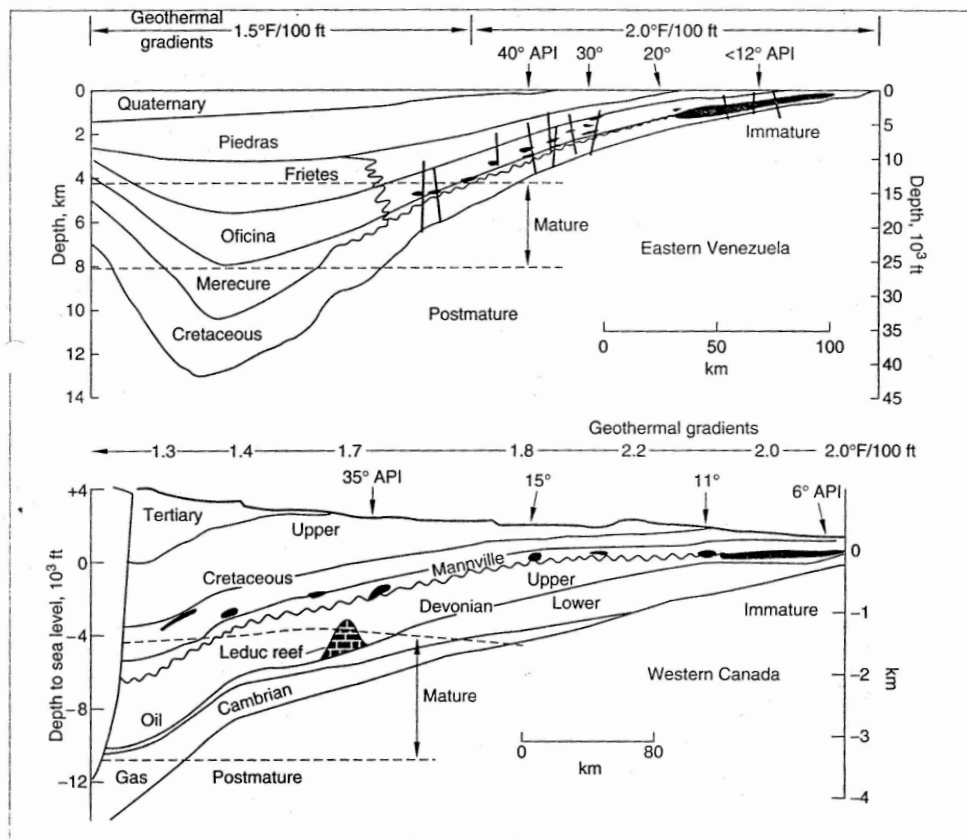


Figura 2.9: Migración lateral en grandes distancias en Canadá y Venezuela (Hunt, Petroleum Geochemistry and Geology, 1995)

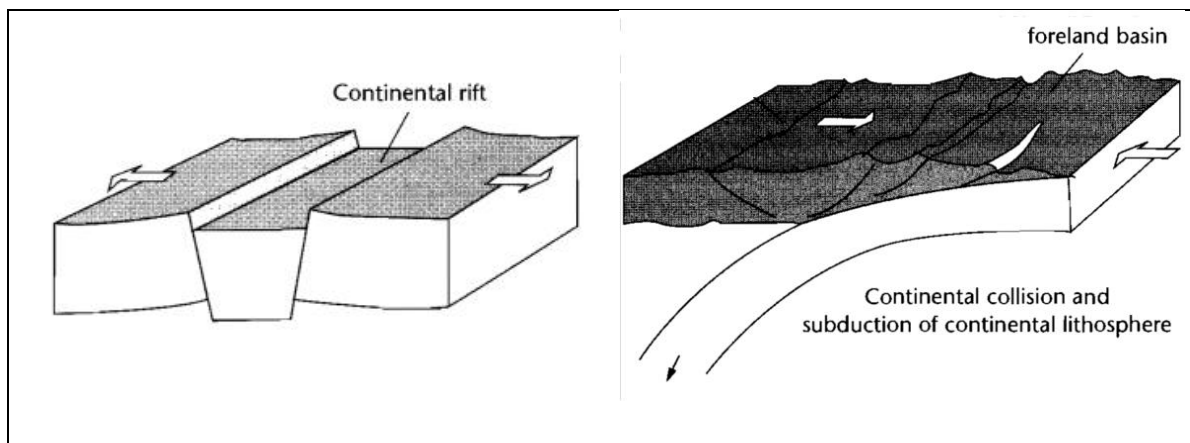


Figura 2.10: Lado izquierdo cuenta tipo rift y lado derecho cuenca tipo foreland (Allen, Basin Analysis: Principles and Application, 2005)

Capítulo III: Dismigración

Los sistemas petroleros son dinámicos en una escala de tiempo geológico. La estabilidad de las acumulaciones de hidrocarburos y la eficiencia de sello en el yacimiento son factores a los que últimamente se les da una especial importancia. Las rocas sello, son rocas que previenen la migración vertical de los hidrocarburos fuera de las trampas (Figura 3.4), es por eso que una roca sello efectiva es esencial en cualquier sistema petrolero. En práctica, los mejores sellos son de lutitas o evaporitas (Figura 3.1). La mayoría de los sellos son incapaces de detener el flujo hacia arriba especialmente del gas. Esto nos lleva a filtraciones que llegan a la superficie y el proceso se llama dismigración (Kloester et al, 2002).

La dismigración, o migración terciaria (Figura 3.4), es la pérdida de hidrocarburos de una trampa a través de las rocas sello. Para que el gas y el aceite se filtren a través de las rocas sello deben superar las fuerzas de capilaridad; al superar las barreras de capilaridad, el flujo del fluido será controlado por la permeabilidad.

La migración terciaria incluye derrames, fugas, filtraciones, disipación y alteración de los hidrocarburos mientras estos alcanzan la superficie de la tierra (Gluyas et al, 2004).

La dismigración es casi imperceptible para una escala de tiempo humana. Los yacimientos continuos y las migraciones laterales que éstos estimulan a menudo son la fuente de una dismigración considerable de hidrocarburos.

Jon Gluyas et al en 2004, señalaron que los procesos físicos que manejan la migración terciaria son los mismos que operan durante la migración secundaria. La flotabilidad lleva al aceite a la superficie. Esto puede ser ayudado o dificultado por los gradientes de presión e hidrodinámicos. La única gran diferencia entre la migración terciaria y secundaria es el índice de petróleo en la reserva. Las trampas que fallan, a través de una filtración capilar, el fracturamiento hidráulico o la tectónica suministran petróleo a nuevos sistemas portadores de hidrocarburos más rápidamente de lo que lo hace una roca generadora madura.

La dismigración por filtración ocurre porque en las rocas sello hay poros y gargantas de poro más pequeñas que las de la roca almacén que detienen el movimiento ascendente del aceite. Las trampas al llenarse progresivamente, incrementan el peso vertical del hidrocarburo hasta llegar a un punto donde las fuerzas de flotabilidad son mayores que las fuerzas capilares de la roca sello.

Esto significa que hay un peso de acumulación máxima que puede soportar una trampa en la cual esta es impermeable.

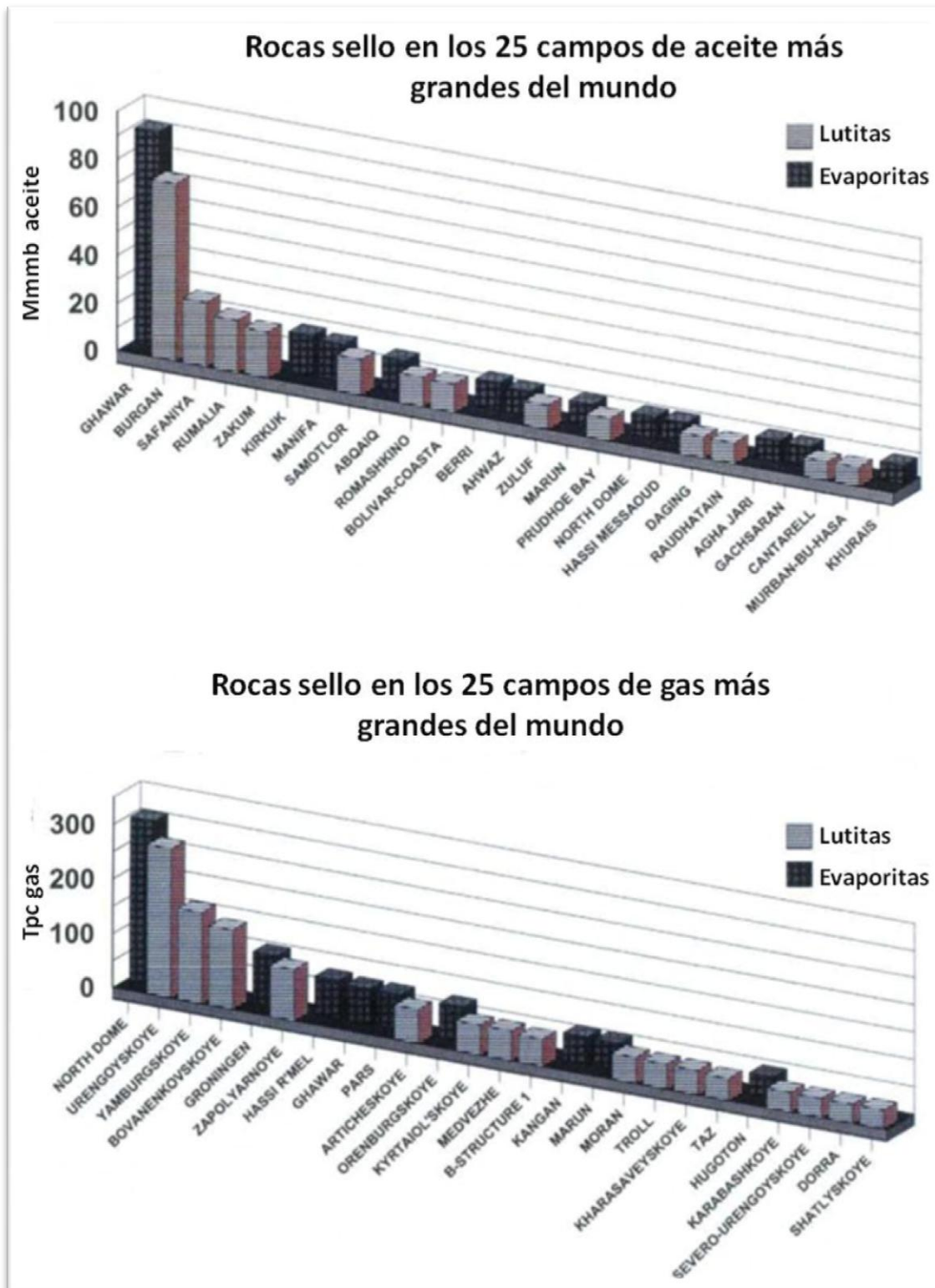


Figura 3.1: Sellos más comunes en los campos más grandes del mundo (Kloester et al, Hydrocarbon Seal Quantification, 2002)

Otro factor que conlleva a una migración terciaria, es la capacidad de entrapamiento de la roca sello. Primero se debe identificar el tipo de sello que existe, si es una barrera permeable o un sello capilar. Las barreras permeables generalmente son fallas con muy poca permeabilidad y no permiten el paso de los hidrocarburos. Se pueden dividir en dos tipos: sellos con fallas geométricas o yuxtapuestas y las fallas rellenas de arcilla (Møller-Pedersen et al, 1997).

Los sellos en los cuales su superficie tenga preferencia a mojarse con agua actúan como sellos capilares por lo tanto la retención está controlada por la presión capilar de entrada. En un sistema de agua-hidrocarburo, la presión mínima de entrada del sello es la diferencia de la máxima presión que se puede mantener a través del sello antes de que el hidrocarburo tenga suficiente presión para quebrantar las gargantas de poro y filtrarse hacia la superficie. La capacidad estática de sello es la altura máxima de una columna de hidrocarburo que puede ser retenida por el sello; depende de la presión capilar de entrada del sello para una interface de agua-hidrocarburo, de la diferencia de densidades entre el agua y el hidrocarburo a la profundidad de estudio y de la aceleración de la gravedad (Møller-Pedersen et al, 1997). La altura de la columna que soporta un sello se puede saber con la siguiente fórmula:

$$HC_{columna} = \frac{P_{c_{hc-agua}}}{g(\rho_{agua} - \rho_{aceite})} \quad (17)$$

$$P_{c_{hc-agua}} = P_o - P_w \quad (18)$$

donde, $HC_{columna}$ es la columna de hidrocarburos que soporta el sello [ft], $P_{c_{hc-agua}}$ es la presión capilar de la interface agua-hidrocarburo [psi] que se entiende como la presión capilar del sello, que es el agua, menos la presión capilar del almacén, que es el hidrocarburo, ρ_{agua} y ρ_{aceite} es la densidad del agua y del aceite, respectivamente [lb/ft³], g es la aceleración de la gravedad [ft/s²], P_o es la presión de la fase de aceite y P_w es la presión de la fase de agua.

Møller-Pedersen et al en 1997, señala que si la presión capilar de la roca almacén excede a la de la roca sello, el sello se romperá y el hidrocarburo se filtrará para convertirse en un camino permeable que permita el flujo. La probabilidad de que una columna de hidrocarburo pueda ser retenida por una barrera impermeable durante un tiempo geológico está en función del flujo a través de la falla, esto se puede estimar con la ley de Darcy (Ecuación 12).

En el caso del gas, la difusión molecular debería ser considerada como un mecanismo importante de migración, bajo las siguientes condiciones:

- Ausencia de flujo en largos períodos de tiempo geológico.
- Áreas tectónicamente estables.
- Rocas generadoras no tan alejadas del depósito de hidrocarburo.

Las pérdidas difusivas del gas libre (Figura 3.2), pueden tener un impacto significativo en el balance de gas de un sistema de hidrocarburos y en algunas instancias pueden representar un factor controlador para la declinación de un yacimiento (Abrams et al, 1996).

La fase de gas libre en el yacimiento está en equilibrio con el agua de los poros que se encuentra en la roca sello. La concentración del gas en el sello está determinada por la solubilidad con el agua como función de la presión, temperatura y salinidad (Abrams et al, 1996).

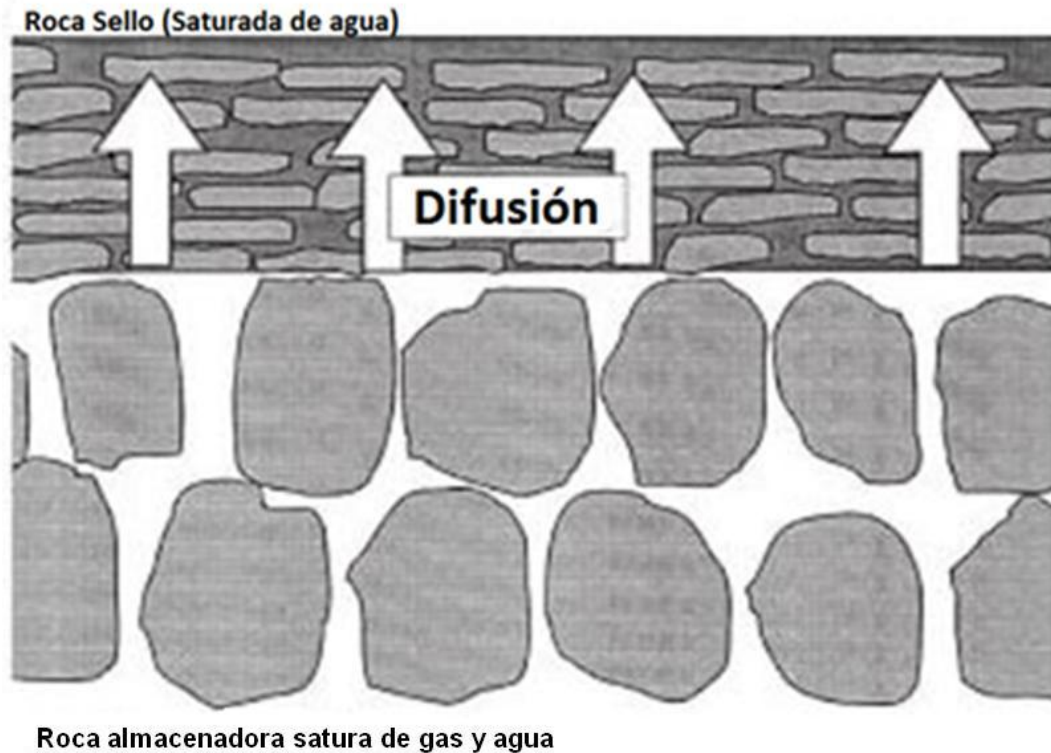


Figura 3.2: Difusión entre los límites de una roca almacén y una roca sello (Abrams et al, Hydrocarbon migration and it's near-surface expression, 1996)

Los escenarios de difusión en los sellos se pueden subdividir en dos clases para su cuantificación. Uno puede ser la difusión en un plano que asume que existe una roca sello con un espesor finito, esto implica que durante un período de tiempo considerado, un frente de difusión pasa a través del sello y un flujo difusivo estacionario es establecido para cruzar los estratos. Sin embargo, cuando el espesor de la roca sello es tal que el frente de difusión no puede alcanzar el límite superior en un tiempo razonable, se puede usar un modelo llamado difusión en un medio semi-infinito (Abrams et al, 1996).

La dirección de la migración terciaria puede ser vertical, horizontal o una combinación de ambas. La migración vertical es promovida por la presencia de delgadas capas de mudstone, una rápida

deposición y una escasez de extensos lechos portadores. Los lechos de areniscas y carbonatos impregnados de aceite van a promover una migración lateral y una concentración de petróleo. Esto conllevará a una filtración en áreas más restringidas, ya que el hidrocarburo rompe los lechos portadores y así penetran los sellos existentes (Gluyas et al, 2004).

Cuando se realiza un balance de materia de toda una cuenca sedimentaria, se debe poner particular atención a la cantidad de gas que se encuentra dispersa en la sobrecarga, la cual puede exceder a la que se encuentra en el yacimiento.

Otras fallas en los sellos pueden ser por brechas tectónicas, filtración capilar y por filtración hidráulica.

- **Brechas tectónicas**

Cuando la deformación de una roca sello ocurre después del entrapamiento de hidrocarburos, hay un riesgo alto de filtraciones en el sello. Las filtraciones a través de la roca sello por medio de brechas tectónicas son las fallas más reconocidas en las trampas de hidrocarburos.

El estilo y la magnitud de la deformación tectónica en cualquier cuenca sedimentaria están influenciados por factores como la distribución de placas tectónicas, grano estructural pre-existente y la presencia o ausencia de láminas pegadas. Durante la conformación de una cuenca, la deformación compresional, transpresional o tensional puede resultar en una filtración a través de las fallas yuxtapuestas de diferentes yacimientos en diferentes niveles estratigráficos (Kloester et al, 2002).

Las fracturas angostas y abiertas permiten la migración fácilmente, una fractura de 0.025 mm puede permitir la fuga de 150 mil barriles al año, en 1,000 años (Kloester et al, 2002). Las calizas micríticas pueden tener una presión de entrada muy alta pero se fracturan fácilmente y permiten la migración.

- **Filtración capilar**

La fuerza que se opone al movimiento de hidrocarburos es la resistencia capilar de las rocas porosas. Teóricamente para que ocurra una filtración capilar, la presión de flotación de la columna de hidrocarburo mas cualquier exceso de sobrepresión u otro exceso hidráulico deben exceder a la presión capilar del sello. Clayton y Hay en 1994, modelaron la capacidad capilar de sello de un mudstone, en una cuenca con continua subsidencia (Figura 3.3). Se ha calculado que un sello promedio de mudstone puede retener una columna de gas metano de 500 a 1000 metros dependiendo la profundidad (Kloester et al, 2002).

