



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

**ASPECTOS DE LA ROCA, DE LOS
FLUIDOS Y DEL SISTEMA ROCA-FLUIDOS
QUE ESTABLECEN O DEFINEN LAS
SATURACIONES MÍNIMAS DE AGUA Y DE
ACEITE EN LOS YACIMIENTOS PETROLEROS.**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERA PETROLERA

PRESENTA:

INDIRA JOCELYN PERCÁSTIGUI BRAVO

DIRECTOR DE TESIS: **ING. MANUEL JUAN VILLAMAR VIGUERAS**



CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO, D.F

NOVIEMBRE, 2015



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

AGRADECIMIENTOS

*A mis **padres**. Les agradezco infinitamente todo lo que tengo y todo lo que soy. Por estar presentes en mi vida y caminar a mi lado desde el principio siendo mis mejores maestros y guías. Porque siempre han dedicado su tiempo, trabajo y esfuerzo a proporcionarme lo necesario, y mucho más, para llegar a ser una mujer independiente y con valores. Por brindarme incondicionalmente su amor, cuidados y apoyo, y por permanecer a mi lado en los momentos más difíciles, dándome la fuerza para seguir adelante. A mi **padre** en especial, por enseñarme a valorarme y sentirme orgullosa de lo que soy, por fomentarme una mente crítica y con pensamiento propio con cada conversación. A mi **madre** por ser mi mejor amiga, por ser tan generosa y noble, y tener ese gran corazón que con lo más mínimo demuestra su gran amor.*

*A **Eduardo**, mi gran amor, mi compañero y mi mejor amigo. Por enseñarme más de la vida y de mi misma que cualquier otra persona. Por todas las veces que estuviste a mi lado, escuchándome y apoyándome, y porque siempre tuviste palabras de aliento que me dieron los ánimos y la confianza para seguir cuando yo dudaba. Por ser mi maestro en muchas cosas y mi aprendiz en otras, y por alcanzar juntos la meta a la que cualquier persona puede aspirar pero pocos lograr. Por brindarme tu amor y admiración, y hacerme reír en incontables situaciones con tu personalidad divertida, única y ocurrente. Porque con tu sola presencia y especiales muestras de cariño siempre mejoraste, por mucho, cualquier situación. Porque no importa la distancia ni el tiempo, tu amor me acompaña siempre.*

*A mis abuelitos, **Guillermina y Cayetano**, por ser como unos segundos padres para mí. Por sus enseñanzas, por quererme y cuidarme siempre que les fue posible. A ti abuelito por ser un ejemplo de perseverancia y disciplina y por esa personalidad tan auténtica que te hacía tan especial. A ti abuelita por ser tan cariñosa y noble, por ser un gran ejemplo de fortaleza y en especial, por confiar y creer en mí siempre. También a mis otros abuelitos, **María Luisa y Silvestre**, porque aunque no conviví tanto con ustedes sé que fueron unas personas muy especiales.*

*A mis **hermanos** por brindarme su cariño y apoyo en incontables situaciones. Por los momentos y enseñanzas que hemos compartido y demostrarme que cuento con ustedes siempre. Por ser, además, mis amigos y creer en mí. Por darme sus valiosos consejos y ayudarme crecer como persona día a día.*

*A mi hermosa sobrina **Valentina**, por ser esa personita llena de amor e inocencia que alegra cada momento con su personalidad picara y ocurrente. Por sus muestras de cariño tan especiales que consiguen hacerme sonreír.*

*A toda mi **familia** por su cariñoso trato, apoyo y consejos. En especial, a mis tíos **Judith** y **Julio**, por las veces que me brindaron su hogar y me integraron a su familia. Por todas sus atenciones y amable trato que hicieron mi estancia más agradable.*

*A mis amigos, **Luisa** y **José**, por brindarme su amistad, escucharme y darme consejos cuando lo he necesitado; en especial, a mi gran amiga **Paulina**, por su sincera amistad, por estar presente, escucharme y apoyarme en los momentos más difíciles y por alentarme a hacer cosas nuevas y a seguir adelante.*

*Al **Ing. Manuel Villamar** por todo su apoyo, enseñanzas y sugerencias en el desarrollo de este trabajo y, especialmente, por su comprensión y paciencia durante la realización del mismo.*

*A mis sinodales, el **Ing. Octavio Steffani**, el **Fís. Gustavo Mendoza**, el **Ing. Mario Becerra** y el **Ing. Israel Castro** por dedicar tiempo a la revisión de este trabajo y hacerme observaciones y sugerencias para mejorar el mismo.*

*A todos mis **profesores** de la Facultad de Ingeniería por sus enseñanzas y consejos, y por contribuir tanto a mi formación académica.*

*Al **Dr. Fernando Ascencio** por brindarme su amistad y apoyarme en el momento más oportuno. A todo su equipo de trabajo, principalmente a la **Inga. Pierina** y el **Ing. Jorge Huescani** por sus consejos y apoyo.*

*A la **Universidad Nacional Autónoma de México** y a la **Facultad de Ingeniería** por su gran aportación en mi desarrollo académico y depositar en mi la semilla del conocimiento y el deseo de aprender por saber.*

*A mi **país**, porque pertenecer a la mejor Universidad de México, me comprometo con él y con la sociedad mexicana, compromiso que adquiero con gusto, a aportar lo que esté en mis posibilidades para tener un mejor país, a desempeñarme siempre en beneficio del mismo y poner en alto su nombre.*

ÍNDICE

RESUMEN

INTRODUCCIÓN

Página

1. DEFINICIONES Y CONCEPTOS BÁSICOS.

1.1 Yacimiento petrolero.....	1
1.2 Rocas de los yacimientos petroleros.....	1
1.2.1 Clasificación de las rocas sedimentarias.....	2
1.3 Fluidos almacenados en los yacimientos petroleros	3
1.4 Interacción entre las rocas y los fluidos de los yacimientos petroleros.....	4
1.4.1 Saturación de fluidos	4
1.5 Clasificación de los yacimientos petroleros	5
1.5.1 De acuerdo al tipo de roca almacenadora	5
1.5.2 De acuerdo al tipo de trampa.....	5
1.5.3 De acuerdo al tipo de fluido almacenado	7
1.5.4 De acuerdo a las condiciones originales de presión y temperatura	9
1.5.1 De acuerdo al tipo de empuje natural.....	10

2. CARACTERÍSTICAS Y PROPIEDADES DE LAS ROCAS DE LOS YACIMIENTOS PETROLEROS.

2.1 Aspectos geológicos	12
2.1.1 Mineralogía de las rocas sedimentarias	12
2.1.2 Texturas sedimentarias	19
2.2 Parámetros Petrofísicos	26
2.2.1 Porosidad.....	26
2.2.2 Permeabilidad.....	34
2.2.3 Tortuosidad	43

3. CARACTERÍSTICAS Y PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE LOS YACIMIENTOS PETROLEROS.

3.1 Composición de los hidrocarburos.....	45
3.1.1 Hidrocarburos alifáticos	46
3.1.2 Hidrocarburos aromáticos.....	48
3.2 Gases hidrocarburos.....	49
3.2.1 Composición de los gases hidrocarburos	49
3.2.2 Propiedades físicas de los gases hidrocarburos	49
3.3 Hidrocarburos líquidos.....	54
3.3.1 Composición química de los hidrocarburos líquidos.....	54
3.3.2 Propiedades físicas de los hidrocarburos líquidos	54
3.4 Características físicas y químicas de los cinco tipos de fluidos de los yacimientos petroleros	59
3.5 Agua de formación	60
3.5.1 Composición química del agua de formación	61
3.5.2 Propiedades físicas del agua de formación	61
3.6 Técnicas de análisis de los fluidos de los yacimientos petroleros	63
3.6.1 Análisis cromatográfico	64
3.6.2 Análisis PVT.....	65

4. CARACTERÍSTICAS Y PROPIEDADES DEL SISTEMA DE ROCA-FLUIDOS DE LOS YACIMIENTOS PETROLEROS.

4.1 Saturación de fluidos.....	68
4.1.1 Tipos de saturaciones	69
4.1.2 Determinación de la saturación de fluidos.....	70
4.1.3 Factores que afectan la saturación de fluidos.....	73
4.2 Propiedades eléctricas de las rocas.....	75
4.2.1 Conceptos fundamentales de la ecuación de Archie	76
4.2.2 Método para determinar la resistividad de la formación	78
4.2.3 Factores que afectan las propiedades eléctricas de las rocas.....	79
4.3 Mojabilidad y tensión interfacial.....	81
4.3.1 Tipos de mojabilidad	82
4.3.2 Métodos para determinar la mojabilidad	84
4.3.3 Factores que afectan la mojabilidad	88
4.4 Presión capilar	91
4.4.1 Ascenso del líquido en capilares.....	92
4.4.2 Métodos de laboratorio para medir la presión capilar	93
4.4.3 Factores que afectan la presión capilar.....	97

4.5 Permeabilidades efectiva y relativa	100
4.5.1 Curvas de permeabilidades relativas.....	101
4.5.2 Métodos de laboratorio para determinar la permeabilidad relativa.....	101
4.5.3 Factores que afectan a las permeabilidades relativas	106

5. SATURACIONES MÍNIMAS DE AGUA Y ACEITE EN LOS YACIMIENTOS PETROLEROS.

5.1 Saturación de agua irreductible (S_{wi})	109
5.1.1 Determinación de la S_{wi} a partir de propiedades eléctricas.....	110
5.1.2 Determinación de la S_{wi} a partir de propiedades petrofísicas	115
5.2 Saturación de aceite residual (S_{or})	128
5.2.1 Determinación de la S_{or} a partir de propiedades petrofísicas	129
5.2.2 Determinación de la S_{or} por registros geofísicos.....	133
5.2.3 Determinación de la S_{or} a partir de Balance de Materia.....	137
5.3 Propiedades que influyen en las saturaciones mínimas de agua y aceite	140
5.3.1 Tamaño de garganta de poro	140
5.3.2 Viscosidad del aceite	145
5.3.3 Mojabilidad.....	148
5.4 Aplicación de las propiedades del yacimiento petrolero en la simulación matemática del mismo.....	154

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

REFERENCIAS Y BIBLIOGRAFÍA.

RESUMEN

Se llevó a cabo una meticulosa investigación bibliográfica de diversas fuentes de información y se tuvo la oportunidad de visitar instalaciones petroleras en el campo en donde se recabaron datos y se intercambiaron opiniones con profesionales con el propósito de lograr, en mejor forma, el objetivo de esta Tesis que puede indicarse de la siguiente manera.

Mostrar cómo las saturaciones mínimas de agua y de aceite pueden obtenerse mediante el análisis e interpretación de algunas propiedades de la roca, de los fluidos y del sistema roca-fluidos y cómo su variación afecta dichos valores de saturación.

El presente trabajo consta de cinco capítulos, los cuales se describen a continuación.

En el Capítulo 1 se indican algunas definiciones y conceptos básicos necesarios para entender y desarrollar los temas considerados en la Tesis.

El Capítulo 2 se refiere a las características y propiedades de las rocas (sistema roca) de los yacimientos petroleros.

Las propiedades de las rocas de los yacimientos petroleros pueden estudiarse de acuerdo a sus aspectos geológicos y petrofísicos. Las rocas consideradas en este trabajo son: de origen clástico, las areniscas y las lutitas, y de origen químico, los carbonatos, debido a su mayor importancia en la industria petrolera. En cuanto a los aspectos geológicos, los descritos en este trabajo son la mineralogía y las texturas sedimentarias.

La mineralogía de las rocas es importante ya que en combinación con los fluidos establecen propiedades como la mojabilidad, la cual influye notablemente en los valores de saturaciones mínimas de agua y de aceite. Por otro lado, las texturas sedimentarias son características de las rocas que brindan información acerca del mecanismo de transporte y ambientes de depósito de los sedimentos, así como de los procesos diagenéticos que se presentaron durante la formación de las rocas. Las texturas sedimentarias tienen una fuerte relación con las propiedades petrofísicas y su conocimiento ayuda a tener una mejor caracterización del yacimiento.

Dos de las propiedades petrofísicas de mayor interés de las rocas de los yacimientos petroleros son la porosidad y la permeabilidad, ya que éstas determinan la capacidad de almacenamiento de fluidos y la facilidad de transmisión de ellos, respectivamente. Por lo tanto, definirán cuánto fluido (agua, aceite y gas) satura los poros de la roca y qué tan fácil fluyen a través de ella. Es importante mencionar que una característica que influye, significativamente, en las saturaciones mínimas de agua y de aceite, es el radio de garganta de poro y su distribución, la cual también afecta la permeabilidad de la roca.

En el Capítulo 3 se presentan algunas propiedades de los fluidos que se tienen en los yacimientos petroleros y que son importantes para entender los aspectos analizados en este trabajo.

Las propiedades de los fluidos también influyen en las saturaciones mínimas de agua y de aceite. La viscosidad del aceite (al tomar ciertos valores) puede afectar la recuperación final del mismo, influyendo en el valor de la S_{or} de un yacimiento petrolero. Por otro lado, la composición de los fluidos, principalmente del aceite, puede generar un cambio en la mojabilidad al interactuar con los sólidos (mineralogía) si se reúnen las condiciones necesarias.

En el Capítulo 4 se señalan algunos aspectos del sistema roca-fluidos, fundamentales respecto a la definición y determinación de los tipos específicos de saturación de fluidos que se encuentran en los yacimientos petroleros.

Las propiedades del sistema roca-fluidos brindan información acerca del comportamiento del flujo de fluidos en el yacimiento, su distribución vertical, las características mojantes del sistema, entre otras cosas. Estas propiedades son muy importantes para estimar los valores de las saturaciones mínimos de agua y de aceite, mediante su análisis e interpretación. Propiedades como las presiones capilares y permeabilidades, relativas y efectivas, son función de la saturación de fluidos, por lo que permiten mediante técnicas analíticas y de laboratorio determinar los valores de saturación de agua irreductible y de aceite residual.

En el Capítulo 5 se presentan diversas técnicas, en las que intervienen diferentes propiedades del yacimiento, para determinar a nivel micro y macro las saturaciones de agua irreductible y de aceite residual.

Los registros geofísicos que usualmente miden propiedades particulares de la roca y del sistema roca-fluidos del yacimiento, ayudan a estimar valores de saturaciones mínimos de agua y de aceite. La determinación de estas saturaciones no es directa, ya que se basa en el análisis e interpretación de las propiedades medidas por los registros y su relación con datos de laboratorio y en especial con la saturación de fluidos.

Métodos volumétricos pueden aplicarse para calcular la S_{or} en un yacimiento. Éstos tienen como variables, propiedades de la roca y de los fluidos. Calcular con un alto grado de precisión estas propiedades, determinará el éxito de la aplicación de este tipo de métodos para determinar la S_{or} .

Las propiedades de los yacimientos petroleros, ya sean de la roca, de los fluidos o del sistema roca-fluidos, están fuertemente relacionadas unas con otras. El cambio en una de ellas puede afectar de manera significativa las condiciones iniciales del yacimiento. Debido a que la saturación de aceite podría ser uno de los datos de mayor importancia en la industria, saber cómo las diferentes propiedades del yacimiento se relacionan con la saturación de fluidos es de gran importancia para conocer y caracterizar adecuadamente el yacimiento.

Al final se presentan conclusiones alcanzadas en este trabajo y se hacen algunas recomendaciones. Asimismo, se enlistan las referencias técnicas y la bibliografía revisada.

INTRODUCCIÓN

La saturación de agua irreductible (S_{wi}) forma parte del conjunto de valores que conforman la saturación inicial de agua en un yacimiento petrolero. Esa saturación particular indica la cantidad mínima de agua que es almacenada en los poros de la roca; su importancia radica en que el espacio poroso que no esté saturado con agua estará lleno de aceite, para el caso de un yacimiento de aceite bajosaturado.

Al igual que el agua, la saturación inicial de aceite en un yacimiento bajosaturado toma un amplio rango de valores, que van desde el máximo para zonas con agua irreductible hasta el mínimo cerca del contacto agua-aceite.

Por otro lado, la saturación de aceite residual es un valor que se tiene en el yacimiento al final de un proceso de explotación y representa el porcentaje de aceite remanente, el que ya no puede ser explotado con las técnicas y métodos de recuperación existentes en un cierto tiempo.

Si bien son valores que se relacionan con tiempos opuestos de la explotación de los yacimientos, la correcta y precisa determinación de la S_{wi} y de la S_{or} juega un papel clave en el cálculo del volumen original y en la toma de decisiones para la implementación de algún método de recuperación secundaria o mejorada, respectivamente.

Las múltiples propiedades de la roca del yacimiento, de los fluidos almacenados en él y de las propiedades resultado de esta interacción, hacen que cada yacimiento sea único en el mundo. El conocimiento adecuado de cada una de esas propiedades y su directa e indirecta relación con la saturación de fluidos, es de gran importancia para conocer y hacer predicciones más exactas del comportamiento del yacimiento.

A pesar de que hay métodos de laboratorio que tienen como objetivo la determinación de tales saturaciones especiales, la directa relación de la saturación de fluidos con diversas propiedades del yacimiento, permite que a partir del análisis e interpretación de esas propiedades puedan estimarse las saturaciones de agua irreductible y de aceite residual.

Este trabajo muestra cómo a partir del análisis e interpretación de algunas propiedades del sistema roca-fluidos, principalmente, puede estimarse un valor de las saturaciones mínimas de agua y de aceite y, por otro lado, presenta de qué manera estas saturaciones se ven afectadas por otras propiedades del yacimiento.

CAPÍTULO 1

DEFINICIONES Y CONCEPTOS BÁSICOS.

1.1 YACIMIENTO PETROLERO.

Un yacimiento petrolero es una porción de trampa geológica que contiene hidrocarburos, la cual se comporta como un sistema interconectado hidráulicamente, en donde los hidrocarburos ocupan parcialmente los poros o huecos de la roca almacenadora y están sometidos a presiones y temperaturas elevadas debido a las profundidades a las que normalmente se localizan.

1.2 ROCAS DE LOS YACIMIENTOS PETROLEROS.

La acumulación comercial de hidrocarburos en el subsuelo se ha encontrado principalmente en rocas sedimentarias. La presencia de hidrocarburos en rocas ígneas o metamórficas es muy escasa, normalmente estas rocas carecen del espacio poroso suficiente para ser una buena roca de yacimiento¹.

Las rocas sedimentarias se clasifican en rocas clásticas y rocas químicas.

Las rocas sedimentarias terrígenas o clásticas son aquellas que se formaron a partir de la acumulación de sedimentos que fueron producto de la meteorización y/o erosión de rocas preexistentes (ígneas, metamórficas o sedimentarias), los cuales fueron transportados por distintos agentes (agua, aire o hielo) a través de la superficie terrestre; de manera distinta, las rocas químicas se forman a partir de la precipitación de minerales que se encontraban disueltos en el agua que los transportaba o por la acumulación de restos orgánicos. Posteriormente, los sedimentos acumulados son enterrados debido a la post-depositación de otros más jóvenes. En esta etapa, procesos diagenéticos (compactación, cementación, disolución, recristalización, etc.) toman lugar, litificándolos y formando así las rocas sedimentarias.

Esta sucesión altamente generalizada de procesos permite la generación de cuatro tipos de componentes fundamentales: partículas terrígenas siliciclásticas, componentes químico-bioquímicos, componentes de carbono, y componentes autigénicos, los cuales en varias proporciones, hacen las rocas sedimentarias.

1.2.1 CLASIFICACIÓN DE LAS ROCAS SEDIMENTARIAS.

De acuerdo a su origen, las rocas sedimentarias pueden clasificarse en:

- **Clásticas:** están formadas principalmente por la acumulación de fragmentos de rocas o de minerales que han sufrido un transporte y una sedimentación por medio de algún agente geológico externo.
- **Químicas:** son el resultado de la precipitación de materia mineral que se encontraba disuelta en una solución acuosa, la precipitación se debe a procesos únicamente químicos e inorgánicos.
- **Orgánicas o bioquímicas:** se forman a partir de la precipitación de componentes químicos de origen mineral que están disueltos en flujos de agua, los cuales son extraídos directa o indirectamente por organismos y precipitados como sólidos o minerales cristalinos.

En la Tabla 1.1 se muestra una clasificación más detallada de las rocas sedimentarias con base en su origen y composición.

Origen	Composición	Tipo de roca	Principales componentes
Clástico	> ~ 50% de granos siliciclásticos	Conglomerado	Fragmentos de roca (partículas de tamaño > 2mm)
		Areniscas	Minerales de silicato y fragmentos de roca (partículas de tamaño de 2-1/16 mm)
		Lutitas	Minerales de silicato (partículas de tamaño < 1/16 mm)
Químico	< ~ 15% de residuos de carbono	Evaporitas	Minerales evaporíticos (sulfatos y cloruros)
		Rocas ferruginosas	Minerales ferruginosos
		Rocas carbonatadas	Minerales de carbono, granos y fragmentos de esqueleto
Orgánico y bioquímico	> ~ 50% de componentes químico-bioquímicos	Rocas síliceas	Calcedonia, ópalo y residuos de esqueletos de sílice
		Rocas fosfatadas	Minerales de fosfato
		Lutitas	Componentes siliciclásticos o químicos-bioquímicos: residuos de carbono
	Carbones impuros		
	> ~ 15% de residuos de carbono	Carbones húmicos	Residuos de carbono
Gas del carbón			
		Hidrocarburos sólidos	

Tabla 1.1 Clasificación de las rocas sedimentarias.

La clasificación de las rocas clásticas se basa en el tamaño de grano de los sedimentos que las conforman, mientras que las químicas utilizan como parámetro la composición mineralógica.

Aunque se reconocen varios tipos de rocas sedimentarias, sólo tres tipos de rocas son volumétricamente importantes: areniscas, lutitas y calizas. De hecho, es importante mencionar que la mayor parte de las acumulaciones de petróleo en el mundo se encuentran en rocas clásticas o detríticas, aunque México tiene mayor producción en rocas carbonatadas².

1.3 FLUIDOS ALMACENADOS EN LOS YACIMIENTOS PETROLEROS.

Los fluidos de los yacimientos petroleros son combustibles fósiles que se formaron hace millones de años y se encuentran atrapados en las rocas, ya sea costa afuera o costa adentro. Estos fluidos están constituidos principalmente de hidrógeno y carbono, aunque diferencias en cuanto a la composición molecular o química hace de cada fluido del yacimiento único en la naturaleza.

La mayoría de los yacimientos petroleros contiene al menos dos fluidos, gas y agua o aceite y agua; sin embargo, algunos contienen los tres fluidos: gas, aceite y agua. La distribución de estos fluidos en el yacimiento está dada por el equilibrio de dos fuerzas: las fuerzas capilares y las gravitacionales. Las fuerzas capilares tienden a causar que un fluido mojante ascienda dentro del espacio poroso que contiene simultáneamente un fluido no mojante; por otro lado, las fuerzas gravitacionales separa a todos los fluidos en capas conforme sus densidades. En general, la capilaridad tiende a contrarrestar la fuerza de gravedad en la segregación de fluidos.

La distribución típica de los fluidos, resultado del equilibrio entre estas fuerzas se presenta en la Figura 1.1, en donde se muestran zonas de acumulación de los diferentes fluidos, así como las zonas de transición entre éstos. Es conveniente señalar que en las zonas indicadas como de aceite, de transición gas-aceite, de gas y casquete de gas siempre existe agua, frecuentemente a nivel de irreductible.

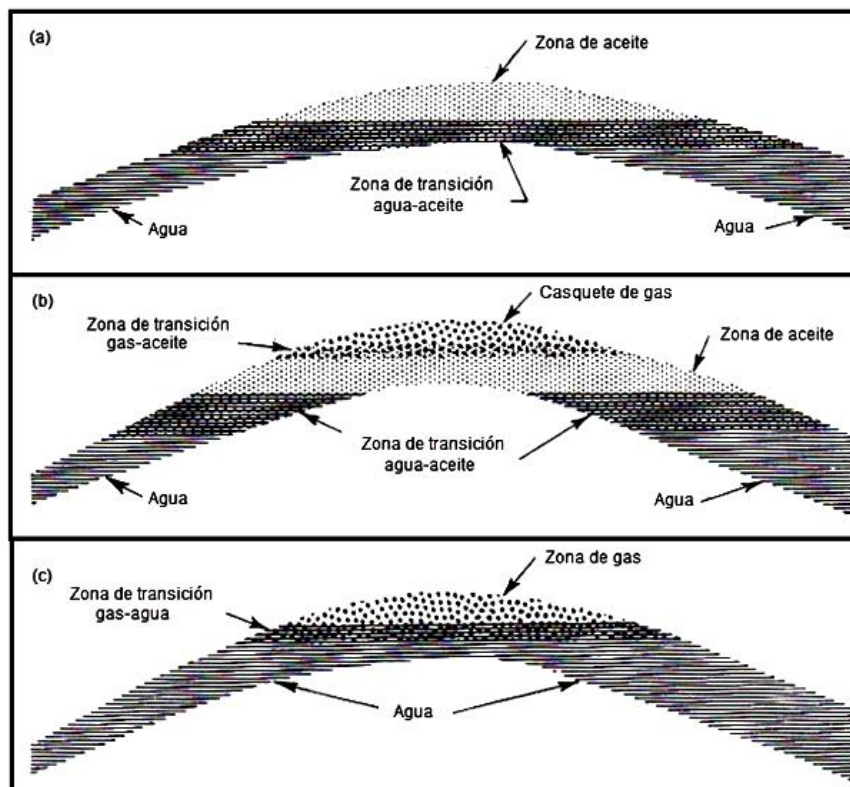


Figura 1.1 Distribución de los fluidos en el yacimiento. (a) Yacimiento de aceite; (b) Yacimiento de gas asociado; (c) Yacimiento de gas no asociado.

1.4 INTERACCIÓN ENTRE LAS ROCAS Y FLUIDOS DE LOS YACIMIENTOS PETROLEROS.

Además del estudio independiente de las rocas y de los fluidos del yacimiento, igual de importante es estudiar las propiedades que se generan a partir de la interacción entre éstos. Las propiedades que surgen de esta interacción, llamadas propiedades del sistema roca-fluidos, influirán notablemente en el comportamiento del yacimiento, y su conocimiento adecuado es crucial para diseñar la eficiente recuperación de hidrocarburos.

Algunos ejemplos de estas propiedades son la mojabilidad, las presiones capilares, las permeabilidades relativas, entre otras. Es importante mencionar que estas propiedades están muy relacionadas entre sí, por lo que un cambio en una puede alterar las características de todo el sistema. En otra parte de esta tesis se hablará más detalladamente de cada una de ellas.

Debido a que este trabajo se enfoca en las saturaciones mínimas de agua y de aceite y cómo éstas se relacionan con las demás propiedades del yacimiento, a continuación se definirá el concepto de saturación de fluidos y cada una de las saturaciones mencionadas.

1.4.1 SATURACIÓN DE FLUIDOS.

La saturación de un fluido es la relación que existe entre el volumen de ese fluido con respecto al volumen poroso total en una muestra de roca. Ésta se relaciona a cada uno de los fluidos presentes en el yacimiento (agua, aceite o gas) y existen diferentes tipos de saturaciones de las cuales se hablará más adelante. Las saturaciones mínimas de agua y de aceite son un tipo de saturación especial que se definen a continuación:

- Saturación de agua irreductible (S_{wi}): es la saturación mínima de agua que está presente en el espacio poroso en un yacimiento, a esta saturación el agua no se mueve.
- Saturación de aceite residual, (S_{or}): es la saturación a la cual el aceite no podrá ser desalojado del espacio poroso después de un proceso de explotación, ya sea primario, secundario o mejorado.

En otra parte de esta tesis se hablará más detalladamente de cada una de las propiedades del sistema roca-fluidos.

1.5 CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS PETROLEROS.

Los yacimientos petroleros tienen diferentes características por las cuales pueden ser clasificados. Los factores que se han seleccionado para la clasificación brindan información acerca del origen y comportamiento del yacimiento, así como de las propiedades del fluido que almacena. De acuerdo a esto, los yacimientos pueden clasificarse de la siguiente manera.

1.5.1 DE ACUERDO AL TIPO DE ROCA ALMACENADORA.

La roca almacenadora se caracteriza por tener dos elementos esenciales: porosidad y permeabilidad. La roca debe tener poros o espacios para almacenar los fluidos y estos poros deben estar interconectados para permitir el paso de los mismos. Los yacimientos petroleros pueden encontrarse en los siguientes tipos de roca almacenadora:

- Arenas: Cuya porosidad se debe a la textura de los fragmentos que la forman. Pueden ser arenas limpias o sucias; éstas últimas con limo, cieno, lignito, bentonita, etc.
- Areniscas: Son arenas cementadas por materiales calcáreos o silíceos.
- Calizas detríticas: Están formadas por la acumulación de fragmentos de material calcáreo cementado.
- Calizas oolíticas: Su porosidad se debe a la textura oolítica, con intersticios no cementados o parcialmente cementados.
- Calizas porosas cristalinas: Su porosidad primaria es muy baja, es porosidad inter-cristalina, puede tener espacios porosos muy importantes debido a la disolución.
- Calizas dolomíticas o dolomitizadas: Su porosidad se debe al cambio del mineral calcita a dolomita.
- Calizas fracturadas y/o con cavernas: Son sumamente atractivas por su alta permeabilidad debida al fracturamiento y la comunicación entre las cavernas.

1.5.2 DE ACUERDO AL TIPO DE TRAMPA.

Una trampa es una estructura geológica que permite que los hidrocarburos en migración se acumulen y se conserven así durante un cierto periodo de tiempo, hasta que son extraídos. Las trampas pueden ser:

- Estructurales: estas trampas fueron formadas debido al efecto de procesos tectónicos sobre las capas sedimentarias, generando una deformación en las mismas. Este tipo de trampas es el resultado de efectos compresivos o plegamientos, fallas o intrusiones salinas.