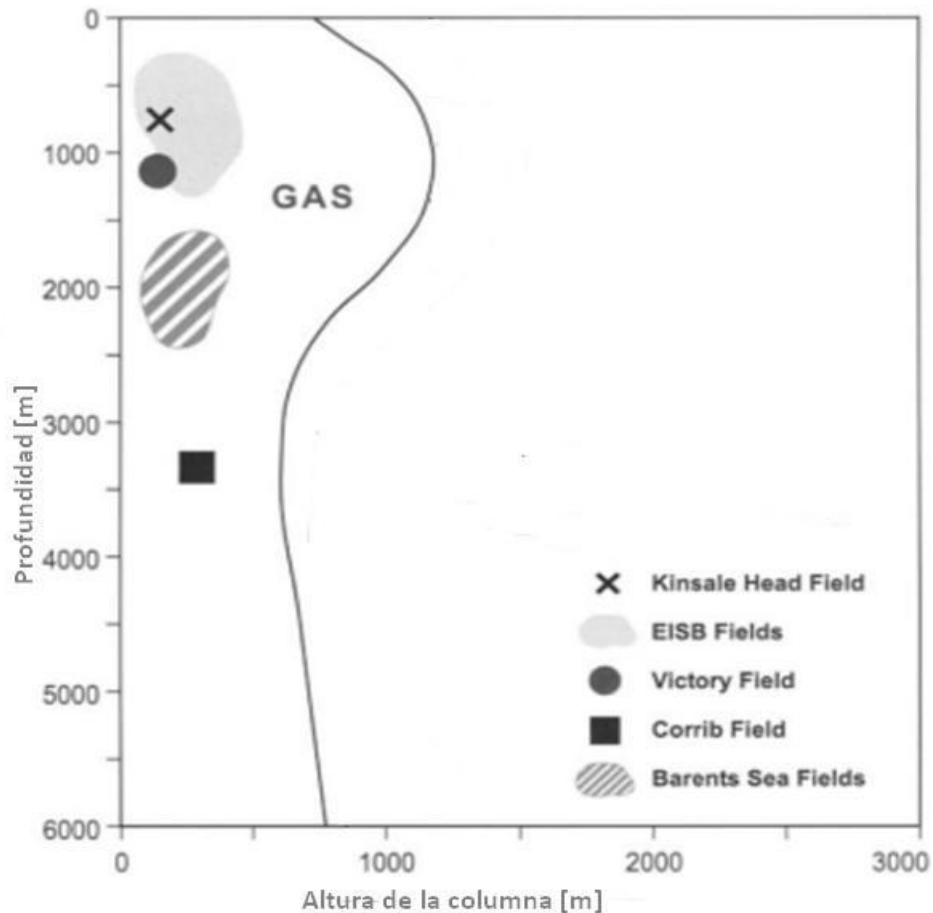


Figura 3.3: Modelo capilar de la capacidad de un sello para una mudstone.
(Koestler, Hydrocarbon Seal Quantification, 2002)

- **Filtraciones hidráulicas**

Cuando la capilaridad ejerce una presión muy alta a una roca sello la posibilidad de que se presente una falla es muy grande y las filtraciones hidráulicas pueden ocurrir a través de rocas sello quebradizas junto con la generación de nuevas fracturas de tensión o hidrofracturas, fracturas de cizalla o la dilatación de planos de falla pre-existentes. El fracturamiento hidráulico puede ser independiente de las brechas tectónicas y es el resultado de cambios en las condiciones de esfuerzo efectivas de la roca sello. Estos cambios pueden ser inducidos por el desarrollo de un desequilibrio en las condiciones de la presión de poro o por cambios en la carga tectónica (Kloester et al, 2002).

Las hidrofracturas ocurren bajo condiciones de bajo esfuerzo diferencial cuando la presión de poro en la interface sello – almacén reduce el mínimo esfuerzo horizontal efectivo. En cuencas extensas, donde el mínimo esfuerzo compresivo es significativamente menor al esfuerzo máximo

compresivo, la orientación de estas fracturas es invariablemente de vertical a semi-vertical y forman una perpendicular al mínimo esfuerzo horizontal (Kloester et al, 2002).

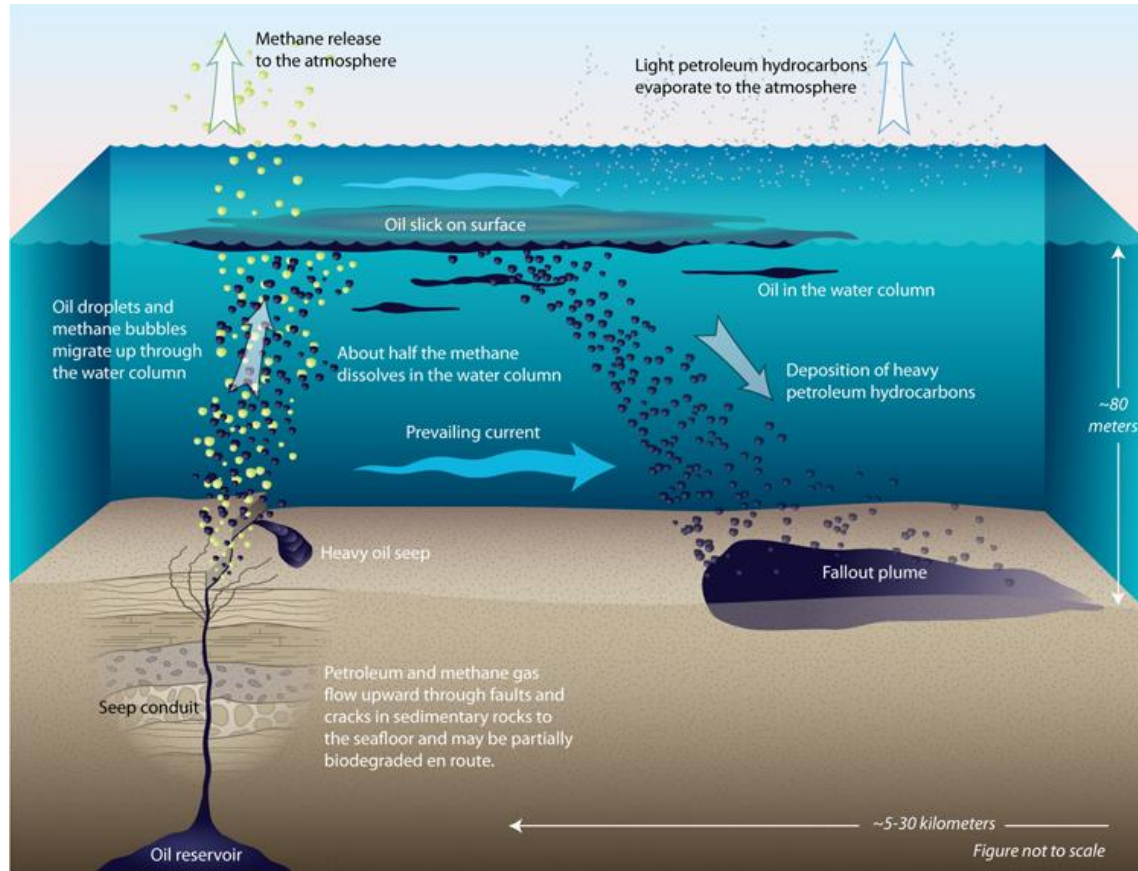


Figura 3.4: Dibujo de una filtración natural de aceite (Friedland, Naural Oil Seeps vs Oil Spills, 2010)

Capítulo IV: Caminos de migración

Después de la expulsión de los hidrocarburos que se encuentran en la roca generadora, estos se moverán hacia zonas de menor presión a lo largo de los límites superiores de una roca almacén hasta que encuentren una trampa. Los hidrocarburos llegarán a la trampa de la manera más corta, a través de los caminos de migración. A escala de una cuenca sedimentaria, un camino de migración representa sólo a la parte interconectada sin necesidad de que exista hidrocarburo en ella.

Los caminos de migración forman parte del sistema petrolero, son sistemas de transporte (*carrier systems*), que pueden ser laterales o verticales, además de los horizontes estratigráficos permeables y porosos con los que cuenta, pueden ser abastecidos por discontinuidades, fallas, sistemas de fracturas, joints, también conocidos como fracturas sin desplazamiento o de extensión, o diapiros penetrantes. La presencia de superficies superpuestas ofrece un flujo preferencial para los hidrocarburos. Las fallas modifican la ruta del gas y aceite (North, 1985). A lo largo de los caminos de migración también se puede transferir la presión de la roca generadora a la roca almacén. Un joint (Figura 4.1) es un conjunto de espacios paralelo a las fracturas que no muestran desplazamiento, y en una roca estratificada tienen un alto ángulo con respecto a la dirección de la capa. Un conjunto de joints se localiza generalmente al final de una discontinuidad o en el límite entre capa y capa de estratos (Meneses, 2011). Pueden ser efectivos caminos de migración.

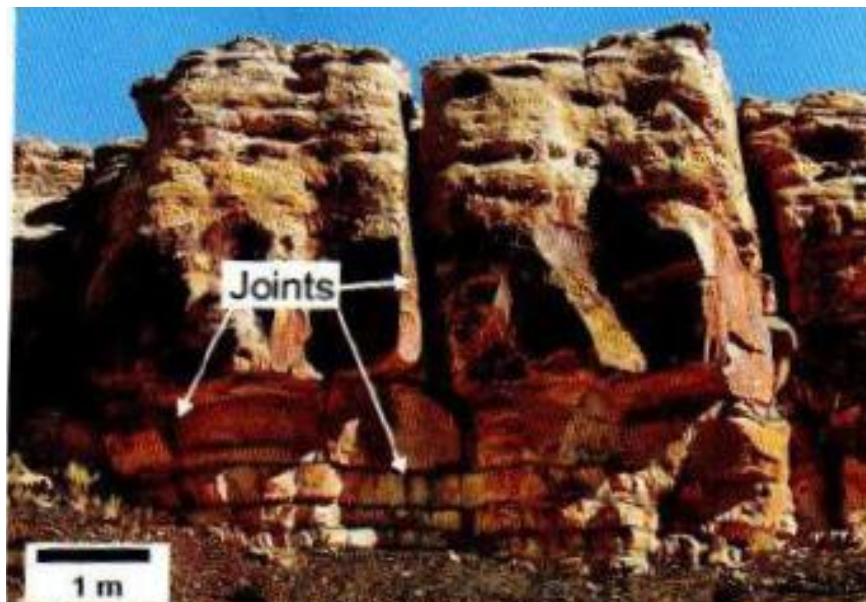


Figura 4.1: Imagen de un conjunto de Joints
(Meneses Larios, Apuntes de Geología de Sistemas Naturalmente Fracturados, 2011)

Los caminos de migración son difíciles de determinar, algunas veces se pueden reconstruir a partir del estudio de la saturación de aceite residual en los lechos portadores, esta técnica se conoce como “oil shows”. Con la ayuda de procedimientos químicos que incluyen correlaciones con biomarcadores y relaciones de isotopos estables de carbono e hidrógeno, la técnica de “oil show” permite comparar características en el aceite de las rocas generadoras con el aceite de las rocas almacenadoras y así se pueden trazar caminos de migración entre las rocas generadoras y las trampas (Harbaugh et al, 1997).

El principio y el final de los caminos de migración están definidos por una relación genética de aceite-roca generadora. La delineación de los patrones de migración con los aceites genéticamente relacionados no sólo sirve para determinar el ambiente de depositación o las organofacies de las rocas generadoras potenciales sino también ayuda para identificar los límites de los caminos de migración.

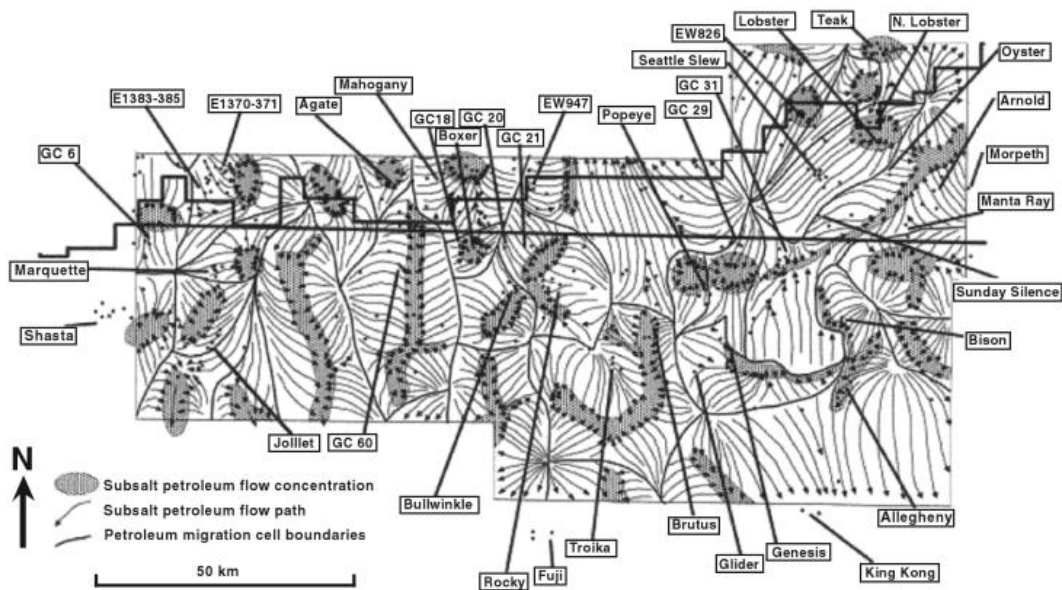


Figura 4.2: Caminos de migración en las áreas de Ewing Bank y Green Canyon (Gluyas et al, Petroleum Geoscience, 2004)

La figura 4.2 nos muestra caminos de migración reconstruidos a partir de la migración de hidrocarburos en un sistema subsalino de las áreas Ewing Bank y Green Canyon, en el Golfo de México. Las flechas muestran los caminos hacia arriba que toma el hidrocarburo a partir de la base de sal. Las zonas con concentración de flujo se muestran resaltadas con color gris con celdas de flujo resaltadas con las líneas más gruesas. Esto se puede estimar trazando los ortocontornos de los sistemas portadores de hidrocarburo. Los ortocontornos son líneas que se construyen en un

mapa con los ángulos precisos de contorno. En vez de mostrar áreas con una profundidad igual, los ortocontornos representan líneas con una máxima inclinación (Gluyas et al, 2004).

La porosidad y la permeabilidad son factores importantes para formar los conductos del yacimiento y a pesar de eso no están directamente relacionados. Las geometrías de poros complejas pueden presentar caminos altamente tortuosos para transmitir fluidos, lo que nos lleva a que existan muchos caminos sin salida. Esto puede disminuir la permeabilidad mientras que la porosidad no se verá afectada.

Para establecer los límites superiores de los caminos de migración y la localización de las zonas permeables e impermeables, se debe conocer la estructura hidrodinámica de la cuenca. La geometría de los límites superiores de los caminos y la determinación de los sellos verticales ayudan a conocer la ubicación de las posibles trampas.

Al haber identificado los posibles caminos de migración entre una roca generadora y una trampa, se puede estimar el volumen total de hidrocarburos perdidos a lo largo de los caminos de migración. El remanente de hidrocarburos en el yacimiento, a partir de la expulsión de éstos en la roca generadora, refleja la tortuosidad de los caminos de migración.

En algunos yacimientos que son hidrodinamicamente activos, las fuerzas hidrodinámicas influyen a los caminos de migración desde la roca generadora hasta los sitios de acumulación. Esta actividad comúnmente se demuestra por la presencia de gradientes potenciométricos que están inclinados hacia la dirección del flujo del agua. Este fenómeno causa contactos agua–aceite inclinados y pueden funcionar como trampas hidrodinámicas.

Perforaciones en zonas con fallas verticales en el Golfo de México llaman la atención porque se han encontrado caminos de migración activos. Los caminos de migración activos demuestran las condiciones esenciales de la migración de hidrocarburos, que son altos y concentrados flujos de hidrocarburos.

La sedimentación es el primer proceso controlador que establece a un camino de migración para el transporte de fluidos. Si no hay cambios en los sedimentos, además de la compactación, la migración de los hidrocarburos estará gobernada directamente por la porosidad primaria. La compactación reduce la porosidad pero no elimina la heterogeneidad u homogeneidad primaria de una roca sedimentaria. La diagénesis química y el fracturamiento son importantes procesos secundarios en la formación de caminos de migración. Los resultados de estos procesos tienen un impacto significativo en la sincronización y en la dirección de la migración de los hidrocarburos. La diagénesis es especialmente importante para los carbonatos, evaporitas y rocas silíceas de grano fino.

La petrografía macroscópica y microscópica permite evaluar las propiedades específicas de la sedimentología de un camino de migración. La evolución de la diagénesis de una unidad de roca

sedimentaria debe verse en retrospectiva para conocer su potencial como un camino de migración. Esto se desarrolla estableciendo una correcta y consistente secuencia en las fases de generación de cemento y disolución.

El origen de las fracturas debe ser evaluado para saber si existían antes o después de la migración. Esto se desarrolla con observaciones microscópicas, con ayuda de investigaciones de catadoluminiscencia y análisis de los isótopos estables de carbón y oxígeno.

En la mayoría de los sistemas petroleros los nuevos caminos de migración debido a la porosidad secundaria son desarrollados en la etapa de catagénesis de alrededor de 65 – 95 °C. Los candidatos potenciales para una disolución mineral son la calcita, feldspatos de potasio, caolinita y otras arcillas.

El flujo concentrado a través de horizontes permeables de lutitas puede crear caminos de migración secundarios. El flujo intensificado de agua en formaciones bajasaturadas contra las barreras de permeabilidad local puede causar disolución de fases minerales como lo son los carbonatos.

Las estructuras de presión disolución y estilolitas, también proveen caminos de migración primarios. Sin embargo, la expulsión de las rocas generadoras vía presión disolución y estilolitas puede funcionar como unos caminos de migración diferentes. Las manchas de aceite y las inclusiones de hidrocarburo proveen una evidencia convincente de caminos de paleo migración activos vía presión disolución en carbonatos, evaporitas y rocas generadoras silíceas del Paleozoico hasta el Terciario.

Las reacciones de la arcilla volátil con cuarzo o carbonato pueden también crear porosidad secundaria para caminos de migración potenciales. Esta arcilla volátil se forma por disociación térmica de minerales arcillosos en etapas individuales de temperatura.

4.1 Sistemas de caminos de migración

Existen tres principales sistemas de migración, cada sistema de migración puede estar determinado por el ambiente sedimentario en que fue formado (Figura 4.3):

4.1.1 Migración a través de sistemas de fallas

La migración a través de sistemas de fallas (Figura 4.4), está asociada con las cuencas tipo rift. Las altas subsidencias tectónicas proveen un alto flujo de calor que causa una rápida depositación y

maduración de las rocas generadoras. El hidrocarburo migra en dirección vertical a lo largo de las fallas. La presencia de fracturas permeables en las rocas generadoras permiten una migración vertical pero también existen más fugas y filtraciones. Las fallas temporalmente cerradas no sólo detienen la migración, también proveen compartimientos tectónicos individuales con altas sobrepresiones.

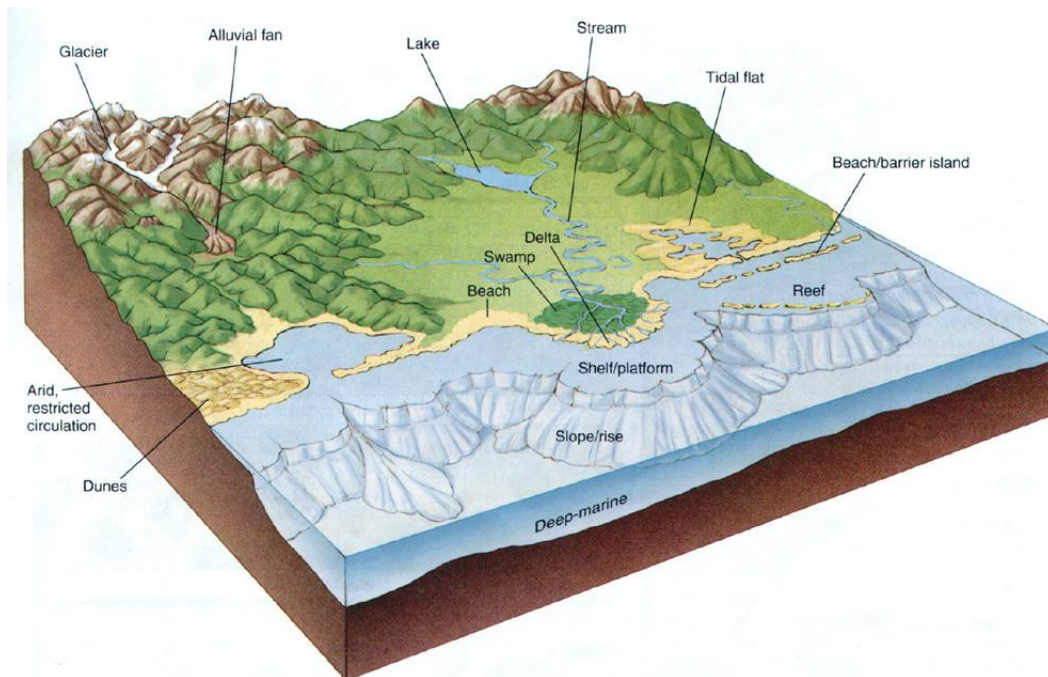


Figura 4.3: Posibles ambientes sedimentarios donde se generan hidrocarburos (Hemzacek, Laboratory Manual for Physical Geology, 2001)

Las fallas inversas generalmente tienen menos permeabilidad que las fallas normales. También, los fluidos se desplazan con mayor facilidad a lo largo de fallas activas en los deltas (Hunt, 1995).

Hay estudios que indican que las fracturas sirven como conductos que permiten la expulsión de los hidrocarburos de la roca generadora. Las fracturas se pueden abrir y cerrar muchas veces debido a los efectos de esfuerzos cíclicos en la roca. Las fracturas temporalmente abiertas son el mecanismo donde el hidrocarburo “brinca” un nivel estratigráfico de una cuenca en específico.

Un mapa con los caminos de migración incluye el análisis de las fallas como las zonas que sellan el paso de los hidrocarburos y las partes de las fallas que permiten una filtración hacia la superficie. Debido al tipo de falla es la dirección preferencial que puede tener el flujo de hidrocarburos.

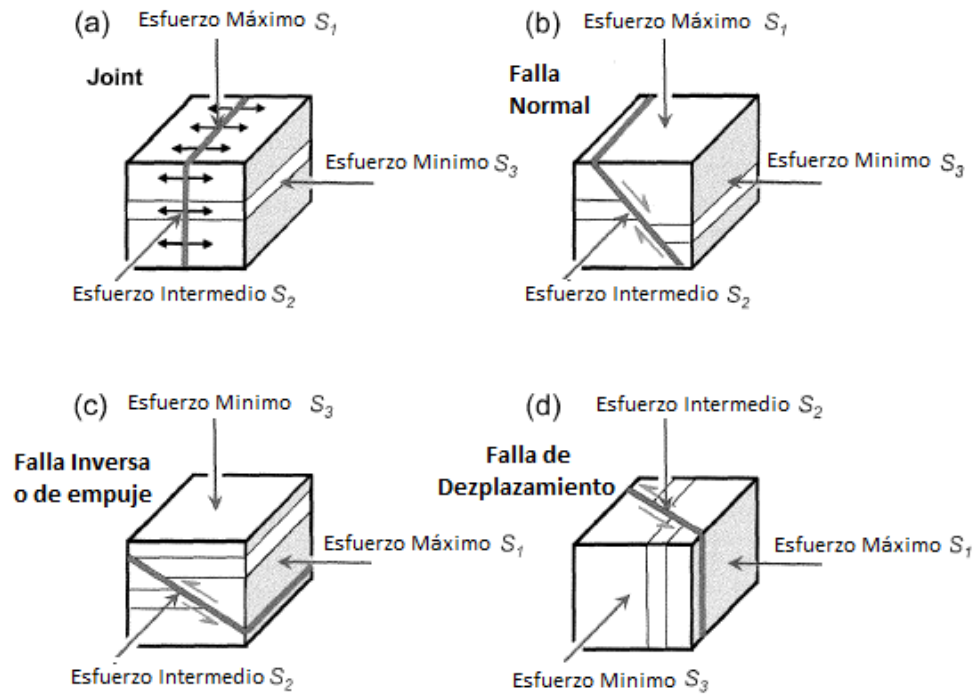


Figura 4.4: Tipos de fallas
(Meneses Larios, Apuntes de Geología de Sistemas Naturalmente Fracturados, 2011)

4.1.2 Sistemas de migración de alto rango

Los sistemas de migración de alto rango (Figura 4.5), se pueden encontrar en cuencas antiguas, estas estructuras han estado muy estables durante relativamente mucho tiempo con poca subsidencia y poco flujo de calor. El número de estratos con rocas generadoras está muy limitado y usualmente se encuentra en una sola unidad estratigráfica (Welte, 1997).

Los niveles de maduración suficientes para la generación de petróleo generalmente se alcanzan sólo en el centro de la cuenca y las áreas para el entrapamiento de los hidrocarburos se encuentran en los bordes de la cuenca (Welte, 1997).

En este tipo de sistemas de migración, donde hay muchos sellos, se favorece a la formación de caminos de migración verticales y laterales de grandes distancias. Los caminos de migración largos proveen grandes áreas de drenado, pero la probabilidad de pérdidas grandes de hidrocarburo, como aceite residual, es muy grande (Welte, 1997).

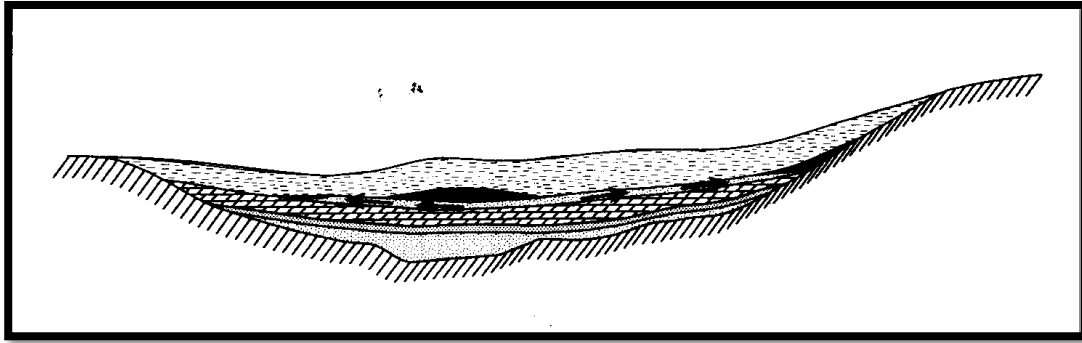


Figura 4.5: Sistema de migración de alto rango
(Welte et al, Petroleum and basin evolution, 1997)

4.1.3 Sistemas de migración dispersivos

Las acumulaciones de aceite y gas que se encuentran de una manera dispersa son el resultado de sistemas de migración dispersivos (Figura 4.6). Estos sistemas generalmente se encuentran situados en cuencas dentro de cinturones orogénicos, las cuales son áreas de compresión con orogénesis activa. Los cinturones orogénicos poseen gradientes geotérmicos variables o a veces muy bajos; la subsidencia no sólo es causada por la gravedad sino también por movimientos tectónicos (Welte, 1997).

La dispersión de las acumulaciones de aceite ocurre a la vez que se va formando el sistema de migración, con periodos de sedimentación rápidos y heterogéneos lo que resulta en una sedimentación irregular. Está geometría no favorece a la formación de caminos de migración permeables y largos. Además, hay un alto riesgo de dismigración debido a la actividad orogénica y las fallas activas, por lo tanto, las manifestaciones superficiales o la degradación de aceite ocurren con frecuencia (Welte, 1997).

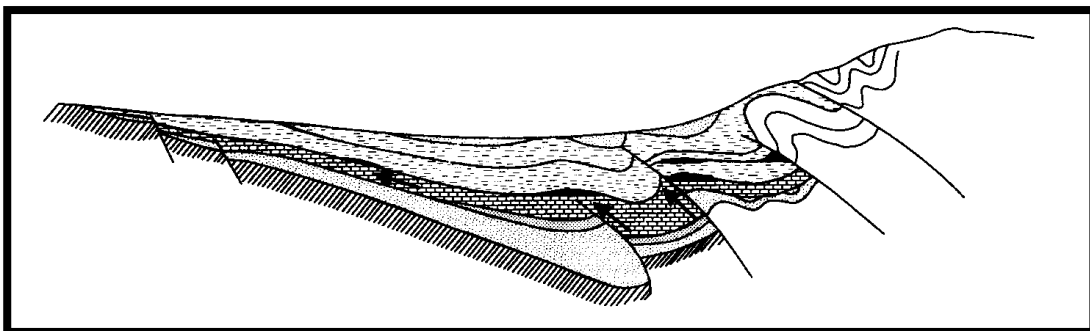


Figura 4.6: Migración en sistemas dispersivos
(Welte et al, Petroleum and basin evolution, 1997)

Una atracción de los cinturones orogénicos es la existencia de trampas anticlinales, la intensidad del esfuerzo tectónico y el número de fallas por unidad de área determinan el grado de dispersión del gas y aceite de estos sistemas de migración (Welte, 1997).

Otro tipo de sedimentación heterogénea con la que se pueden formar sistemas de migración dispersivos y se puede comparar a los cinturones orogénicos son los llamadas plays deltaicos.

4.2 Evidencia petrofísica de caminos de migración

Una alta permeabilidad provee la primera evidencia directa de un camino de migración. Después de que un camino de migración ha sido cualitativamente identificado, los caminos de migración deben ser identificados desde efectivos, los menos afectados o no efectivos. Estas distinciones están generalmente basadas en datos de permeabilidad, directos o indirectos, similar a los que usan los ingenieros de yacimientos. El método más utilizado consiste en medir la permeabilidad de núcleos en el laboratorio, haciendo pasar un fluido de viscosidad conocida a través del núcleo de dimensiones conocidas a un gasto previamente establecido y midiendo la caída de presión a través del núcleo o estableciendo un diferencial de presión al fluido utilizado y midiendo el gasto al que se produce.

En este punto se debe hacer distinción entre el uso de un fluido gaseoso o uno líquido. En el caso de los líquidos, agua o aceite, la medida es relativamente directa para un flujo laminar y la compresibilidad del fluido es casi siempre conocida a condiciones de superficie geológica. Con el uso del gas hay dos complicaciones. Una es que el gas es un fluido muy compresible, entonces si el gas fluye a la misma masa por unidad de tiempo a través del núcleo, este viajará más lento cuando se mida en la entrada, ya que en la salida el gas se expande y hay una caída de presión.

A bajas presiones, puede haber muy pocas moléculas de gas ocupando los poros pequeños. Si esto pasa la ecuación de Darcy no es aplicable porque se sobreestimaré la permeabilidad. A esto se le conoce como el efecto de Klinkenberg (Glover, 2013).

Paul Glover en 2013, menciona que el efecto de Klinkenberg se corrige realizando medidas de la permeabilidad con gas a diferentes presiones y construyendo una gráfica de las aparentes permeabilidades medidas contra la presión en el núcleo (Figura 4.7).

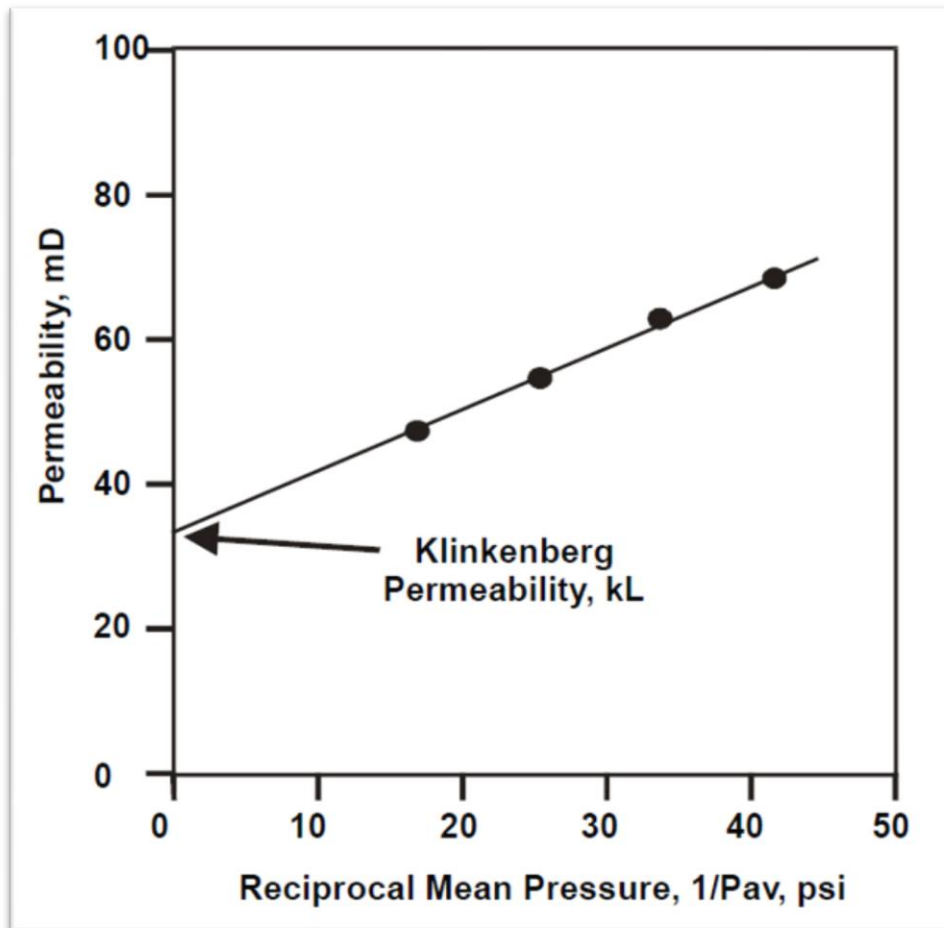


Figura 4.7: Gráfica de la corrección de Klinkenberg (Glover, Petrophysics MSc Course Notes, 2013)

La permeabilidad de Klinkenberg se usa comúnmente en la industria petrolera, y se debería aproximar muy bien a la permeabilidad medida de una muestra a la que se le hizo el experimento con un líquido. La corrección no debe ser ignorada, especialmente en rocas muy consolidadas, ya que puede haber correcciones que alcancen el 100% (Glover, 2013). En general, la corrección de Klinkenberg es más pequeña para rocas de alta permeabilidad que contienen poros grandes (Figura 4.8).

Se deben tomar en cuenta los diferentes parámetros que puede poseer una roca para actuar como caminos de migración. En las rocas carbonatadas la porosidad es muy baja pero sin embargo, gracias a sus fracturas que forman redes interconectadas el flujo de fluidos es altamente favorecido. En comparación, las arcillas cementadas tienen altas porosidades, pero esta porosidad está principalmente en forma de micro porosidad y con una preferencia de mojabilidad hacia el agua, lo que la hace inmóvil. Esta porosidad no permite el flujo de fluidos, por lo que la permeabilidad es baja.

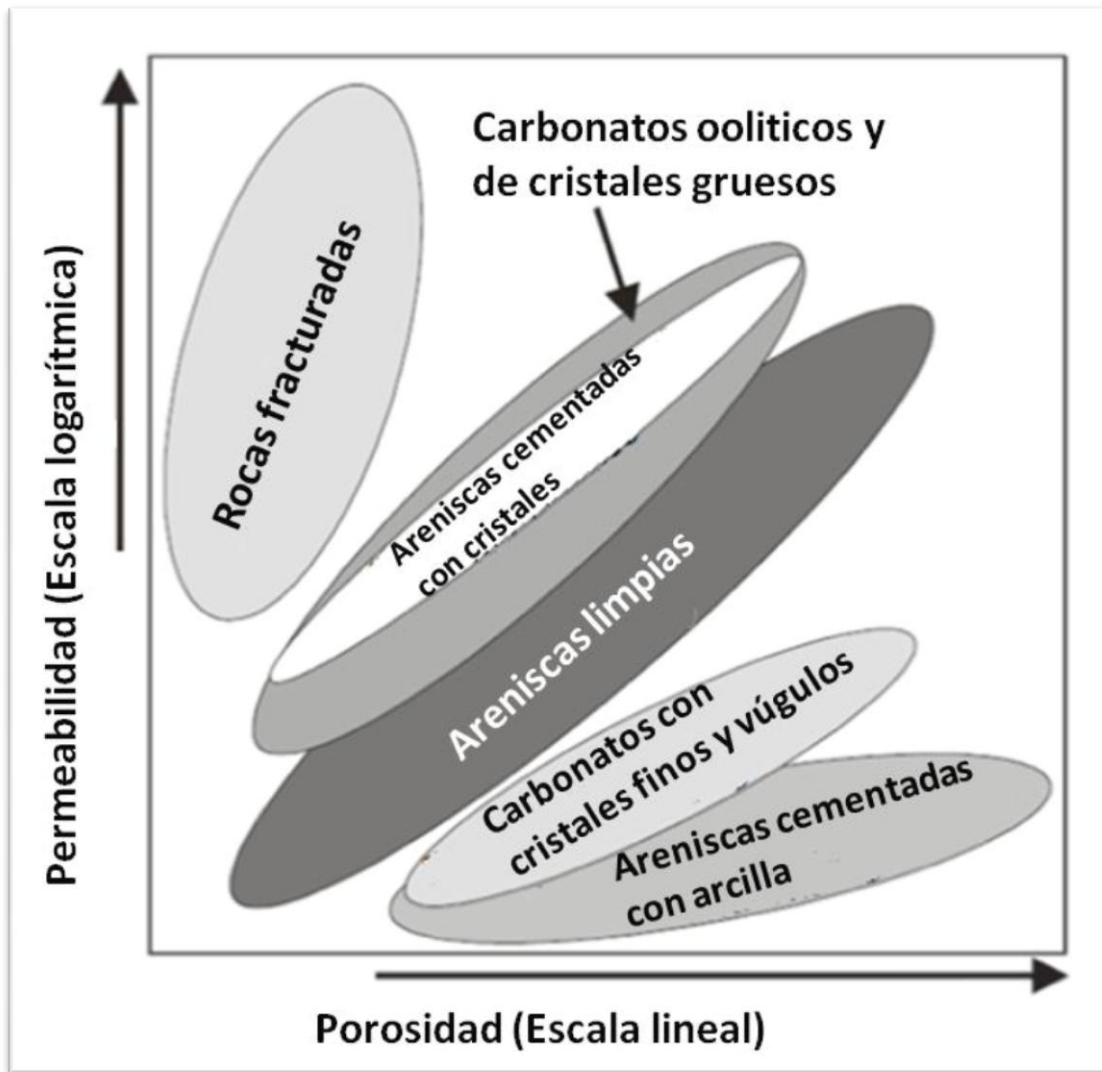


Figura 4.8: Relación porosidad permeabilidad (Glover, Petrophysics MSc Course Notes, 2013)

Capítulo V: Migración en rocas clásticas

Las rocas sedimentarias clásticas o detríticas, son aquellas en las cuales los sedimentos pueden ser una acumulación de material que se origina en áreas continentales de alto relieve con topografía muy elevada y abrupta, muy cercana de la zona de depósito (Pineda, 2012) y es transportado en forma de clastos sólidos derivados de la meteorización mecánica y química; tienen como constituyente fundamental a los minerales de arcilla y cuarzo.

Las propiedades de las areniscas que sirven como rutas de migración dependen del ambiente de depositación y diagénesis posterior. Sin embargo, areniscas superficiales marinas son normalmente granocrecientes (Figura 5.7) y tienen la arena más limpia y más permeable en la parte superior de la secuencia. Esto será entonces a menudo un contacto sostenido de las lutita suprayacentes y por consiguiente la migración será muy eficiente y con relativamente poca pérdida. En secuencias finas, encontradas comúnmente en las areniscas fluviales y turbiditas, la flotabilidad forzará al aceite y gas hasta la parte más fina del grano de las areniscas donde gran parte de ellos pueden ser atrapados en los poros pequeños (Bjørlykke, 2010).