- *Estratigráficas*: son producidas por cambios de facies alrededor de la formación porosa y permeable, tales como acuíferos o cuerpos lenticulares de arena rodeados de zonas impermeables. Los procesos de formación son más complejos que en las trampas estructurales, debido a que involucran cambios en los ambientes de depósito que conducen al aislamiento de zonas permeables por diferentes litologías.
- *Mixtas*: se refiere a las trampas en las que se conjugan aspectos estratigráficos y estructurales.

En la Figura 1.2 se presentan algunos tipos de trampas.

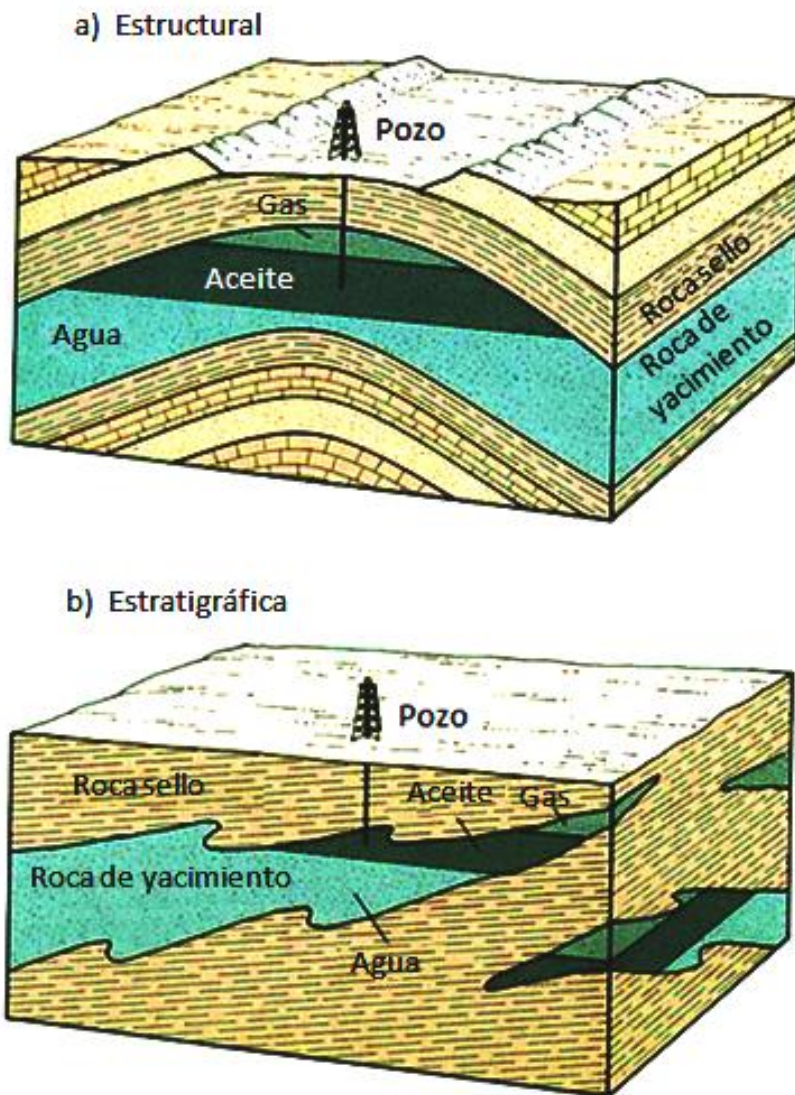


Figura 1.2 Representación de tipos de trampas: estructural y estratigráfica.

1.5.3 DE ACUERDO AL TIPO DE FLUIDO ALMACENADO.

En general, los fluidos presentes en un yacimiento petrolero son aceite, gas y agua. Las propiedades físicas de los fluidos producidos determina el tipo de yacimiento.

Los cinco tipos de yacimientos de acuerdo a esta característica son^{2'}:

- Yacimientos de aceite negro: producen un líquido negro o verde-negrusco, con una densidad relativa mayor de 0.80 y una relación gas-aceite instantánea menor de 200 m_g^3/m_o^3 .
- Yacimiento de aceite volátil: producen un líquido café oscuro, con una densidad relativa entre 0.74 y 0.80 y una relación gas-aceite instantánea mayor a 200 y menor de 1500 m_g^3/m_o^3 .
- Yacimiento de gas y condensado: producen un líquido ligeramente café o pajizo, con una densidad relativa entre 0.74 y 0.78 y con relaciones gas-aceite instantáneas que varían de 1500 a 12000 m_g^3/m_o^3 . Este tipo de yacimiento tiene la característica que durante la etapa de explotación se presentará el fenómeno condensación retrógrada.
- Yacimientos de gas húmedo: producen un líquido transparente, con una densidad relativa menor de 0.74 y con relaciones gas-aceite instantáneas que varían de 10000 a 20000 m_g^3/m_o^3 .
- Yacimientos de gas seco: producen un líquido ligero, transparente (si lo hay) y con relaciones gas-aceite instantáneas mayores de 20000 m_g^3/m_o^3 . Durante su vida productiva el gas en el yacimiento está en una sola fase, tanto en el yacimiento como en la superficie.

Esta clasificación está muy relacionada al diagrama de fase.

Un diagrama de fase es una representación gráfica, en la cual se puede visualizar el comportamiento de los fluidos del yacimiento de acuerdo a su composición, bajo diferentes condiciones de presión y temperatura, ver Figura 1.3. Los cinco tipos de yacimientos de acuerdo al fluido almacenado tienen un diagrama de fase que los caracteriza.

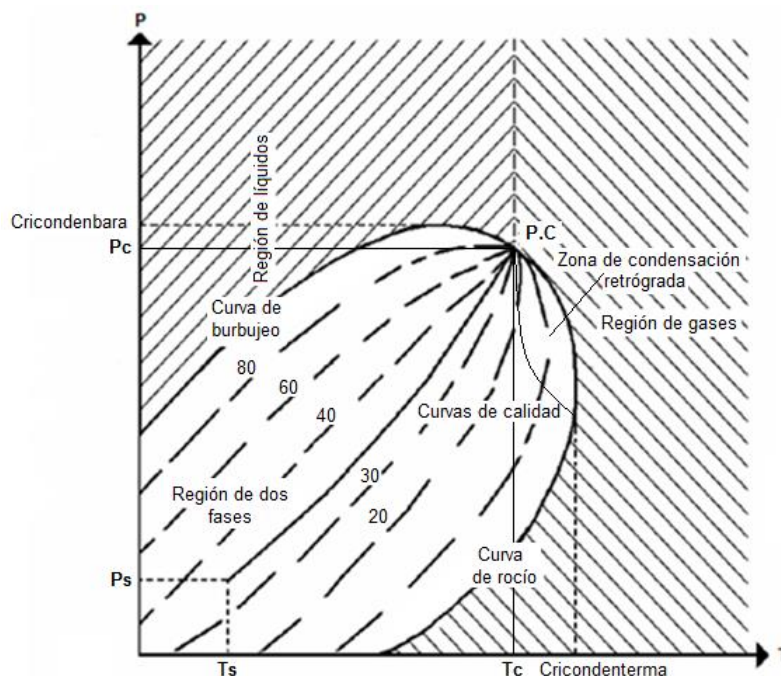


Figura 1.3 Diagrama de fase de los fluidos del yacimiento.

Un diagrama de fase consta de los siguientes elementos:

- **Punto crítico**: son las condiciones de presión y temperatura máximas, a las cuales la mezcla de hidrocarburos puede permanecer en dos fases en equilibrio, es decir, las propiedades intensivas de las fases líquida y gaseosa son idénticas.
- **Presión crítica**: presión correspondiente al punto crítico.
- **Temperatura crítica**: temperatura correspondiente al punto crítico.
- **Curva de burbujeo (ebullición)**: es el lugar geométrico de los puntos de presión-temperatura, para los cuales se forma la primera burbuja de gas, al pasar de la fase líquida a la región de dos fases.
- **Curva de rocío (condensación)**: es el lugar geométrico de los puntos presión-temperatura, en los cuales se forma la primera gota de líquido, al pasar de la región de gas a la región de dos fases.
- **Región de dos fases**: es la región comprendida entre las curvas de burbujeo y rocío. En esta región coexisten, en equilibrio, las fases líquida y gaseosa.
- **Cricodenterma**: es la máxima temperatura a la cual pueden coexistir en equilibrio un líquido y su vapor.
- **Cricondenbara**: es la máxima presión a la cual pueden coexistir en equilibrio un líquido y su vapor.
- **Zona de condensación retrógrada**: es aquella a la cual al bajar la presión de un gas y pasar de la región de gas a la de dos fases a temperatura constante, ocurre una condensación.
- **Curvas de calidad**: estas curvas se encuentran dentro de la envolvente de fases e indican el porcentaje total de hidrocarburos que se encuentran en estado líquido o gaseoso.

1.5.4 DE ACUERDO A LAS CONDICIONES ORIGINALES DE PRESIÓN Y TEMPERATURA.

- Bajo-saturado: Cuando la presión inicial del yacimiento es mayor que la presión de saturación ($P_i > P_b$) y la temperatura menor a la cricondenterma, a esta condición todo el gas se encuentra disuelto en el aceite. Ver Figura 1.4, región de líquido.
- Saturado: Cuando la presión inicial en el yacimiento es igual o menor que la presión de saturación ($P_i \leq P_b$) y la temperatura menor a la cricondenterma, a estas condiciones el gas disuelto comienza a liberarse o ya se liberó formando un casquete de gas. Ver Figura 1.4, región de dos fases.
- Gas y condensado: la presión de yacimiento es superior a la presión de rocío y la temperatura está entre la temperatura crítica y la cricondenterma.
- Gas húmedo y seco: la presión de yacimiento superior a la presión de rocío y la temperatura mayor a la cricondenterma.

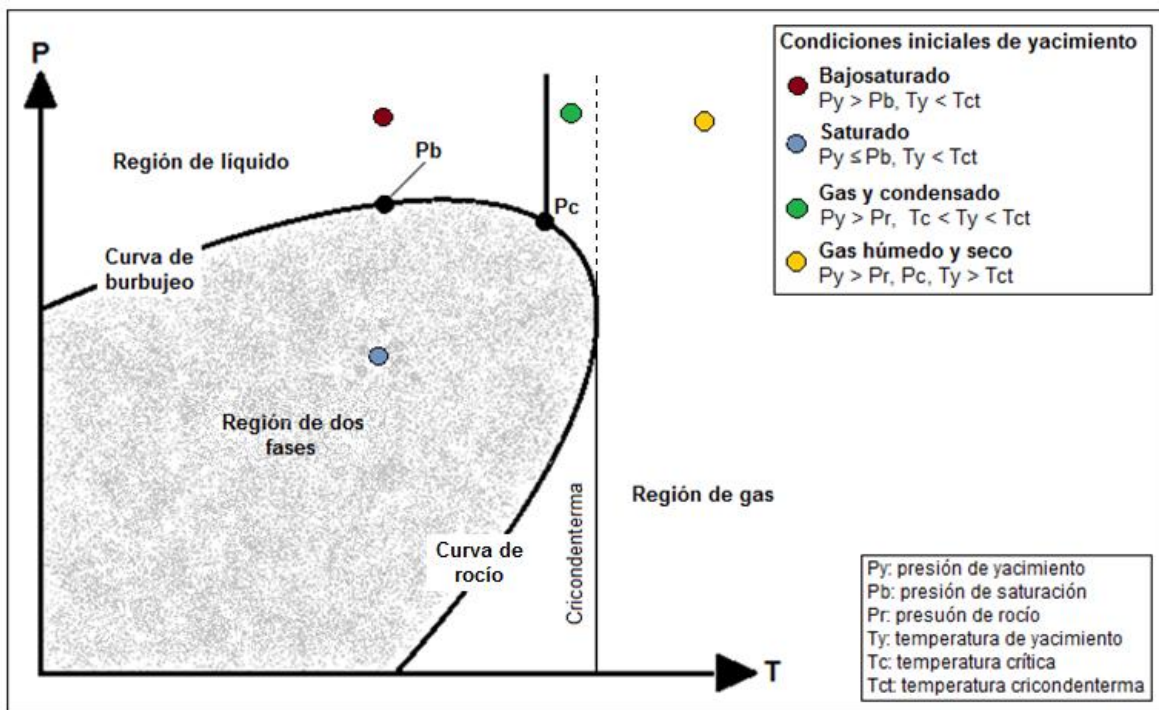


Figura 1.4 Representación de la localización de las condiciones originales de los yacimientos.

1.5.5 DE ACUERDO AL TIPO DE EMPUJE NATURAL.

1. Expansión roca-fluidos: la expansión de la roca y de los fluidos ocurre en los yacimientos de aceite bajosaturado, hasta que se alcanza la presión de saturación. La expulsión del aceite se debe a la expansión del sistema. El aceite, el agua congénita y la roca se expanden, desalojando hacia los pozos productores el aceite contenido en el yacimiento. Dada la baja compresibilidad del sistema, el ritmo de declinación de la presión con respecto a la extracción, es muy pronunciado. Con este tipo de empuje se tiene la mínima recuperación de aceite.
2. Empuje gas disuelto liberado: cuando la presión se reduce en un yacimiento de aceite bajosaturado y se alcanza la presión de saturación, el gas que se encuentra disuelto en el aceite es liberado, por lo que el mecanismo de desplazamiento se deberá, primordialmente, al empuje de gas disuelto liberado; la roca y el agua intersticial continuarán expandiéndose pero su efecto resulta despreciable, puesto que la compresibilidad del gas es mucho mayor que la de los otros componentes del sistema. El gas liberado no fluye inicialmente hacia los pozos sino que se acumula en forma de pequeñas burbujas aisladas, las cuales debido a la continua declinación de la presión, llegan a formar posteriormente una fase continua.
3. Empuje de gas libre (Casquete de gas): consiste en la invasión progresiva a la zona de aceite por el gas, acompañada por un desplazamiento direccional del aceite fuera de la zona de gas libre y hacia los pozos productores. Para que este mecanismo tenga lugar debe existir tanto una alta saturación de gas en la parte superior del yacimiento como un continuo crecimiento de la zona ocupada por el casquete de gas.
4. Empuje por entrada de agua: este mecanismo es similar al del casquete de gas. El agua tiene lugar en la interfaz agua-aceite móvil. En este proceso el agua invade y desplaza al aceite, progresivamente, desde las fronteras exteriores del yacimiento hacia los pozos productores. Si la magnitud del empuje hidráulico es lo suficientemente fuerte para mantener la presión del yacimiento o permitir un ligero abatimiento de ella, entonces la recuperación de aceite será alta en comparación con los otros tipos de empuje.
5. Segregación gravitacional: este mecanismo se considera más como una combinación de los demás. La segregación gravitacional es la tendencia del aceite, gas y agua a distribuirse en el yacimiento de acuerdo con sus densidades. Los yacimientos presentan condiciones propicias a este mecanismo cuando poseen espesores considerables o alto relieve estructural, alta permeabilidad y cuando los gradientes de presión aplicados no gobiernan totalmente el movimiento de los fluidos.
- Empujes combinados: cuando están presentes en el yacimiento dos a más de los mecanismos de empuje mencionados anteriormente.

Una representación gráfica del comportamiento de la presión con respecto a la producción para los diferentes mecanismos de empuje natural en los yacimientos de aceite se muestra en la Figura 1.5.

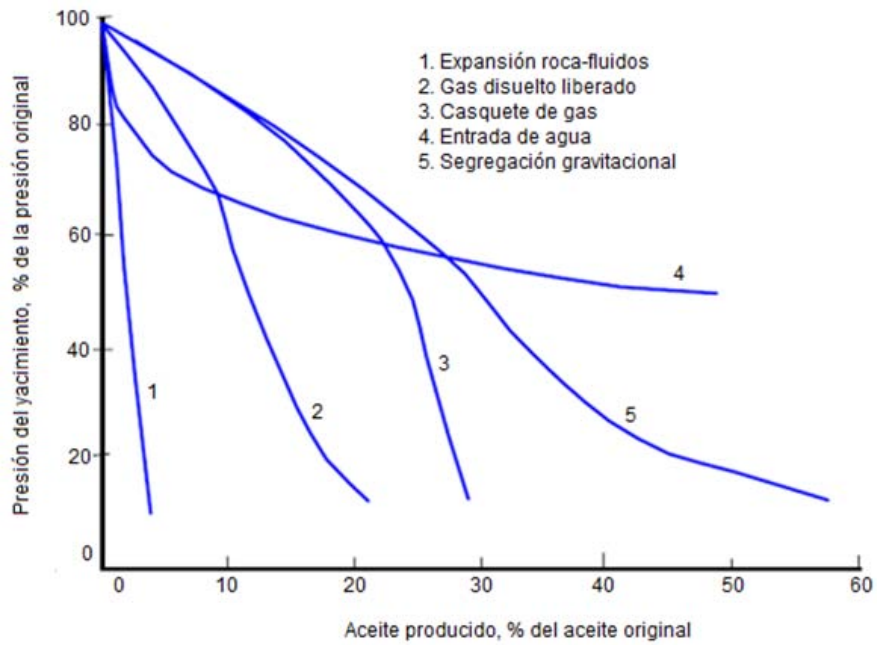


Figura 1.5 Historia de presión-producción típica para los diferentes tipos de empuje natural en yacimientos de aceite.

CAPÍTULO 2

CARACTERÍSTICAS Y PROPIEDADES DE LAS ROCAS DE LOS YACIMIENTOS PETROLEROS.

2.1 ASPECTOS GEOLÓGICOS.

En cuanto a los aspectos geológicos de las rocas de los yacimientos petroleros, este trabajo presentará, de manera general, la mineralogía y las texturas sedimentarias de las rocas clásticas y de los carbonatos, debido al impacto que estos aspectos tienen en algunas propiedades físicas del de la roca y del sistema roca-fluidos.

2.1.1 MINERALOGÍA DE LAS ROCAS SEDIMENTARIAS.

a) ROCAS CLÁSTICAS.

Los sedimentos que dan origen a las rocas clásticas son principalmente granos de minerales o fragmentos de rocas preexistentes, también llamados terrígenos, los cuales se desprendieron de su roca madre debido al intemperismo físico y/o químico. Los componentes principales de este tipo de roca son:

- **Cuarzo.** Es el más abundante y presenta una gran resistencia a la alteración química en la superficie terrestre; los granos de este mineral pueden dañarse o erosionarse durante el transporte, pero debido a su dureza, pueden permanecer intactos durante distancias y periodos de tiempo largos.
- **Feldespatos.** Es químicamente inestable durante el intemperismo y al ser más suave que el cuarzo, tiende a erosionarse y romperse durante el transporte.
- **Minerales arcillosos.** Son abundantes en las rocas sedimentarias, debido a su tamaño de grano fino están concentrados como matriz. Los minerales comúnmente presentes son illita, caolinita, clorita y montmorillonita.
- **Fragmentos de rocas.** Son los más diversos y pueden presentarse fragmentos de rocas metamórficas, volcánicas, sedimentarias y en ocasiones plutónicas, las cuales a su vez están compuestas de diferentes minerales en distintas proporciones.

La abundancia de estos sedimentos depende de su disponibilidad, durabilidad y estabilidad química. Las rocas clásticas de mayor importancia en la industria petrolera son las areniscas y lutitas, por lo que en este trabajo sólo se hablará de la mineralogía de dichas rocas.

ARENISCAS (SANDSTONE).

Las areniscas son todas esas rocas sedimentarias que se componen en más del 50% por clastos del tamaño de la arena (0.063-2 mm) y una matriz que los engloba, principalmente minerales arcillosos y limos finos. Existen diferentes tipos de areniscas, las cuales se reconocen generalmente con base en su composición, éstas son: areniscas silisiclásticas, carbonatadas y volcanoclásticas. Las más importantes y de las que se hablará en este trabajo son las silisiclásticas.

Las areniscas silisiclásticas se componen casi de cualquier mineral o fragmento de roca existente, sin embargo, debido al intemperismo físico y/o químico los granos inestables son eliminados, haciendo su composición más limitada. Los componentes principales de este tipo de roca incluyen granos de cuarzo, feldespato y fragmentos de roca. Otros componentes son micas, minerales arcillosos, fragmentos biogénicos (calcáreos, silíceos y de carbono), y arriba de 100 tipos de minerales pesados (gravedad específica > 2.9). Los cementantes más comunes son el cuarzo y la calcita, los cuales precipitan entre los granos durante la diagénesis, siendo un componente menos dominante que sirve para unir los clastos y consolidar la roca.

La clasificación de este tipo de rocas, de acuerdo con Pettijohn³, se basa en dos aspectos:

- Composición de los clastos: se emplea como un indicador de procedencia, aunque modificaciones importantes pueden alcanzarse luego de un transporte prolongado (eliminación selectiva de determinados componentes).
- Porcentaje de matriz: se considera un indicador de fluidez de las corrientes que depositaron los sedimentos que formaron las areniscas. Areniscas con bajos porcentajes de matriz se formaron de corrientes altamente fluidas, mientras que aquellas con porcentajes significativos, de corrientes altamente viscosas.

En la Figura 2.1 se muestra el diagrama de Pettijohn³, que es el más utilizado actualmente para clasificar a las areniscas; éste es un diagrama triangular en el cual los vértices representan el porcentaje de cuarzo (Q), feldespato (F) y fragmentos de roca (R) que contiene la arenisca. El triángulo está dividido en varios campos y las rocas reciben un nombre en particular dependiendo del porcentaje que contengan de matriz y de los componentes anteriormente mencionados. Esta clasificación es independiente del ambiente de depósito (aunque algunas litologías son más comunes en ciertos ambientes) y de la naturaleza del cementante.

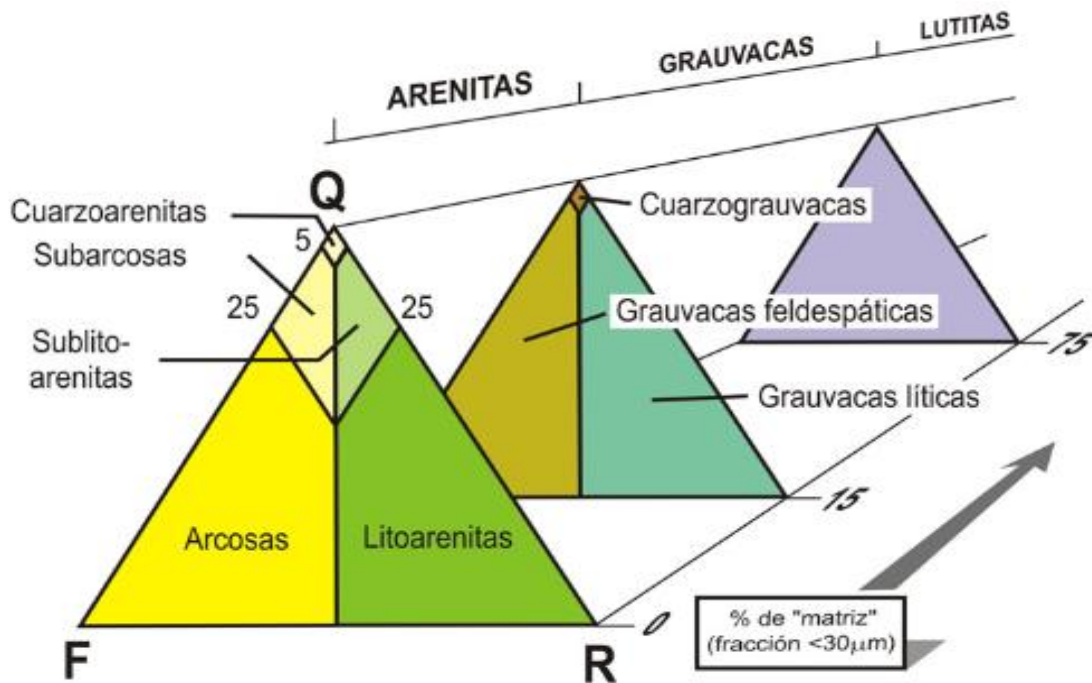


Figura 2.1 Diagrama de Pettijohn (1987) para la clasificación de las areniscas.

De acuerdo al diagrama de Pettijohn³, las areniscas se dividen en dos grandes grupos dependiendo del contenido de matriz, estos grupos son:

- **Arenitas:** aquellas con un porcentaje de matriz menor al 15% las cuales se subdividen en cinco tipos de arenitas: arenita cuarzosa (cuarzoarenita), arenita lítica (litarenita), sublitoarenita, arenita feldespática (arcosa) y subarcosa.
- **Grauvacas:** aquellas con un porcentaje de matriz de entre el 15 al 75 %. Se clasifican o dividen en: grauvaca cuarzosa (cuarzograuvacas), grauvaca feldespática y grauvaca lítica.

Para determinar si un tipo de roca pertenece a uno de los cinco tipos de arenitas o a uno de los tres tipos de grauvacas se debe realizar un análisis que permita conocer la composición de los clastos, y así determinar el porcentaje de cuarzo, feldespatos y de fragmentos líticos que contiene la roca. Cabe destacar, que estos 3 porcentajes deben totalizar un 100%, independientemente del caso.

En la Tabla 2.1 se puede visualizar la clasificación de las areniscas de acuerdo a la composición.

	Contenido de matriz	Tipos	Composición
Clasificación de las areniscas	Arenitas (< 15%)	Cuarzo-arenitas	> 95% de granos de cuarzo
		Arcosas	< 75% de granos de cuarzo (los granos de feldespato exceden los fragmentos de rocas)
		Subarcosas	Transición de arcosa a cuarzoarenita
		Litoarenitas	< 75% de granos de cuarzo (los fragmentos de roca exceden los granos de feldespatos)
		Sublitoarenitas	Transición de litoarenita a cuarzoarenita
	Grauvacas (15-75%)	Cuarzograuvacas	> 95% de granos de cuarzo
		Feldespática	< 95% de granos de cuarzo (los granos de feldespatos exceden los fragmentos de roca)
		Lítica	< 95% de granos de cuarzo (los fragmentos de roca exceden los de feldespatos)

Tabla 2.1 Clasificación de las areniscas, con base en su composición.

El tamaño de grano de la roca que se esté clasificando, ya sea arenita o grauvaca, define si la misma es de arena muy gruesa, gruesa, media, fina o muy fina.

LUTITAS (MUDROCKS).

Las lutitas son rocas sedimentarias de grano muy fino, es decir, aquellas que contienen más del 50% de granos siliciclásticos de tamaño menor a 0.062 mm; principalmente partículas del tamaño de limos (1/16 - 1/256 mm) y arcillas (< 1/256 mm).

Se componen principalmente de minerales arcillosos y partículas de cuarzo y feldespato, también contienen varias cantidades de otros minerales, incluyendo minerales carbonatados (calcita, dolomita y siderita), sulfuros (pirita y marcasita), óxidos de hierro y minerales pesados.

Algunos minerales, como los carbonatados y sulfuros, se forman en las lutitas durante el entierro como cementante o como sustitución de otros minerales. El cuarzo, el feldespato y los minerales arcillosos son principalmente detritos, aunque algunos de éstos también pueden formarse durante la diagénesis. Los minerales arcillosos parecen ser fuertemente afectados por los procesos diagenéticos. Las proporciones relativas de los principales grupos de minerales arcillosos (caolinita,

ilita, esmectita y clorita) cambian sistemáticamente al aumentar la temperatura de entierro y la edad, Worden and Morad⁴. Particularmente en rocas más antiguas que el Mesozoico, la caolinita y esmectita forman ilita y clorita debido a la alteración diagenética, lo que incrementa la presencia de estos dos últimos en este tipo de rocas.

La clasificación de las lutitas con base en su composición es difícil, técnicas analíticas especiales se requieren para determinarla y debido a que tales técnicas consumen tiempo y son costosas, usualmente no se aplican. Por lo tanto, la mayoría de las clasificaciones que se han propuesto para este tipo de rocas no se basan en la composición o no completamente en ella, sino que enfatizan en la cantidad relativa de limo y arcilla y la presencia o ausencia de laminación. Algunas excepciones a este tipo de clasificaciones son las de Picard⁵ y de Lewan⁶, las cuales enfatizan en la composición mineralógica de los granos del tamaño de limos y arcillas.

La clasificación de Potter, Maynard y Pryor⁷, ver Tabla 2.2, se basa en el tamaño de grano, laminación y el grado de endurecimiento. Dependiendo de estas variables, las lutitas pueden clasificarse en mudstone (33-65% de componentes del tamaño de la arcilla y en capas (bedded)) o mudshale (33-65% componentes del tamaño de la arcilla y laminadas), y claystone (66-100% componentes del tamaño de la arcilla y en capas) o clayshale (66-100% componentes del tamaño de la arcilla y laminado). Aquellas rocas siliciclásticas que contienen menos del 33% de granos del tamaño de la arcilla se les denomina siltstones.

	Laminación	Porcentaje de componentes del tamaño de la arcilla		
		0-32	33-65	66-100
NO ENDURECIDA	Capas (> 10 mm)	Capa de limo	Capa de arcilla	Capa de limo y arcilla
	Lámina (< 10 mm)	Lámina de limo	Lámina de arcilla	Lámina de limo y arcilla
ENDURECIDA	Capas (> 10 mm)	Capa de limolita (siltstone)	Lodolita (mudstone)	Arcilita (claystone)
	Lámina (< 10 mm)	Lámina de limolita (siltstone)	Mudshale	Clayshale

Tabla 2.2 Clasificación las lutitas (> 50% tamaño de grano < 0.062 mm).

b) ROCAS QUÍMICAS.

CARBONATOS.

Son aquellas rocas que están compuestas en más del 50% de minerales carbonatados, principalmente calcita y dolomita en rocas antiguas, y calcita (incluyendo variedades desde alto a bajo contenido de Mg) y aragonito en sedimentos modernos o nuevos.

Otros minerales presentes en menor proporción son el fosfato y la glauconita; entre los minerales secundarios se incluyen la anhidrita, el horsteno, el cuarzo, los minerales arcillosos, la piritita, la anquerita y la siderita.

La diagénesis de los carbonatos generalmente implica reemplazar la calcita y la aragonita originales por la dolomita, un proceso denominado dolomitización, que puede mejorar las características productoras de las rocas que almacenan hidrocarburos.

Debido a las cantidades importantes de minerales metaestables (aragonita y calcita de magnesio) que contienen las rocas carbonatadas, la calcita en sí se disuelve fácilmente y vuelve a precipitar mediante la percolación de los fluidos alojados en los poros. Por lo tanto, es más probable que los carbonatos sufran disolución, reemplazo mineralógico y recristalización. Estos efectos varían según la temperatura, la química de los fluidos y la presión.

Las rocas carbonatadas basan su clasificación en la composición, por lo tanto, los principales grupos de este tipo de rocas son calizas y dolomías, incluyendo calizas parcialmente dolomitizadas.

La Tabla 2.3 muestra los principales tipos de rocas carbonatadas, así como algunas de sus características.

Tipos de rocas carbonatadas	Subtipos	
Calizas (domina CaCO₃)	<i>Tamaño de grano</i>	Calcirrudita > 2mm Calcarenita 0.063-2mm Calcilitita < 0.063 mm
	<i>Principales componentes (Folk)</i>	Ver Figura 2.2
	<i>Características texturales (Dunham)</i>	Ver Figura 2.3
Dolomías (CaMg (CO₃)₂)	<i>De acuerdo al grado de dolomitización</i>	< 10% dolomita = caliza 10-50% dolomita = caliza dolomítica 50-90% dolomita = dolomita calcica > 90% dolomita = dolomía
Mezcla de rocas carbonatadas y siliciclásticas	<i>De acuerdo al tamaño de los granos carbonáticos que la conforman</i>	Polimíctico (carbonatos) conglomerados Caliza arenosa Marlstone/smarlstone

Tabla 2.3 Principales tipos de rocas carbonatadas.

La Figura 2.2 muestra la clasificación de Folk⁸, la cual se basa en la composición y distingue tres componentes principales: (a) aloquímicos (partículas o granos), (b) matriz (normalmente micrita) y (c) cementante (principalmente esparita).

Principales componentes aloquímicos en calizas	Tipos de calizas			
	Cementada por esparita		Con una matriz micrita	
Granos de esqueletos (bioclastos)	bioesparita		biomicrita	
Oolito	oosparita		oomicrita	
Peloide	pelesparita		pelmicrita	
Intraclastos	intraesparita		intramicrita	
Calizas formadas <i>in situ</i>	biolitito		caliza fenestral	

Figura 2.2 Clasificación de las calizas con base en su composición (Folk).

La Figura 2.3 muestra la clasificación de Dunham⁹, la cual considera la textura de la roca. Esta clasificación se utiliza ampliamente para caracterizar rocas carbonatadas, según la cantidad y textura de los granos y de lodo.

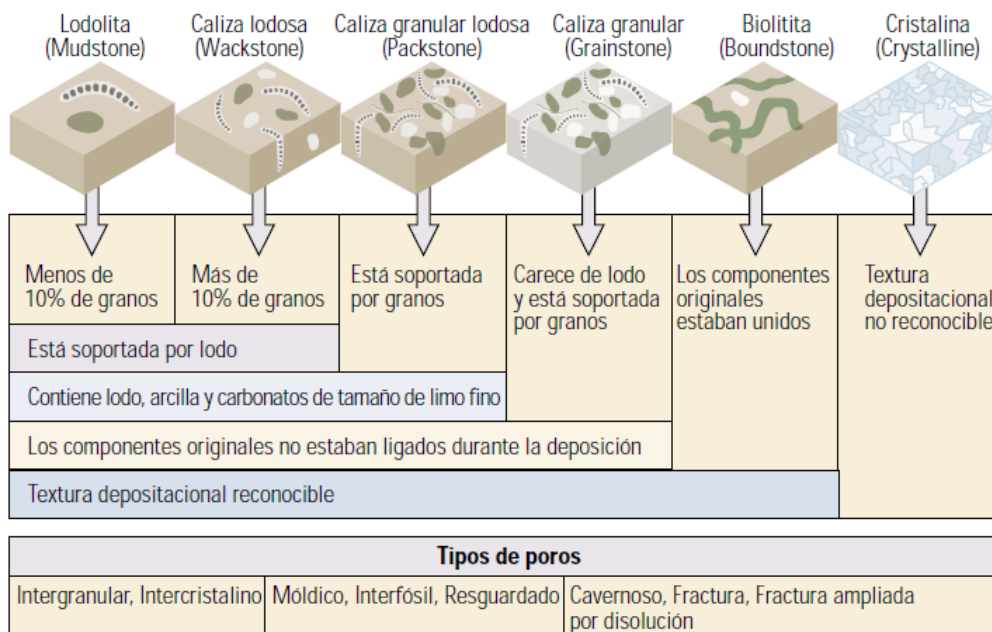


Figura 2.3 Clasificación de las calizas propuesta por Dunham (1962).

2.1.2 TEXTURAS SEDIMENTARIAS.

La textura es un aspecto importante en la descripción de las rocas sedimentarias y pueden utilizarse en la interpretación de los mecanismos y ambientes de depósito, así como de los procesos diagenéticos, que se presentaron durante su formación. Las rocas pueden exhibir una textura clástica o no clástica (cristalina).

Las texturas clásticas son características de aquellas rocas que se componen, en su mayoría, por sedimentos que sufrieron un transporte. Éstas abarcan tres propiedades fundamentales de los sedimentos: tamaño de grano, morfología del grano (forma, redondez y esfericidad) y fábrica (empaquetamiento y orientación). El tamaño de grano y su forma son propiedades de los granos individuales, mientras que la fábrica es una propiedad de los agregados de los granos

Las texturas cristalinas son características de aquellas rocas que se formaron in situ. La precipitación de minerales y la formación de cristales dan origen a estas texturas.

La textura de las rocas sedimentarias afecta a propiedades como la porosidad, la permeabilidad, la densidad aparente, la conductividad eléctrica, y la transmisibilidad del sonido, las cuáles son de particular interés para Ingenieros, Geólogos y Geofísico del petróleo e Hidrólogos. A continuación se describe cada una de las propiedades que abarca el concepto de texturas sedimentarias.

a) TEXTURAS CLÁSTICAS.

TAMAÑO DE GRANO.

El concepto básico de tamaño de grano puede considerarse como: a) una dimensión lineal o b) el volumen de la partícula. El concepto de dimensión lineal usualmente es elaborado por reconocimiento, que debido a la forma irregular de la mayoría de las partículas requiere establecer más de una dimensión lineal. Comúnmente, se miden tres diámetros: el más largo, el intermedio y el más corto; éstos deben definirse cuidadosamente para que sean medidos sin ambigüedad. El segundo concepto parece que ha sido el más común y ha llevado a la definición de *diámetro nominal* (d_n) como el diámetro de la esfera que tiene el mismo volumen que el de la partícula.

La escala granulométrica más usada por los Sedimentólogos es la de Udden-Wentworth¹⁰, la cual clasifica el tamaño de los clastos en un rango de valores de 1/256 mm (0.0039) a > 256 mm y está dividida en cuatro categorías principales de tamaño (arcilla, limo, arena y grava), algunas de las cuales se subdividen en diferentes grados, ver Tabla 2.4.

En las rocas clásticas, el tamaño de los clastos que componen la roca es de gran importancia, ya que es la base para su clasificación. Dependiendo del tamaño de los clastos que tengan mayor presencia en la roca, se definirá el nombre de la misma.

Número de malla		Milímetros	Unidades Phi (Φ)	Escala de tamaños de Wentworth	
GRAVA		4096	-12	Peñascos	
		1024	10		
		256	256	-8	
		64	64	-6	
		16		-4	Gujarros
	5	4	4	-2	
	6	3.36		-1.75	
	7	2.83		-1.5	
	8	2.38		-1.25	Gránulos
	10	2.00	2	-1.0	
ARENA	12	1.68		-0.75	
	14	1.41		-0.5	Arena muy gruesa
	16	1.19		-0.25	
	18	1.00	1	0.0	
	20	0.84		0.25	
	25	0.71		0.5	
	30	0.59		0.75	Arena gruesa
	35	0.50	1/2	1.0	
	40	0.42		1.25	
	45	0.35		1.5	Arena media
	50	0.30		1.75	
	60	0.25	1/4	2.0	
	70	0.210		2.25	
	80	0.177		2.5	
	100	0.149		2.75	Arena fina
	120	0.125	1/8	3.0	
	140	0.105		3.25	
	170	0.088		3.5	
	200	0.074		3.75	Arena muy fina
	230	0.0625	1/16	4.0	
LIMO	270	0.053		4.25	
	325	0.044		4.5	Limo grueso
		0.037		4.75	
		0.031	1/32	5.0	
		0.0156	1/64	6.0	
		0.0078	1/125	7.0	Limo medio
		0.0039	1/256	8.0	Limo fino
		0.0020		9.0	Limo muy fino
	ARCILLA		0.00098		10.0
			0.00049		11.0
		0.00024		12.0	
		0.00012		13.0	
		0.00006		14.0	

donde $\Phi = -\log_2 d$, d en mm.

Tabla 2.4 Escala de tamaños de grano de los sedimentos propuesta por Udden-Wentworth.

CLASIFICACIÓN O SELECCIÓN.

Una propiedad ampliamente relacionada con el tamaño de grano es la selección (sorting), la cual es una medida de la desviación estándar o de la distribución del tamaño de grano con respecto al tamaño medio, está relacionada con las características del medio de transporte y con la distancia.

Para referirse a esta propiedad, se utilizan los términos indicados en la Figura 2.4:

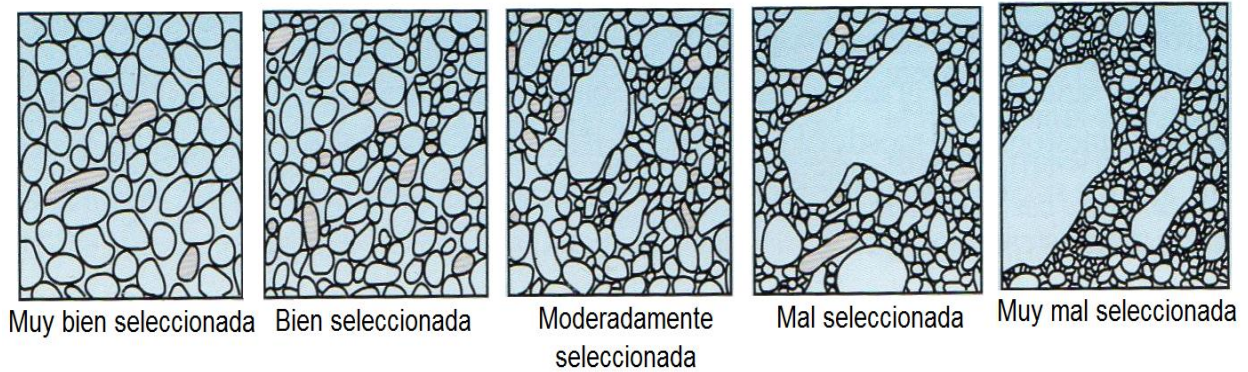


Figura 2.4 Patrones de comparación para estimar la clasificación de los sedimentos.

MORFOLOGÍA DE LOS GRANOS.

La morfología de los granos abarca tres aspectos: forma, esfericidad y redondez.

La forma de los clastos se determina a partir de las relaciones de las longitudes (D) de tres ejes ortogonales, Zingg¹¹: largo (L), intermedio (I) y corto (S). De acuerdo con la relación de las longitudes que éstos presentan, se distinguen las siguientes formas: esfera, oblato (forma de disco), lámina, y baciliforme o prolato (forma de rodillo), ver Figura 2.5.

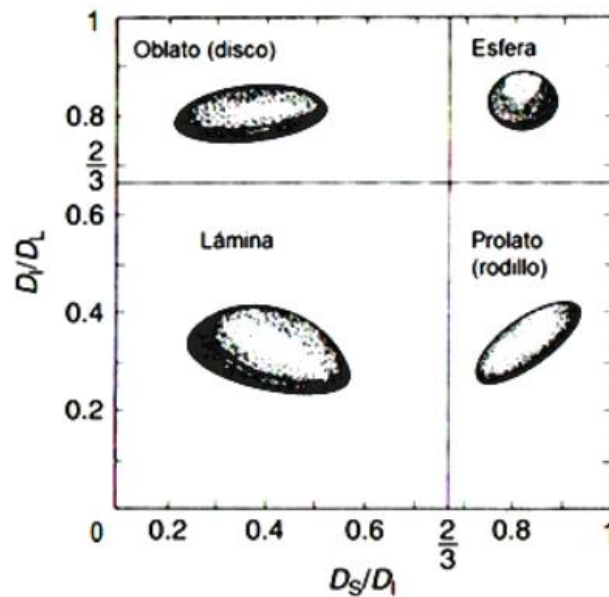


Figura 2.5 Clasificación de los clastos de acuerdo a su forma.

La esfericidad, ver Figura 2.6, es una medida de qué tanto la forma del grano se aproxima a la de una esfera; y la redondez se refiere a la curvatura de las aristas y vértices de un clasto. Como parámetro descriptivo la redondez es más significativa que la esfericidad. En general, la redondez de los granos, es un reflejo de la distancia que fueron transportados, así como del re-procesamiento (*reworking*), mientras que la esfericidad exhibe su composición y la debilidad o dureza de cualquiera de sus planos.

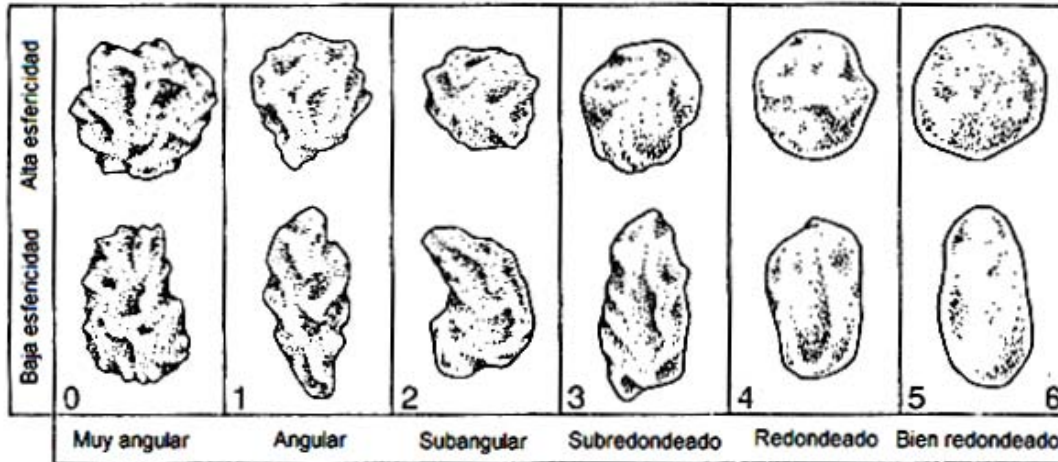


Figura 2.6 Cuadro comparativo para estimar la redondez y la esfericidad.

FÁBRICA DE LOS SEDIMENTOS.

La fábrica se refiere al arreglo que tienen los granos en un sedimento, ésta considera dos aspectos: la orientación de los granos y su empaquetamiento.

La orientación se refiere al posicionamiento preferencial de las partículas, el cual es función de los procesos físicos y las condiciones que operaron al momento del depósito; sin embargo, la orientación original de los granos puede modificarse por actividades de organismos (bioturbación) y en cierta medida por procesos de compactación durante la diagénesis. La orientación de las partículas puede ser paralela¹² (más comúnmente) o perpendicular a la corriente del flujo y en algunos casos puede presentar un cierto ángulo de inclinación a la superficie, fenómeno conocido como imbricación.

El empaquetamiento se relaciona con el grado de contacto que presentan los clastos entre sí. De esto dependerá la relación entre volúmenes ocupados por clastos y por espacios vacíos o rellenos de matriz y cemento. Está en función del tamaño y forma de los granos y de los procesos físicos y químicos post-deposicionales que provocan la compactación de los sedimentos. Los tipos de contactos que pueden presentarse entre los clastos¹³ son: flotantes, puntual, tangencial, cóncavo-convexo y suturado, ver Figura 2.7. Por otro lado, el empaquetamiento puede caracterizarse en

función del porcentaje de matriz frente al de clastos, observando si la roca presenta una textura grano-sostenida o matriz-sostenida.

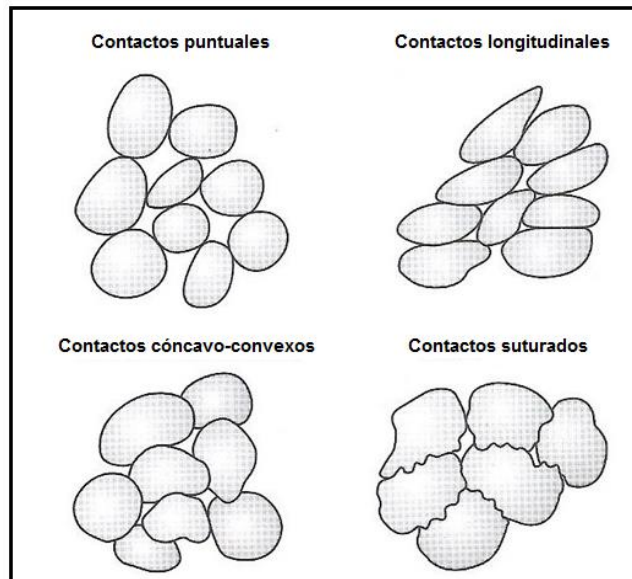


Figura 2.7 Grado de contacto entre los clastos de un empaquetamiento.

MADUREZ TEXTURAL.

El término madurez textural a menudo se utiliza para referirse a las características texturales de un sedimento en particular. Folk¹⁴ sugirió que la madurez textural de las areniscas abarca tres propiedades:

- Cantidad de matriz.
- Clasificación o selección de los granos.
- Redondez de los granos.

El visualizó cuatro etapas de madurez textural: inmadura, submadura, madura y supermadura, ver Figura 2.8.

Los sedimentos texturalmente inmaduros son aquellos con mucha matriz, una clasificación pobre y granos angulares, probablemente, éstos no han sufrido el transporte ni el reproceso (reworking) suficiente para remover sedimentos de tamaño fino y producir granos clasificados y redondeados. Con un transporte y reproceso adicional los sedimentos entran a la etapa submadura, en la cual se caracterizan por tener bajo contenido de arcilla pero los granos aun no están bien redondeados ni clasificados. Esta etapa es seguida por la etapa madura, en la cual el contenido de arcilla es bajo y los granos llegan a estar bien clasificados pero aun no bien redondeados. En la etapa supermadura

los sedimentos se encuentran relativamente libres de arcilla, muy bien clasificados y bien redondeados.

La madurez textural es en gran parte un reflejo de los procesos deposicionales, aunque pueden ser modificados por procesos diagenéticos.

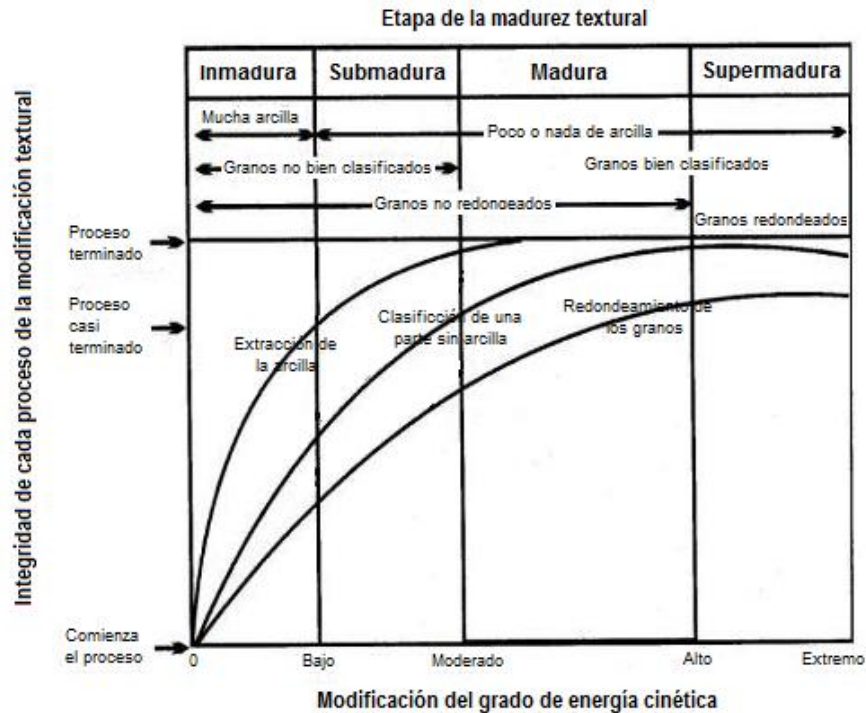


Figura 2.8 Clasificación de la madurez textural, según Folk (1951).

b) TEXTURAS CRISTALINAS.

Las texturas cristalinas o no clásticas se caracterizan por un intercrecimiento, in situ y de forma competitiva, de cristales minerales; dando el aspecto de mosaico a la roca. Son resultado de la precipitación química de minerales que fueron depositados junto con otros sedimentos durante el origen de las rocas.

Las texturas cristalinas suelen ser de origen diagenético, debido a la transformación de los componentes de una roca pre-existente por alguno de estos procesos:

- Recristalización: cambio del tamaño o forma de los cristales sin cambio mineralógico.
- Reemplazamiento: disolución de un mineral y precipitación simultánea de otro distinto en el mismo sitio.
- Cementación: cristalización de minerales en los poros.

Los productos de la recrystalización y del reemplazamiento de materia amorfa son variados, pero generalmente muestran una textura cristalina relativamente uniforme en la cual los elementos radiales o esferulíticos están presentes, ver Figura 2.9.

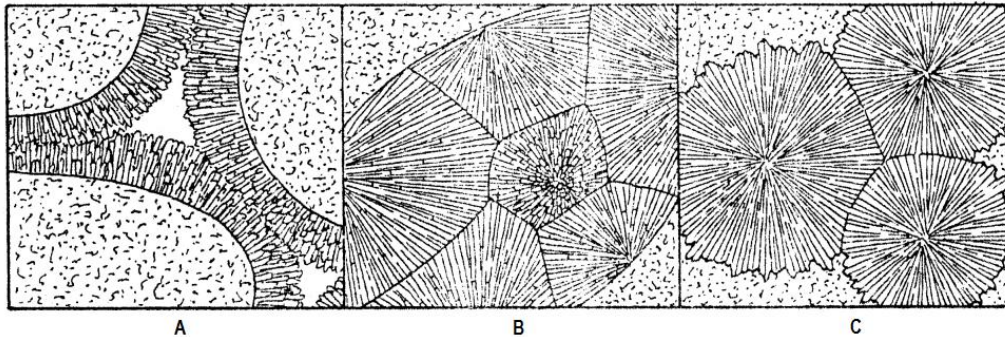


Figura 2.9 Texturas cristalinas fibrosas. A) Textura fibrosa normal. B) Textura fibrosa radial. C) Textura esferulítica.

En el caso de la cementación, los cementos pueden estar incompletos y simplemente formar un borde alrededor de los granos; a menudo una fase inicial de la cementación del borde es seguida por una fase posterior de cemento cristalino más extenso y más grueso. Bordes claramente definidos son característicos de los cementantes y, por lo tanto, cuando se presentan proveen evidencia definitiva de ese proceso, ver Figura 2.10.

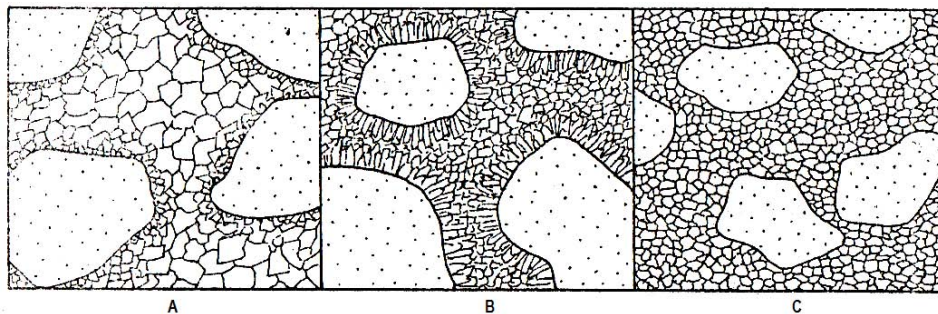


Figura 2.10 Texturas cristalinas. A) Cementante mostrando incremento de cristales. B) Dos generaciones de cementantes, una borde de cementante seguido por cementante equicristalino. C) Mosaico equicristalino.

Las texturas cristalinas también pueden clasificarse de acuerdo al tamaño de los cristales que las componen: macrocristalina ($> 2 \text{ mm}$), mesocristalina ($2 \text{ mm} - 62 \mu\text{m}$), microcristalina ($62 - 4 \mu\text{m}$), en las cuales los cristales pueden verse bajo magnificación, y criptocristalina ($< 4 \mu\text{m}$), en la cual los cristales no se pueden distinguir bajo el microscopio.

Las texturas cristalinas son características de las rocas carbonatadas, aunque no son exclusivas en ellas, éstas también pueden presentar texturas similares a las clásticas; sin embargo, muchos carbonatos llegan a tener ambas, además comúnmente muestran texturas producidas biológicamente, características del crecimiento de los hábitat de los organismos vivientes, tales como algas o corales.

2.2 PARÁMETROS PETROFÍSICOS.

La petrofísica es el estudio de las propiedades de la roca y su interacción con los fluidos (soluciones acuosas e hidrocarburos gaseosos y líquidos) que contiene. Desde la perspectiva de la Ingeniería de Yacimientos, dos de las propiedades de mayor interés de las rocas son la porosidad y la permeabilidad, ya que éstas determinan su capacidad de almacenamiento y la facilidad de transmisión de fluidos, respectivamente. El conocimiento preciso de estas dos propiedades para cualquier yacimiento petrolero, junto con las propiedades de los fluidos, es fundamental para desarrollarlo, predecir su comportamiento y administrarlo eficientemente.

2.2.1 POROSIDAD (ϕ).

La porosidad es un indicador de la capacidad que tiene una roca para almacenar fluidos. Mientras más poroso es un material mayor es la cantidad de espacio abierto o huecos que contiene y, por lo tanto, mayor es su capacidad de almacenamiento de fluidos.

La porosidad se define como la relación del volumen poroso o espacio vacío de una roca con respecto al volumen total de ella y se expresa como un porcentaje o una fracción. El volumen poroso total es la suma del volumen de todos los huecos o espacios vacíos presentes en la roca. La porosidad se denota por la letra griega ϕ y se expresa matemáticamente con la siguiente relación:

$$\phi = \frac{\text{Volumen poroso}}{\text{Volumen total de la roca}} \quad (2.1)$$

a) CLASIFICACIÓN DE LA POROSIDAD.

La porosidad de una roca puede clasificarse de acuerdo a dos factores: el origen del espacio poroso y la comunicación entre los poros.

Origen del espacio poroso.

Esta clasificación se refiere al momento en que tuvo origen la porosidad y puede ser primaria o secundaria.

Porosidad primaria. Es la porosidad nativa, es decir, la que se generó durante la depositación del material y se modificó por procesos diagenéticos.

Porosidad secundaria. Se desarrolló debido a algunos procesos geológicos posteriores a la depositación del material (diagénesis y catagénesis).

Algunos aspectos relacionados a las porosidades primaria y secundaria se muestran en la Tabla 2.5:






Tiempo de formación	Tipo de poro	Características	Proceso que la origina	Imagen
Primaria o deposicional	Intergranular	Son los espacios entre los detritos o granos que forman un sedimento	Sedimentación y compactación	
	Interpartícula	Espacios entre detritos y fragmentos de esqueletos		
	Intercristalina	Espacios entre los planos de exfoliación de los cristales de una roca	Cementación	
Secundaria o post-deposicional	Vugular y/o móldica	Formada por la disolución de material presente en la roca	Solución	
	Fracturas	Aperturas o grietas creadas por fallas estructurales en el yacimiento	Actividades tectónicas como pliegues y fallas	

Tabla 2.5 Tipos de porosidad y origen de la misma.

En las rocas clásticas o detríticas predomina la porosidad primaria, mientras que en las rocas carbonatadas la porosidad secundaria lo es con mayor frecuencia. Sin embargo, es importante enfatizar que ambos tipos de porosidad a menudo se presentan en el mismo yacimiento.

Comunicación entre los poros.

Los poros presentes en la roca de un yacimiento se generaron durante la depositación de los sedimentos; posteriormente su forma y tamaño sufrieron modificaciones debido a procesos como la compactación y cementación de los sedimentos. Durante estos procesos, el acomodo de los clastos puede desarrollar espacios porosos que estén interconectados entre sí, creando un tipo de red, generando los poros interconectados. Cuando algunos poros conectados forman un tipo de callejón sin salida, se les conoce como poros con extremo muerto o cerrado y finalmente algunos espacios porosos pueden quedar completamente desconectados de otros, formando los poros aislados, ver Figura 2.11.