Se ha afirmado que los ácidos orgánicos generados en las rocas generadoras podrían disolver feldespatos y micas en las areniscas del yacimiento. Muchos de estos ácidos son más bien solubles en agua y en la fase de agua se diseminan en la roca madre, que a menudo contiene carbonato, y durante la migración sería neutralizada antes de llegar a los depósitos.

5.1 Compactación en rocas clásticas

Para los sedimentos clásticos, las gráficas de porosidad en función de la profundidad (Figura 5.1), indican una relación exponencial. Inicialmente, se tiene una pérdida rápida de la porosidad a profundidades relativamente pequeñas y con el aumento adicional de la presión de sobrecarga, el ritmo de pérdida de porosidad disminuye.

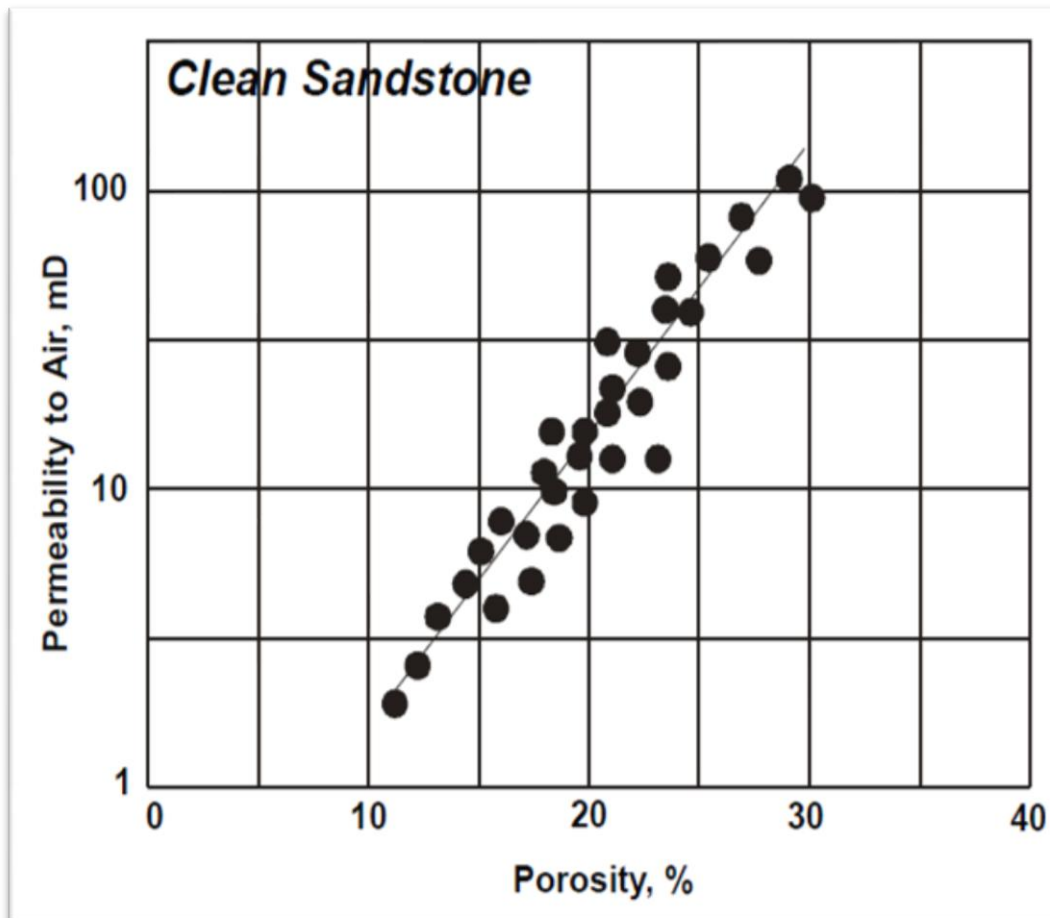


Figura 5.1: Gráfica de porosidad contra permeabilidad en areniscas limpias
(Glover, Petrophysics MSc Course Notes, 2013)

La compactación se puede retardar en secuencias de lutita gruesa mediante pocas o ninguna intercalación de limo o arena. En tales secuencias, el escape de las agua de poro no puede mantener el paso con la subsidencia y se genera una presión de fluido anormalmente alta, especialmente en la zona central de las lutitas gruesas. El impedimento de escape de un fluido también pueden causarlo los sellos efectivos, como las evaporitas impermeables. Otra causa importante de las presiones anormalmente altas es la generación de metano y otros hidrocarburos de bajo peso molecular en las lutitas ricas en material orgánico. Sin embargo, las presiones anormales (Figura 5.2) son transitorias e indican que no se ha alcanzado el equilibrio. Como consecuencia, las presiones anormales pueden presentarse con mayor frecuencia en las secuencias sedimentarias jóvenes del Terciario que en las cuencas antiguas del Mesozoico o aun del Paleozoico.

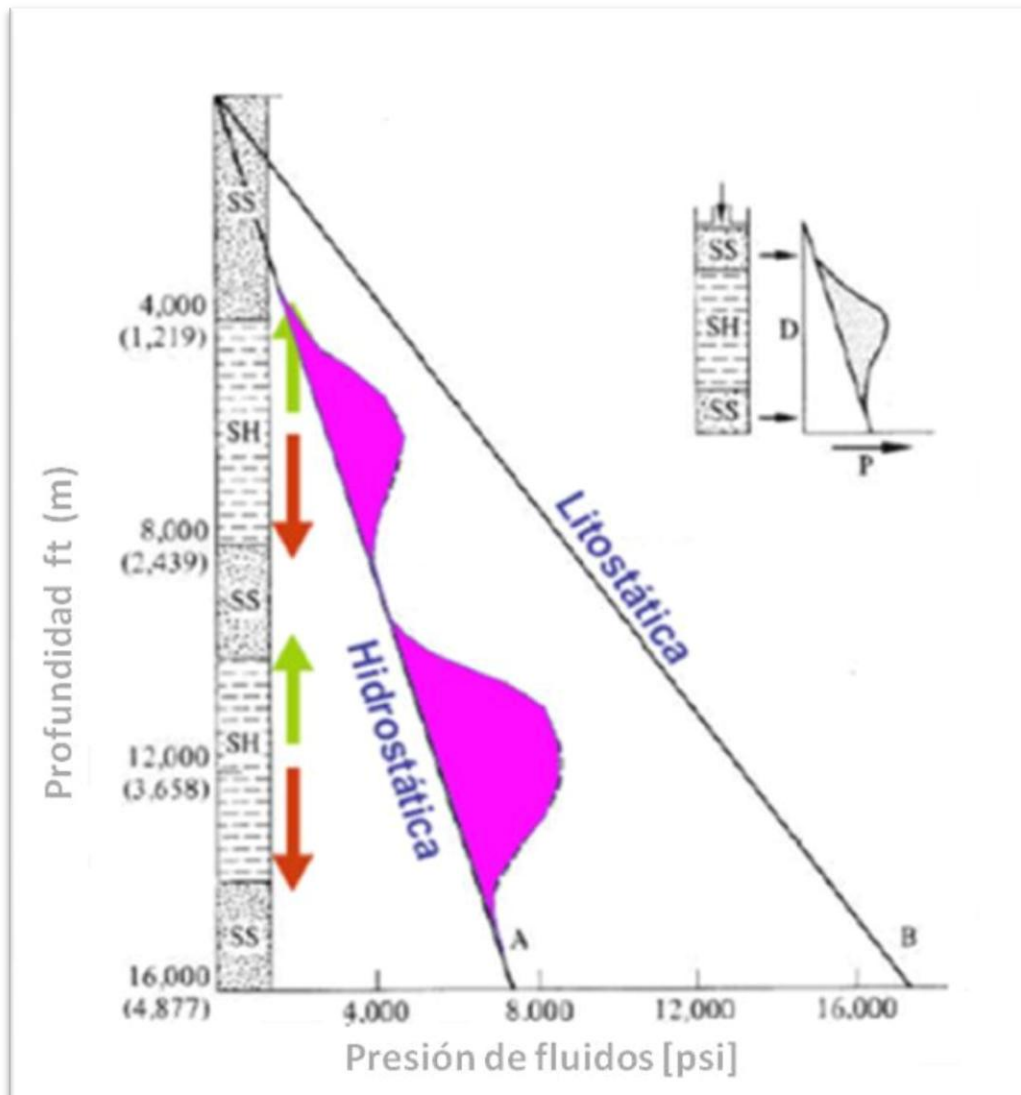


Figura 5.2: Perfil de presiones de los fluidos, la zona rosa muestra una presión anormal (Herrera, Apuntes de Geología de Explotación, 2012)

La litificación se refiere a todos los procesos por los cuales la porosidad queda reducida en las areniscas o el proceso en que las lutitas quedan cementadas, debido a un grupo de procesos químicos interrelacionados que dependen de la temperatura y presión.

5.2 Migración primaria en rocas clásticas

La migración a través de rocas de sedimentos de granos finos, como las lutitas, ocurre a permeabilidades en el rango de 10^{-3} a 10^{-11} mD. La permeabilidad de las lutitas varía con la cantidad y el tipo de minerales arcillosos y con el grado de compactación.

Raramente existen cuerpos de areniscas conectados de la roca generadora a la roca almacén, por lo mismo la migración de los hidrocarburos debe ser a través de las arcillas.

El flujo a través de las lutitas puede ocurrir de diferentes maneras:

- Controlado por la matriz o flujo intergranular
- Flujo en fracturas producido por hidrofracturas junto con sobrepresión
- Flujo en macrofracturas tectónicamente inducidas

En el caso de la matriz controlada por el flujo de la presión capilar de entrada y la permeabilidad son una función de la distribución de tamaño de poro y alteraciones diagenéticas (Bjørlykke, 2010).

Los poros se describen incorrectamente en términos de diámetros en lugar de sus alturas y de sus anchuras. Las técnicas comunes que se utilizan para determinar la porosidad, tales como el porosímetro de mercurio o la absorción de gas, no miden la verdadera configuración geométrica de los poros, sino tan sólo los pseudodiámetros con base en las presiones de acceso o las áreas superficiales internas. Con base en las mediciones y extrapolaciones se puede construir una curva de pseudodiámetro de poro-profundidad (Figura 5.3). De acuerdo con esta curva, los pseudodiámetros de valor cercano a 50 – 100 Å dentro del intervalo de profundidad de 2, 000 metros continua disminuyendo con el aumento de profundidad. Los diámetros de poro de esta magnitud son de especial interés con respecto a la migración de hidrocarburos. Debido a que los poros por lo general son aplastados a cierta profundidad, se puede suponer que las moléculas como las de los asfaltenos (Figura 5.4), que manifiestan diámetros de aproximadamente 50 Å, no se pueden mover a través de un sistema de poro con pseudodiámetro de 50 Å o más pequeños (Tissot et al, 1984).

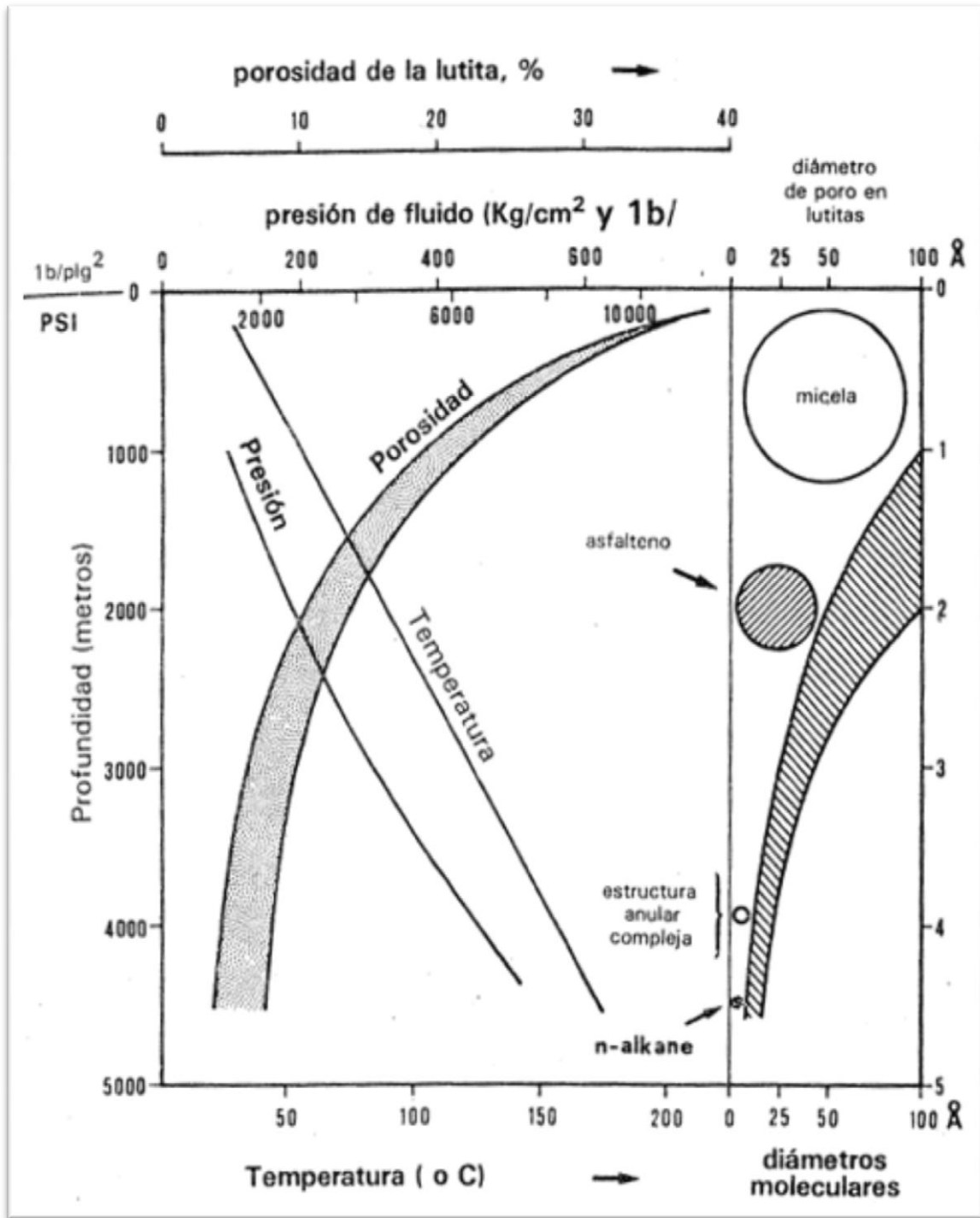


Figura 5.3: Relación del tamaño de poro y porosidad en lutitas (Tissot et al, Petroleum Formation and Occurrence, 1984)

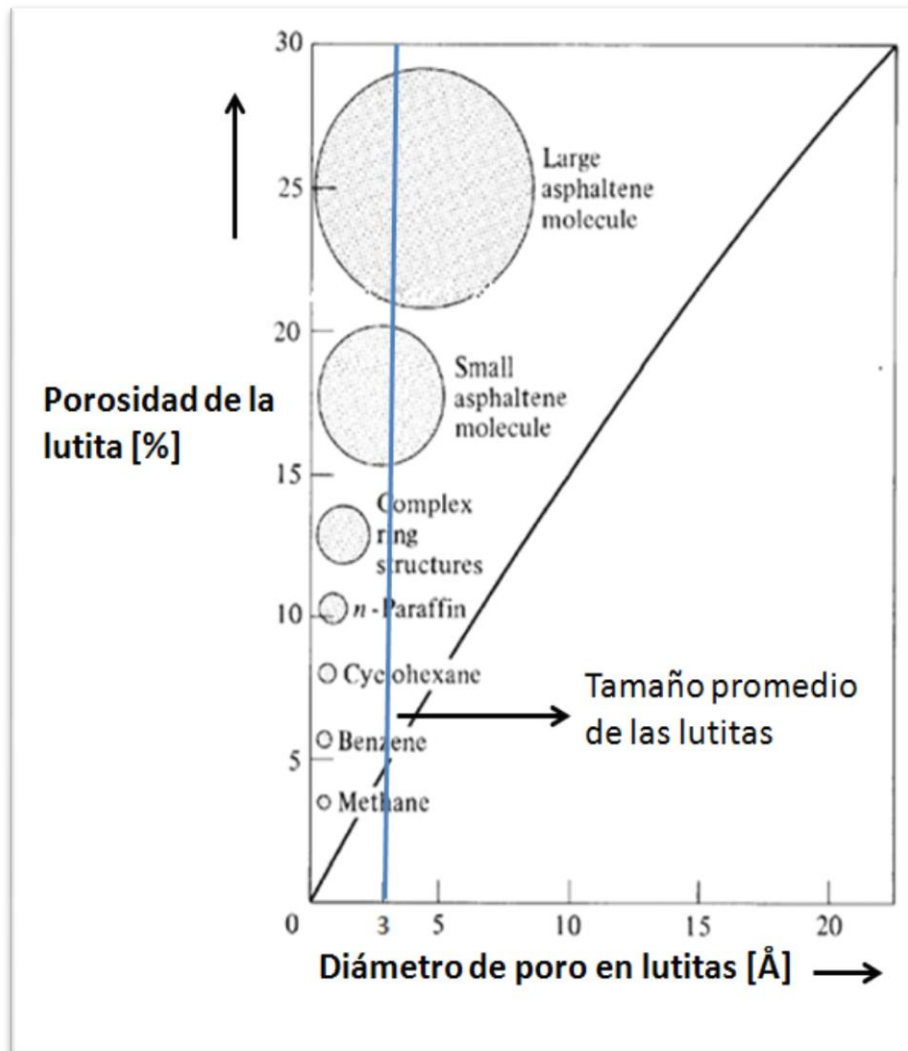


Figura 5.4: Gráfico de tamaño molecular y tamaño de poro en lutitas (Hunt, Petroleum Geochemistry and Geology, 1995)

La migración de aceite a través de las lutitas de baja permeabilidad probablemente sólo ocurre a lo largo de las fracturas, y no a través de la matriz de la lutita. Las fracturas en las lutitas se pueden formar tectónicamente por elevación y extensión cuando las lutitas son frágiles. Fracturas relativamente grandes pueden ocurrir debido a los esfuerzos horizontales que tratan de cerrar las fracturas que son generalmente pequeñas. Esta es una causa común de la fuga de aceite y gas de yacimientos. Sin embargo, casi todos los depósitos en tierra y muchos depósitos en alta mar han experimentado alguna elevación máxima de su profundidad de enterramiento y en un sentido mecánico son por lo tanto más consolidadas y tenderán a ser frágiles. Durante la subsidencia de la cuenca, el cizallamiento tectónico produce fracturas durante la deformación dúctil y estas fracturas no son entonces más permeables que la matriz (Bjørlykke, 2010).

La migración a causa de hidrofracturamiento de lutitas, consiste en que si la presión del fluido supera la presión de fractura de la roca estas se hidrofracturan. La presión requerida para fracturar la roca se puede medir, mediante el uso de una “prueba de integridad de presión” conocida como prueba de LOT (Bjørlykke, 2010).