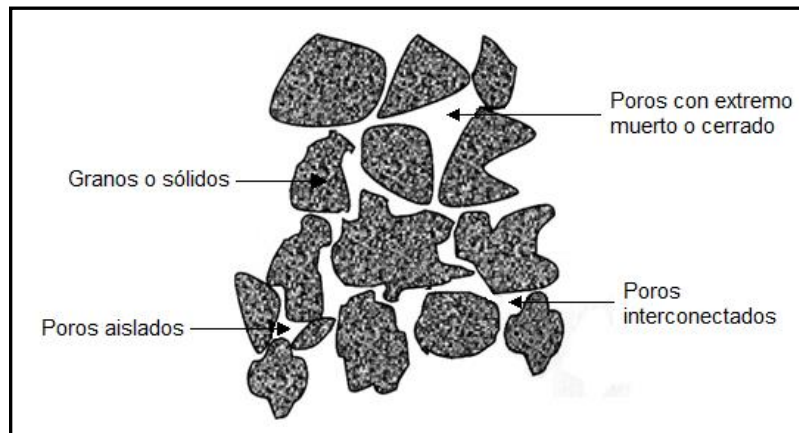


Figura 2.11 Representación conceptual de los diferentes tipos de poros.

Con base en estos tres tipos de poros, la porosidad puede clasificarse en absoluta, efectiva y no efectiva.

Porosidad absoluta (ϕ_a). Es la relación del volumen poroso total de una roca con respecto al volumen total de ella. Por lo tanto, una roca puede tener una muy alta porosidad absoluta y no tener conductividad de los fluidos que almacena debido a la falta de interconectividad de los poros.

$$\phi_a = \frac{\text{Volumen poroso total (poros interconectados, aislados y con extremo muerto o cerrado)}}{\text{Volumen total de la roca}} \quad (2.2)$$

Porosidad efectiva (ϕ_e). Se define como la relación que existe entre el volumen de poros interconectados y el volumen total de roca. Tiene un valor aproximadamente igual a la absoluta para material pobremente cementado; sin embargo, existen diferencias significativas para material bien cementado. Desde el punto de vista de la Ingeniería de Yacimientos, la porosidad efectiva es la más importante y se utiliza en todos los cálculos porque representa el espacio poroso que es ocupado por los fluidos extraíbles.

$$\phi_e = \frac{\text{Vol. de poros interconectados} + \text{Vol. de poros con extremo muerto o cerrado}}{\text{Volumen total de la roca}} \quad (2.3)$$

Porosidad no efectiva (ϕ_{ne}). Se define como la relación que existe entre el volumen de poros aislados y el volumen total de roca.

$$\phi_{ne} = \frac{\text{Vol. de poros aislados}}{\text{Volumen total de la roca}} \quad (2.4)$$

b) MÉTODOS PARA DETERMINAR LA POROSIDAD.

La porosidad de la roca de los yacimientos petroleros puede determinarse principalmente por medio de dos técnicas: directamente del análisis de núcleos en laboratorio e indirectamente de registros geofísicos de pozo. Entre estos dos métodos, los resultados de los análisis de núcleos son probablemente los más precisos, sin embargo, los registros geofísicos tienen un nivel de investigación mayor.

ANÁLISIS DE LABORATORIO.

Se realiza a partir del análisis de núcleos obtenidos o recuperados durante la perforación del pozo. Para una roca relativamente homogénea, como muchas areniscas, muestras pequeñas (núcleos tipo tapón) extraídas del núcleo completo son suficientes para su análisis. Para rocas heterogéneas, por ejemplo fracturadas, incluyendo muchas calizas, el análisis del núcleo completo es necesario.

Una muestra de roca básicamente comprende tres volúmenes: volumen de roca (BV), volumen de poros (PV) y volumen de granos (GV). Estos tres volúmenes se relacionan con la siguiente ecuación:

$$BV = PV + GV \quad (2.5)$$

Todos los métodos de laboratorio utilizados para la determinación del volumen poroso se basan en la extracción o inyección de un fluido en la muestra de roca. Es importante mencionar que estos métodos proporcionan el valor de la porosidad efectiva, debido a que el fluido extraído o inyectado siempre será el que pase a través de los poros interconectados.

En los métodos de extracción, la muestra (en muchos casos saturada con fluidos del yacimiento) se somete a un procedimiento que emplea solventes adecuados para recuperar los fluidos almacenados en los poros. El volumen recuperado es determinado y representa el volumen poroso. En los métodos que requieren la inyección de algún fluido a la muestra, principalmente se utilizan agua o aceite sintético y la muestra debe estar inicialmente con los poros vacíos. Estos métodos relacionan diferentes propiedades para determinar la porosidad de la muestra de roca.

INTERPRETACIÓN DE REGISTROS DE POZO.

Como ya se mencionó anteriormente, los registros geofísicos son métodos indirectos y la medición del parámetro que se relaciona a la porosidad es *in situ*. Los tres registros empleados para determinar esta propiedad son el de neutrones, el de densidad y el sísmico.

REGISTRO DE NEUTRONES.

Es un tipo de registro radioactivo. El registro de neutrón mide el índice de hidrógeno de la formación, expresado como porosidad neutrón (ϕ_N), en unidades de porosidad (pu). Es generado por una fuente radioactiva que bombardea la formación con neutrones de alta energía. El bombardeo de neutrones causa que la roca emita rayos gama, en proporción a su contenido de hidrógeno, los cuales son registrados por la sonda. El hidrógeno está presente en todos los fluidos de la formación (aceite, gas y agua) pero no en los minerales, por lo tanto, la respuesta del registro de neutrones está fuertemente vinculada a la porosidad. Debido a que las arcillas siempre contienen algo de agua, el registro de neutrones da una lectura de porosidad aparente mayor a la real en yacimientos sucios (alto contenido de arcillas). Por otro lado, la lectura es menor en yacimientos de gas, ya que el contenido de hidrógeno en gases es menor que el que se tiene en el agua y en el aceite, los cuales tienen un contenido aproximadamente igual. La ecuación (2.6) se utiliza para determinar la porosidad aparente de la formación, a partir de los datos generados del registro de neutrones:

$$\phi_N = \frac{\phi_{log} - \phi_{ma}}{\phi_{mf} - \phi_{ma}} \quad (2.6)$$

donde:

- ϕ_N es la porosidad aparente del neutrón, en pu.
- ϕ_{log} es el índice de hidrógeno de la formación (dato del registro), en pu.
- ϕ_{ma} es el índice de hidrógeno de la matriz limpia, en pu ($-2 \text{ pu} \leq \phi_{ma} \leq 3 \text{ pu}$).
- ϕ_{mf} es el índice de hidrógeno del filtrado, en pu ($\phi_{mf} \approx 100 \text{ pu}$).

REGISTRO DE DENSIDAD.

Es otro tipo de registro radioactivo, el cual mide la densidad de la formación emitiendo radiación gamma desde la herramienta y registrando la cantidad de radiación gamma que devuelve la formación. La radiación gamma emitida por la herramienta interacciona con los electrones de la formación de acuerdo al Efecto Compton, según el cual los rayos son dispersados por los núcleos de la formación, de donde se obtiene rayos gamma de Compton, que es una radiación secundaria producida por los átomos de la formación y que se origina porque la formación cede energía a los átomos dejándolos en estado excitados. La lectura de radiación gamma puede relacionarse con la densidad de los átomos de electrones en la formación, la cual a su vez es directamente relacionada a la densidad de la roca de formación. La densidad de la roca es una función de la litología y la porosidad. La porosidad puede calcularse a partir de la ecuación (2.7):

$$\phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (2.7)$$

donde:

- ρ_{ma} = densidad de la matriz (g/cm^3).
- ρ_b = la densidad de la roca medida por el registro (gr/cm^3).
- ρ_f = la densidad del fluido (g/cm^3).

Los valores de densidad normalmente tomados para las diferentes litologías son los siguientes:

Litología	Densidad de matriz, (gr/cm^3)
Areniscas	2.65
Calizas	2.71
Dolomías	2.87

Tabla 2.6 Tiempo de tránsito de una onda acústica para diferentes litologías, $\phi = 0$

REGISTRO SÓNICO O ACÚSTICO.

Una tercera forma de establecer la porosidad de una roca es mediante la medición de su velocidad acústica por medio del registro sísmico. En esta técnica intervalos del tiempo de tránsito de una onda acústica se registran entre un transmisor y un receptor. Las ondas del sonido generalmente viajan más rápido a través de la formación que a través de algún fluido como el lodo de perforación del pozo. El tiempo de tránsito, medido en microsegundos por pie, se utiliza para calcular la porosidad de acuerdo con la ecuación^{15, 16} (2.8):

$$\phi = \frac{\Delta t_{log} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \quad (2.8)$$

donde:

- Δt_{log} = tiempo de tránsito del intervalo medido por el registro, ($\mu\text{s/ft}$).
- Δt_{ma} = tiempo de tránsito de la matriz, $43 \leq \Delta t_{ma} \leq 55$, ($\mu\text{s/ft}$).
- Δt_f = tiempo de tránsito del fluido que satura la roca, ($\mu\text{s/ft}$).

El tiempo de tránsito de una onda acústica para las diferentes litologías de los yacimientos petroleros es:

Litología	Tiempo de tránsito ($\mu\text{s/ft}$)
Arenisca (cuarzo)	55.5 - 51.3
Caliza (calcita)	47.5
Dolomía (dolomita)	43.5

Tabla 2.7 Densidades de las distintas litologías de los yacimientos, $\phi = 0$.

La medición de los tres registros mencionados está influenciada, principalmente, por la porosidad y, además por la litología, el contenido de arcilla y la presencia de gas. Cuando los resultados de estas mediciones se combinan, los registros dan un valor más exacto de porosidad, y pueden brindar mucha información adicional útil para la caracterización.

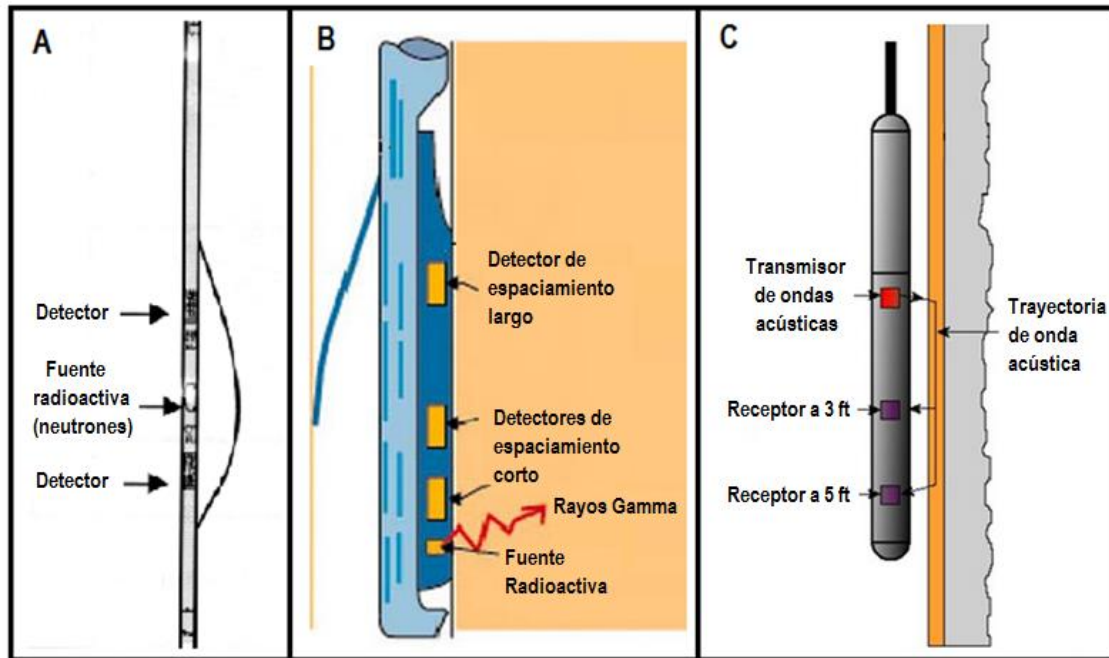


Figura 2.12 Sondas de registros para determinar porosidad. A) Registro de neutrones. B) Registro de densidad. C) Registro sónico.

c) FACTORES QUE INFLUYEN EN LA POROSIDAD.

Las porosidades en los yacimientos petroleros varían en un rango de 5% a 30%. En la mayoría de los casos varía entre 10% y 20%. Cualquier yacimiento con una porosidad menor a 5% es muy poco comercial y cualquiera con una porosidad mayor a 35% es muy bueno pero poco común.

Los factores que gobiernan la magnitud de la porosidad en los sedimentos clásticos son:

Clasificación, ver Figura 2.4: Si las partículas pequeñas de limos y arcillas se mezclan con partículas más grandes de arena, la porosidad efectiva se reducirá considerablemente, ésto se debe a que en un rango amplio del tamaño de las partículas, las más pequeñas llenan los poros formados por las más grandes, disminuyendo de esta manera la porosidad.

Procesos diagenéticos, ver Figura 2.13: principalmente la compactación y la cementación. La compactación crea un nuevo arreglo físico de los granos, mientras que la cementación se refiere a la precipitación de minerales dentro de los poros. Ambos procesos crean un nuevo sistema poroso que se caracteriza por una reducción del volumen inicial del mismo.

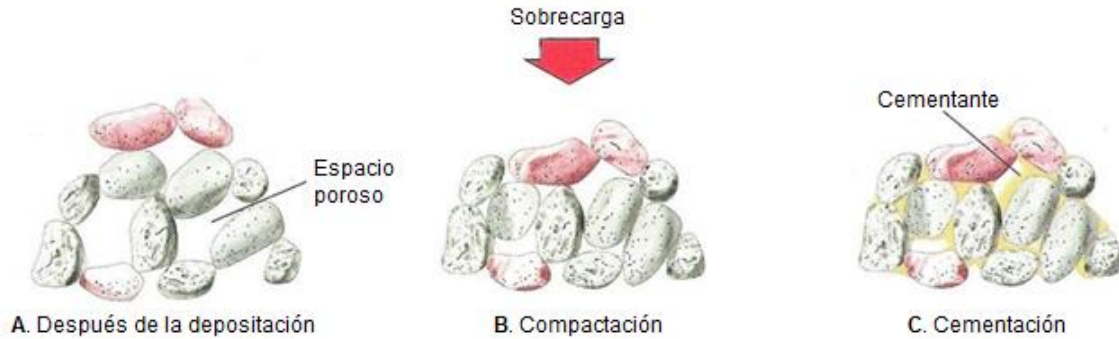


Figura 2.13 Procesos diagenéticos que disminuyen la porosidad.

Forma de los granos, ver Figura 2.14: en caso de granos irregulares, éstos no tienden a empaquetarse perfectamente como las partículas redondas, lo que da como resultado un aumento en la proporción de espacios vacíos aumentando de esta manera la porosidad.

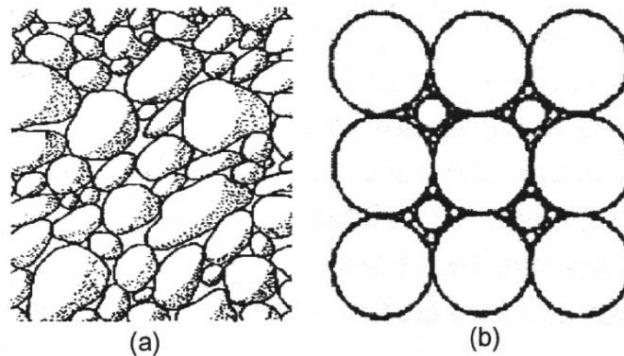


Figura 2.14 Empaquetamiento de (a) granos de arena de diferentes tamaños y formas y (b) esferas de tres tamaños diferentes.

Empaquetamiento, ver Figura 2.7: Dependiendo el tipo de empaquetamiento, la porosidad aumenta para clastos parcialmente suspendidos o con contacto puntual y disminuye para aquellos de contactos suturados. Este factor controla no sólo la porosidad sino la distribución del tamaño de poro.

2.2.2 PERMEABILIDAD (k).

La permeabilidad es la capacidad que tiene una roca de permitir el paso de fluidos a través de ella, ver Figura 2.15. Se denota por la letra k y es uno de los parámetros que más influyen en la determinación de la capacidad productiva de una formación. La permeabilidad es básicamente una propiedad de flujo y, por lo tanto, puede obtenerse sólo mediante la realización de experimentos de flujo de fluidos en la roca del yacimiento.

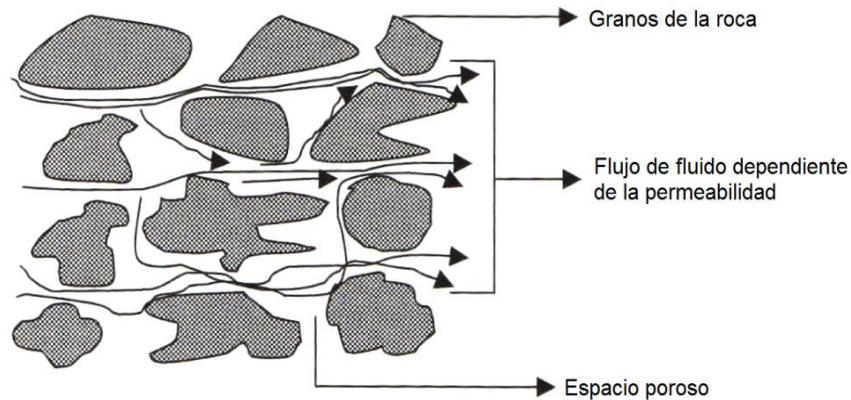


Figura 2.15 Ilustración conceptual de la permeabilidad de la roca de yacimiento.

a) CLASIFICACIÓN DE LA PERMEABILIDAD.

Las rocas de los yacimientos petroleros normalmente están sujetas a presiones y temperaturas elevadas, además de diferentes procesos que pueden causar su rompimiento o fracturamiento; por esta razón, para entender el flujo de fluidos a través de la roca se debe tomar en cuenta el flujo en todos los elementos permeables: matriz, canales, fracturas, vórgulos y cavernas, ver Figura 2.16.

En los yacimientos petroleros la permeabilidad puede clasificarse en: absoluta, primaria, secundaria y total:

Permeabilidad absoluta (k_a): es la capacidad de una roca de permitir el paso de un fluido a través de ella cuando se encuentra saturada al 100% de dicho fluido. Es una propiedad del medio poroso, por lo que es independiente del fluido que se utilice para determinarla.

Permeabilidad primaria (k_p): es la permeabilidad de la matriz y se refiere al flujo a través de los espacios porosos primarios.

Permeabilidad secundaria (k_s): es el resultado de la alteración de la matriz por fracturamiento y/o disolución de la roca, es decir, se refiere al flujo en las fracturas y cavernas de la roca y en general, en todos los espacios porosos que no sean de los primarios.

Permeabilidad total (k_T): es aquella que abarca las permeabilidades primaria y secundaria.

Los canales, fracturas y cavernas no cambian la permeabilidad de la matriz, pero cambian la permeabilidad total del sistema.



Figura 2.16 Visualización esquemática de la matriz, fracturas y vugulos de una roca de yacimiento.

Cuando en el medio poroso existe más de un fluido, se originan las permeabilidades efectivas (k_e) y relativas (k_r), de las cuales se hablará posteriormente en el Capítulo 4.

b) LEY DE DARCY: EXPRESIÓN MATEMÁTICA DE LA PERMEABILIDAD.

La ecuación matemática para calcular la permeabilidad en medios porosos se originó a partir de los experimentos realizados por Henry Darcy en 1856 sobre el flujo de agua a través de filtros de arena, ver Figura 2.17. El experimento original de Darcy es análogo al flujo de un fluido a través de un núcleo de roca.

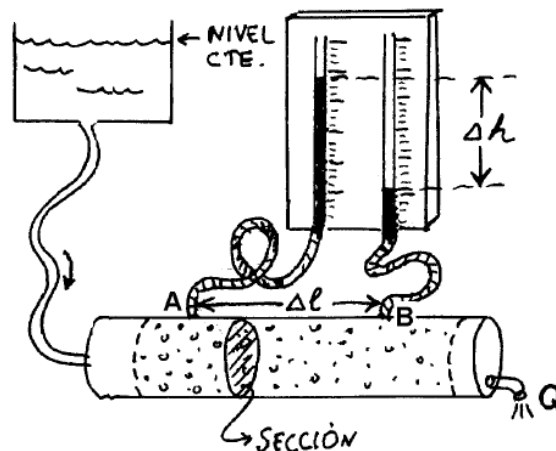


Figura 2.17 Diagrama del experimento de Darcy.

El experimento de Darcy se desarrolló bajo las siguientes consideraciones:

- Filtro saturado al 100% del fluido.
- Fluido incompresible y no reactivo con el medio.
- Flujo lineal.
- Flujo isotérmico.
- Medio poroso homogéneo.

A partir de los resultados del experimento de Darcy, se obtiene la siguiente expresión para un núcleo de roca:

$$v = \frac{q}{A} = -\frac{k}{\mu} \frac{dp}{dl} \quad (2.9)$$

donde:

v : es la velocidad del fluido, en cm/seg.

q : es el gasto volumétrico del fluido, en cm³/seg.

A : es el área de la sección transversal del núcleo, en cm².

k : es la permeabilidad del núcleo, en darcys.

μ : es la viscosidad del fluido, en cp.

dp/dl : es el gradiente de presión en la dirección del flujo, en atm/cm.

Finalmente, la permeabilidad se determina con la siguiente ecuación:

$$k = \frac{q \mu L}{A \Delta P} \quad (2.10)$$

donde:

L : es la longitud del núcleo, (cm).

ΔP : es la caída de presión, (atm).

c) MEDICIÓN DE LA PERMEABILIDAD ABSOLUTA (k_a).

La permeabilidad absoluta (k_a) de una roca de yacimiento puede obtenerse del análisis de muestras de roca (núcleos) en el laboratorio, mediante el uso de permeámetros.

Los permeámetros son aparatos que reproducen el experimento de Darcy. Una muestra limpia y seca de dimensiones conocidas es colocada en un soporte, se establece el flujo del fluido y las presiones corriente arriba y corriente abajo son medidas para determinar la diferencial de presión a través del núcleo. El gasto de flujo, en cm³/seg, se mide a la presión atmosférica.

Las muestras de roca utilizadas son geométricamente bien definidas; núcleos tipo tapón son adecuados para formaciones limpias y relativamente uniformes, mientras que núcleos grandes generalmente dan mejores resultados en calizas. Como las muestras usualmente contienen aceite residual y algo de agua, es necesario que se sometan a un tratamiento previo, donde los fluidos residuales sean removidos para que se tenga una saturación de aire de 100%.

Con el fin de no alterar las propiedades de la roca, los fluidos que se utilizan para el análisis son gases o líquidos no reactivos.

Los líquidos comúnmente empleados son agua de formación (salmuera) o aceite crudo desgasificado, los cuales generalmente son de la misma formación que el núcleo. En ocasiones, aceite sintético también puede utilizarse.

En los laboratorios, los gases se emplean con mayor frecuencia que los líquidos para medir la permeabilidad absoluta, debido a que minimizan la reacción roca-fluido y son fáciles de manejar. Los más utilizados son el nitrógeno, el helio, CO₂ o aire. El procedimiento para determinar la permeabilidad es muy similar al del líquido, sin embargo, es importante tomar en cuenta el efecto de resbalamiento molecular del gas (efecto Klinkenberg) en el valor de permeabilidad obtenido.

Klinkenberg¹⁷ mostró que a presiones medias-bajas (ejemplo 1 atm), las moléculas de gas están tan separadas que resbalan a través de los espacios porosos con poca fricción, y se obtiene una mayor permeabilidad que la real. A presiones medias-altas (ejemplo, 1000 atm o más) las moléculas de gas están muy unidas y experimentan fricción en las paredes del poro. Conforme la presión media incrementa esta fricción también lo hace, lo que provoca que la permeabilidad al gas se aproxime a la correspondiente a un líquido o a la absoluta.

Por otro lado, las pruebas de pozo proveen un medio para estimar la permeabilidad del yacimiento. En éstas, se mide el cambio en la presión de fondo como función del tiempo debido a cambios en la tasa de flujo. El comportamiento de la presión se relaciona directamente al potencial de flujo y, por lo tanto, a su permeabilidad. Se pueden utilizar diferentes tipos de pruebas de pozo para calcular la permeabilidad. Todas ellas se basan en la aplicación de las ecuaciones básicas de flujo para la interpretación de una presión registrada y un gasto dado. Algunas de las pruebas son DST (Drill Stem Tests), pruebas convencionales de pozo (Incremento y Decremento) y pruebas multipozo (Pulso e Interferencia). Una prueba de presión permite estimar sólo la permeabilidad efectiva en la cercanía del pozo; en casos especiales se puede estimar la permeabilidad absoluta.

d) FACTORES QUE AFECTAN A LA PERMEABILIDAD ABSOLUTA.

Las rocas de los yacimientos petroleros pueden tener permeabilidades absolutas que van desde 0.1 a 1000 o más mD. La calidad de un yacimiento se determina, en parte, por la permeabilidad, y ésta puede ser calificada como:

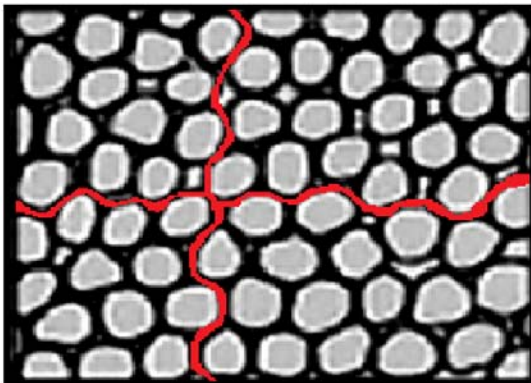
k (mD)	Calidad del yacimiento
< 1	Pobre
$1 < k < 10$	Razonable
$10 < k < 50$	Moderada
$50 < k < 250$	Buena
> 250	Muy buena

Tabla 2.8 Calidad del yacimiento con base en su permeabilidad.

Algunos factores que afectan la magnitud de la permeabilidad absoluta son:

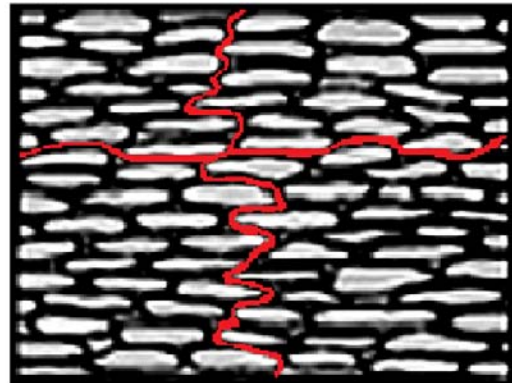
Tamaño y forma de los granos: En las rocas clásticas las permeabilidades absolutas verticales y horizontales son fuertemente afectadas por el tamaño y la forma de los granos. Si la roca está compuesta principalmente de granos uniformemente redondos y grandes, ver Figura 2.18a, su permeabilidad será relativamente alta y tendrá la misma magnitud en ambas direcciones. Sin embargo, si el arreglo está compuesto por granos igual de grandes pero alargados, ver Figura 2.18b, la permeabilidad horizontal será mayor que la vertical. El primer caso se caracteriza por una trayectoria de flujo relativamente sin restricciones, mientras que el segundo está relativamente restringida o tortuosa.

a) Granos grandes y redondeados



Permeabilidad horizontal, $K_H = 2000$ mD
Permeabilidad vertical, $K_V = 1800$ mD

b) Granos grandes y alargados



Permeabilidad horizontal, $K_H = 2000$ mD
Permeabilidad vertical, $K_V = 800$ mD

Figura 2.18 Efecto de a) granos grandes y esféricos y b) granos grandes y alargados en la permeabilidad absoluta.

La mayoría de los yacimientos petroleros en rocas clásticas tienen permeabilidades absolutas verticales menores comparadas a las horizontales, debido a que los granos son pequeños y de forma irregular¹⁸, ver Figura 2.19.

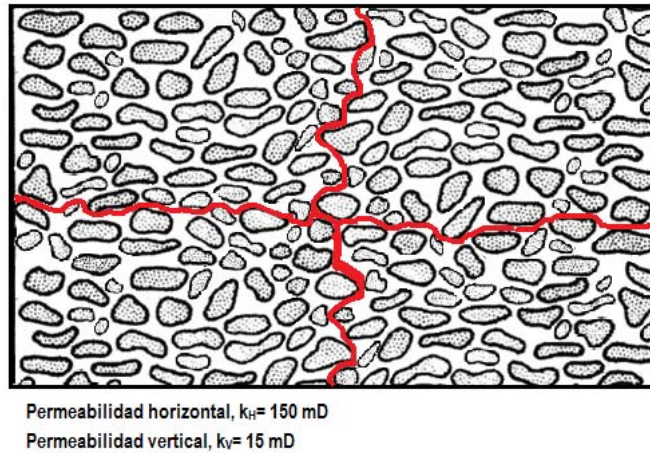


Figura 2.19 Efecto de granos pequeños e irregulares en la permeabilidad.

Tamaño y geometría de los poros: Las partículas que forman las rocas sedimentarias clásticas tienen un rango de tamaño amplio, por lo tanto, los espacios porosos que se generan no son uniformes. En particular, existen espacios angostos o reducidos llamados garganta de poro separados por espacios amplios o grandes llamados cuerpo del poro o simplemente poro.

El radio de garganta de poro se define como el radio del círculo trazado perpendicular a la dirección del flujo dentro del punto más estrecho de la conexión entre poros; mientras que el radio de un poro es el radio de la esfera más grande que se pueda colocar dentro del poro, ver Figura 2.20.

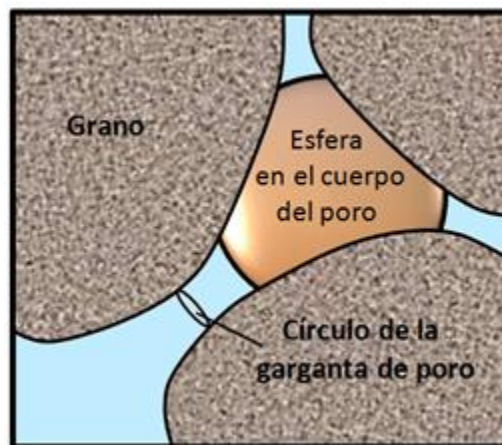


Figura 2. 20 Ilustración del significado de radio y garganta de poro.

La técnica normalmente empleada en laboratorio para determinar la distribución del tamaño de poro en una muestra de roca es la inyección de mercurio, la cual se utiliza para obtener datos de presión capilar, los cuales básicamente proveen la estructura interna del medio poroso. La ventaja de la inyección de mercurio es que se pueden alcanzar presiones muy altas, permitiendo que poros muy pequeños sean invadidos con ese fluido, ver Figura 2.21, por lo que un gran número de datos de presión pueden tomarse en un amplio rango de saturación de mercurio. Washburn¹⁹ sugirió cómo obtener la distribución del espacio poroso a partir de mediciones de volumen inyectado de mercurio vs. presión aplicada.

Las curvas de presión capilar indican la secuencia en la cual el mercurio invade los poros de diferentes tamaños en la roca. En la parte inicial de la curva, a presiones capilares bajas, el mercurio invade los poros más grandes, conforme la presión capilar se incrementa gradualmente el mercurio invade los poros medianos, seguido de los poros más pequeños. Así, conforme la presión aplicada incrementa, el radio del poro que puede llenarse con mercurio disminuye y, consecuentemente, la cantidad total (acumulada) de mercurio introducido aumenta. En otras palabras, el mercurio (fase no mojante) no penetrará los poros hasta que la suficiente presión sea aplicada para forzar su entrada.

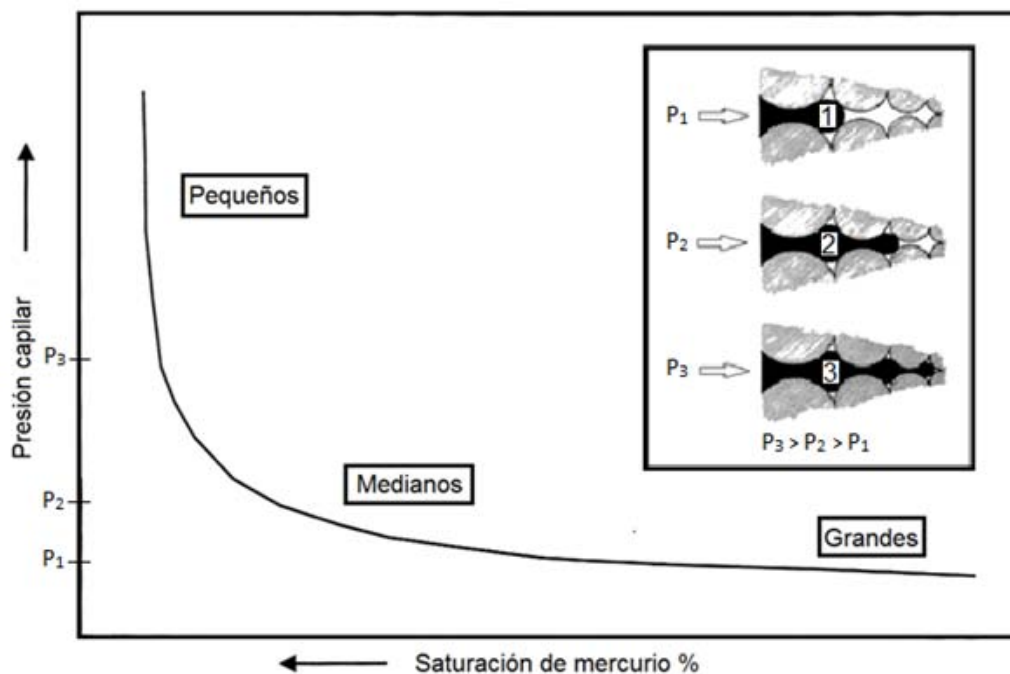


Figura 2.21 Representación esquemática de la invasión de mercurio en poros grandes, medianos y pequeños.

Tanto los poros como las gargantas de poro pueden clasificarse de acuerdo a rangos petrofísicos. Poros grandes no pueden contribuir al flujo a menos que se encuentren conectados con otros poros y esta contribución incrementa conforme el radio de garganta de poro y el número de gargantas de poros que los rodea también lo hacen.

Los sistemas porosos pueden caracterizarse dentro de rangos de tipos de poro, los cuales se definen de acuerdo al tamaño de su garganta. En la Tabla 2.8 se muestra la clasificación que se le puede dar a las rocas con base en la dimensión del radio de la garganta de sus poros. A cada uno de estos tipos de garganta de poros se les asigna el nombre de petrofacies, y van de una mayor a una menor calidad de la roca.

Tipos de gargantas de poro de acuerdo a su tamaño	Rango de tamaño (micrones)
Mega-porosa	> 10
Macro-porosa	de 2 a 10
Meso-porosa	de 0.5 a 2
Micro-porosa	de 0.1 a 0.5
Nano-porosa	< 0.1

Tabla 2.8 Clasificación de las rocas con base en el tamaño de la garganta de sus poros.

La medición del tamaño de poro a partir de la inyección de mercurio se basa en el comportamiento de líquidos no mojantes en un capilar, ver Figura 2.22. El radio del poro puede calcularse con la siguiente ecuación:

$$r = \frac{2\sigma_{am} \cos\theta_{am}}{P_{cam}} \quad (2.11)$$

donde:

- r = radio de la apertura de los poros.
- σ_{am} = es la tensión interfacial entre el aire y el mercurio.
- θ_{am} = es el ángulo de contacto entre la fase mojanete y la no mojanete.
- P_{cam} = es la presión capilar con mercurio.

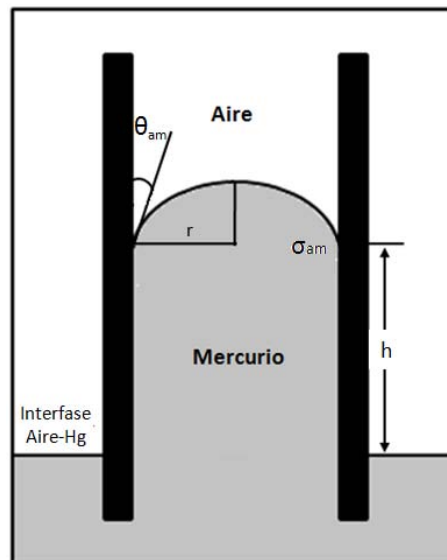


Figura 2.22 Esquema de la presión capilar entre dos fluidos en un tubo capilar.

Los parámetros de esta ecuación serán tratados con mayor detalle posteriormente. Mediante el uso de unidades consistentes, el radio del poro puede ser expresado en mm o μm .

Es importante notar que la variación del volumen de mercurio inyectado y su correspondiente presión es proporcional al número de poros con cierto radio en la muestra. Por lo tanto, la presión con la cual el mercurio penetra la muestra determina el radio del poro y el volumen incremental introducido determina el número relativo de poros con ese radio en la muestra. El volumen incremental introducido de mercurio o el porcentaje del espacio poroso ocupado por tal fluido vs. radio del poro proporciona una manera conveniente para obtener las características de distribución de poros.

La clasificación de la garganta de poro (*Pore throat sorting*) básicamente provee una medida de la geometría del poro y la clasificación de las gargantas de poro dentro de una muestra²⁰. Los valores de PTS son computarizados usando la siguiente ecuación de coeficiente de clasificación desarrollada por Trask²¹:

$$PTS = \sqrt{\frac{\text{Presión en el tercer cuartil}}{\text{Presión en el primer cuartil}}} \quad (2.12)$$

Las presiones en el primer y tercer cuartil representan la presión capilar a una saturación de mercurio de 25% y 75%, respectivamente. Así, un valor de PTS cercano a 1 indica que el medio poroso está bien clasificado, por lo tanto, las presiones capilares aplicadas para introducir esos porcentajes de mercurio en la muestra no cambian significativamente. Sin embargo, un valor de PST mucho mayor a 1 indica que la muestra está pobremente clasificada, evidenciada por un rápido incremento en la curva de presión capilar después de cruzar una saturación del 25%.

Laminación: minerales laminares, como la muscovita y lutitas laminares actúan como barreras para la permeabilidad vertical.

Contenido de arcillas: está relacionado no solo a la abundancia sino también a su mineralogía y a la composición de los fluidos almacenados en los poros. Éstas pueden hincharse y/o desplazarse debido a los cambios químicos de los fluidos o invasión del filtrado de lodo, disminuyendo el valor de permeabilidad.

Cementación: el cemento cubre los granos de la roca incrementando su tamaño y disminuyendo así el espacio poroso, la trayectoria de flujo se altera debido a la reducción de los poros y al taponamiento de algunas comunicaciones entre ellos (gargantas de poro), ver Figura 2.23.

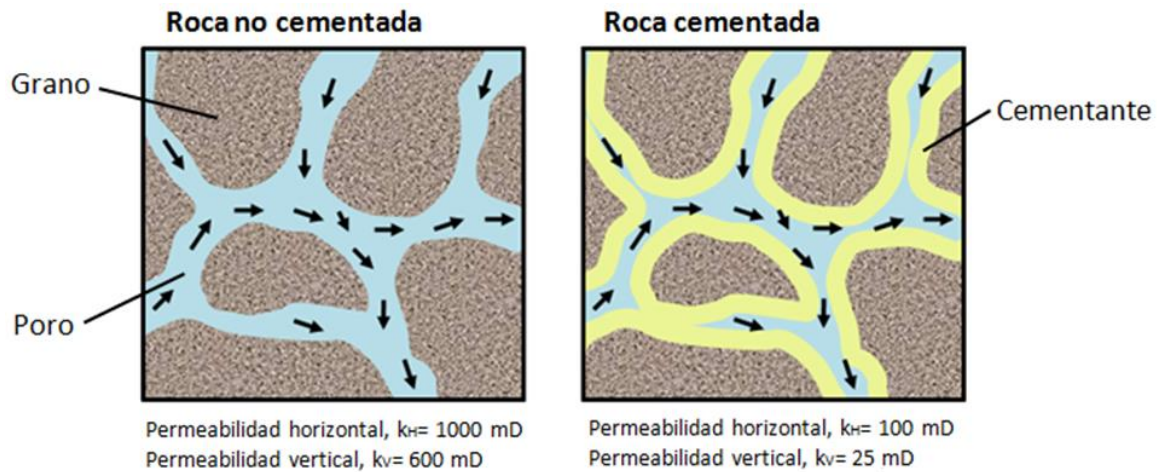


Figura 2.23 Efecto de la cementación en la permeabilidad absoluta.

Fracturamiento y solución: principalmente en los carbonatos, la disolución de minerales debido a la filtración de ácidos superficiales y subsuperficiales, a medida que pasan por los poros, provoca fracturas y fisuras que incrementan significativamente la permeabilidad del sistema.

2.2.3 TORTUOSIDAD (τ).

La tortuosidad es una característica del medio poroso que representa lo tortuoso de un canal de flujo, es decir, el grado de cambios de dirección (vueltas o rodeos) que tiene, ver Figura 2.24. Los poros interconectados de la roca que representan los canales de flujo de fluidos en el yacimiento no son tubos capilares rectos, por lo que es necesario definir la tortuosidad como la medida de la desviación que presenta el sistema poroso real respecto a un sistema equivalente de tubos capilares. La tortuosidad está muy relacionada con la variación del tamaño y la forma de los granos, así como con el tipo de empaquetamiento.

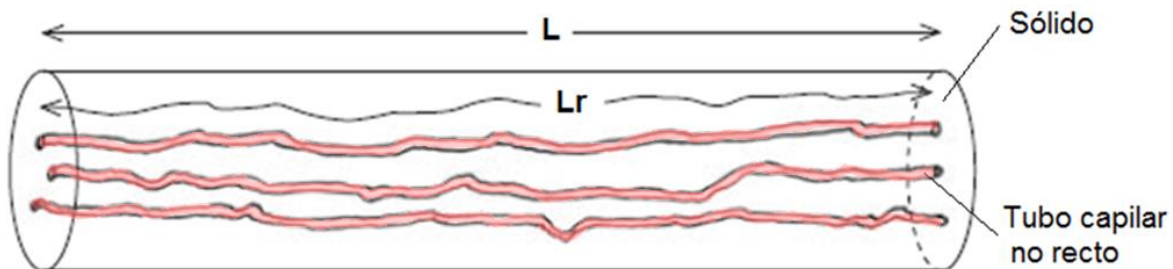


Figura 2.24 Representación esquemática de la tortuosidad en un modelo simple de medio poroso.

La tortuosidad se expresa mediante la siguiente relación:

$$\tau = \frac{Lr}{L} \quad (2.13)$$

donde:

- τ = tortuosidad (adimensional).
- Lr = Longitud real del trayecto del flujo.
- L = Longitud del modelo.

Algunos autores también expresan la tortuosidad como:

$$\tau = \left(\frac{Lr}{L}\right)^2 \quad (2.14)$$

La Figura 2.25 muestra la tortuosidad en una muestra de roca.

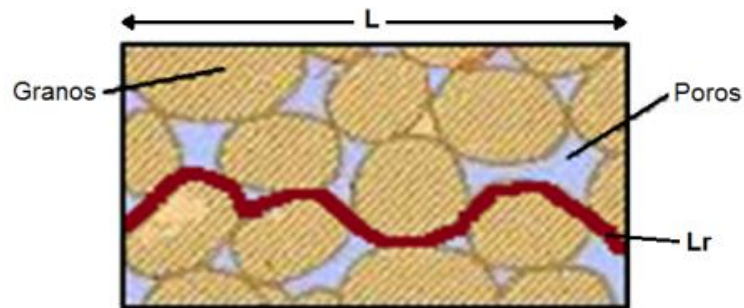


Figura 2.25 Representación de la tortuosidad en una muestra de roca.

A medida que el medio poroso se asemeja a tubos capilares rectos, la tortuosidad del sistema se aproxima a 1. El menor valor de tortuosidad que se puede obtener es 1, el cual se tiene cuando la longitud real de la trayectoria de flujo es igual a la longitud de la muestra de roca ($L=Lr$).

CAPÍTULO 3

CARACTERÍSTICAS Y PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE LOS YACIMIENTOS PETROLEROS.

Todos los yacimientos petroleros contienen al menos dos fluidos en sus poros, agua y aceite o gas y agua; sin embargo, en ocasiones pueden almacenar los tres fluidos. Un conocimiento básico de las propiedades físicas y químicas de éstos es esencial, debido a que muchos inconvenientes durante la exploración, producción (daño a la formación), recuperación mejorada, entre otros, están directamente asociados con el comportamiento subsuperficial de estas propiedades.

3.1 COMPOSICIÓN DE LOS HIDROCARBUROS.

Los hidrocarburos o petróleo son compuestos orgánicos que contienen sólo átomos de carbono e hidrógeno.

Aunque todos los hidrocarburos están compuestos principalmente de carbono e hidrógeno, la composición molecular o química difiere ampliamente, sobre todo en el aceite crudo, ya que las moléculas que lo forman son más grandes que las que forman los gases hidrocarburos.

De acuerdo a su estructura, los hidrocarburos están divididos en dos clases principales: alifáticos y aromáticos. Los alifáticos están subdivididos en familias o series llamadas: alcanos, alquenos, alquinos y ciclo-alifáticos, ver Figura 3.1.

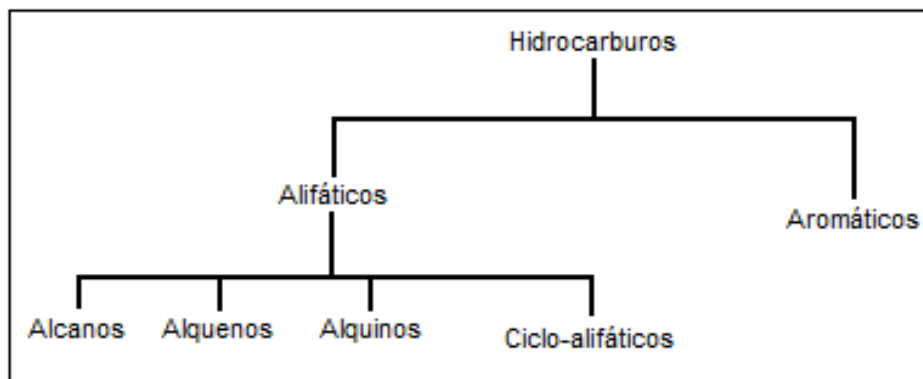


Figura 3.1 Clasificación de los principales hidrocarburos de acuerdo a su estructura.

3.1.1 HIDROCARBUROS ALIFÁTICOS.

a) ALCANOS (PARAFINAS).

Es el grupo más importante de los compuestos que forman los hidrocarburos. Los alcanos son hidrocarburos saturados con una fórmula general C_nH_{2n+2} . Para valores de $n < 5$ las parafinas son gaseosas a condiciones normales de presión y temperatura. Para valores de $5 < n < 15$ las parafinas están en estado líquido a condiciones normales de presión y temperatura; y para valores de $n > 15$ las parafinas son de líquidos viscosos a ceras sólidas.

Se les llama hidrocarburos saturados porque los átomos de carbono se unen a tantos átomos de hidrógeno como sea posible, es decir, los átomos de carbono están saturados con átomos de hidrógeno. A este tipo de hidrocarburos se les conoce como parafinas en la industria petrolera.

Conforme los átomos de carbono incrementan, éstos pueden estar unidos entre sí, ya sea en cadenas continuas o ramas, ver Figura 3.2.

Las cadenas continuas de hidrocarburos se conocen como hidrocarburos normales y se les antepone el prefijo "normal" o simplemente la letra "n" al nombre. El prefijo "iso" se utiliza para sustancias con dos grupos metil (CH_3) unidas a un carbono. El prefijo "neo" denota tres grupos metil unidos a un átomo de carbono al final de una cadena (similar al caso de "iso"). A estas configuraciones se les da el nombre de isómeros, que significa que tienen la misma fórmula molecular, en este caso C_5H_{12} , pero diferente estructura atómica. Por lo tanto, a pesar del que el peso molecular permanece igual, ciertas propiedades físicas son diferentes.

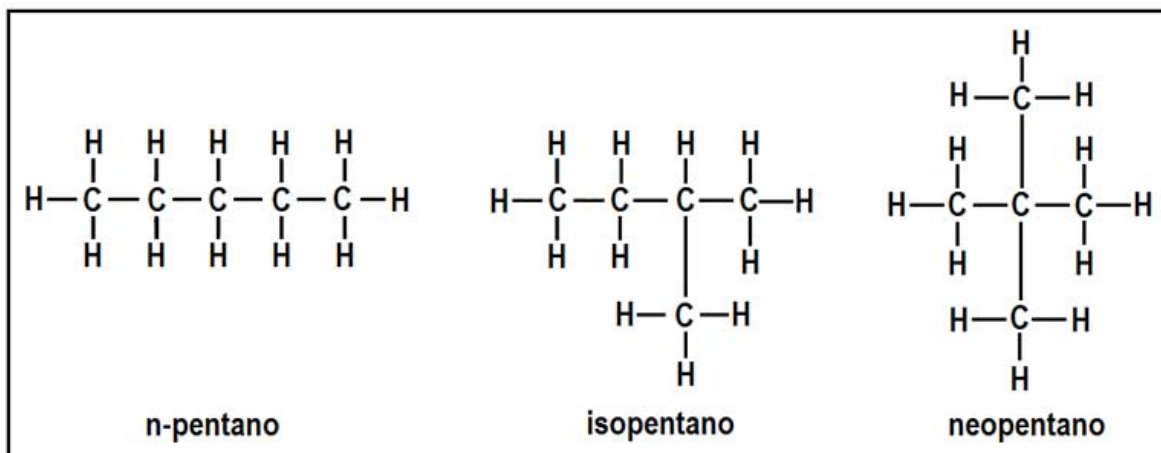


Figura 3.2 Diferentes estructuras atómicas de los alcanos.

Las parafinas se presentan de manera abundante en el aceite crudo. Las diferentes estructuras de cadena recta dominan sobre las ramificadas.

b) ALQUENOS.

Esta familia de hidrocarburos también es llamada olefinas y comúnmente es conocida por este nombre en las industrias petrolera y química. La fórmula general para las olefinas es C_nH_{2n} . Ejemplos comunes de los alquenos u olefinas incluyen el etileno y propileno, ver Figura 3.3. La presencia de olefinas en hidrocarburos de origen natural es por lo general un fenómeno poco frecuente, normalmente se producen en complejos petroquímicos a partir de la materia prima, usualmente alcanos ligeros.

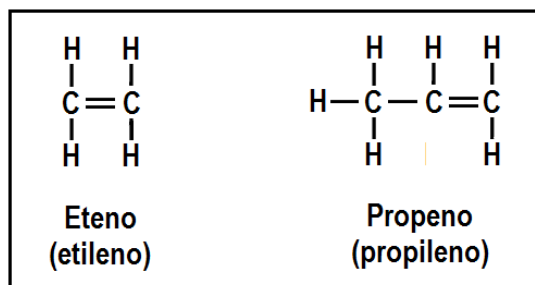


Figura 3.3 Estructura atómica de algunos alquenos.

c) ALQUINOS.

La fórmula general para los alquinos es C_nH_{2n-2} . Algunos ejemplos comunes son sustancias como el acetileno y propino, ver Figura 3.4. Similar a los alquenos, pocas veces se encuentran en los hidrocarburos de origen natural y usualmente se producen en plantas petroquímicas que utilizan como materia prima hidrocarburos más ligeros.

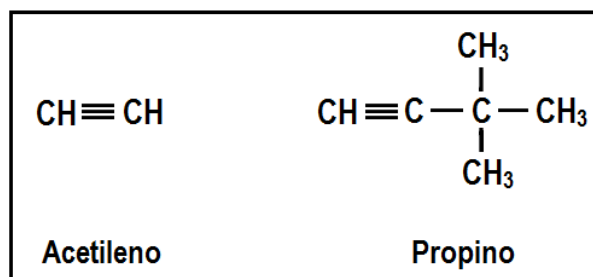


Figura 3.4 Estructura atómica de algunos alquinos.

d) CICLO-ALIFÁTICOS.

Muchos compuestos de hidrocarburos están unidos en forma de anillos en lugar de cadenas, ver Figura 3.5. A este tipo de compuestos se les llama compuestos cíclicos e incluyen ciclo-alcanos y ciclo-alquenos. Los ciclo-alquenos o ciclo-parafinas se conocen en la industria petrolera como

naftenos. Éstos son anillos saturados. Conforman el segundo grupo más importante de hidrocarburos encontrado en el aceite crudo. La fórmula general está dada por C_nH_{2n} . Diferente a las parafinas todos los naftenos son líquidos a temperaturas y presiones normales. Éstos representan alrededor del 40% de aceite ligero y pesado.

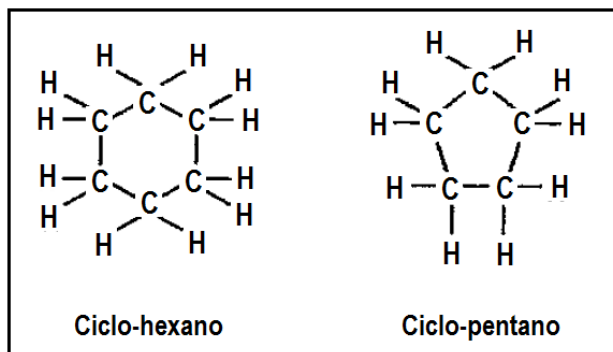


Figura 3.5 Estructura atómica de algunos ciclo-alifáticos.

3.1.2 HIDROCARBUROS AROMÁTICOS.

Los compuestos aromáticos son el tercer grupo más importante de hidrocarburos comúnmente presentes en los crudos. Su estructura molecular se basa en anillos formados por seis átomos de carbono. El miembro más simple de la familia es el benceno (C_6H_6), ver Figura 3.6. Los hidrocarburos aromáticos incluyen compuestos asfálticos. Estos compuestos se dividen en resinas y asfaltenos, los primeros son solubles en n-pentano, y los segundos no lo son. Los hidrocarburos aromáticos son líquidos a condiciones normales de presión y temperatura. Éstos se presentan en cantidades relativamente menores (alrededor del 10%) en aceites ligeros, pero incrementan en cantidad (a más del 30%) en aceites pesados. El tolueno ($C_6H_5CH_3$) es el compuesto aromático más común de los crudos, seguido por el xileno ($C_6H_4(CH_3)_2$) y el benceno (C_6H_6).

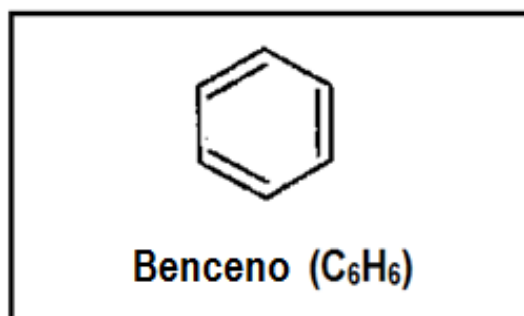


Figura 3.6 Estructura atómica del benceno, cada vértice representa un átomo de carbono y cada átomo está enlazado a un átomo de hidrógeno.

3.2 GASES HIDROCARBUROS.

3.2.1 COMPOSICIÓN QUÍMICA DE LOS GASES HIDROCARBUROS.

En la industria petrolera el gas natural se define como “una mezcla de hidrocarburos y diferentes cantidades de no hidrocarburos que existen en fase gaseosa o en solución con el aceite en un yacimiento”.

Los gases de los yacimientos petroleros se componen principalmente de hidrocarburos de la serie de alcanos o parafinas, contienen normalmente metano o etano del 80 a 90% en volumen. El resto de estos gases consiste de propano y otros hidrocarburos más pesados e impurezas. Por lo tanto, considerando el rango limitado de los componentes, el análisis composicional de los yacimientos de gas se obtiene fácilmente mediante técnicas como análisis cromatográfico y destilación a bajas temperaturas.

Los gases encontrados en el subsuelo se pueden clasificar en dos grupos: de origen orgánico y de origen inorgánico, ver Figura 3.7.

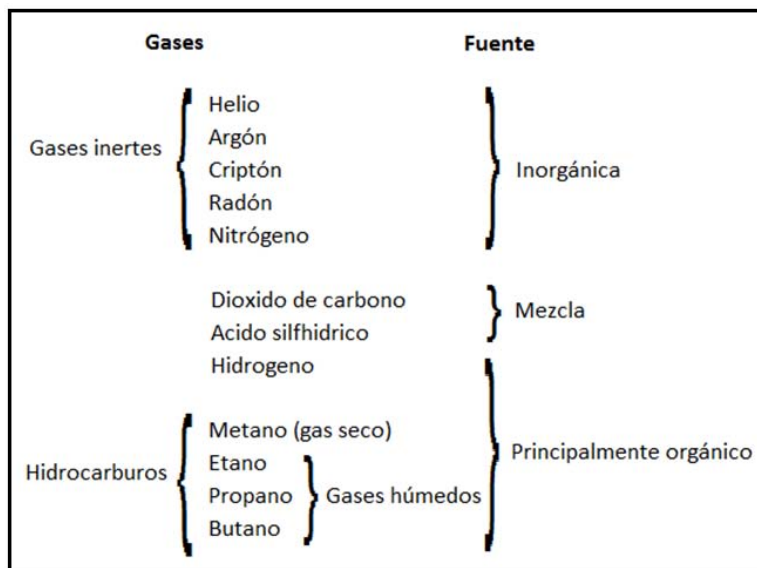


Figura 3.7 Diferentes gases presentes en los yacimientos petroleros.

3.2.2 PROPIEDADES FÍSICAS DE LOS GASES HIDROCARBUROS.

El Instituto Americano del Petróleo (API), la Asociación Americana de Geólogos del Petróleo (AAPG) y la Sociedad de Ingenieros Petroleros (SPE) subclasifican el gas natural encontrado en los yacimientos en disuelto, asociado y no asociado. El gas disuelto es el que está en solución en el aceite a condiciones de yacimiento; el gas asociado, se conoce comúnmente como casquete de

gas y se presenta en forma continua sobre la fase de aceite; el gas no asociado es aquel que se presenta en yacimientos que no contienen cantidades importantes de aceite.

Los gases hidrocarburos son una mezcla de gases que tienen un comportamiento real, por lo que muchas de sus propiedades se determinan a partir de la ecuación de compresibilidad para gases reales:

$$pV = znRT \quad (3.1)$$

donde:

- p : es la presión.
- V : es el volumen.
- n : el número de moles.
- R : es la constante universal de los gases.
- T : es la temperatura.
- z : es el factor de compresibilidad o factor de desviación del gas.

a) DENSIDAD DE UNA MEZCLA DE GASES (ρ_g).

La determinación de la densidad para una mezcla de gases está dada por la siguiente ecuación:

$$\rho_g = \frac{n}{V} MW_g = \frac{P}{zRT} MW_g \quad (3.2)$$

donde MW_g es el peso molecular aparente o promedio de la mezcla de gases, el cual se obtiene con la siguiente ecuación:

$$MW_g = \sum_{i=1}^n Y_i MW_i \quad (3.3)$$

donde Y_i es la fracción mol y MW_i es el peso molecular, ambos del componente i en la mezcla. Todo en unidades consistentes.

b) GRAVEDAD ESPECÍFICA O DENSIDAD RELATIVA DE UN GAS (γ_g).

La gravedad específica de un gas se define como la relación entre la densidad del gas y la densidad del aire, ambas medidas a las mismas condiciones de presión y temperatura. Se representa con la siguiente ecuación:

$$\gamma_g = \frac{\rho_g}{\rho_{aire}} \quad (3.4)$$

c) VISCOSIDAD DE UNA MEZCLA DE GASES (μ_g).

La viscosidad de un fluido es una medida de su resistencia al flujo y se expresa en unidades de centipoise (cp).