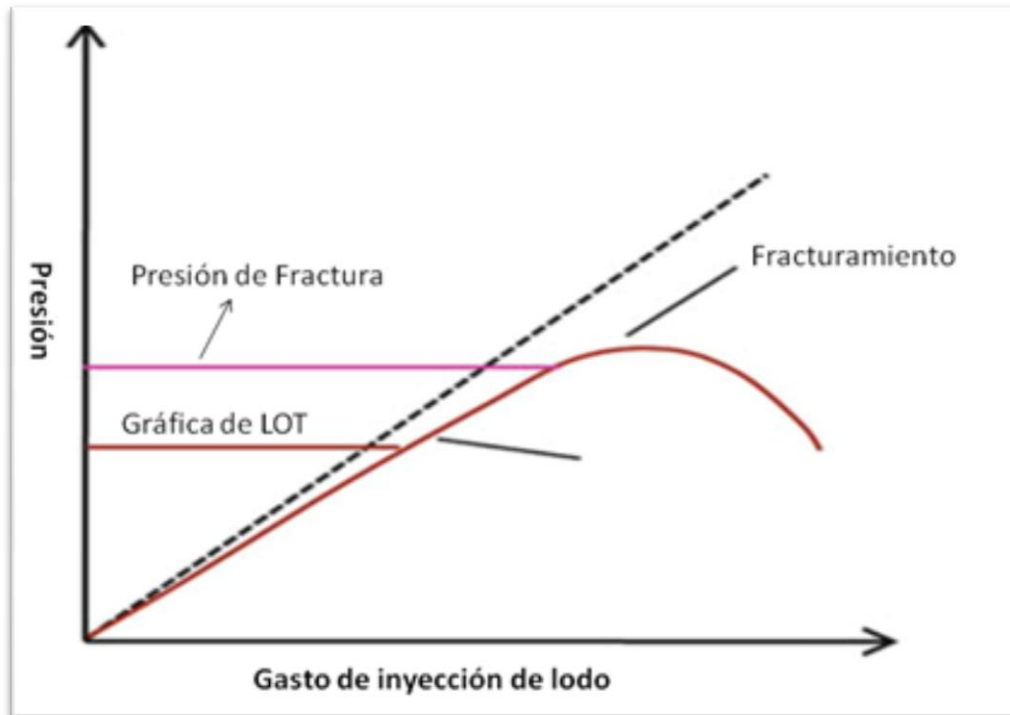


Figura 5.5: Principio de la prueba de LOT (Bjørlykke, Petroleum Geoscience, 2010)

La prueba LOT (Figura 5.5), es una prueba de presión en el pozo en donde el pozo se cierra usando las válvulas de brote del preventor. El lodo se bombea hacia el pozo usando una bomba de cemento que se encuentra en la plataforma de perforación. El flujo que regresa desde la formación se previene con la cementación de la tubería de revestimiento y la presión del lodo se registra como función del tiempo y del volumen de lodo inyectado. Antes de que se abra alguna fractura, en la parte de abajo del pozo, se inyecta una pequeña cantidad de lodo a la formación y la presión simplemente se incrementa como una función lineal del volumen de lodo inyectado. Cuando la primera fractura produce un incremento en la presión y se ha disminuido la inyección de lodo, se produce una pendiente en la curva. Esta filtración de lodo a la formación es un indicador de que una pequeña o pequeñas fracturas se han formado y de que se ha alcanzado la presión de fractura (Bjørlykke, 2010).

Sin embargo, las microfracturas que crea la prueba de LOT, se desarrollan a una presión inferior a la requerida para formar fracturación adecuada. Estas microfracturas teóricamente se deberían desarrollar cuando la presión excede de la suma de la tensión horizontal y la fuerza de tensión de

la roca. Dado que la presión requerida para formar las fracturas de gran escala, presión de fractura es mayor que el valor de prueba LOT, la fuerza de tensión que permite formar microfracturas es menor que cuando se forma un hidrofracturamiento adecuado.

En el caso de las microfracturas que se crean en la prueba de LOT, estas probablemente deformarán la roca de una manera diferente, por lo que la roca se puede reponerse una vez liberada la presión (Bjørlykke, 2010).

Las fracturas desarrolladas por hidrofracturamiento durante la fuga de aceite es probable que sean verticales, porque se desarrollan en paralelo a la dirección del esfuerzo máximo que normalmente es vertical en cuencas, con poco esfuerzo tectónico externo. Como una fractura se abre, la permeabilidad se incrementa a lo largo de esta. Esto reduce el gradiente de presión a lo largo del plano de falla a menos que el gradiente de fractura. La parte superior de la fractura puede por lo tanto estar por encima de la presión de fractura, mientras que la parte más baja está por debajo de la presión de fractura y sometida a tensión efectiva tratando de cerrarla. Las fracturas producidas por hidrofracturamiento por lo tanto deben propagarse hacia arriba y son de alcance vertical limitado. Se desarrollan por primera vez en las partes menos permeables de la lutita, cima de la roca, que sólo puedan contener agua debido a la baja presión capilar de entrada. La presión en estos pequeños poros saturados de agua no debe ser influenciada por la presión en la fase de petróleo en las areniscas (Bjørlykke, 2010).

En las lutitas densas sepultadas profundamente, puede haber fracturamiento, ya sea por la sobrepresión de los fluidos de poro encerrados o debido a la formación de pequeñas cavidades de gas sobrepresionado, formado a partir del material orgánico durante la generación de hidrocarburos. La formación de microfracturas por medio de altas presiones de fluido o gas está restringida a las rocas de baja permeabilidad, compactadas y sepultadas a bastante profundidad, como las lutitas. De este modo, dicho proceso es de importancia similar en las rocas con diferentes litologías, cuando contienen la suficiente cantidad de materia orgánica para la generación de compuestos líquidos o gaseosos de bajo peso molecular y mientras sean suficientemente impermeables para permitir el aumento de la presión. Este mecanismo, a diferencia de muchos otros, no requiere del agua para el movimiento del hidrocarburo (Tissot et al, 1984).

El aceite no se puede mover a través de las arcillas en solución coloidal o micelar debido a que los diámetros de poros son muy pequeños.

5.3 Migración secundaria en rocas clásticas

Los yacimientos de areniscas consisten en su totalidad o parcialidad de granos de arena que no están cementados, en ocasiones estos granos de arena se explotan junto con el aceite. Los materiales para la cementación pueden ser carbonatos, sílice o arcillas. Mientras la proporción de cemento se incrementa, una roca clástica se puede volver una roca química.

El componente principal de un yacimiento de areniscas es el cuarzo, químicamente es un mineral estable, al cual difícilmente se puede alterar con cambios de presión, temperatura o acidez de los fluidos del poro.

La garganta de poro en las areniscas que no están bien cementadas usualmente, son lo suficientemente grandes para permitir el paso del aceite. Los gradientes de presión en las areniscas son cercanos al hidrostático, debido a que su permeabilidad es más alta, comparada con las arcillas. Mientras el grado de sobrecarga se incrementa, la presión en las areniscas se aproximará a la presión de fractura en la parte más próxima a las arcillas y así ocurrirá una filtración; las fracturas se propagan hacia arriba. En areniscas plegadas la filtración ocurrirá en el anticlinal estructuralmente más alto. En los anticlinales más bajos, la presión de fractura sólo se puede alcanzar si no existe comunicación de presión con la arenisca en un anticlinal más alto.

La migración se lleva a cabo a lo largo de las vías con presiones de entrada capilar más bajas. Estos son en la mayoría de los casos areniscas o fracturas abiertas. Sobre todo la migración sigue las partes superiores de las capas de arenisca, debido a la flotabilidad del aceite en agua. Muy poco de la migración se produce verticalmente a través de las areniscas (Figura 5.6).

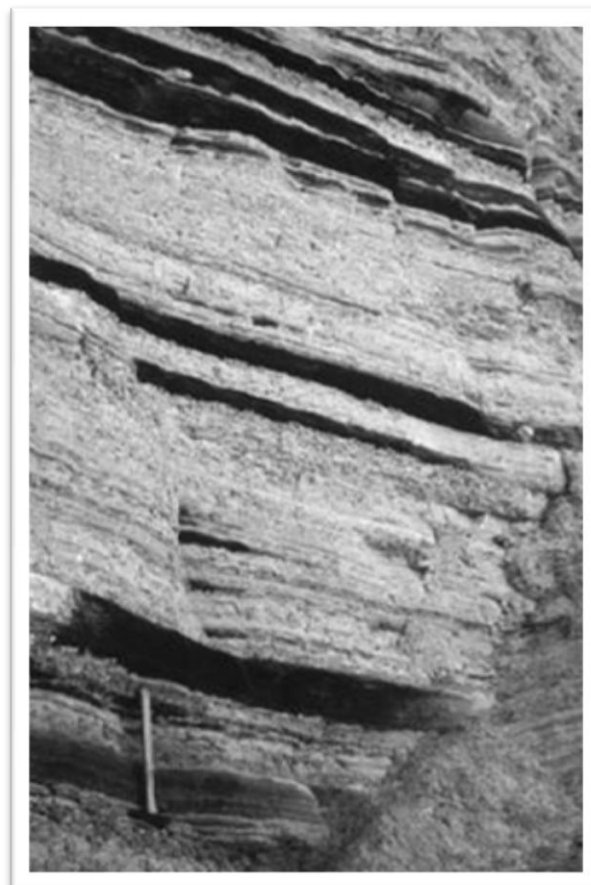


Figura 5.6: Migración en un lecho de areniscas (Jon Gluyas et al, Petroleum Geoscience, 2004)

La dirección de migración sigue a la inclinación máxima de estratos de arenisca en estratos regulares de arena que pueden ser plegados, y esto puede ser modelado gracias a la sismica 3D.

En cuerpos alargados de arenisca como canales fluviales y barras submarinos, la dirección de la migración también está controlada por la geometría de la arenisca.

La pérdida de hidrocarburos durante la migración depende en gran manera de la distribución de la permeabilidad dentro de las areniscas. En areniscas marinas poco profundas, que se depositan hacia arriba, la migración del aceite es más eficiente que en areniscas de ambientes fluviales y turbidíticos, donde las permeabilidades más altas tienden a estar cerca de la base (Jamtveit, 1997).

La migración del aceite a través de los lechos de areniscas (Figura 5.7) es mucho más dependiente en las propiedades de flujo interno. Las areniscas con un perfil de grano grueso en la parte de arriba tienen la más alta permeabilidad cerca de la cima del estrato donde la fase de aceite está concentrada. En el caso de las areniscas de grano fino en la parte de arriba, la migración va a ser menos eficiente y el petróleo se perderá en la sección de baja permeabilidad en la cima del estrato (Jamtveit, 1997).

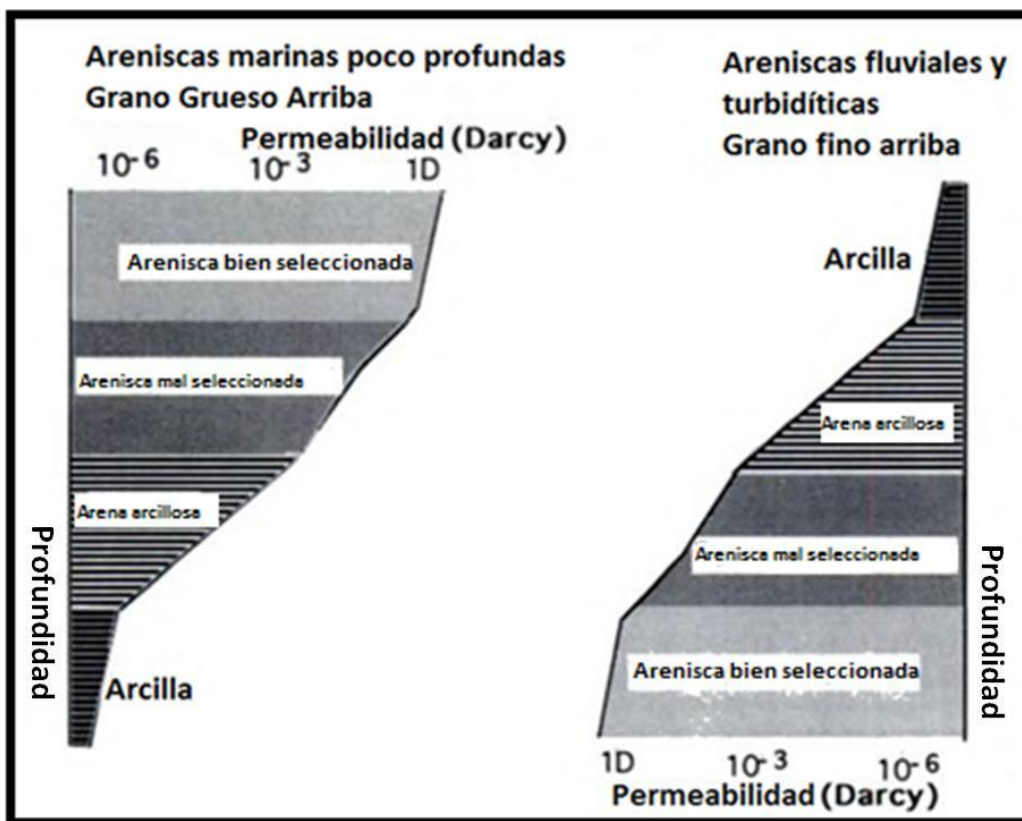


Figura 5.7: Perfiles de areniscas con diferente permeabilidad (Jamtveit, Fluid Flow and Transport in Rocks: Mechanisms and Effects, 1997)

Capítulo VI: Migración en carbonatos

El ambiente sedimentario de los carbonatos generalmente es un arrecife marino poco profundo con un desarrollo de porosidad secundaria. El principal sedimento de los yacimientos carbonatados proviene del material soluble producido en gran medida mediante la meteorización química. Cuando estas sustancias disueltas son precipitadas mediante procesos orgánicos o inorgánicos, al material resultante se le conoce como sedimento bioquímico. Los yacimientos de carbonatos se caracterizan por contener un rango muy variado de permeabilidades y porosidades, primaria y secundaria. Los sedimentos de carbonatos formados en ambientes marinos normales consisten en cuatro minerales, la calcita con poco magnesio, la calcita con mucho magnesio, dolomita y la aragonita.

La importancia de los yacimientos carbonatados se basa en el hecho de que la mitad del hidrocarburo que se explota en el mundo proviene de yacimientos con rocas carbonatadas. Como ejemplos están los campos del Medio Oriente, el Oeste de Venezuela y los campos de México. (Rhodes et al, 2011).

Los sistemas porosos en las rocas carbonatadas usualmente contienen conexiones entre poros y gargantas de poro y vórgulos aislados. Los sistemas porosos pueden estar en dos extremos, uno es que el tamaño de poro se aproxime al de la garganta de poro o que la diferencia entre tamaños entre estos dos es muy grande.

La porosidad primaria, es principalmente, de tipo intergranular, varía junto con la diversidad del tamaño y la forma de los componentes existentes. La porosidad primaria varía con el incremento de energía del ambiente de depositación.

Además de la porosidad primaria, las rocas de carbonato pueden desarrollar una porosidad secundaria. La porosidad secundaria tiene como resultado una modificación de la porosidad primaria, es también conocida como porosidad inducida, es el resultado de procesos geológicos después de la depositación de las rocas sedimentarias y no tiene una relación directa con la forma de las partículas sedimentarias (Petricola et al, 1993).

La mayoría de los yacimientos con porosidad secundaria son calizas o dolomías. En general, la porosidad secundaria (Figura 6.1), se debe a la disolución, recristalización, dolomitización y a fracturas (Petricola et al, 1993). La porosidad secundaria por disolución se genera por el filtrado de aguas ácidas que disuelven a las calizas y dolomías, además mejoran su porosidad. La dolomitización también mejora la porosidad.

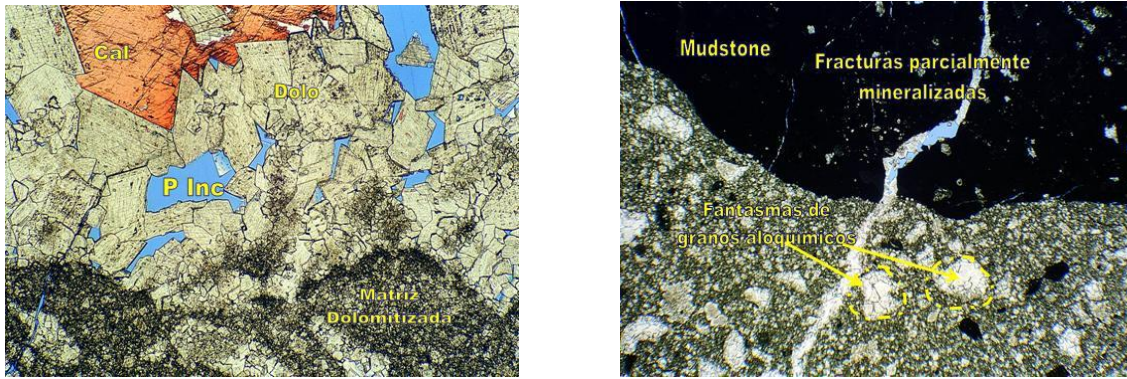


Figura 6.1: Porosidad secundaria en carbonatos en laminas delgadas, Campo Akal (Meneses Larios, Apuntes de Geología de Sistemas Naturalmente Fracturados)

Las fracturas, en las rocas carbonatadas, pueden crear permeabilidad en rocas que inicialmente eran impermeables. Esto favorece la circulación del agua y un alza en la producción debido a la intervención de acuíferos. Mientras las características de los yacimientos carbonatados dependen primeramente de su ambiente de depositación, también están determinadas por sus procesos subsecuentes.

6.1 Compactación de las rocas carbonatadas

Los carbonatos son químicamente más activos que los silicatos y como consecuencia, durante la compactación se comportan de manera diferente a los sedimentos clásticos. La reducción de porosidad en los sedimentos clásticos se altera con mayor intensidad debido a los rearrreglos mecánicos y físicos de los granos minerales, que generalmente se encuentran en los carbonatos o evaporitas. Los procesos químicos predominan en la reducción de porosidad y permeabilidad de los carbonatos (Tissot et al, 1984).

La porosidad primaria de los sedimentos de carbonato de grano fino corresponde a la porosidad observada en los sedimentos clásticos. Se tiene evidencia experimental y empírica de que a las presiones de sobrecarga menores, hasta de una profundidad de aproximadamente 100 – 300 m, la compactación ocurre como en los sedimentos clásticos. Con el aumento de la profundidad de sepultamiento la diagénesis química se vuelve más importante. La estructura de la roca es estable, principalmente debido a los procesos de solución y cementación, siendo esto efecto más notable en los carbonatos que en los sedimentos clásticos (Tissot et al, 1984).

La recristalización de las rocas generadoras de tipo carbonato es un proceso importante en cuanto a la generación y migración del petróleo. Con el incremento del sepultamiento, la recristalización transforma inicialmente los sedimentos de grano fino en rocas de grano grueso. De este modo, el betumen finalmente diseminado se encuentra en los límites de grano en los espacios

intergranulares. Esta es una etapa importante en la concentración del betumen en las rocas de carbonato (Tissot et al, 1984)

Las rocas de carbonato sepultadas profundamente a menudo no manifiestan indicios de compactación gravitacional avanzada, tal como lo demuestran los microfósiles intactos y, algunas veces, los valores de porosidad son relativamente altos (Figura 6.2) con bajas permeabilidades, esto debido a que la conectividad de los vóculos es muy pobre y así los poros no están conectados (Glover, 2013).