La viscosidad de un gas es función de su presión y temperatura, ésta disminuye conforme la presión y la temperatura lo hacen; sin embargo, es importante considerar el efecto de la temperatura a diferentes presiones. A presiones bajas la viscosidad del gas incrementa conforme la temperatura incrementa, mientras que a presiones altas, ésta disminuye conforme la temperatura incrementa, ver Figura 3.8.

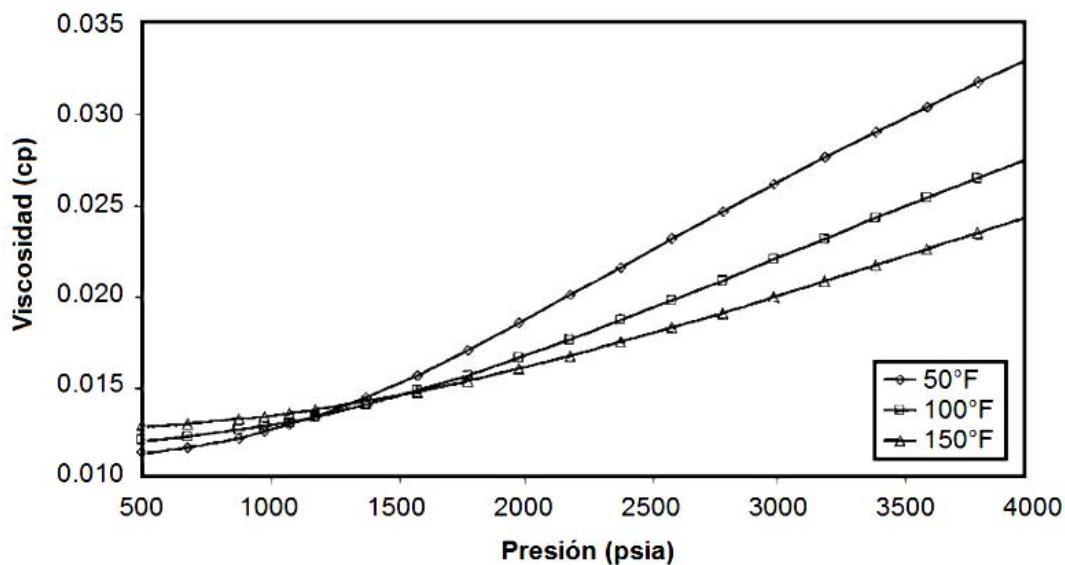


Figura 3.8 Variación de la viscosidad del gas con respecto a la presión a diferentes temperaturas.

Los experimentos para determinar la viscosidad de un gas (μ_g) generalmente son complicados, por lo que, normalmente, esta propiedad se obtiene a partir de correlaciones. La siguiente correlación puede utilizarse para calcular la viscosidad de una mezcla de gases cuando la composición de la mezcla y las viscosidades de sus componentes se conocen a las presiones y temperaturas de interés.

$$\mu_g = \frac{\sum_j \mu_{gi} y_j M_j^{1/2}}{\sum_j y_j M_j^{1/2}} \quad (3.5)$$

donde:

- μ_{gi} = la viscosidad de la fracción mol correspondiente, en cp.
- y_j = la fracción mol de cada componente de la mezcla.
- M_j = el peso molecular de la fracción mol correspondiente

d) COEFICIENTE DE COMPRESIBILIDAD ISOTÉRMICA DE UN GAS (C_g).

A condiciones de yacimiento, los procesos normalmente se consideran isotérmicos. El coeficiente de compresibilidad isotérmico de un gas se define como el cambio fraccional del volumen de gas conforme la presión cambia, esto a una temperatura constante, y se expresa matemáticamente con la siguiente ecuación:

$$C_g = - \left(\frac{1}{V_g} \right) \left(\frac{\partial V}{\partial P} \right)_T \quad (3.6)$$

La representación gráfica del coeficiente de compresibilidad isotérmico del gas se muestra en la Figura 3.9.

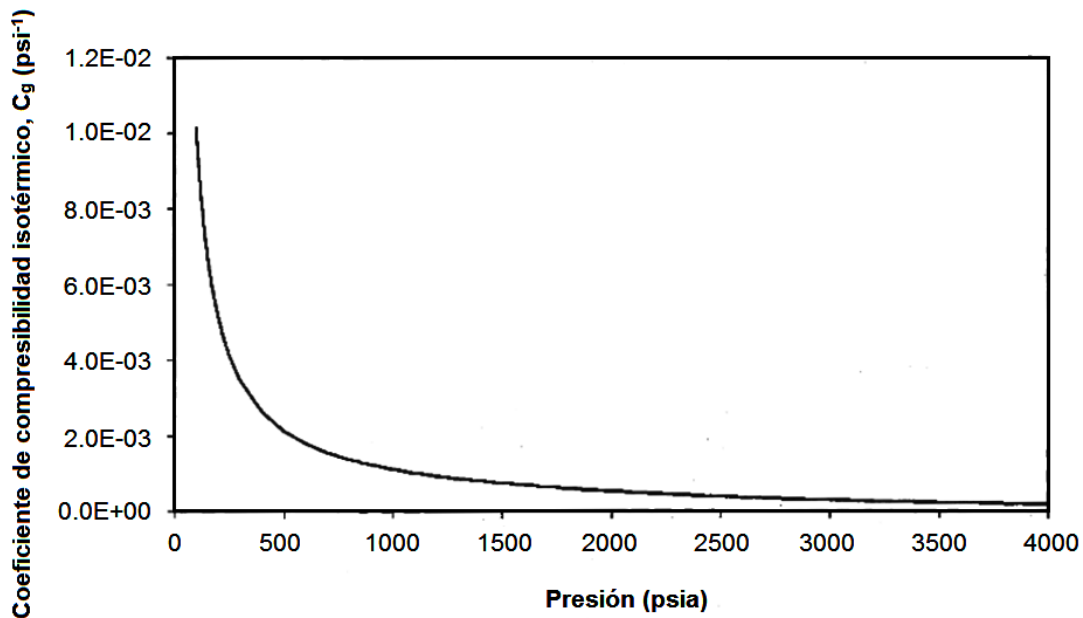


Figura 3.9 Variación del coeficiente de compresibilidad del gas con respecto a la presión a $T = \text{cte}$.

e) FACTOR DE VOLUMEN DEL GAS (B_g).

El factor de volumen del gas se define como el volumen de gas a condiciones de yacimiento requerido para producir un pie cúbico de gas a condiciones superficiales. Usualmente se expresa en $\text{ft}^3 @ \text{c.y} / \text{ft}^3 @ \text{c.s}$, donde c.y representan las condiciones de yacimiento y c.s las condiciones estándar.

$$B_g = \frac{V_g @ \text{c.y}}{V_g @ \text{c.s}} \quad (3.7)$$

El factor de volumen del gas puede calcularse como el volumen ocupado por el gas a las condiciones de yacimiento dividido por el volumen ocupado por la misma masa de gas a condiciones estándar. Su comportamiento con respecto a la presión se muestra en la Figura 3.10.

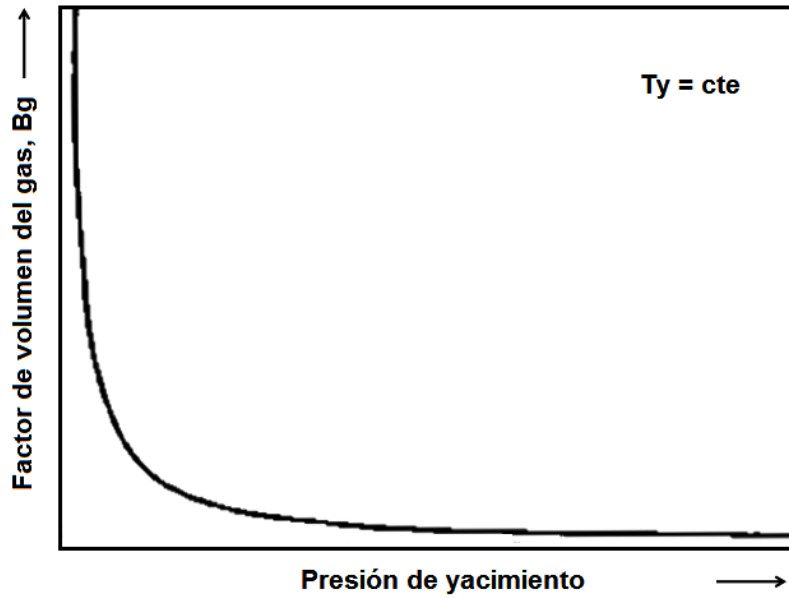


Figura 3.10 Comportamiento típico del factor de volumen del gas como función de la presión a $T = \text{cte}$.

f) FACTOR DE VOLUMEN DEL GAS HÚMEDO (B_{wg}).

Las ecuaciones para determinar el factor de volumen del gas en yacimientos de gas seco no aplican para yacimientos de gas húmedo. En este tipo de yacimientos, el factor de volumen del gas se define como el volumen de gas a condiciones de yacimiento requerido para producir un barril de líquido a condiciones superficiales. Por definición:

$$B_{wg} = \frac{\text{Volumen de gas a condiciones de yacimiento}}{\text{Volumen de líquido a condiciones estándar}} \quad (3.8)$$

El tratamiento para gases húmedos también puede aplicarse a yacimientos de gas y condensados, siempre y cuando la presión en el yacimiento sea mayor a la presión de rocío del gas retrógrado. A presiones por debajo del punto de rocío, análisis de laboratorio especiales se requieren para la Ingeniería de Yacimientos de gas y condensados.

3.3 HIDROCARBUROS LÍQUIDOS.

3.3.1 COMPOSICIÓN QUÍMICA DE LOS HIDROCARBUROS LÍQUIDOS.

La clasificación química de los yacimientos de aceite no es tan simple como la de los gases, ya que las moléculas que contienen abarcan un rango bastante amplio de moléculas grandes e intermedias, usualmente agrupadas como fracción plus. Mientras que la molécula más pequeña (metano, CH₄) tiene un peso molecular de 16 (12 g/mol y 4 g/mol correspondientes al átomo de carbono y los 4 de hidrógeno, respectivamente), la molécula más grande puede alcanzar un peso molecular de hasta 10000 o más, por lo tanto, identificar cada uno de los componentes en los yacimientos de aceite es casi imposible.

El análisis químico promedio de los aceites, conocido como PIANO, incluye la identificación de las parafinas, iso-parafinas, aromáticos, naftenos y olefinas, o análisis PONA en caso de que todas las parafinas se agrupen. Sin embargo, considerando la rareza de las olefinas en los hidrocarburos de origen natural y la agrupación de todas las parafinas, el análisis químico se simplifica o reduce a sólo la determinación de las parafinas, naftenos y aromáticos, recibiendo el nombre de análisis PNA.

Ya que las moléculas más pequeñas (6 átomos de carbono o menos) normalmente son parafinas, el análisis químico del aceite usualmente se realiza después de que la mayoría de las moléculas ligeras son removidas. Con base en este tipo de análisis, los yacimientos de aceite dominados por un grupo en particular reciben el nombre de parafínicos, nafténicos y aromáticos.

3.3.2 PROPIEDADES FÍSICAS DE LOS HIDROCARBUROS LÍQUIDOS.

El aceite crudo se define como “una mezcla de hidrocarburos que existe en los yacimientos en fase líquida y permanece líquida a la presión atmosférica”. En apariencia, los crudos varían desde un color amarillo paja, verde y café hasta negro. Algunas de sus propiedades físicas más importantes son las siguientes:

a) DENSIDAD DEL ACEITE (ρ_o).

La densidad de un fluido se define como la relación que existe entre la masa (m) y el volumen (V) de éste, es una propiedad intensiva, es decir, independiente de la masa. Su expresión matemática es:

$$\rho_o = \frac{m}{V} \quad (3.9)$$

b) GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL ACEITE (γ_o).

La gravedad específica del aceite, también llamada densidad relativa, se define como la relación entre la densidad del aceite (ρ_o) y la densidad del agua (ρ_w), ambas medidas a las mismas condiciones de presión y de temperatura.

$$\gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_w} \quad (3.10)$$

Ya que la densidad del aceite es función de la presión y la temperatura, es necesario designar condiciones estándar para reportar la gravedad específica. La industria petrolera ha adoptado como condiciones estándar la presión atmosférica y 60° F o 15.55°C de temperatura.

Por otro lado, la industria mundial de hidrocarburos clasifica el petróleo con base en su densidad API (parámetro internacional del *American Petroleum Institute*, que diferencia las calidades del crudo). La densidad API es función de la gravedad específica y se calcula con la siguiente fórmula:

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5 \quad (3.11)$$

Note que los grados °API son inversamente proporcional a la gravedad específica. De manera que, los aceites ligeros tienen valores API de más de 40° (gravedad específica de 0.83), mientras que los aceites pesados menores a 10° (gravedad específica de 1).

c) VISCOSIDAD DEL ACEITE (μ_o).

Como ya se mencionó anteriormente, la viscosidad es una medida de la resistencia al flujo por un fluido. La viscosidad del aceite puede obtenerse directamente mediante el viscosímetro o a partir de correlaciones, donde primero se determina la viscosidad del aceite muerto, μ_{od} , seguido de la viscosidad en el punto de burbuja. Con estos datos, la viscosidad del aceite puede determinarse a diferentes condiciones de presión y temperatura por debajo del punto de burbuja.

La viscosidad del aceite muerto, se calcula con la correlación de Glaso:

$$\mu_{od} = [3.141 (10^{10})](T)^{-3.444}[\log API]^a \quad (3.12)$$

donde a es:

$$a = 10.313 [\log(T)] - 36.447 \quad (3.13)$$

donde T es la temperatura.

La viscosidad del aceite a la presión de saturación o sea la viscosidad de un aceite saturado, μ_{ob} , es:

$$\mu_{ob} = (10)^a(\mu_{od})^b \quad (3.14)$$

los valores a y b son:

$$a = R_s [2.2 (10^{-7}) R_s - 7.4 (10^{-4})] \quad (3.15)$$

$$b = \frac{0.68}{10^c} + \frac{0.25}{10^d} + \frac{0.062}{10^e} \quad (3.16)$$

donde:

$$c = 8.62 (10^{-5}) R_s \quad (3.17)$$

$$d = 1.1 (10^{-3}) R_s \quad (3.18)$$

$$e = 3.74 (10^{-3}) R_s \quad (3.19)$$

Así, la viscosidad del aceite para un yacimiento bajo saturado (μ) puede calcularse a partir de la correlación de Standing:

$$\mu = \mu_{ob} + 0.001 (P - P_b) (0.024 \mu_{ob}^{1.6} + 0.038 \mu_{ob}^{0.56}) \quad (3.20)$$

La viscosidad el aceite se ve afectada por la presión y la temperatura; para una fase líquida, un incremento en la temperatura causa una disminución de la viscosidad, mientras que el mismo efecto en la viscosidad se tendrá si existe una disminución en la presión, ésto siempre y cuando sólo el efecto de la presión afecte al líquido.

En el caso de los fluidos del yacimiento, hay un tercer parámetro que afecta la viscosidad. Una disminución de la cantidad de gas en solución en el aceite genera un incremento en la viscosidad, y, por supuesto, la cantidad de gas en solución es una función directa de la presión.

A temperatura constante, para presiones mayores a la presión de saturación, la viscosidad del aceite disminuye casi linealmente conforme la presión lo hace, a esta condición las moléculas están más separadas y se mueven entre ellas con mayor facilidad.

Sin embargo, conforme la presión en el yacimiento disminuye por debajo del punto de burbuja, la composición del líquido cambia. El gas que se libera toma las moléculas más pequeñas del líquido, dejando el fluido remanente del yacimiento con relativamente más moléculas con formas largas y complejas. Este cambio en la composición del aceite genera un incremento significativo en la viscosidad del mismo, como se visualiza en la Figura 3.11.

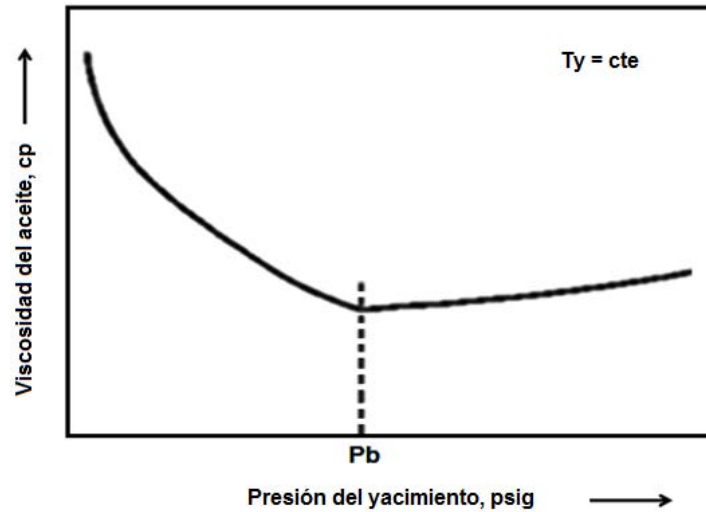


Figura 3.11 Comportamiento típico de la viscosidad del aceite en función de la presión a temperatura de yacimiento constante.

d) FACTOR DE VOLUMEN DEL ACEITE (B_o).

El factor de volumen del aceite se define como el volumen de aceite a condiciones de yacimiento requerido para producir un barril de aceite a condiciones superficiales.

$$B_o = \frac{\text{Volumen de aceite con su gas disuelto @ c.y}}{\text{Volumen de aceite @ c.s}} \quad (3.21)$$

La Figura 3.12 muestra el comportamiento del factor de volumen del aceite con respecto a la presión.

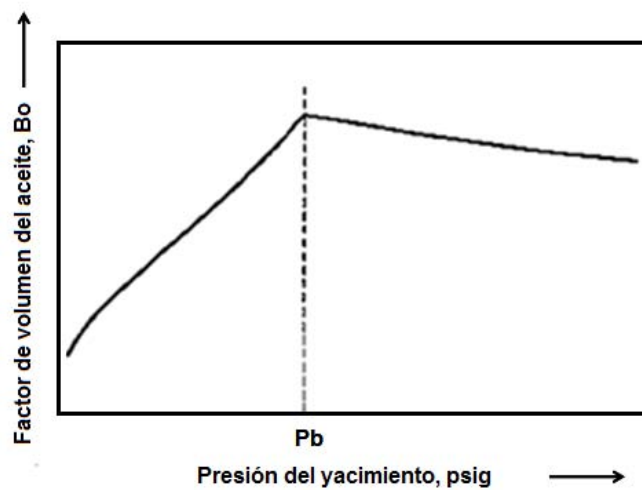


Figura 3.12 Comportamiento del factor de volumen del aceite en función de la presión a T=cte.

Para un yacimiento bajo saturado, el factor de volumen del aceite incrementa conforme la presión se acerca a la presión de saturación, esto se debe a la expansión del gas disuelto en el aceite. Cuando la presión del yacimiento alcanza la presión de burbuja y toma valores menores a ésta, el gas disuelto comienza a liberarse, lo que genera un incremento de gas libre y, consecuentemente, menos gas en solución, disminuyendo el valor del factor de volumen del aceite.

e) RELACIÓN DE SOLUBILIDAD (R_s).

La cantidad de gas disuelto en la fase líquida a condiciones de yacimiento está condicionada por la presión y la cantidad de moléculas ligeras presentes.

A una cierta temperatura de yacimiento ($T_y = \text{cte}$), se dice que el aceite está bajo saturado cuando la presión del mismo está por arriba del punto de burbuja, a esta condición todo el gas está disuelto en el aceite. Cuando la presión del yacimiento es igual a la presión de saturación se presenta un caso especial de saturación, en el cual la primera burbuja de gas se libera de una masa de aceite. Por último, cuando la presión está por debajo del punto de burbuja se dice que el aceite se encuentra en estado saturado y un ligero abatimiento de presión permitirá liberar una cantidad del gas disuelto.

A la cantidad de gas disuelto en el aceite a condiciones de yacimiento pero medido a condiciones estándar se le conoce como relación de solubilidad, R_s , y se representa con la siguiente ecuación:

$$R_s = \frac{(\text{volumen de gas disuelto @ c.y}) @ c.s}{\text{volumen de aceite @ c.s}} \quad (3.22)$$

La Figura 3.13 representa el comportamiento de la R_s con respecto a la presión.

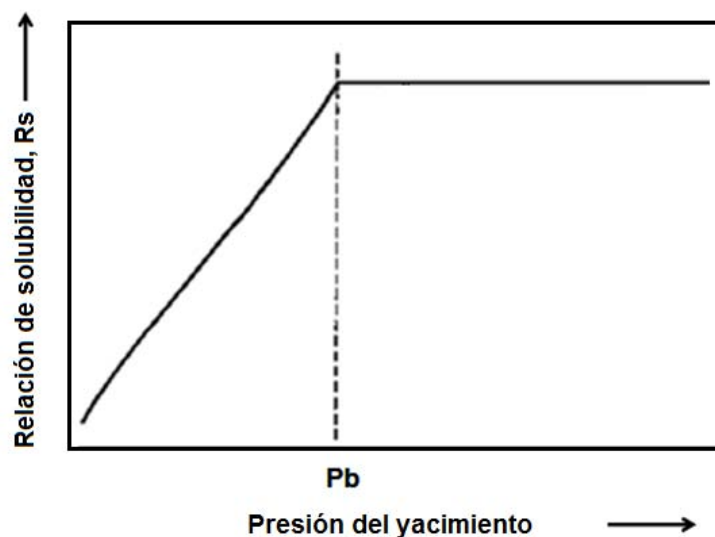


Figura 3.13 Comportamiento típico de la relación de solubilidad con respecto a la presión a $T = \text{cte}$.

3.4 CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y QUÍMICAS DE LOS CINCO TIPOS DE FLUIDOS (HIDROCARBUROS) DE LOS YACIMIENTOS PETROLEROS.

Los fluidos de los yacimientos petroleros se clasifican dentro de los siguientes tipos:

- Aceite negro.
- Aceite volátil.
- Gas y condensado.
- Gas húmedo.
- Gas seco.

Cada uno de estos fluidos se caracteriza con base en diferentes propiedades físicas y químicas, y exhiben un comportamiento de fase singular a diferentes condiciones de presión y temperatura. Las características y propiedades generalmente utilizadas para identificar estos fluidos son: la gravedad API, la viscosidad, el color de los hidrocarburos y la composición química.

En la Tabla 3.1 se muestran los valores que normalmente toman dichas propiedades para los diferentes tipos de hidrocarburos de los yacimientos.

Fluido del yacimiento	Gravedad API	Viscosidad (cp)	Color en el tanque de almacenamiento	Composición química
Aceite negro	15-40	2-100	oscuro, a menudo negro	> 20% de fracciones heptano plus (una gran cantidad de componentes pesados)
Aceite volátil	45-55	0.25-3	café, naranja o verde	Relativamente menos componentes pesados y más intermedios (etano hasta hexano)
Gas y condensado	> 50	≈ 0.25	colores claros o blanco	Menos componentes pesados y más intermedios (en relación con los aceites volátiles)
Gas húmedo	> 60	≈ 0.25	blanco	Predominan las moléculas más pequeñas (principalmente etano, butano y propano)
Gas seco	*****	0.02 - 0.05	*****	Principalmente metano y algunos componentes intermedios

Tabla 3.1 Propiedades físicas y químicas de los diferentes fluidos de los yacimientos petroleros.

3.5 AGUA DE FORMACIÓN.

3.5.1 COMPOSICIÓN QUÍMICA DEL AGUA DE FORMACIÓN.

El agua de formación o salmuera se caracteriza por su composición en términos de los sólidos disueltos o sales. El sólido disuelto con mayor presencia en el agua de formación es el cloruro de sodio (NaCl). Otros sólidos encontrados son: el cloruro de potasio (KCl), cloruro de calcio (CaCl₂), cloruro de magnesio (MgCl₂), cloruro de estroncio (SrCl₂), sulfato de sodio (Na₂SO₄) y bicarbonato de sodio (NaHCO₃).

Aunque varias unidades pueden emplearse para describir el contenido de sólidos disueltos, la concentración a menudo se expresa en términos de miligramos de cada sólido por litro o simplemente en partes por millón (ppm). Partes por millón se refiere a gramos de sólidos por un millón de gramos de agua dulce. El agua de mar tiene una salinidad de alrededor de 35,000 ppm; sin embargo, las salinidades del agua de formación son mucho mayores, se han reportado aguas de formación con una salinidad de hasta 300,000 ppm.

La composición del agua de formación es de hecho una de las características más importantes porque la distribución relativa de sólidos disueltos tiene un impacto significativo (junto con la presión y temperatura) en la mayoría de las propiedades físicas de la misma. Algunas de las correlaciones para determinar algunas propiedades físicas del agua de formación se basan en agua pura, a las que se les aplica un factor de corrección, que depende del total de sólidos disueltos.

3.5.2 PROPIEDADES FÍSICAS DEL AGUA DE FORMACIÓN.

a) DENSIDAD DEL AGUA DE FORMACIÓN (ρ_w).

La densidad del agua de formación puede calcularse con base en su factor de volumen si la masa de gas disuelto en el agua a condiciones de yacimiento se desprecia. El factor de volumen del agua de formación relaciona el volumen de agua a condiciones de yacimiento con el volumen de agua a condiciones estándar, así que:

$$B_w = \frac{V_{wR}}{V_{wsc}} \quad (3.23)$$

o también puede definirse como:

$$B_w = \frac{\rho_{wsc}}{\rho_{wR}} \quad (3.24)$$

de donde resulta:

$$\rho_{wR} = \frac{\rho_{wsc}}{B_w} \quad (3.25)$$

donde:

- ρ_{wR} : es la densidad el agua de formación a condiciones de yacimiento en lb/ft³.
- ρ_{wSC} : la densidad del agua a condiciones estándar lb/std. ft³.
- BW : el factor de volumen del agua de formación en bbl/STB o ft³/std ft³.

b) VISCOSIDAD DEL AGUA DE FORMACIÓN (μ_w).

La viscosidad del agua de formación puede determinarse mediante la siguiente correlación:

$$\frac{\mu_{wR}}{\mu_{w1}} = 0.9994 + 4.0925 * 10^{-5}P + 3.1062 * 10^{-9}P^2 \quad (3.26)$$

donde:

- μ_{wR} : es la viscosidad a condiciones de yacimiento, cp.
- μ_{w1} : es la viscosidad del agua de formación a la presión atmosférica y temperatura del yacimiento, cp.
- P : es la presión, psia.

c) FACTOR DE VOLUMEN DEL AGUA (B_w).

El factor de volumen del agua representa el cambio en el volumen del agua cuando se pasa del yacimiento a la superficie. Los efectos que intervienen son tres:

1. La evolución del gas disuelto en el agua resultado de la disminución de la presión.
2. La ligera expansión del agua debido a la reducción de la presión.
3. El ligero encogimiento del agua debido a la reducción de la temperatura al ir desde el yacimiento a la superficie.

El cambio volumétrico del agua de condiciones de yacimiento a condiciones superficiales es significativamente menor que el del aceite, debido a que la solubilidad del gas es considerablemente mayor en este último. Adicionalmente, debido a la baja compresibilidad del agua, su expansión y encogimiento (resultado de los cambios en la presión y la temperatura, respectivamente), son pequeños y de algún modo se compensan. Por lo tanto, el factor de volumen del agua de formación es numéricamente bajo y generalmente cercano a 1.

Conforme la presión en el yacimiento disminuye desde una presión inicial hasta la presión de saturación, el factor de volumen del agua incrementa debido a la expansión del agua en el yacimiento.

Una disminución de la presión por debajo del punto de burbuja genera la liberación del gas dentro de los poros del yacimiento. La pérdida del volumen de líquido debido a la liberación de gas sólo compensa parcialmente la expansión del agua generada por la reducción de la presión, por lo que, el factor de volumen continúa incrementando conforme la presión en el yacimiento disminuye.

Note que el factor de formación del agua puede tomar valores menores a 1 bbl/STB. Esto ocurre a presiones altas, cuando la expansión de la salmuera causada por el cambio de presión durante el viaje a la superficie es mayor que el encogimiento producido por la disminución de la temperatura y la pérdida del gas.

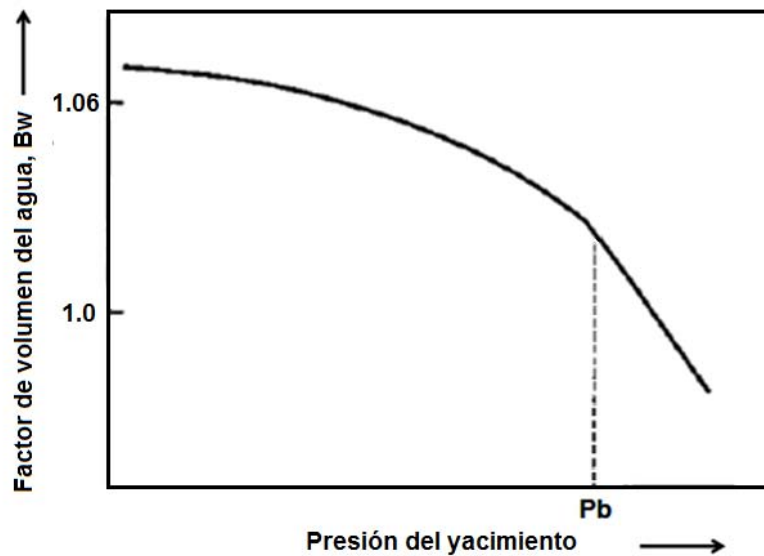


Figura 3.14 Comportamiento del factor de formación del agua con respecto a la presión a $T=cte$.

De acuerdo con las características de compresibilidad y expansión térmica del agua, a una temperatura constante, un incremento en la presión produce una disminución en el B_w , mientras a una presión constante, un incremento en la temperatura genera un incremento en el valor de B_w .