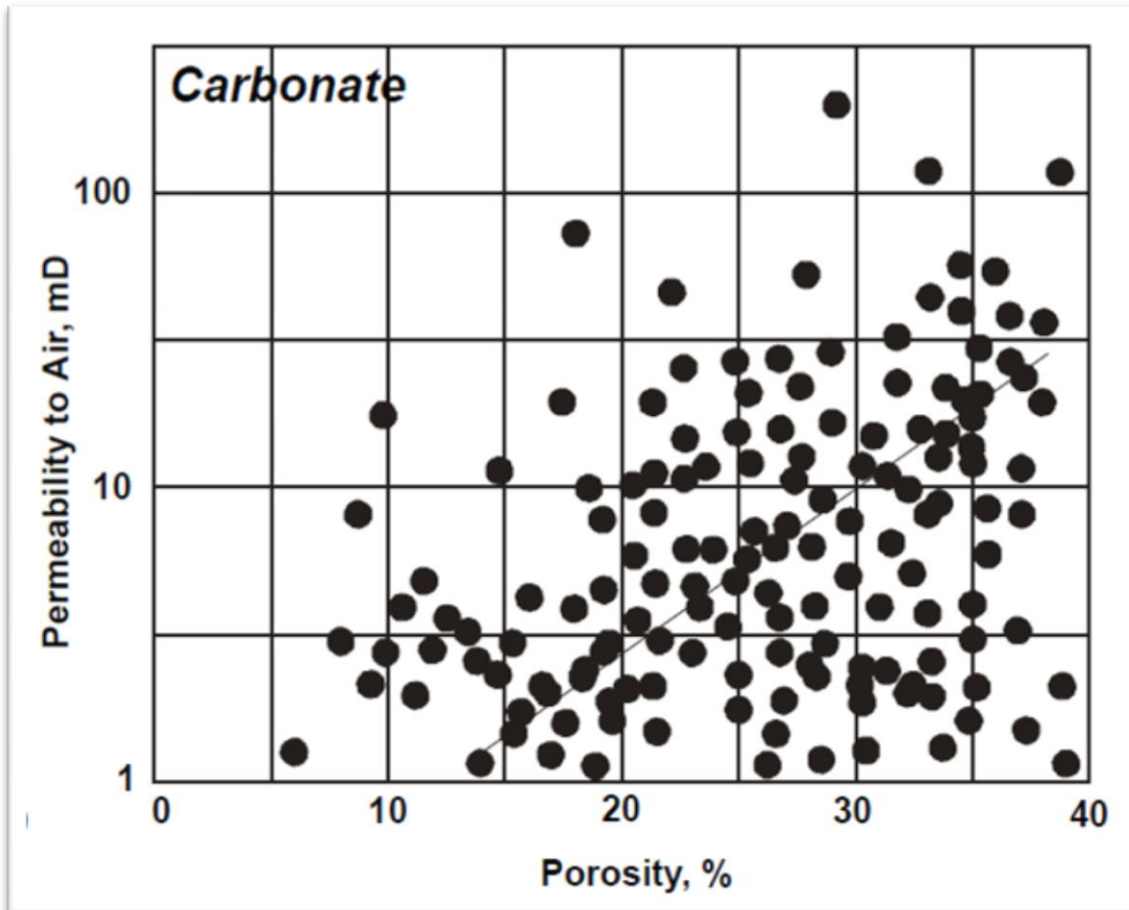


Figura 6.2: Gráfica de porosidad contra permeabilidad en carbonatos (Glover, Petrophysics MSc Course Notes, 2013)

La figura 6.3 muestra la relación entre la compresibilidad y el esfuerzo efectivo para una caliza cristalina, con diferentes porosidades iniciales. Las calizas cristalinas y las calizas con vóculos separados muestran una clara tendencia con respecto a sus porosidades iniciales (Bakhtiari, et al, 2011)

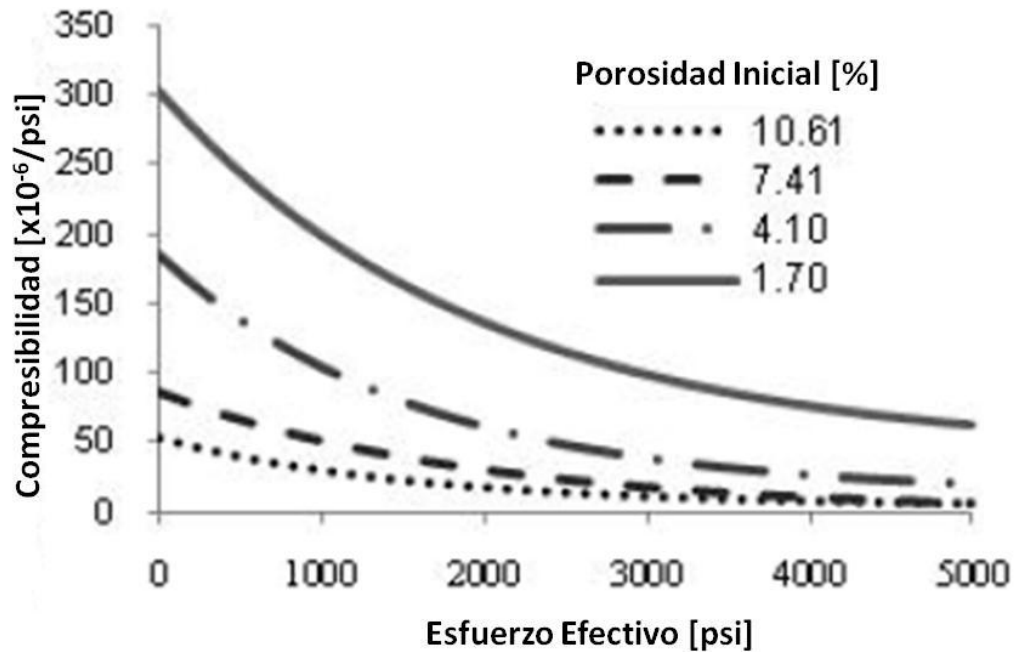


Figura 6.3: Relación entre la compresibilidad y el esfuerzo efectivo para una caliza cristalina (Bakhtiari et al, The effect of rock types on pore volume compressibility of limestone and dolomite samples, 2011)

6.2 Migración primaria en carbonatos

Algunos carbonatos ricos en contenido orgánico de algas, los cuales no contienen arcillas, son pruebas de que alguna vez fueron rocas generadoras activas, ya que pertenecen a sistemas petroleros con límites hacia arriba y hacia abajo cuentan con abundantes evaporitas.

En los carbonatos arcillosos la expulsión de los hidrocarburos puede ser vía compactación de agua, en el caso de los carbonatos puros el mecanismo de migración por compactación de agua no es posible, debido a la litificación por recristalización y cementación. La evidencia de que la compactación no es significativa es mostrada por los pellets y otras partículas de los carbonatos en su forma original con ningún indicador de que hayan sido deformados.

La recristalización y la concentración pueden redistribuir y concentrar contenido orgánico en algunos sedimentos. El contenido orgánico que llena a los grandes poros y a los pasajes entre los granos de dolomía y los carbonatos recristalizados representa varias etapas de diagénesis. Subsecuentemente, el microfracturamiento a lo largo de los límites de los granos permite que existan mayores cantidades de materia orgánica disponibles para la migración, ya que es manejado afuera de la fase mineral durante la recristalización.

Los hidrocarburos ligeros generados por esta materia orgánica podrían difundirse en los fluidos de la formación a regiones de alta permeabilidad.

Los lechos de calizas son la excepción de muchos carbonatos, ya que se pueden llegar a compactar con cierta sobrecarga. Los fluidos se pierden continuamente durante la diagénesis de la caliza, entonces cualquier mecanismo de migración primaria puede ser posible. Las estilolitas entre los bloques de calizas y dolomías son indicadores de pérdidas de fluido durante la compactación. De 600 a 900 metros de sobrecarga son necesarios para iniciar la presión en solución de los carbonatos y formar estilolitas.

Una estilolita (Figura 6.4), es una superficie marcada por la acumulación de minerales insolubles a través del cual la roca se disuelve en respuesta a la presión de solución. Las estilolitas actúan como barreras al flujo (Meneses, 2011).



Figura 6.4: Estilolita en caliza del cretácico, el área entre los dientes es la cantidad de roca disuelta (Meneses Larios, Apuntes de Geología de Sistemas Naturalmente Fracturados)

La migración primaria de los carbonatos, a excepción de las calizas (Figura 6.5), se limita a mecanismos como la difusión y la migración en solución gaseosa.



**Figura 6.5: Afloramiento de calizas en Kentucky, Estados Unidos
(Indiana University, Indiana Geology, 2007)**

6.3 Migración secundaria en carbonatos

La cercanía a las rocas generadoras y la presencia de evaporitas impermeables resulta en un proceso más eficiente de acumulación de hidrocarburos. Los carbonatos sin embargo, tiene poca actividad catalítica comparado con las rocas clásticas y no continúan la expulsión de fluidos hasta que pasan largos períodos de tiempo geológico.

La migración secundaria en los carbonatos o yacimientos naturalmente fracturados, generalmente ocurre a través de las fracturas, joints y fallas, que son los caminos de migración y esta migración empieza una vez que estos caminos se han desarrollado. El hidrocarburo se acumula gracias a esfuerzos tectónicos, en donde al generarse un espacio vacío por las fracturas creadas el fluido comienza a desplazarse hacia esas zonas para llenarlas.

Una fractura es una discontinuidad causada por una rotura en una zona frágil de la roca. La porosidad que provee las fracturas es más importante en los carbonatos que en las rocas clásticas.

Como se mencionó en el capítulo 4, un joint es un conjunto de espacios paralelo a las fracturas que no muestran desplazamiento, y en una roca estratificada tienen un alto ángulo con respecto a la dirección de la capa. Un conjunto de joints se localiza generalmente al final de una discontinuidad o en el límite entre capa y capa de estratos. Los joints (Figura 6.6), pueden mostrar

consistencia en la orientación cruzando diferentes tipos de rocas y así poder llegar a formar redes interconectadas.

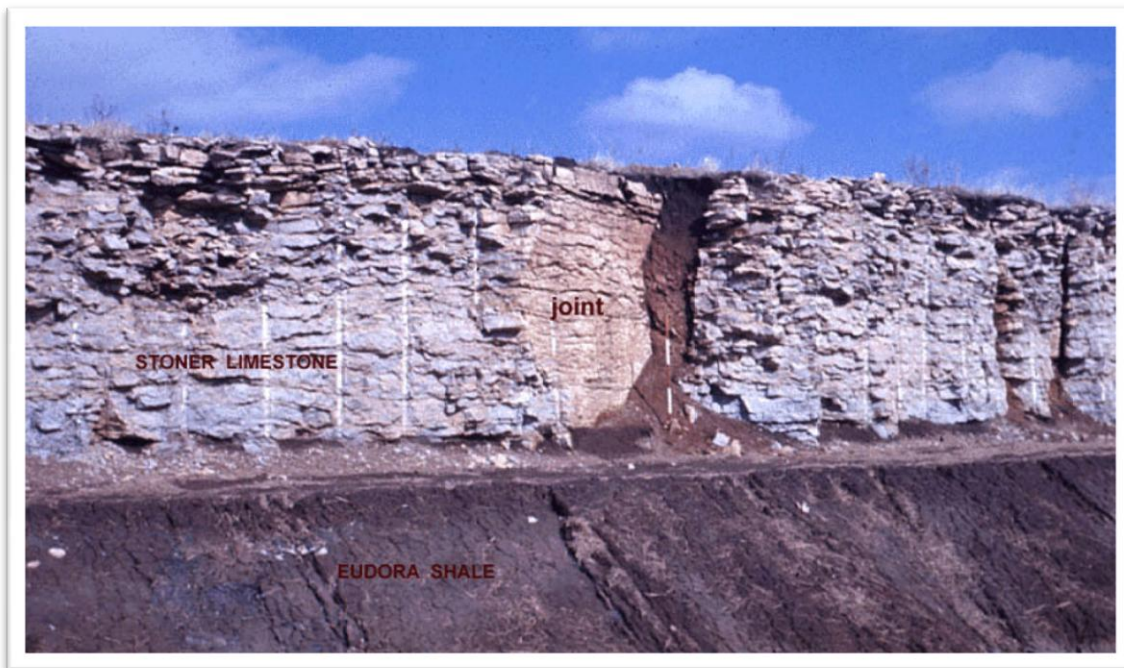


Figura 6.6: Conjunto de joints en un afloramiento de Kansas City (Aber, Bedrock Geology of the Kansas City Vicinity, 2002)

Las fallas pueden mejorar el flujo de fluido local (Figura 6.7), pero no mejoran la permeabilidad de todo el yacimiento o pueden actuar como barreras dependiendo de su apertura, composición y textura del material que se encuentra dentro de la falla. Una falla que está abierta al flujo puede ser muy larga y puede interceptar un número grande de joints.

Una clara distinción debe hacerse entre los diferentes tipos de fractura tectónica y hidrofracturamiento, si bien estos procesos pueden ocurrir juntos. Es importante también distinguir entre fallas formadas durante el hundimiento y los formados durante la elevación.

Algunas de las fracturas observadas pueden haber sido formadas durante la deformación sedimentaria, justo después de la deposición o estar asociado con fallamiento, y por lo tanto sin relación con esfuerzos tectónicos.

Durante el hundimiento y levantamiento la dirección del esfuerzo pudo haber cambiado varias veces, produciendo fracturas con diferentes orientaciones. Sin embargo, no se debe suponer que todas las fracturas han sido abiertas o cerradas al mismo tiempo. Las fracturas se producen durante las últimas etapas de levantamiento y son propensas a ser aun más abiertas, aunque esto tiene poca relevancia durante la migración del aceite.

Numerosos estudios se han realizado sobre el patrón de fractura en los afloramientos para servir como patrones análogos de fractura del subsuelo que no pueden ser fácilmente mapeados con sísmica o núcleos. Esto ha servido a continuación, como base para el modelado de fluido y por consecuencia de la migración del aceite, en el supuesto de que en algunos casos las fracturas están abiertas y más permeables que la matriz, o en otros casos son menos permeables que la matriz.

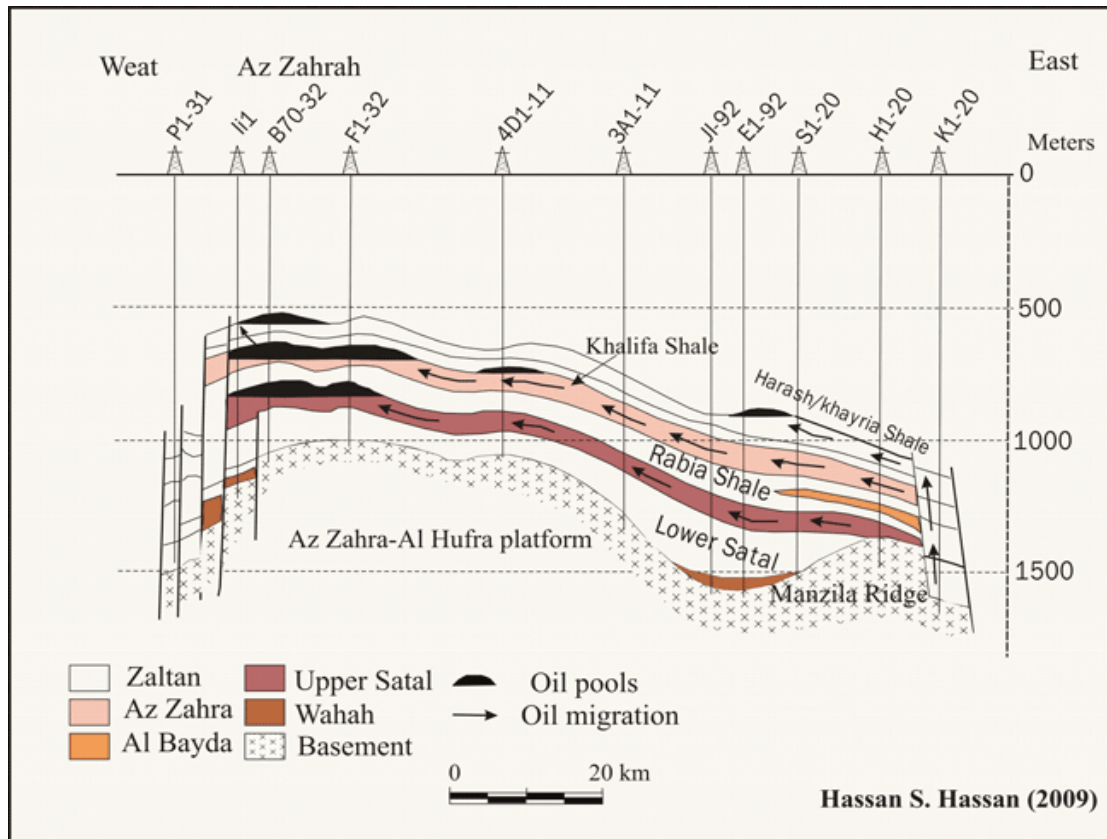


Figura 6.7: Migración de aceite a través de fallas en rocas carbonatadas, Libia (SEPM Strata, Sirt Basin, 2013)

6.4 Comparación entre rocas carbonatadas y lutitas como rocas generadoras

A continuación se presenta una tabla, la cual contiene diferencias entre una roca carbonatada y una lutita en cuestiones de depositación, generación de hidrocarburos y migración.

	Calizas y dolomías	Lutitas
Ambiente de depositación	Poco profundo	Profundo
Ritmo de depositación	Lento	Rápido
Fuente de la materia orgánica	Primordialmente marina	Primordialmente terrestre
Tipo de materia orgánica	Proteínico y algo de humus	Humus y lignito
Compactación y litificación	Pérdida de agua temprana, rápida litificación y recristalización	Lenta y continua pérdida de agua
Proceso de generación de hidrocarburo a partir de la materia orgánica	Térmico	Catalítica y térmico
Tiempo probable de generación de hidrocarburos	Tardío	Temprano y continuo
Tiempo probable de migración de hidrocarburos	Tardío, después de la litificación y fracturamiento de la roca y que exista un desarrollo de la permeabilidad por solución	Temprano durante el mayor movimiento de fluidos
Mecanismo probable de migración	En solución o como glóbulos moviéndose a lo largo de las fracturas	En solución con la expulsión de fluidos
Proximidad del yacimiento a la roca generadora	Muy cerca, la porosidad se desarrolla en la fuente o muy cerca, debido a la solución y dolomitización	Variable, muchos lechos generadores gruesos no tienen rocas porosas cerca
Efectividad de las trampas del yacimiento	Buenas, debido a la frecuente proximidad de cubiertas de anhidritas impermeables	Promedio, una cantidad de aceite considerable se puede perder a través de areniscas

Capítulo VII: Caso real, caminos de migración en un yacimiento de la Cuenca de Burgos

Para enfatizar la importancia de la migración de hidrocarburos, se realizó un análisis de los posibles caminos de migración y el tipo de migración que se llevó a cabo en tres diferentes segmentos de roca, divididos en edades geológicas consecutivas de un yacimiento que se encuentra en la cuenca de Burgos. El análisis se hizo con una serie de datos que en su conjunto permitieron tener resultados mediante el método de Dykstra – Parson y mediante el uso de Surfer. Surfer es un software, el cual hace trazados de contornos y superficies en 3D. Los mapas que puede producir el Surfer incluyen mapas de contorno, vectores, imágenes, mapas de superficie o relieves de sombra.

Las edades a las que se les hizo el análisis son el Paleoceno Midway, Paleoceno Wilcox y el Eoceno Wilcox; que pertenecen a la era Paleozoica (Figura 7.1).

Era	Serie		Millones de años	Formación
P a l e o z o i c o	Eoceno	Medio	48.5	Queen city
				Reklaw
	Paleoceno	Inferior	54	Wilcox
		Superior		
		Inferior		
	Cretácico	Superior	66.5	Midway
		N-Taylor		

Figura 7.1: Columna geológica
(Vizcarra, Análisis secuencial del Paleoceno-Eoceno, y su potencial económico–petrolero, 2005)

Los datos del pozo con el que se obtuvieron resultados son los siguientes:

- **Eoceno Wilcox**

Superficialmente, el Eoceno está distribuido en una franja paralela a la del Paleoceno; su mayor espesor superficial se registra en el área de Vaquería, donde se ha podido establecer algunas subdivisiones litológicas. Los sedimentos de esta formación descansan discordantemente sobre la Formación Paleoceno Wilcox. Están constituidos por capas delgadas alternantes de lutita y arenisca arcillosa (Vizcarra, 2005). Los datos del pozo en el intervalo Eoceno Wilcox, son los siguientes (Tabla 7.1):

Eoceno Wilcox				
Intervalos	Porosidad	Permeabilidad	Sw	Espesor impregnado
Prof.(m)	∅ (%)	K (md)	(%)	Hidrocarburos (m)
936.7	14%	0.21	53%	0.3
937.0	15%	0.276	51%	0.3
948.8	14%	0.106	62%	0.3
951.0	15%	0.129	59%	0.3
951.3	15%	0.16	58%	0.3
953.1	15%	0.154	57%	0.3
953.7	14%	0.149	57%	0.3
954.0	15%	0.245	54%	0.3
954.3	15%	0.388	49%	0.3
954.6	17%	0.901	44%	0.3
954.9	18%	1.218	42%	0.3
955.2	16%	0.69	45%	0.3
966.5	16%	0.331	53%	0.3
966.8	19%	0.92	48%	0.3
967.1	18%	0.602	51%	0.3
967.4	17%	0.391	52%	0.3
967.7	16%	0.346	53%	0.3
968.0	17%	0.499	50%	0.3
968.3	15%	0.175	59%	0.3
986.9	13%	0.112	57%	0.3
987.2	14%	0.182	54%	0.3
987.6	15%	0.181	56%	0.3
1008.9	15%	0.218	54%	0.3
1009.2	15%	0.16	58%	0.3
1009.5	15%	0.187	56%	0.3
1009.8	14%	0.145	57%	0.3

1010.1	15%	0.21	56%	0.3
1010.4	14%	0.135	58%	0.3
1014.7	15%	0.262	53%	0.3
1015.0	16%	0.351	52%	0.3
1015.3	16%	0.277	54%	0.3
1015.9	14%	0.11	61%	0.3
1016.2	14%	0.108	60%	0.3

Tabla 7.1: Datos del pozo en estudio, play Eoceno Wilcox

- **Paleoceno Wilcox**

La primera referencia sobre la descripción de esta formación es la de Crider y Johnson, en 1906, en donde marcan como localidad tipo un afloramiento del condado de Wilcox, Alabama, en donde se identifica una serie de unidades con sedimentos que varían de gravas, arenas no marinas, arenas marinas y lutitas; esta formación es actualmente subdividida dentro de la Cuenca de Burgos en dos unidades cronoestratigráficas el Paleoceno Wilcox y el Eoceno Wilcox, ya que cada una de ellas presenta características litoestratigráficas, bioestratigráficas y ambientales particulares.

La edad del Grupo Wilcox está definida por las biozonas Globorotalia angulata, Globorotalia rex y Globorotalia soldadoensis del Paleoceno tardío al Eoceno temprano, presentando fauna bentónica como: Vaginulinopsis tuberculata, Vaginulipnosis hatchetigbeensis y Discorbis washburni (Vizcarra, 2005). Los datos del pozo en el intervalo Paleoceno Wilcox son los siguientes (Tabla 7.2):

Paleoceno Wilcox				
Intervalos	Porosidad	Permeabilidad	Sw	Espesor impregnado
Prof.(m)	Ø (%)	K (md)	(%)	Hidrocarburos (m)
1116.8	13%	0.105	56%	0.3
1117.1	14%	0.113	60%	0.3
1129.9	16%	0.283	54%	0.3
1130.2	21%	1.684	45%	0.3
1130.5	21%	1.663	46%	0.3
1130.8	21%	1.426	47%	0.3
1131.1	21%	1.626	47%	0.3
1131.4	22%	1.994	48%	0.3
1131.7	22%	2.071	46%	0.3
1132.0	22%	2.403	44%	0.3
1132.3	21%	2.171	44%	0.3
1132.6	22%	3.087	41%	0.3
1132.9	22%	2.724	42%	0.3
1133.2	21%	1.838	45%	0.3

1133.6	19%	0.783	51%	0.3
1133.9	15%	0.133	59%	0.3
1136.7	18%	0.314	58%	0.3
1136.0	17%	0.215	61%	0.3
1138.4	17%	0.718	45%	0.3
1174.7	15%	0.362	50%	0.3
1175.0	16%	0.533	48%	0.3
1175.3	17%	0.778	44%	0.3
1175.6	18%	1.218	41%	0.3
1175.9	16%	0.383	50%	0.3

Tabla 7.2: Datos del pozo en estudio, play Paleoceno Wilcox

- **Paleoceno Midway**

Vizcarra en 2005, menciona que Fisher, en 1961, aplicó el nombre de sección Midway a rocas basales terciarias que afloran en el condado de Wilcox, Alabama, basándose en estudios paleontológicos incluyó con el nombre de Midway a todas las rocas que subyacen a la Wilcox y sobreyacen al Cretácico. Los estratos superiores de la formación Midway consisten de sedimentos marinos de aguas profundas representados por lutitas con abundante fauna marina y con escasas concreciones calcáreas. Los datos del pozo en el intervalo Paleoceno Midway son los siguientes (Tabla 7.3):

Paleoceno Midway				
Intervalos	Porosidad	Permeabilidad	Sw	Espesor impregnado
Prof.(m)	∅ (%)	K (md)	(%)	Hidrocarburos (m)
2358.2	9%	0.179	34%	0.3
2360.1	13%	0.678	36%	0.3
2360.4	12%	0.279	41%	0.3
2362.2	10%	0.262	40%	0.3
2362.5	10%	0.268	39%	0.3
2375.6	15%	0.446	47%	0.3
2375.9	13%	0.143	55%	0.3
2376.2	14%	0.342	47%	0.3
2376.5	15%	0.23	54%	0.3
2376.8	14%	0.151	56%	0.3
2377.4	14%	0.147	56%	0.3
2377.7	14%	0.233	51%	0.3
2378.0	13%	0.187	51%	0.3
2378.7	12%	0.105	53%	0.3
2380.2	13%	0.211	47%	0.3
2380.5	12%	0.149	50%	0.3

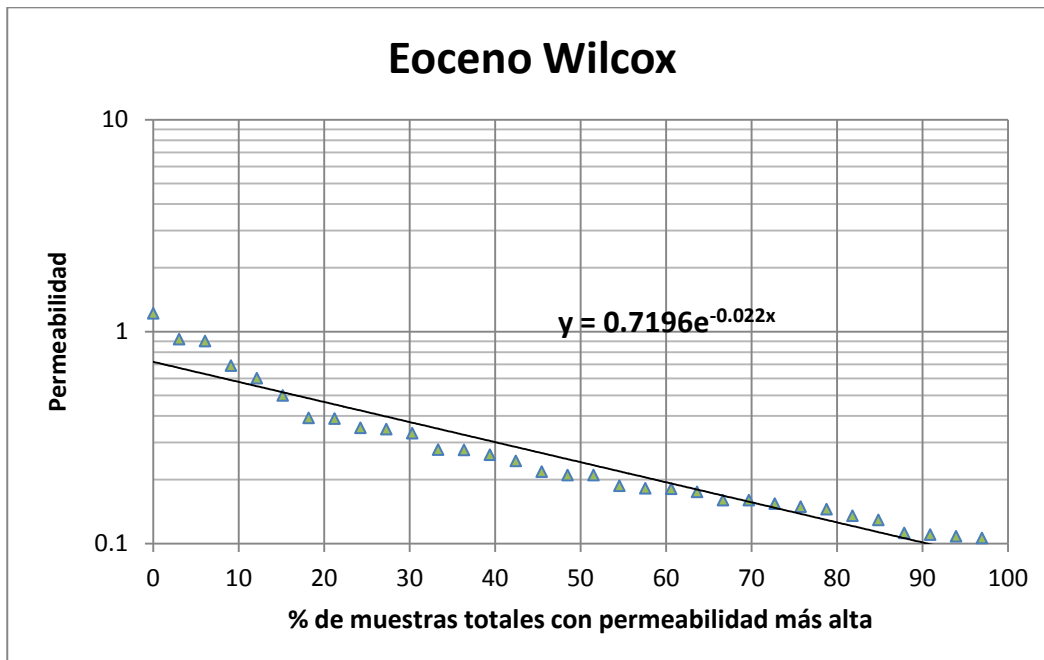
2381.1	14%	0.222	52%	0.3
2381.4	14%	0.178	56%	0.3
2387.5	17%	1.015	48%	0.3
2391.8	13%	0.121	61%	0.3
2394.2	17%	1.138	47%	0.3
2394.5	17%	1.063	48%	0.3
2394.8	13%	0.129	60%	0.3
2395.1	15%	0.408	52%	0.3
2395.7	12%	0.108	60%	0.3
2398.5	17%	1.231	46%	0.3
2398.8	15%	0.851	44%	0.3
2399.1	14%	0.481	47%	0.3
2399.4	15%	0.649	46%	0.3
2399.7	15%	0.787	46%	0.3
2414.0	11%	0.117	53%	0.3
2414.3	13%	0.328	48%	0.3
2414.6	12%	0.162	54%	0.3
2414.9	13%	0.344	49%	0.3
2415.2	13%	0.364	48%	0.3
2415.5	12%	0.216	52%	0.3
2416.8	12%	0.132	56%	0.3
2417.1	12%	0.132	58%	0.3
2417.4	12%	0.143	57%	0.3
2417.7	13%	0.21	55%	0.3
2418.6	12%	0.166	55%	0.3
2418.9	13%	0.245	53%	0.3
2419.2	13%	0.193	54%	0.3
2419.5	14%	0.306	51%	0.3
2419.8	13%	0.217	53%	0.3
2420.1	13%	0.199	54%	0.3
2420.4	13%	0.209	53%	0.3
2420.7	13%	0.28	51%	0.3
2421.0	12%	0.163	53%	0.3
2421.3	12%	0.147	53%	0.3
2421.6	12%	0.125	54%	0.3
2421.9	13%	0.233	51%	0.3
2422.2	13%	0.221	51%	0.3
2422.6	13%	0.218	52%	0.3
2422.9	13%	0.28	50%	0.3
2423.2	12%	0.164	54%	0.3
2423.5	13%	0.188	53%	0.3

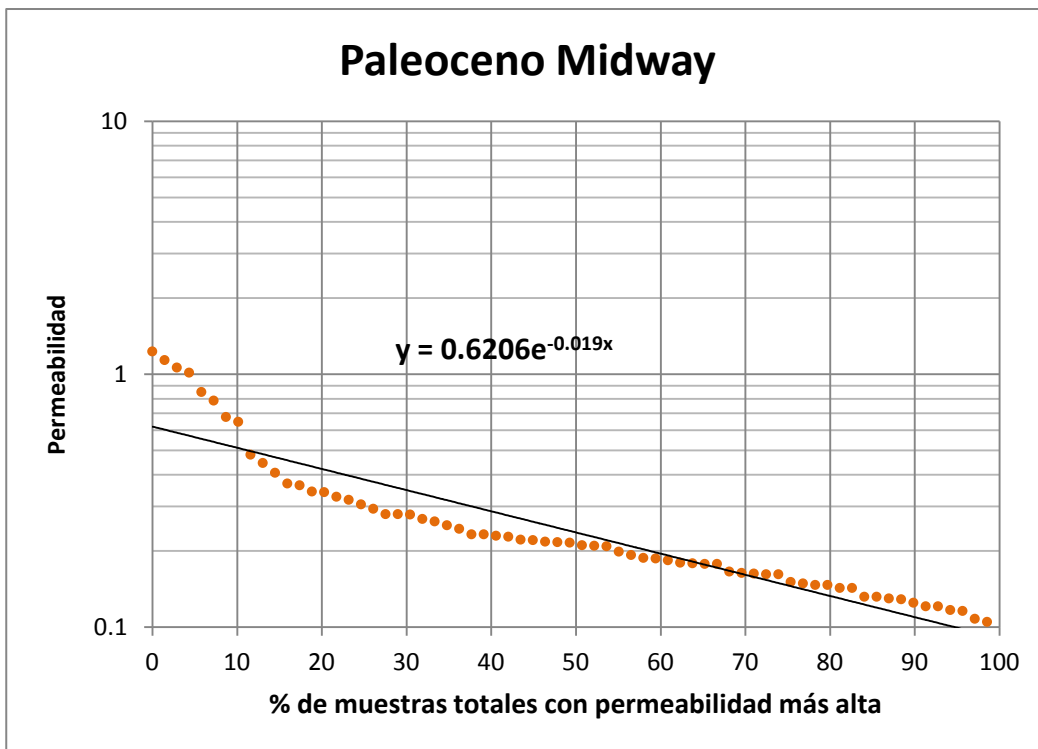
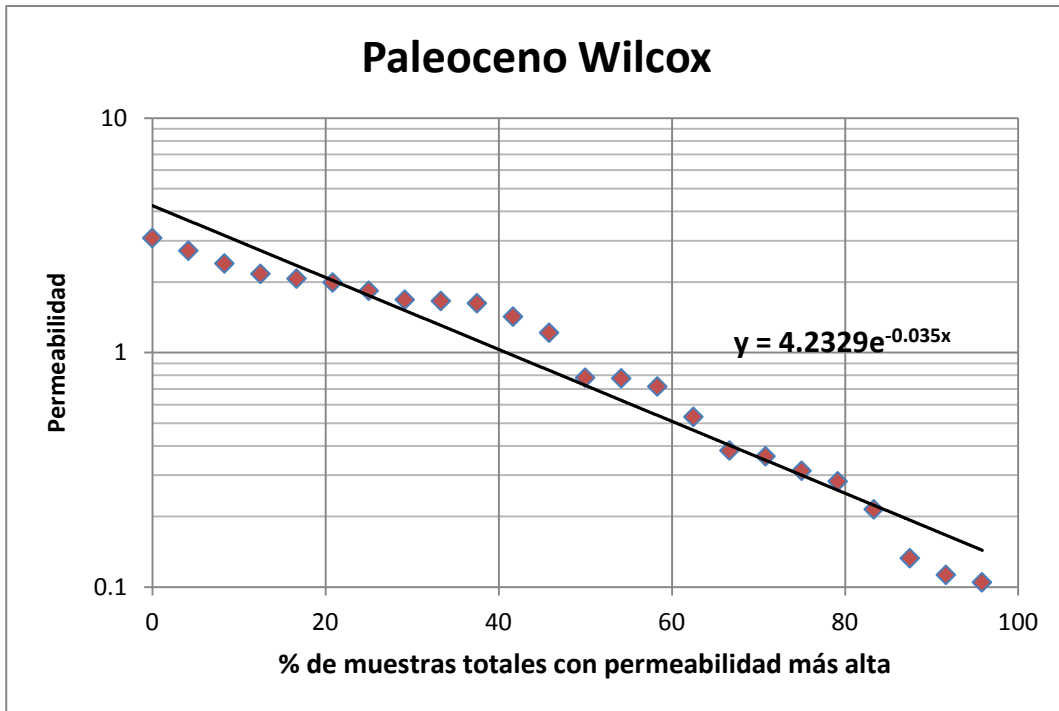
2423.8	14%	0.37	50%	0.3
2424.1	13%	0.178	56%	0.3
2424.4	14%	0.253	55%	0.3
2424.7	14%	0.294	54%	0.3
2425.0	12%	0.13	57%	0.3
2425.3	11%	0.121	51%	0.3
2521.9	11%	0.162	41%	0.3
2522.2	11%	0.184	40%	0.3
2522.5	12%	0.319	38%	0.3
2522.8	12%	0.228	41%	0.3
2523.1	11%	0.18	43%	0.3
2525	10%	0.116	44%	0.3

Tabla 7.3: Datos del pozo en estudio, play Paleoceno Midway

7.1 Resultados obtenidos con el método de Dykstra – Parson

Como se mencionó en el Capítulo 2, se puede usar el método de Dykstra – Parson para obtener el coeficiente de variación de permeabilidad. Para analizar la migración de hidrocarburos se aplicó el método a cada una de las edades por separado. A continuación se muestran los gráficos utilizados para la obtención del coeficiente de variación “V”:

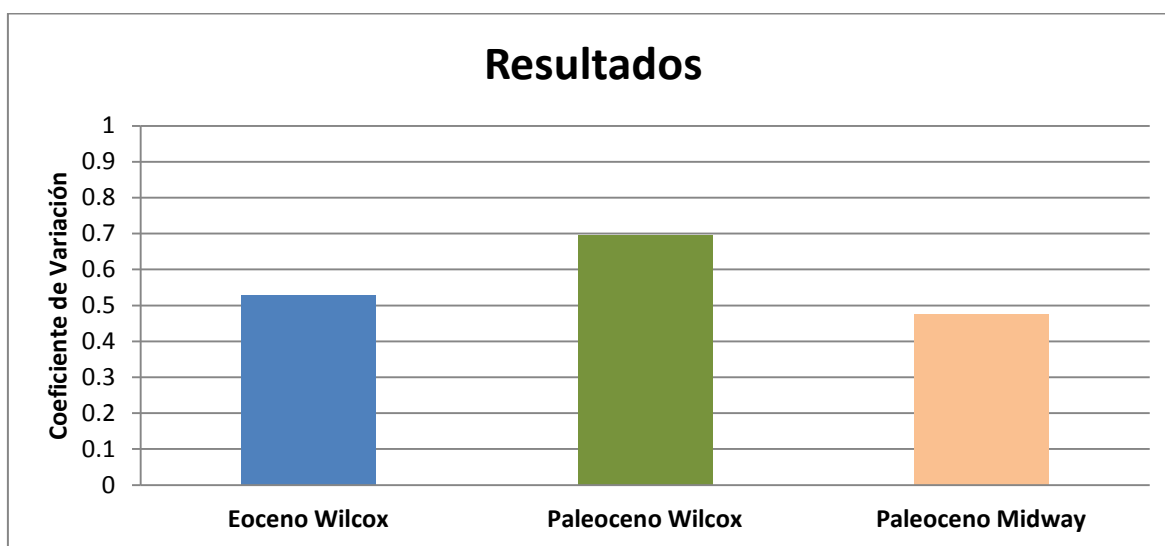




Utilizando la fórmula $V = \frac{(K_{50\%} - K_{84.1\%})}{K_{50\%}}$ y a partir de las líneas de tendencia obtenidas, los valores de V resultantes son:

	Eoceno Wilcox	Paleoceno Wilcox	Paleoceno Midway
V	0.527727911	0.696841649	0.476856775

Tabla 7.4: Resultados del coeficiente de variación para las diferentes formaciones



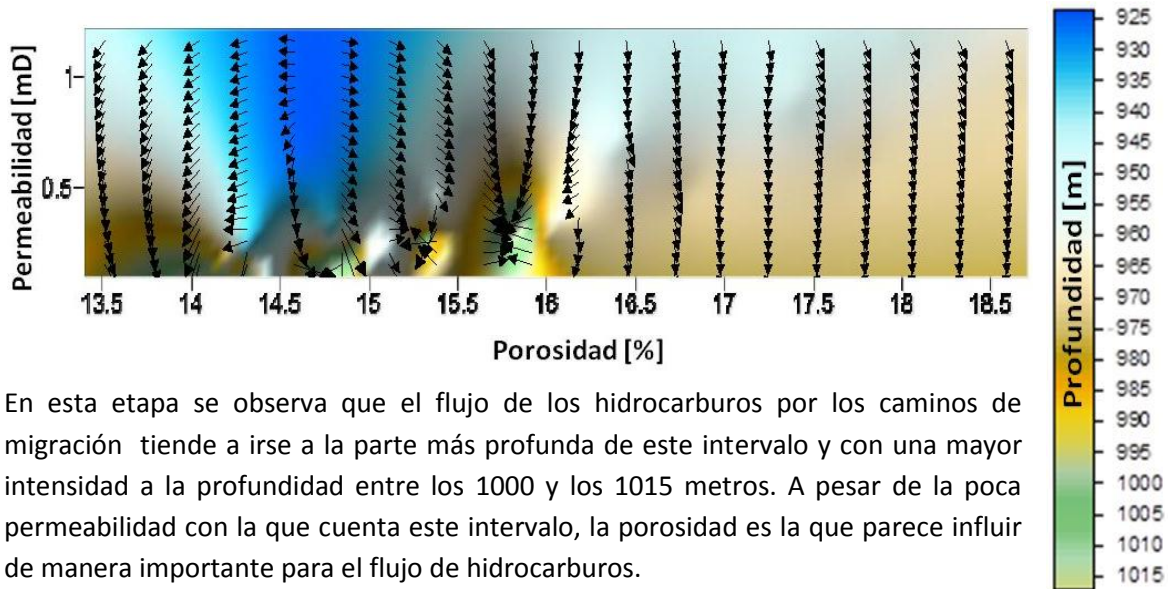
Con los resultados (Tabla 7.4), se observa que las tres áreas de análisis realmente no son heterogéneas debido a que en el resultado más bajo y el más alto del valor de V solo hay una diferencia de 0.2199. Teniendo en cuenta este último valor, junto con los valores de permeabilidad, se puede señalar que el hidrocarburo tiene un 52% de que se desplace por el Eoceno Wilcox, un 69% por el Paleoceno Wilcox y un 47% por el Paleoceno Midway. Los resultados que se obtienen mediante el método de Dykstra – Parson pueden dar validez a los resultados obtenidos mediante el uso de Surfer.