3.6 TÉCNICAS DE ANÁLISIS DE LOS FLUIDOS DE LOS YACIMIENTOS PETROLEROS.

La determinación del tipo de fluido es uno de los aspectos más importantes para la planeación del desarrollo de un campo y el manejo del yacimiento. El tipo de fluido de un yacimiento petrolero se determina principalmente con base en el análisis de laboratorio del comportamiento de fase de dicho fluido.

El análisis de laboratorio de un fluido es completamente dependiente de la muestra física del mismo y, por lo tanto, el proceso de obtención de la muestra, llamado muestreo (sampling), influye significativamente en la calidad de los datos medidos en el laboratorio, ya que si las muestras no son representativas, todas las mediciones hechas son inválidas.

El muestreo de fluidos se lleva a cabo mediante tres técnicas:

1. Muestreo subsuperficial (bottomhole).
2. Muestreo en la cabeza del pozo.
3. Muestreo superficial (sepador).

La recolección temprana de fluidos es necesaria para identificar adecuadamente el tipo de fluido, debido a que tan pronto como la presión de yacimiento cae por debajo de las presiones de saturación o de rocío, los fluidos del yacimiento forman las dos fases, gas y líquido, cambiando su composición original.

El comportamiento de fase y las propiedades de todos los fluidos de los yacimientos petroleros se determinan únicamente por cuatro variables primarias: presión, temperatura, química y la composición.

El modelo composicional, básicamente, da una descripción de la presencia y concentración (composición) de varios componentes en un fluido de yacimiento dado y modelos de ecuaciones de estado se utilizan para determinar su comportamiento de fase y sus propiedades físicas; debido a que los fluidos de los yacimientos petroleros tienen una gran variedad de componentes, la identificación y cuantificación de cada uno es casi imposible de realizar.

A continuación se dará una breve descripción de los métodos normalmente usados para caracterizar los fluidos de yacimiento.

3.6.1 ANÁLISIS CROMATOGRÁFICO.

En la industria petrolera la cromatografía usualmente se utiliza para determinar la composición de los gases hidrocarburos. Sin embargo, con avances recientes, es posible extender esta técnica, con una precisión aceptable, al análisis composicional de los hidrocarburos líquidos. Una de las mayores ventajas de la cromatografía es la capacidad de identificar componentes tan pesados como C_{80} ²² en cuestión de horas usando sólo una pequeña muestra del fluido.

Los elementos esenciales en un análisis cromatográfico incluyen la válvula de inyección, una columna porosa empaquetada, un gas portador (carrier gas), hornos a temperatura programada y detectores, ver Figura 3.15.

La muestra se introduce a través de la válvula de inyección a una zona, en donde es calentada hasta evaporizarse, posteriormente, es transportada por medio del gas portador (usualmente helio) a una columna que está empaquetada o internamente revestida con un líquido o sólido estacionario, lo que genera el fraccionamiento o partición de los componentes de la muestra de acuerdo, principalmente, con sus puntos de ebullición. Por lo tanto, los componentes volátiles o con puntos de ebullición relativamente bajos se remueven primero, seguidos por los componentes más pesados o con puntos de ebullición altos. Las temperaturas del horno están programadas de acuerdo a rangos de los puntos de ebullición de varios componentes. El gas portador lleva los componentes removidos a los detectores, donde sus concentraciones son relacionadas al área bajo la curva del tiempo de retención- respuesta del detector (cromatograma).

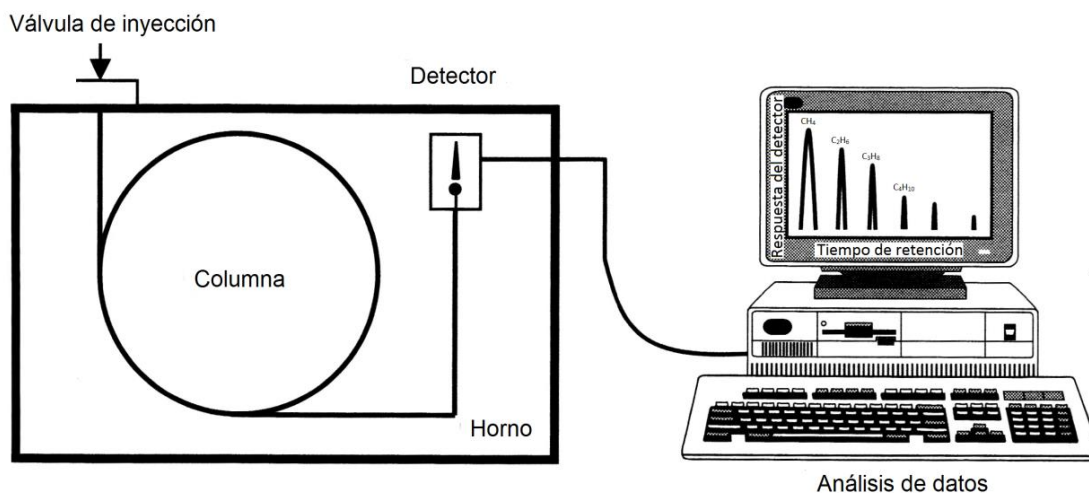


Figura 3.15 Representación esquemática de un equipo de cromatografía del gas.

La mayoría de los componentes con puntos de ebullición bajos se pueden identificar y analizar fácilmente con esta técnica (metano hasta pentano normal y componentes no hidrocarburos). Sin embargo, conforme el número de carbonos incrementa, muchos más isómeros y componentes pertenecientes a otros grupos también llegan a presentarse, lo que genera una considerable superposición de los picos, haciendo muy difícil obtener una determinación cuantitativa exacta de los componentes más pesados.

3.6.2 ANÁLISIS pVT.

Este tipo de pruebas están diseñadas para caracterizar el comportamiento de fase y las propiedades de los fluidos de yacimiento a condiciones de yacimiento simuladas.

La mayoría de las pruebas de laboratorio son experimentos de agotamiento, durante los cuales la presión del fluido del yacimiento se reduce en pasos sucesivos ya sea por expansión de la muestra o incrementando el volumen del fluido. La reducción de la presión da como resultado la formación de una segunda fase. Las dos fases, usualmente gas y líquido, están en equilibrio y varias propiedades físicas son medidas.

Los datos medidos como parte del análisis pVT son claves para un manejo adecuado de los yacimientos petroleros, los cuales incluyen la evaluación de reservas, desarrollo de un plan de recuperación, y también la determinación de la cantidad y la calidad de los fluidos producidos.

Las principales pruebas de este tipo son: la separación flash y la separación diferencial.

a) SEPARACIÓN FLASH.

También conocida como separación a volumen constante. En esta prueba la composición total del fluido de yacimiento o su masa original siempre permanece constante, debido a que ningún fluido, gas o líquido, es retirado de la celda pVT. El objetivo principal de este tipo de prueba es estudiar la relación PV del fluido de yacimiento y determinar su presión de saturación.

La Figura 3.16 muestra el proceso de separación de fases en este tipo de prueba para un aceite bajo saturado. Una muestra del fluido (en una sola fase) del yacimiento es colocada en la celda pVT. Se establecen la presión y la temperatura de yacimiento. Una vez establecidos estos valores, un experimento de agotamiento de presión se lleva a cabo aumentando el volumen en incrementos. Conforme la presión disminuye, el aceite se expande hasta alcanzar la presión de saturación, condición a la cual se genera la primera burbuja de gas. Conforme la presión continúa disminuyendo el aceite sufre un encogimiento resultado de la liberación del gas disuelto. El proceso de agotamiento continúa hasta alcanzar una presión baja predeterminada (usualmente la presión atmosférica) o hasta que la capacidad de la celda es alcanzada. Las celdas pVT se agitan con regularidad para asegurar que su contenido esté en equilibrio. El volumen total y el de la fase líquida son registrados en cada paso del proceso de agotamiento de presión.

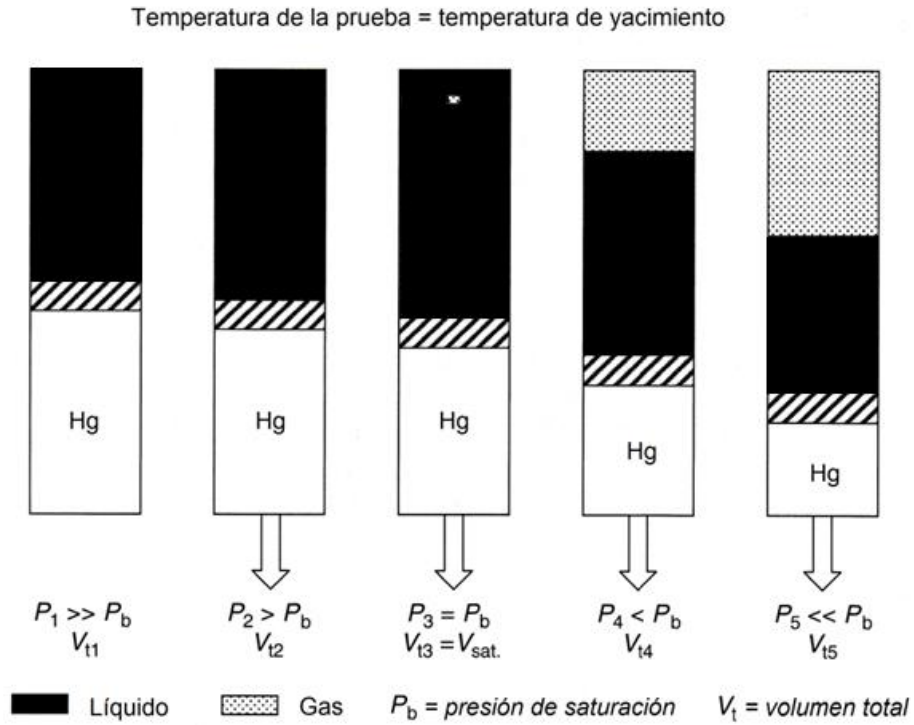


Figura 3.16 Representación esquemática del proceso de Separación Flash para un aceite bajo saturado.

Finalizada la prueba, los datos de presión-volumen (PV) son graficados. Un cambio en la pendiente de la línea que se obtiene de los datos, indica que se ha alcanzado la presión de saturación, ver Figura 3.17.

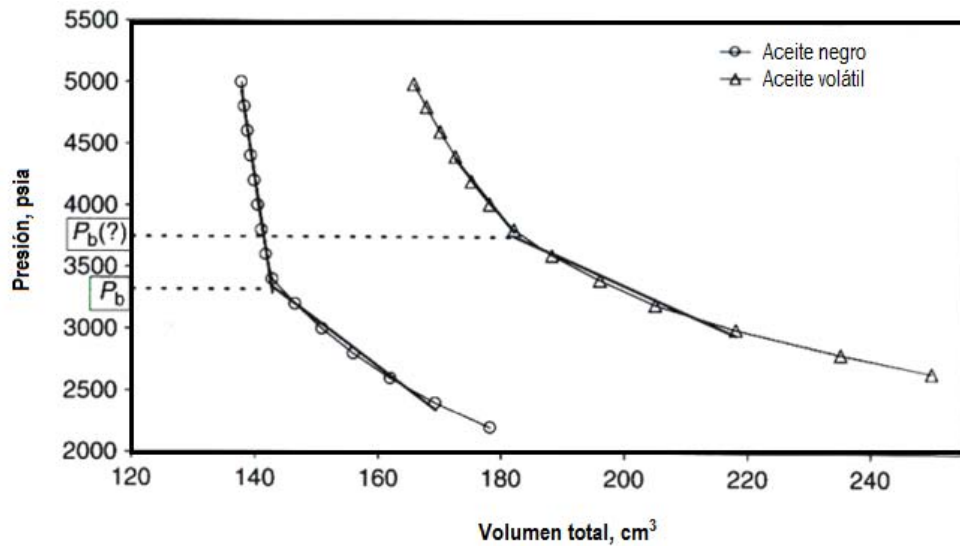


Figura 3.17 Comportamiento de la P-V para aceites negro y volátil.

b) SEPARACIÓN DIFERENCIAL.

El experimento de separación diferencial es el experimento de agotamiento clásico llevado a cabo en el aceite de yacimiento. La prueba se desarrolla a la temperatura de yacimiento para evaluar los cambios volumétricos y composicionales que presenta el aceite durante el proceso de explotación primario (agotamiento de presión) del yacimiento.

A diferencia de la separación flash, en este experimento el gas en solución, que es liberado de la muestra de aceite durante la reducción de la presión, es removido continuamente de la celda. Este tipo de separación, se caracteriza por una variación o cambio en la composición de los hidrocarburos, como se muestra en la Figura 3.18 para un aceite bajo saturado.

El experimento comienza a una presión mayor o igual a la presión de saturación. La presión se reduce debido al incremento del volumen de la celda, lo que genera la liberación de una cierta cantidad de gas disuelto, el cual es extraído o expulsado debido a la reducción del volumen de la celda, cuando la presión se ha estabilizado, y los volúmenes de gas y líquido están en equilibrio. El procedimiento se realiza en 10 o 15 etapas de presión hasta la presión atmosférica. En cada etapa se miden el volumen de aceite remanente en la celda, el volumen de gas expulsado a las condiciones de la celda y a las estándar y la gravedad específica del gas. En la última etapa (a la presión atmosférica) la temperatura de la celda se reduce a 60 °F y se mide el volumen de líquido remanente en la celda.

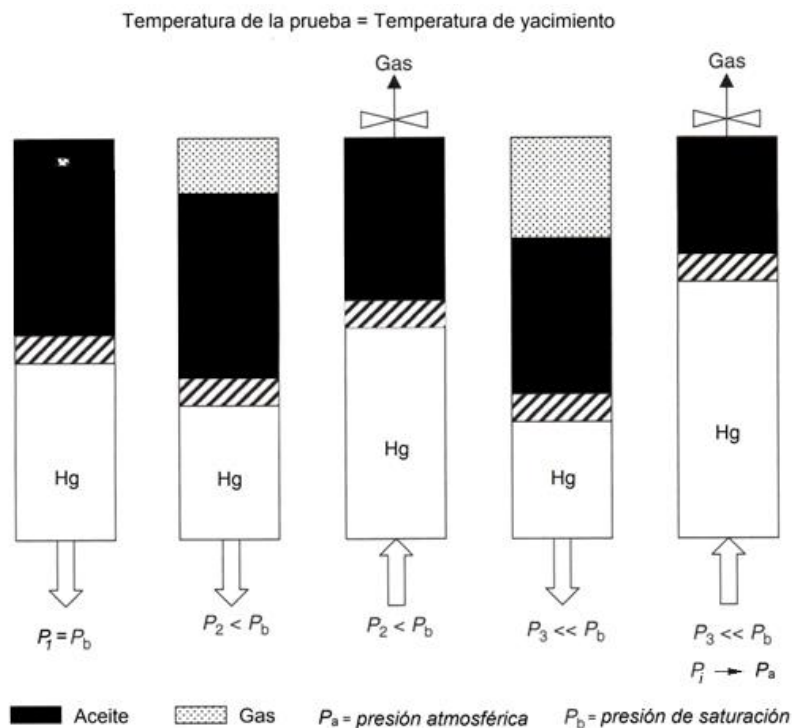


Figura 3.18 Representación esquemática del proceso de Separación Diferencial para un aceite bajo saturado.

CAPÍTULO 4

CARACTERÍSTICAS Y PROPIEDADES DEL SISTEMA ROCA-FLUIDOS DE LOS YACIMIENTOS PETROLEROS.

4.1 SATURACIÓN DE FLUIDOS.

Una propiedad importante del sistema roca-fluidos, que requiere ser determinada, es la cantidad de fluidos presentes en un yacimiento. Mientras que la porosidad representa la capacidad máxima de una roca de yacimiento para almacenar fluidos, la saturación de fluidos o saturación del espacio poroso indica cuánta de esta capacidad de almacenamiento es ocupada por los diferentes fluidos presentes en el yacimiento (aceite, agua y gas).

La saturación de fluidos se define como la relación entre el volumen de un fluido en una muestra de roca y el volumen poroso de la muestra. En otras palabras, es la fracción o porcentaje del volumen poroso de una roca ocupado por un fluido en particular (gas, aceite o agua) expresado por la siguiente ecuación:

$$\text{Saturación de fluido} = \frac{\text{volumen del fluido}}{\text{volumen poroso}} \quad (4.1)$$

La ecuación anterior se aplica a las tres fases que pueden existir en el yacimiento:

$$S_g = \frac{\text{volumen de gas}}{\text{volumen poroso}} \quad (4.2)$$

$$S_o = \frac{\text{volumen de aceite}}{\text{volumen poroso}} \quad (4.3)$$

$$S_w = \frac{\text{volumen de agua}}{\text{volumen poroso}} \quad (4.4)$$

donde S_g , S_o y S_w , son las saturaciones de gas, aceite y agua, respectivamente.

Las ecuaciones (4.2), (4.3) y (4.4) indican claramente que la saturación de un fluido toma valores que van desde 0 a 100% o de 0 a 1, y debido a que éstas se relacionan al volumen poroso su suma debe ser siempre igual a 100% o a 1, dando lugar a la ecuación (4.5):

$$S_g + S_o + S_w = 1.0 \quad (4.5)$$

Si se conoce el volumen de cada fluido presente en la muestra de roca, entonces, la suma de esos volúmenes representan el volumen poroso de la misma, como se muestra en la ecuación (4.6).

$$\text{Volumen poroso} = \text{Volumen de gas} + \text{Volumen de aceite} + \text{Volumen de agua} \quad (4.6)$$

La ecuación (4.1) determina la saturación de un fluido dado en una muestra de roca; sin embargo, un valor de saturación promedio para diferentes intervalos puede determinarse si se tienen los datos de saturación en esos intervalos y se conocen sus espesores y porosidades. La saturación promedio de un fluido en diferentes intervalos se calcula con la siguiente ecuación:

$$S_{fprom} = \frac{\sum_{i=1}^n S_{fi} \phi_i h_i}{\sum_{i=1}^n \phi_i h_i} \quad (4.7)$$

Donde f es el gas, aceite o agua, i se refiere al subíndice para cualquier medición individual, y h_i representa el espesor del intervalo a la cual ϕ_i y S_{fi} se aplica.

4.1.2 TIPOS DE SATURACIONES.

Como ya se mencionó anteriormente, los espacios porosos pueden contener aceite, gas y agua; y la relación de sus volúmenes con el volumen poroso que los contiene generan las saturaciones correspondientes. Sin embargo, esta terminología es muy general y no toma en cuenta si el fluido se puede mover o no, entre otras cosas. Una clasificación más específica de las saturaciones se muestra a continuación:

- **Saturación de agua inicial o congénita (S_w):** es la saturación de agua existente en el yacimiento al momento del descubrimiento, es decir, el porcentaje de agua que no pudo ser desplazada por los hidrocarburos durante la migración de estos últimos al yacimiento.
- **Saturación de agua irreductible (S_{wi}):** es la saturación mínima de agua que está presente en el espacio poroso en un yacimiento, a esta saturación el agua no se mueve.
- **Saturación de agua crítica (S_{wc}):** es la saturación de agua a la cual este fluido comienza a moverse dentro del medio poroso bajo un gradiente de presión.
- **Saturación de agua libre y ligada (S_{wf} y S_{wb}):** en formaciones arcillosas, la saturación de agua libre es función del volumen de agua que puede moverse, mientras que la ligada es la que está fuertemente adherida a las arcillas, por lo tanto, no se moverá.
- **Saturación de aceite residual (S_{or}):** es el aceite que no podrá ser desalojado del espacio poroso después de un proceso de explotación, ya sea primario, secundario o mejorado.

- **Saturación de aceite crítica (S_{oc}):** es la saturación a la cual el aceite comienza a moverse dentro de la roca bajo un gradiente de presión.
- **Saturación de aceite movable (S_{om}):** se define como la fracción del volumen poroso ocupado por aceite movable, ésta es el resultado de restar al 100 por ciento del volumen poroso, la saturación de agua y la de aceite residual.
- **Saturación de gas crítica (S_{gc}):** es la saturación a la cual el gas comienza a moverse o forma una fase continua debido a la disminución de la presión en un yacimiento de aceite bajo saturado, lo que genera que el gas disuelto comience a liberarse.

Estas saturaciones permiten establecer la distribución individual de las fases de gas, agua y aceite en el espacio poroso de una roca de yacimiento. Sin embargo, tres tipos especiales de saturación de fluidos asociadas con el gas, aceite y agua son de particular importancia en la Ingeniería de Yacimientos, éstas son: saturación de gas crítica, saturación de aceite residual y saturación de agua irreductible.

Estas tres saturaciones juegan un papel clave en el entendimiento del flujo multifásico de fluidos en el medio poroso y en la recuperación de hidrocarburos de los yacimientos petroleros.

4.1.3 MÉTODOS PARA DETERMINAR LA SATURACIÓN DE FLUIDOS.

La saturación de fluidos en las rocas de los yacimientos petroleros puede ser determinada, básicamente, a partir de dos métodos: directos e indirectos. El método directo o de laboratorio involucra el uso de muestras de rocas preservadas. El método indirecto se divide en dos categorías: (1) utilizando otras propiedades medidas en muestras de roca, tales como presiones capilares y (2) mediante la aplicación de las técnicas tradicionales de registros de pozos, donde las saturaciones de fluido se estiman in situ en toda la formación a distintas profundidades.

Generalmente, la saturación de fluidos se determina en laboratorio a partir de núcleos pequeños que se tomaron de una muestra de roca grande, ya que se considera que éstas contienen las saturaciones originales, in situ, de gas, aceite y agua. Estas muestras son llamadas muestras en estado nativo o en estado preservado.

Todos los métodos para medir la saturación original de fluidos de la roca de yacimiento se basan en el principio de lixiviación (leaching), que básicamente se refiere al proceso de eliminación de los líquidos en un sólido (muestra de roca). Con base en este principio dos métodos se han diseñado para determinar la saturación de fluidos.

a) DESTILACIÓN POR RETORTA.

El aparato de destilación por retorta consiste de tres componentes principales: una unidad de calor, un condensador y un recipiente, ver Figura 4.1. Las muestras, que pueden estar completas o trituradas, usualmente se pesan antes ser colocadas en la retorta. La unidad de calor es utilizada para aplicar temperaturas muy altas a las muestras de roca, la cual puede llevarse a cabo por etapas o directamente hasta valores tan altos como 650 °C (1200 °F), originando la vaporización del aceite y del agua. Posteriormente, los vapores de aceite y de agua se condensan y se recolectan en un recipiente pequeño, en donde sus volúmenes son medidos directamente. En una gráfica de los volúmenes de agua recolectados vs. tiempo de calentamiento, la presencia de una planicie o una horizontal indica que no hay más extracción de agua de los poros.

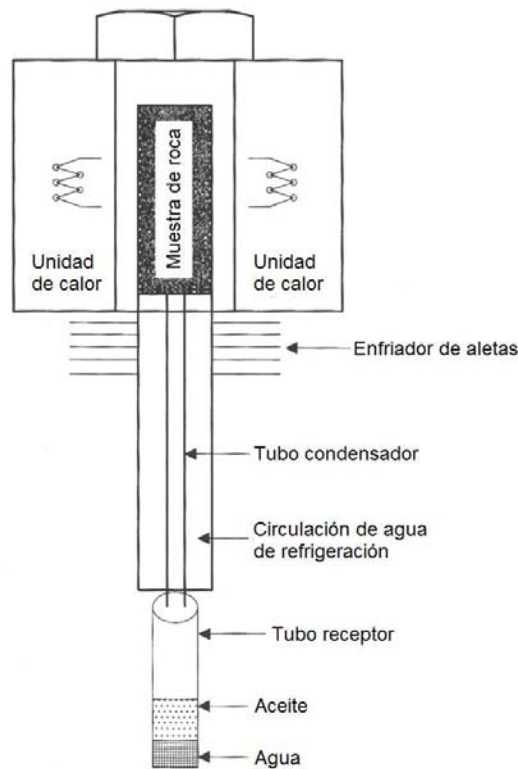


Figura 4.1 Esquema de la unidad de destilación por retorta.

Las saturaciones de agua y aceite se determinan aplicando las ecuaciones (4.3) y (4.4); la ecuación (4.5) se utiliza para calcular la saturación de gas. Se debe notar que si la muestra de roca es triturada, el calor aplicado expulsará los fluidos de los poros conectados y de algunos aislados.

La técnica de destilación por retorta tiene ciertas desventajas. Debido a las altas temperaturas aplicadas, el agua de cristalización dentro de la roca es expulsada, causando que los volúmenes de agua recuperados sean mayores que los que están presentes en los poros. Por otro lado, también provocan el craqueo del aceite, causando que el volumen de aceite recolectado no corresponda al volumen de aceite inicialmente en la muestra de roca.

El craqueo de las moléculas de hidrocarburos tiende a disminuir los volúmenes de líquido recolectado y en algunos casos puede cubrir las paredes del poro, Emdahl²³ cuantificó un error de alrededor del 33% en la determinación de la saturación de agua con el volumen de aceite recolectado y el volumen de aceite real en la muestra. La ecuación (4.8) determina el volumen real de aceite en la muestra tomando en cuenta el craqueo de los hidrocarburos.

$$V_r = 1.2198 (V_c^{0.859}) \quad (4.8)$$

donde:

- V_r : es el volumen de aceite real en la muestra.
- V_c : es el volumen de aceite recolectado en el recipiente.

b) EXTRACCIÓN DEAN-STARK.

En la técnica de extracción Dean-Stark, ver Figura 4.2, la saturación de fluidos se mide mediante un proceso de extracción por destilación. El equipo básicamente consiste de un matraz de fondo redondo y cuello largo que contiene un solvente de hidrocarburos adecuado, tal como el tolueno, un elemento de calefacción o un calentador eléctrico para evaporar el solvente, un condensador y un tubo graduado utilizado como recipiente para medir los volúmenes de fluidos extraídos.

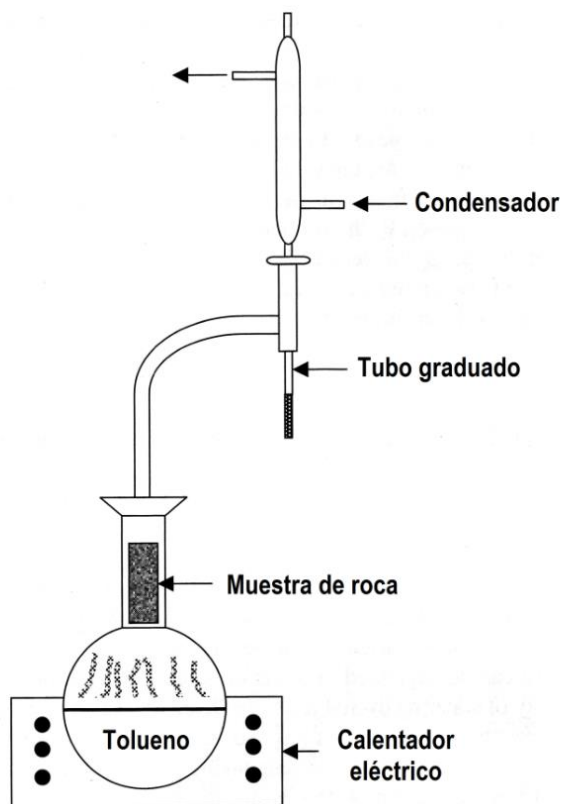


Figura 4.2 Esquema de la unidad de destilación-extracción Dean-Stark.

En el aparato de extracción Dean-Stark, el tolueno es calentado hasta su punto de ebullición (110°C); su vapor se mueve ascendentemente, el cual envuelve la muestra de roca y evapora también el agua de la misma, los vapores se elevan hasta el condensador. Allí el solvente y el agua evaporada se enfrían y condensan y, eventualmente, son recolectados en el tubo graduado. El agua, debido a su mayor densidad, se coloca en el fondo del tubo mientras que el solvente se desborda y cae sobre la muestra de roca mezclándose con el aceite, y extrayéndolo al momento de caer al matraz de fondo redondo. El proceso de evaporación-condensación continua hasta que no hay más agua recolectada en el tubo graduado.

Una desventaja importante de esta técnica es la excesiva cantidad de tiempo requerida para extraer toda el agua de las muestras de roca de formaciones poco permeables, en algunos casos el gasto de producción de agua puede ser muy lento, lo que provoca que el proceso dure hasta días para asegurar la completa recuperación del agua.

Diferente a la destilación por retorta, en la extracción Dean-Stark sólo la saturación de agua se determina directamente con la ecuación (4.4), mientras que las saturaciones de gas y aceite se determinan indirectamente. El peso de la muestra se mide antes y después de la extracción (el núcleo se ha limpiado y secado). La saturación de aceite (S_o) como una fracción del volumen poroso se calcula con la siguiente ecuación:

$$S_o = \frac{(W_{nw} - W_{nd} - W_w)}{VP(\rho_o)} \quad (4.9)$$

Donde W_{nw} es el peso de la muestra mojada o saturada de fluidos, W_{nd} es el peso de la muestra seca y W_w es el peso del agua recolectada, todas medidas en gr; VP es el volumen poroso, en cm^3 y ρ_o es la densidad del aceite, en gr/cm^3 .

4.1.3 FACTORES QUE AFECTAN LA SATURACIÓN DE FLUIDOS.

En este apartado hablaremos de factores que deben ser considerados durante la medición de la saturación de fluidos en una muestra de roca. Los factores que afectan el valor de la saturación (no la medición) son parte medular de este trabajo y serán tratados más adelante.

La determinación de la saturación de fluidos en laboratorio es, probablemente, una de las propiedades medidas de yacimiento menos confiable. Dos procesos principales alteran la saturación inicial de fluidos, éstos son: la invasión del filtrado del lodo al núcleo durante la extracción de las muestras y el encogimiento y expulsión de fluidos desde el núcleo, conforme éste viaja desde el yacimiento hasta la superficie.

a) FILTRADO DE LODO.