7.2 Resultados obtenidos mediante el uso de Surfer

El Surfer es una herramienta útil para la creación de superficies, que a partir de datos irregulares en XYZ crea espacios regulares basados en cuadrículas. El mapa de vectores junto con un mapa de superficie, que son algunas de las herramientas del Surfer, nos ayudará a visualizar por donde los

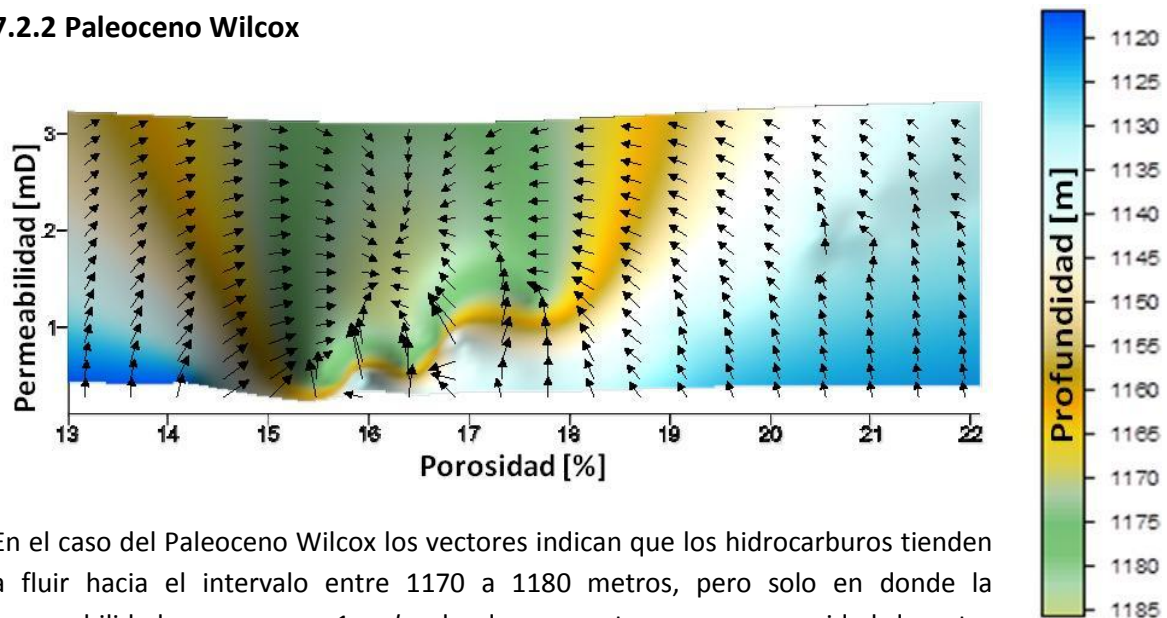
hidrocarburos tienen preferencia al flujo, basado en datos de porosidad y permeabilidad. Como en el método anterior el análisis se realizó para las tres formaciones geológicas por separado.

7.2.1 Eoceno Wilcox



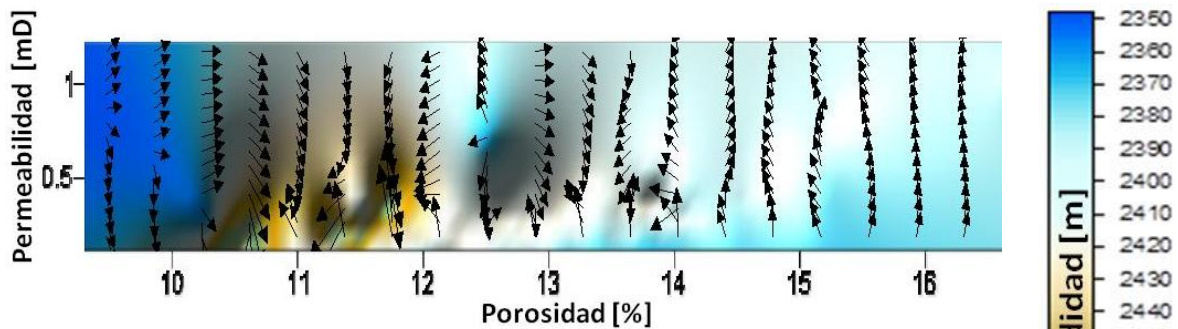
En esta etapa se observa que el flujo de los hidrocarburos por los caminos de migración tiende a irse a la parte más profunda de este intervalo y con una mayor intensidad a la profundidad entre los 1000 y los 1015 metros. A pesar de la poca permeabilidad con la que cuenta este intervalo, la porosidad es la que parece influir de manera importante para el flujo de hidrocarburos.

7.2.2 Paleoceno Wilcox



En el caso del Paleoceno Wilcox los vectores indican que los hidrocarburos tienden a fluir hacia el intervalo entre 1170 a 1180 metros, pero solo en donde la permeabilidad sea mayor a 1 *md* y donde se cuente con una porosidad de entre 15.5 y 16.5 %.

7.2.3 Paleoceno Midway



El Paleoceno Midway cuenta con barreras impermeables en las zonas donde los valores de porosidad son 11.5, 12.5 y 14.5%. Si la porosidad es mayor a 14.5% el flujo de los hidrocarburos tiende a fluir hacia arriba, probablemente a la etapa del Paleoceno Wilcox. Cuando la porosidad es del rango entre 10 y 11.5% el flujo de hidrocarburos parece converger y eso puede significar que los hidrocarburos estén entrapados en esa zona.

7.3 Interpretación

Con la ayuda del Surfer se pueden hacer interpretaciones que describen el flujo preferencial que pueden tomar los hidrocarburos y por lo tanto se puede tener una idea de los caminos de migración presentes en cada etapa que se analizó (Figura 7.2).

Considero, que las tres etapas son de rocas almacén y por lo tanto lo que ocurrió en los diferentes segmentos de roca analizados fue una migración secundaria y además en el Paleoceno Wilcox se encuentra una trampa importante de hidrocarburos a la profundidad entre 1170 y 1185 metros. Esto por las dirección de los vectores, que en el Eoceno Wilcox apuntan hacia abajo, hacia la dirección del Paleoceno Wilcox, y hay una buena parte en el Paleoceno Midway donde los vectores apuntan hacia arriba.

Otro punto es que la porosidad es la que juega el papel más grande para el desplazamiento de hidrocarburos, ya que es necesario que se cuente con una porosidad mayor a 15% para que el movimiento sea posible por esos caminos de migración, esto no quiere decir que el valor de permeabilidad no afecte sino más bien los resultados del método de Dykstra – Parson se respaldan al comprobarse mediante otro método que la permeabilidad es en cierta medida homogénea y en todas las etapas a la permeabilidad de 1 mD el flujo de hidrocarburos se puede hacer efectivo, excepto en el Eoceno Wilcox donde la permeabilidad es muy pequeña pero la posible porosidad efectiva existente permite el flujo de hidrocarburos.

Las únicas zonas impermeables se encuentran en el Paleoceno Midway, posiblemente entrapando una pequeña zona de hidrocarburos.

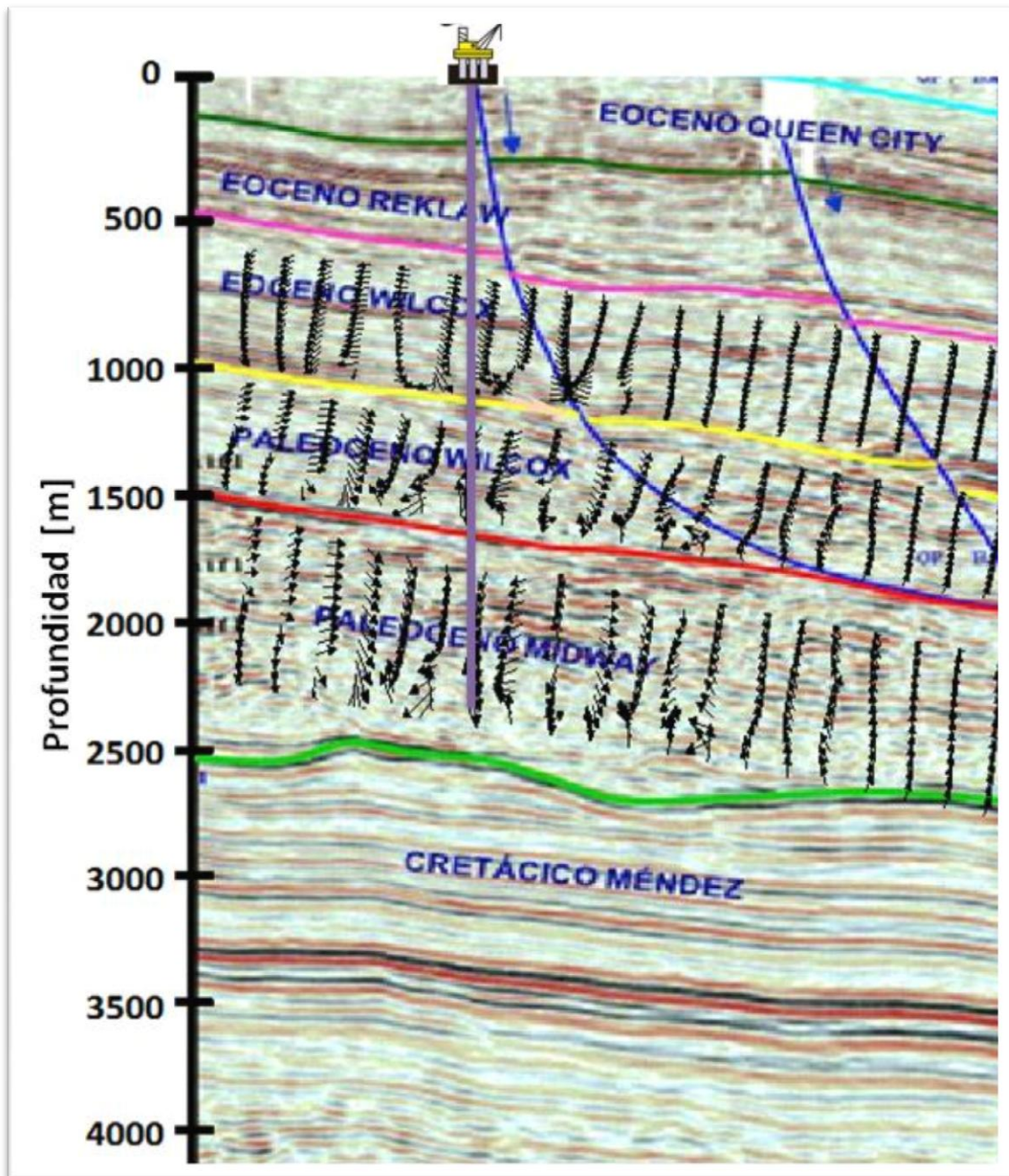


Figura 7.2: Figura descriptiva que representa la dirección de flujo de los hidrocarburos

Conclusiones

La migración de hidrocarburos es un proceso que dura millones de años, que para modelarlo se requiere de mucho tiempo de experimentación y además, en casos como el de la migración primaria se cuenta con poca evidencia para su estudio. Este proceso, al formar parte del sistema petrolero, es de vital importancia para entender cómo se acumuló el hidrocarburo en cantidades comerciales.

Muchas veces a la migración no se le da la importancia que tiene, debido a que se cree que el saber cómo ocurrió la migración de hidrocarburos no afectará a gran escala el impacto de la explotación. Dentro de lo positivo que ofrece conocer los factores y mecanismos de la migración de hidrocarburos es el poder planear un proceso de recuperación secundaria o mejorada desde la etapa de exploración. Esto se puede hacer porque al conocer los procesos físicos y químicos que estuvieron involucrados en la migración de hidrocarburos nos ayuda a saber cuál es la manera más fácil para que los hidrocarburos se desplacen.

La migración de hidrocarburos se puede dividir en tres etapas consecutivas migración primaria, migración secundaria y migración terciaria o dismigración, cada una de estas etapas cuenta con factores y mecanismos necesarios para que ocurra la migración que se deben de estudiar por separado.

La migración primaria es la etapa más difícil de estudiar debido a las diferentes variables envueltas en el proceso y por la compleja manera en que estas variables interactúan.

La migración es diferente en yacimientos con rocas clásticas y en yacimientos con rocas carbonatadas, considerando que existen diversos factores y mecanismos que actúan para que se lleve a cabo la migración de hidrocarburos, por lo que el proceso es diferente. La migración en los yacimientos carbonatados es más eficiente cuando ocurre a la cercanía entre la roca generadora y la roca almacén.

Las fracturas pueden formar parte de las tres etapas de migración y pueden beneficiar o perjudicar al proceso de almacenamiento de hidrocarburos. En la migración terciaria las fracturas juegan un papel perjudicial para el entrapamiento del aceite y gas, ya que debido a éstas, el hidrocarburo se filtra y escapa a la superficie.

Conocer la dirección que el fluido ha tomado en la migración secundaria y la heterogeneidad de la formación en estudio, puede ser de vital importancia en la instancia donde se toman decisiones como la de seleccionar las coordenadas en las cuales se va a perforar un pozo. Perforar en una zona donde hay preferencia al flujo de fluidos provee la ventaja de aprovechar de una mejor manera la energía del yacimiento.

El método de Dykstra – Parson resultó ser un buen complemento para los resultados obtenidos con el Surfer, resultados referentes a los probables valores de porosidades y permeabilidades donde el hidrocarburo tiene preferencia para fluir. Dykstra – Parson complementa de tal manera que le puede dar validez a los resultados de Surfer debido al valor del coeficiente de variación. Es decir, si el coeficiente de variación se acerca a 1 y por consiguiente el yacimiento es heterogéneo, la incertidumbre de los resultados del Surfer puede ser muy alta ya que las porosidades y permeabilidades en el yacimiento varían mucho.

Herramientas como el Surfer pueden darnos una idea de cómo se llevó a cabo el proceso de migración de hidrocarburos, ya que con vectores se pueden simular los caminos de migración, además de que este software junto con otra paquetería de simulación como el PETREL puede ser un gran complemento para caracterizar a un yacimiento.

Bibliografía

Abdallah Wael, Jill S. Buckley, Andrew Carnegie, John Edwards, Bernd Herold, Edmund Fordham, Arne Graue, Tarek Habashy, Nikita Seleznev, Claude Signer, Hassan Hussain, Bernard Montaron, Murtaza Ziauddin, 2007. Los Fundamentos de la Mojabilidad, Schlumberger.

Aber James S., 2002. Bedrock Geology of the Kansas City Vicinity. Kansas, Estados Unidos.

Abrams A. Michael, Schumacher Dietmar, 1996. Hydrocarbon Migration and Its Near-surface Expression

Ahmed Tarek, 2001. Reservoir Engineering Handbook. Ed. Butterworth-Heinemann, 2da edición. Texas, Estados Unidos.

Allen Phillip A., Allen John R., 2005. Basin Analysis Principles and Applications. Ed. Blackwell, 2da edición. Oxford, Reino Unido.

Bakhtiari Alokí., Moosavi S.A., Kazemzadeh E., Goshtasbi K., Esfahani M.R., Vali J., 2011. The effect of rock types on pore volume compressibility of limestone and dolomite sample

Bjørlykke Knut, 2010. Petroleum Geoscience: From Sedimentary Environments to Rock Physics. Ed. Springer, 1ra edición. Londres, Reino Unido.

Buchwalter J. M., Ghulam M., Satter Abdus, 2007. Practical Enhanced Reservoir Engineering Assisted with Simulation Software. Ed. PennWell Books, 1ra edición. Oklahoma, Estados Unidos.

Buryakovsky L., N.A. Eremenko, M.V. Gorfunkel, G.V. Chilingarian, 2005. Geology and Geochemistry of oil and gas

Dake L. P., 2010. Fundamentals of Petroleum Engineering

Deffeyes Kenneth S., 2010. When Oil Peaked

Dutt Nidamarty V. K., Ghosh Tushar K., Prasad Dasika H. L., Rani Kalioatnapu Y., Viswanath Dabid S., 2007. Viscosity of Liquids: Theory, Estimation, Experiment and Data. Ed. Springer, 1ra edición. Dordrecht, Holanda.

Friedland Jamie, 2010. Natural Oil Seeps vs Oil Spills, The political climate, Estados Unidos.

Garaicochea Francisco, 1983. Apuntes de Comportamiento de los yacimientos. México.

Garcia I.R., MacDonald B. Zimmer, 2009. Natural Seepage of Hydrocarbons in the Gulf of Mexico, Sarssea Ocean Imaging, Estados Unidos.

George V. Chilingar, Harold Joseph Bissell, Rhodes Whitmore Fairbridge, 2011. Carbonate Rocks

Glover Paul, 2013. Petrophysics Msc Course Notes. Inédito, Université Laval, Canadá.

Gluyas Jon, Richard Swarbrick, 2004. Petroleum Geoscience

Harbaugh J. W., Wendebourg J., 1997. Simulation Oil Entrapment in Clastic Sequences

Herrera Palomo Alberto, 2011. Apuntes de Geología de Explotación de Yacimientos de Hidrocarburo, Agua y Vapor. Inédito. México.

Hunsdale R., Kloester A. G., 2002. Hydrocarbon Seal Quantification. Ed. Elsevier, 1ra edición, Amsterdam, Holanda.

Hunt Jon M., 1995. Petroleum Geochemistry and Geology. Ed. W. H. Freeman, 2da edición. Estados Unidos

Indiana University, 2007. Geology of Indiana. Indiana, Estados Unidos.

Instituto de Investigaciones Jurídicas, 1993. UNAM, México.

Jamtveit B., 1997. Fluid Flow and Transport in Rocks: Mechanisms and Effects

Koestler A. G., Møller-Pedersen P., 1997. Hydrocarbon Seals: Importance for Exploration and Production. Ed. Elsevier, 1ra edición. Amsterdam, Holanda.

Lucia F. Jerry, 2007. Carbonate Reservoir Characterization

Latil M., 1980. Enhanced Oil Recovery

Meneses Larios Leonardo, 2011. Apuntes de Caracterización Estática y Dinámica de Yacimientos Naturalmente Fracturados. Inédito. México.

Minh Chanh Cao, Petricola Mario, 1997. The carbonate challenge, Schlumberger

Monroy Gracia Abraham Doryan, Romero Zepeda Laura Elizabeth, 2011. Los Registros Inductivo (AIT), Resistivo (ARI) usados en la Industria Petrolera, Tesis Licenciatura (Ingeniero Petrolero), ESIA, IPN, México.

North F. K., 1985. Petroleum Geology. Ed. Chapman

*Pemex, 2009. **Emanaciones Naturales.** México.*

*Pineda Becerril Virginia, 2012. **Determinación de la evolución térmica de las rocas generadoras de petróleo,** Tesis Licenciatura (Ingeniero Geólogo), UNAM, Facultad de Ingeniería, México.*

*Ramírez Sabag Jetzabeth, 2007. **Productividad de Pozos Petroleros.** México.*

*Sah S. L., 2004. **Encyclopedia of Petroleum, Science and Engineering, Volume 1***

*Selley Richard C., 2000. **Applied Sedimentology***

*Timmerman E. H., 1982. **Practical Reservoir Engineering***

*Tissot B. P., Welte D. H., 1984. **Petroleum Formation and Occurrence.** Ed. Springer-Verlag, 2da edición. Berlín, Alemania.*

*Verweij J. M., 1993. **Hydrocarbon Migration System Analysis***

*Vizcarra Martínez Héctor Hugo, 2005. **Análisis secuencial del Paleoceno-Eoceno, y su potencial económico-petrolero, al Norte del campo Velero, en la Cuenca de Burgos, NE de México,** Tesis Maestría en Ingeniería, UNAM, Facultad de Ingeniería, México.*

*Welte Diertrich H., Brian Horsfield, Donald R. Baker , 1997. **Petroleum and basin evolution: insights from petroleum geochemistry, geology and basin modeling***