Como ya se sabe, el lodo de perforación tiene como función, entre otras cosas, mantener los fluidos de la formación dentro de la misma durante la perforación. La presión de la columna hidrostática que ejerce el lodo de perforación sobre la cara del pozo provoca la invasión de éste en la formación, generando un diámetro de invasión, el cual se considera igual en todas direcciones, formando un círculo donde su centro es el centro del pozo. Cuando las muestras de roca (núcleos) se obtienen, el proceso genera dos diámetros de invasión, uno con respecto a la formación y otro con respecto a la muestra. Solo la invasión que se tiene en la muestra recuperada afecta la saturación de fluidos medida en laboratorio.

Por lo tanto, cualquier tipo de lodo casi siempre afectará la saturación inicial de fluidos en la muestra de roca. Sin embargo, el tipo de lodo (base agua o base aceite) en realidad definirá la saturación de cuál fluido en particular se altera, agua o aceite.

Si el lodo de perforación es base agua, el agua del filtrado podría invadir al núcleo desplazando algo del aceite original, dejando una saturación de agua mayor que la inicial en la muestra. Por otro lado, si el lodo de perforación es base aceite, la saturación de agua no se altera si ésta es igual a la saturación de agua irreductible.

b) EXPANSIÓN DE FLUIDOS.

A presión y temperatura de yacimiento (presiones y temperaturas elevadas) la mayoría de los hidrocarburos contienen gas disuelto. Cuando los núcleos, cortados de la roca de yacimiento, son llevados a la superficie, éstos se someten a cambios en la presión y la temperatura. La caída de presión experimentada por los núcleos tiene como resultado la liberación del gas que inicialmente estaba disuelto en los líquidos hidrocarburos, generando un encogimiento en el volumen del aceite y, conforme el gas se expande y escapa del núcleo, una expulsión de algo de aceite móvil y agua se produce desde el sistema poroso.

Además del efecto de la presión, la contracción termal de cualquier agua y aceite presente en los poros, también puede ser significativa conforme el núcleo se enfría desde la temperatura de yacimiento a la de superficie. Por lo tanto, estos cambios de la presión y la temperatura tienen como resultado una completa alteración de la saturación de fluidos (principalmente hidrocarburos) de las condiciones de yacimiento a las superficiales.

4.2 PROPIEDADES ELÉCTRICAS DE LAS ROCAS.

Las propiedades eléctricas de los yacimientos petroleros dependen de la geometría del espacio poroso y de los fluidos con los cuales éstos están saturados. Estas propiedades se basan en el concepto de resistividad eléctrica.

La resistividad eléctrica de una roca, se define como la resistencia que presenta un volumen unitario de ésta al paso de una corriente eléctrica y es el recíproco de la conductividad (C). La resistividad de un material se define por la siguiente ecuación:

$$R = \frac{r A}{L} \quad (4.10)$$

donde

- R : es la resistividad eléctrica del conductor, en Ωm .
- r : es la resistencia eléctrica del conductor, en Ω .
- A : es el área de la sección transversal del conductor, en m^2 .
- L : la longitud del conductor, en m.

Las rocas de los yacimientos petroleros están compuestas de sólidos y de espacios porosos que están ocupados por fluidos (agua, aceite y gas).

Todos los sólidos que componen las rocas de yacimientos, con excepción de ciertas arcillas minerales, junto con las dos fases de hidrocarburos, gas y aceite, no son conductoras de electricidad. Sin embargo, el agua es muy buen conductor cuando contiene sales disueltas, como cloruro de sodio (NaCl), cloruro de magnesio (MgCl_2) y cloruro de potasio (KCl), que normalmente se encuentran en el agua de formación de los yacimientos petroleros. Las corrientes eléctricas son conducidas en agua debido al movimiento de iones y por lo tanto, son llamadas conducción electrolítica.

De acuerdo a esto, es importante establecer tres diferentes resistividades para definir las principales propiedades eléctricas de las rocas de los yacimientos petroleros. La resistividad del agua que satura la roca, R_w , la resistividad de la roca saturada al 100% por agua, R_o , y la resistividad de la roca saturada con agua y con hidrocarburos, es decir, con una saturación de agua $< 100\%$, R_t , ver Figura 4.3.

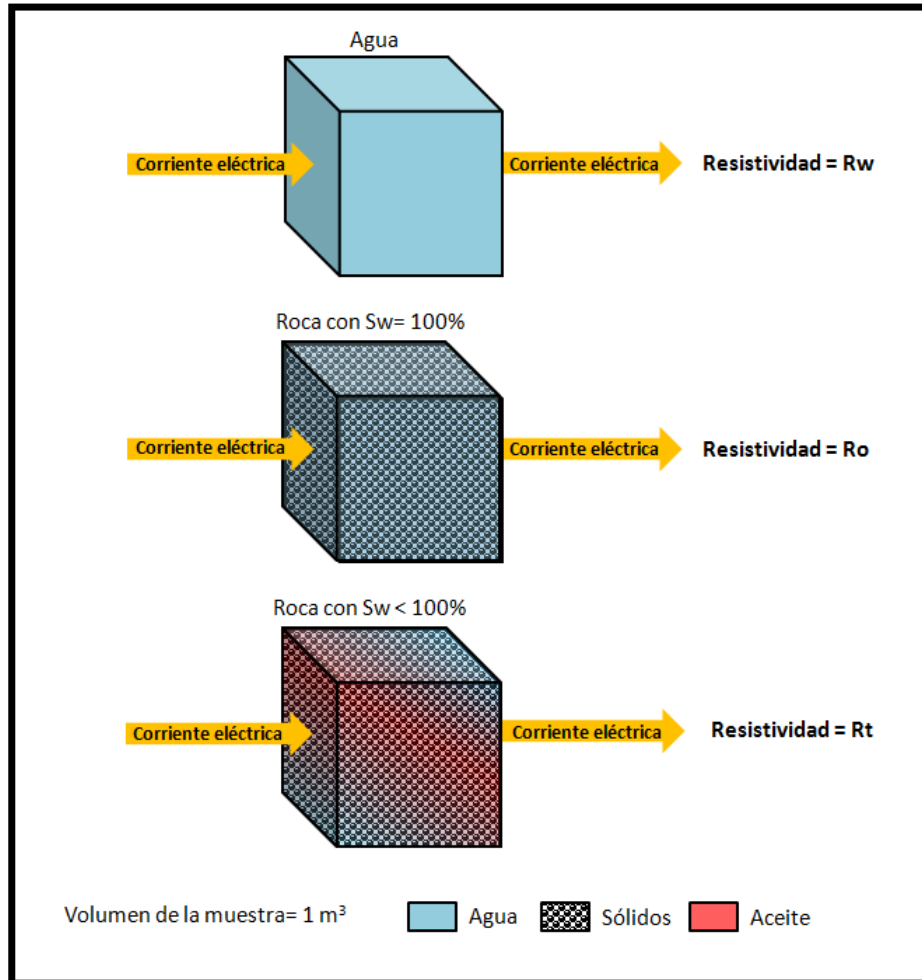


Figura 4.3 Resistividades establecidas para los tres diferentes casos.

4.2.1 CONCEPTOS FUNDAMENTALES DE LA ECUACIÓN DE ARCHIE.

a) FACTOR DE FORMACIÓN (F).

Un concepto fundamental que considera las propiedades eléctricas de las rocas es el factor de formación, F , definido por Archie como:

$$F = \frac{R_o}{R_w} \quad (4.11)$$

donde:

- R_o : es la resistividad de la roca saturada al 100% con salmuera, en Ωm .
- R_w : es la resistividad de la salmuera saturante, en Ωm .

El factor de formación muestra una relación entre la resistividad de la roca saturada completamente por salmuera y la resistividad de esta última. Es importante mencionar que la resistividad de la salmuera disminuye con el incremento de la salinidad y de la temperatura.

Debido a la complejidad del espacio poroso de la roca de yacimiento, Wyllie y Spangler²⁴ desarrollaron una relación entre el factor de formación y otras propiedades de la roca, tales como la porosidad y la tortuosidad.

$$F = \frac{\tau}{\phi} \quad (4.12)$$

donde τ es la tortuosidad y es ϕ la porosidad, ambas adimensionales.

b) FACTOR DE CEMENTACIÓN (m).

Otra forma de describir la relación entre la porosidad y el factor de formación es mediante la incorporación del factor o exponente de cementación, m , como se indica a continuación:

$$F = a\phi^{-m} \quad (4.13)$$

En esta ecuación, a es una constante con un valor aproximadamente igual a 1 (tomando 0.81 para areniscas y 1 para carbonatos) y m es aproximadamente igual a 2. Los valores de a y m dependen de parámetros de la formación que son difíciles de medir y están influenciados por la tortuosidad entre los poros conectados. Alternativamente, si los valores del factor de formación y de la porosidad se conocen, una gráfica de $\log(F)$ vs. $\log(\phi)$ puede utilizarse para estimar los parámetros a y m , para un tipo de roca.

c) ÍNDICE DE RESISTIVIDAD (I).

En un espacio poroso que contiene tanto hidrocarburos como una cierta cantidad de agua, la relación entre R_t y R_o comúnmente es referida como índice de resistividad, I . El índice de resistividad es igual a 1 para rocas saturadas completamente con salmuera, mientras que $I > 1$ cuando la roca está saturada parcialmente con salmuera y los hidrocarburos están presentes.

$$I = \frac{R_t}{R_o} \quad (4.14)$$

donde:

- R_o : es la resistividad de la roca saturada al 100% con salmuera, en Ωm .
- R_t : es la resistividad de la misma roca saturada parcialmente con salmuera, en Ωm .

De acuerdo a lo anterior, para una roca de porosidad conocida, la resistividad de ésta saturada parcialmente con salmuera es mayor que cuando está saturada al 100% con la misma salmuera, lo que indica que la resistividad es función de la saturación del agua, S_w . Archie determinó experimentalmente, que el factor de resistividad de una formación parcialmente saturada con salmuera puede expresarse como:

$$\frac{R_o}{R_t} = (S_w)^n \quad (4.15)$$

donde:

- S_w : es la saturación de agua o salmuera, en fracción.
- n : es el exponente de saturación, adimensional.

A partir de las ecuaciones anteriores, eliminando R_o , se puede obtener una relación generalizada para la saturación de agua:

$$S_w = \left(\frac{R_o}{R_t}\right)^{1/n} = \left(\frac{FR_w}{R_t}\right)^{1/n} = \left(\frac{aR_w}{\phi^m R_t}\right)^{\frac{1}{n}} \quad (4.16)$$

La ecuación (4.15) también puede expresarse en términos del índice de resistividad como:

$$I = S_w^{-n} \quad (4.17)$$

Una gráfica de $\log(I)$ vs. $\log(S_w)$ da una línea recta de pendiente $-n$. Normalmente, un valor promedio de n es calculado, para una roca en particular, con base en valores de n determinados para múltiples muestras de núcleos, este parámetro frecuentemente toma el valor de 2. En resumen, el exponente de saturación y R_o se determinan experimentalmente en laboratorio, mientras que la resistividad real puede obtenerse de registros eléctricos de pozo. Finalmente, con base en la ecuación (4.5), $S_w + S_o + S_g = 1$, la saturación de hidrocarburos puede ser calculada.

4.2.2 MÉTODO PARA DETERMINAR LA RESISTIVIDAD DE LA FORMACIÓN.

La técnica normalmente utilizada para medir la resistividad eléctrica en las formaciones penetradas por un pozo, son los registros de resistividad. Principalmente, los registros normal, laterolog e inducción. Los registros de inducción y laterolog, son registros de resistividad profunda.

Con el registro normal, se establece un potencial eléctrico y un flujo de corriente entre un electrodo en la sonda y un electrodo en la superficie. Un par de electrodos en la sonda son usados para medir la variación de la resistividad de la formación conforme la sonda asciende hasta la superficie.

En el registro laterolog, la herramienta tiene electrodos de corriente y de medición; los electrodos de corriente fuerzan la circulación de corriente eléctrica dentro de la formación enfocándola radialmente y limitándola dentro de un espesor de aproximadamente 2 ft. Midiendo el potencial eléctrico necesario para generar la corriente de medida, la resistividad de la formación puede obtenerse. Este registro usualmente se aplica en formaciones que fueron perforadas con lodo base agua.

La herramienta de inducción contiene un arreglo de bobinas eléctricas aisladas en un cuerpo no conductor de fibra de vidrio, alimentado por un oscilador de corriente constante, genera un campo magnético alrededor de la herramienta que, a su vez, induce corrientes en la formación con intensidades que dependen de su conductividad (o resistividad). La corriente que circula en anillos concéntricos alrededor de la herramienta, en la formación, genera un segundo campo magnético proporcional a la intensidad de las corrientes en la formación (y, por consecuencia, proporcional a la conductividad de la formación), que es detectado por el arreglo de bobinas receptoras en la herramienta. El registro de inducción se emplea en formaciones que fueron perforadas con lodo base aceite.

Debido a las propiedades eléctricas del agua de formación, las técnicas de interpretación de registros eléctricos de pozos han llegado a ser importantes herramientas en la determinación de la saturación de agua y así, recursos confiables para la evaluación de hidrocarburos.

4.2.3 FACTORES QUE AFECTAN LAS PROPIEDADES ELÉCTRICAS DE LAS ROCAS.

a) MOJABILIDAD.

El concepto de mojabilidad se trata, con mayor detalle, en otra parte de este trabajo. En este punto sólo se comentará la influencia que tiene sobre las propiedades eléctricas de las rocas de los yacimientos petroleros.

El parámetro eléctrico más afectado por la mojabilidad es el exponente de saturación (n) debido a la influencia de ésta en la distribución de la fase conductora en el medio poroso. El exponente de saturación puede cambiar sucesivamente dependiendo de la mojabilidad del sistema. La incertidumbre en su valor puede impactar directamente en el cálculo de la saturación de agua.

Anderson²⁵ analizó los efectos de la mojabilidad en el exponente de saturación y, básicamente, obtuvo las siguientes conclusiones:

- El exponente de saturación normalmente es independiente de la mojabilidad del sistema cuando la saturación de salmuera es suficientemente alta para formar una película continua en las superficies de los granos. Esta continuidad de la película comúnmente es encontrada en sistemas mojados por agua. El exponente de saturación en tales sistemas

es cercano a 2 y permanece constante conforme la muestra de núcleo es desaturada hasta su saturación de agua irreductible.

- Para sistemas mojados por aceite, el exponente de saturación se mantiene en un valor cercano a 2 hasta una cierta saturación de agua. Sin embargo, conforme el núcleo es desaturado hasta valores menores de esa saturación en la que $n=2$, un rápido incremento del exponente de saturación es observado. Valores de n tan altos como 9 a saturaciones de agua irreductible son comunes. El incremento en el exponente de saturación se atribuye al aumento de la resistividad del sistema, resultado de la disminución de la saturación de agua en sistemas mojados por aceite. El aumento en la resistividad se debe a la desconexión y entrapamiento del agua por el aceite. La fracción de agua desconectada no contribuye más al flujo de la corriente eléctrica debido a que está rodeada de aceite (que es el fluido no conductor), lo que eventualmente resultará en un incremento significativo de la resistividad del sistema.

b) CONTENIDO DE ARCILLAS.

Los minerales arcillosos presentes en una roca de yacimiento actúan como conductores independientes y son referidos como sólidos conductores. El agua en las arcillas y los iones en el agua actúan como materiales conductores. El efecto de las arcillas en la resistividad de la roca depende de la cantidad, el tipo, y de la forma como éstas están distribuidas en las rocas. La presencia de sólidos conductores o arcillas requiere de un enfoque diferente para calcular el factor de formación. Investigaciones de Wyllie²⁶ indicaron que éstas contribuyen significativamente a la conductividad eléctrica de una roca cuando está saturada con agua de baja salinidad, o bien, baja conductividad. El factor de formación de una arena arcillosa incrementa con la disminución de la resistividad del agua y se aproxima a un valor constante si la resistividad del agua es aproximadamente de $1 \Omega\text{m}$, mientras que para una arena limpia (sin arcillas) toma un solo valor a lo largo de un amplio rango de resistividades del agua.

4.3 MOJABILIDAD Y TENSIÓN INTERFACIAL.

Por estar íntimamente relacionados, estos parámetros se tratan en el mismo apartado.

En el trato con los fluidos de los yacimientos petroleros, es necesario tener en cuenta no solo las fuerzas superficiales e interfaciales que existen entre éstos, sino también las fuerzas interfaciales generadas entre líquido y sólido. La consideración de la interfase entre líquidos y sólidos adopta una importancia significativa en la Ingeniería de Yacimientos, simplemente, porque los fluidos de los yacimientos siempre están en contacto con el sólido (roca del yacimiento) hasta que son producidos.

Cuando la interfase entre dos fluidos está en contacto con las paredes de un contenedor, por ejemplo, un tubo capilar, ésta interseca la superficie sólida en un ángulo, θ , el cual es función de la tensión de adhesión del líquido al sólido.

El ángulo de contacto, θ , por convención, se mide a través del fluido más denso y tiene un rango desde 0 a 180°. Por definición, el coseno del ángulo de contacto θ es:

$$\cos \theta = \frac{\sigma_{so} - \sigma_{sw}}{\sigma_{wo}} \quad (4.18)$$

donde:

- σ_{so} : es la tensión interfacial entre el sólido y el aceite.
- σ_{sw} : es la tensión interfacial entre el sólido y el agua.
- σ_{wo} : es la tensión interfacial entre el agua y el aceite.

La medición directa de la tensión interfacial entre un sólido y un fluido no es posible; por lo que es necesario introducir el concepto de tensión de adhesión, A_T .

La tensión de adhesión, A_T , puede definirse como la tendencia de un fluido a esparcirse en la superficie de un sólido. Ésta es función de la tensión interfacial entre el sólido y los fluidos, y define cuál fluido moja preferentemente al sólido.

En un medio poroso que contiene dos o más fluidos inmiscibles, la mojabilidad ha sido definida como una medida de la tendencia preferencial de uno de los fluidos a mojar (expandirse o adherirse) la superficie sólida. Para entender el concepto de mojabilidad en términos de la tensión de adhesión se requiere considerar un sistema de dos fluidos, tales como aceite y agua, que están en contacto con un sólido, como se muestra en la Figura. 4.4.

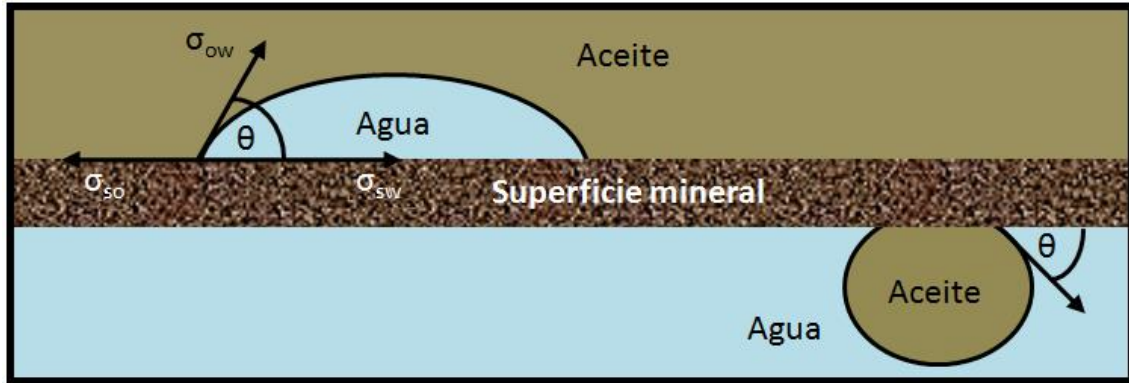


Figura 4.4 Esquema de un sistema de dos fluidos inmiscibles (agua y aceite) en contacto con una superficie sólida.

Para el sistema mostrado anteriormente, la tensión de adhesión se define como:

$$A_T = \sigma_{so} - \sigma_{sw} \tag{4.19}$$

Donde σ_{so} es la tensión interfacial entre el sólido y el fluido más ligero (el aceite) y σ_{sw} es la tensión interfacial entre el sólido y el fluido más denso (el agua). Combinando las ecuaciones 4.18 y 4.19, la tensión de adhesión puede expresarse como:

$$A_T = \sigma_{ow} \cos \theta \tag{4.20}$$

Considerando la tensión interfacial (IFT) entre fluidos un valor constante, la magnitud de la tensión de adhesión para la ecuación 4.20 es función, principalmente, del ángulo de contacto. De acuerdo a esto, la mojabilidad puede determinarse a partir del valor de la A_T , o bien a partir de θ ; por otro lado, una terminología equivalente llamada índice de mojabilidad (WI) también puede usarse.

Sistema roca-agua-aceite	Tensión de adhesión, A_T	Ángulo de contacto, θ	Índice de mojabilidad, WI
Mojado por agua	Positiva	0°	1
Neutro	0	90°	0
Mojado por aceite	Negativa	180°	-1

Tabla 4.1 Valores de la tensión de adhesión, ángulo de contacto e índice de mojabilidad para los diferentes tipos de mojabilidad.

4.3.1 TIPOS DE MOJABILIDAD.

En la industria petrolera, los yacimientos pueden presentar diferentes tipos de mojabilidad, ésta depende principalmente del tipo de roca (mineralogía) así como de la composición química de los

fluidos del yacimiento, principalmente del aceite. Los diferentes tipos de mojabilidad a nivel de poro se describen a continuación, ver Figura 4.5:

- **Sistema mojado por agua.** En este sistema, los granos de la roca (grandes y pequeños) tiene preferencia por la fase agua más que por la de aceite. Por lo tanto, los hidrocarburos (gas y aceite) se mantienen en el centro de los poros y no cubren ninguna parte de la superficie sólida.
- **Sistema mojado por aceite.** Este sistema es exactamente lo opuesto al sistema mojado por agua; la posición del aceite y del agua es al revés. Se cree que los compuestos asfálticos causan este estado.
- **Sistema de mojabilidad neutral o intermedia.** La superficie de la roca tiene preferencia por ambas fases. La naturaleza de la mojabilidad intermedia aun no está definida; por lo tanto, incluye las subclases de mojabilidad fraccional y mixta. En la mojabilidad neutral la superficie de la roca tiene la misma tendencia a ser mojada por agua o por aceite (el ángulo de contacto es 90°).
- **Sistema con mojabilidad fraccional.** Este tipo de mojabilidad también es llamada mojabilidad “dálmata” porque algunos granos están mojados por agua mientras que otros están mojados por aceite. Ésta ocurre cuando la superficie interna de la roca está compuesta de muchos minerales que tienen diferentes propiedades químicas lo que genera variaciones en la mojabilidad en el cuerpo de la roca.
- **Sistema de mojabilidad mixta.** En este tipo de mojabilidad los poros más pequeños están ocupados por agua y los sólidos son mojados por agua, mientras que el aceite moja los sólidos de los poros más grandes interconectados. Se cree que las condiciones de mojabilidad mixta están asociadas con la invasión del aceite original a los poros grandes, preferencialmente. Seguidos por la depositación de compuestos asfálticos haciendo que la superficie esté mojada por aceite²⁷.



Figura 4.5 Tipos de mojabilidad.

4.3.2 MÉTODOS PARA DETERMINAR LA MOJABILIDAD.

La mojabilidad del yacimiento puede ser evaluada por dos diferentes tipos de métodos: cualitativos y cuantitativos.

Los métodos cualitativos son métodos indirectos, inferidos de otras mediciones, por ejemplo, curvas de presión capilar o de permeabilidad relativa. Los métodos cuantitativos son métodos de medición directa, donde la mojabilidad se mide en muestras de rocas reales usando fluidos del yacimiento. Es reportada en términos de un cierto índice de mojabilidad, el cual indica si la roca es mojada por agua, por aceite o si tiene una mojabilidad intermedia.

En el presente trabajo se consideran únicamente a los métodos cuantitativos, los cuales incluyen medición del ángulo de contacto, la prueba de Amott y el método USBM (U.S Bureau of Mines). El ángulo de contacto mide la mojabilidad de una superficie específica, mientras que el método de Amott y el de USBM miden la mojabilidad promedio de una muestra de roca (núcleo).

a) MEDICIÓN DEL ÁNGULO DE CONTACTO.

Existe una variedad de métodos aplicados para determinar el ángulo de contacto. Sin embargo, el método comúnmente utilizado para determinar las características de mojabilidad preferenciales para un sistema roca-agua-aceite es el llamado método de la gota sésil.

Este método consiste en colocar una gota de agua sobre una superficie mineral en presencia de un aceite de yacimiento y medir el ángulo θ a través de la fase de agua. Si la gota de agua se esparce sobre la superficie mineral, ésta es mojada por agua y el ángulo de contacto es bajo, menor o mucho menor que 90° ; si la gota de agua queda sin esparcirse, el ángulo de contacto es alto y la superficie es mojada por aceite. Esta situación también puede invertirse, es decir, una gota de aceite se coloca en una superficie mineral en presencia de agua de formación. Una fotografía del sistema es subsecuentemente tomada para asegurar las mediciones del ángulo de contacto. Los ángulos de contacto que van entre 0 a 70° son indicio de que la roca es mojada por agua, mientras que aquellos que van de 110 a 180° indican que la roca es mojada por aceite; un valor de entre 70 a 110° sugieren una mojabilidad neutral o intermedia del sistema, ver Figura 4.6.

La superficie mineral utilizada en las mediciones del ángulo de contacto, es un cristal grande del tipo de revestimiento del espacio poroso del yacimiento. En general, en las areniscas predomina el cuarzo y en los carbonatos la calcita, así que placas hechas de estos dos minerales, principalmente, son empleadas para simular la superficie de la roca del yacimiento.

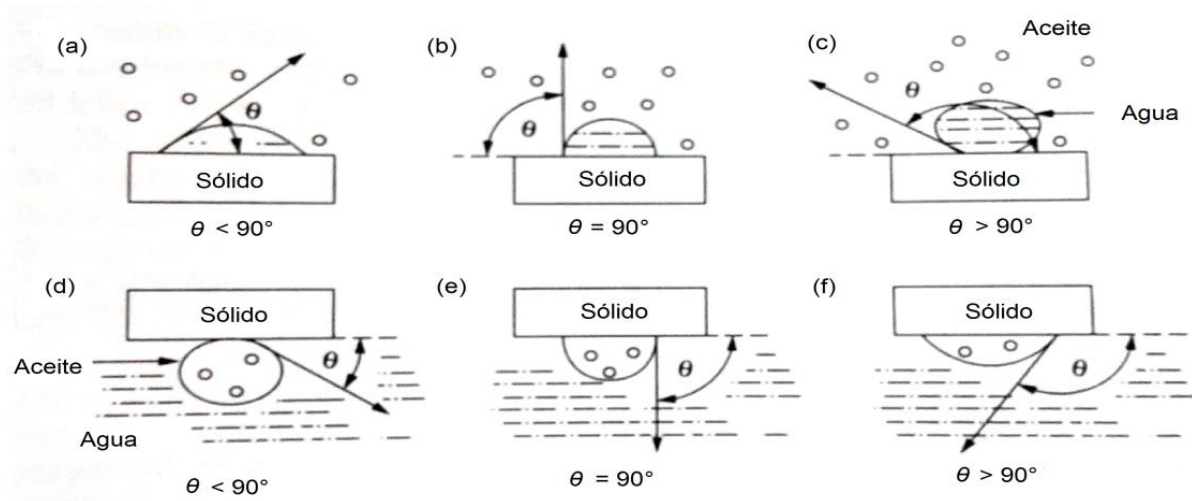


Figura 4.6 Medición del ángulo de contacto.

La prueba del ángulo de contacto se utiliza para determinar si una muestra de aceite hace que el mineral de la roca del yacimiento se moje por éste en presencia de agua de formación.

Ya que las superficies de mineral utilizadas están pulidas, las mediciones del ángulo de contacto no toman en cuenta factores como la rugosidad, heterogeneidad y la geometría compleja de los poros de las rocas de los yacimientos petroleros. Morrow²⁸ señaló que la rugosidad y la geometría de poro influyen en la línea de contacto y pueden cambiar el ángulo de contacto aparente. En los bordes afilados encontrados en la roca del yacimiento, existe un amplio rango de posibles ángulos de contacto^{28, 29}, mientras que en superficies lisas, tal como las que se utilizan en estos métodos, el ángulo está bien definido.

Aunque las mediciones del ángulo de contacto proveen información interesante considerando sus limitaciones, las pruebas que miden la mojabilidad promedio, tales como los métodos de Amott y USBM, se consideran más útiles y de hecho los prefieren muchos Ingenieros de Yacimientos.

b) PRUEBA DE AMOTT.

Esta prueba es comúnmente la más utilizada en el análisis de núcleos para determinar la mojabilidad promedio. Se basa en la imbibición espontánea y el desplazamiento forzado del aceite y el agua en los núcleos³⁰.

La prueba se realiza en un núcleo a través de un procedimiento que involucra 5 pasos principales:

1. El núcleo comienza teniendo una saturación de aceite igual a la residual; por lo tanto, mediante el desplazamiento forzado del aceite por el agua, éste se reduce hasta una S_{or} .

2. El núcleo se sumerge por 20 horas en aceite, la cantidad de agua desplazada por imbibición espontánea del aceite, es registrada como V_{wsp} , ver Figura 4.7a.
3. El agua es desplazada con el aceite (por imbibición del aceite y por desplazamiento forzado) hasta tener en el núcleo una saturación de agua igual a la irreductible (S_{wi}), y la cantidad total de agua desplazada es registrada como V_{wt} .
4. El núcleo se sumerge por 20 horas en salmuera, y el volumen de aceite desplazado mediante imbibición espontánea del agua es registrado como V_{osp} , ver Figura 4.7b.
5. El aceite remanente en el núcleo es desplazado por agua (por imbibición del agua y por desplazamiento forzado) hasta una S_{or} y la cantidad total de aceite desplazado es registrada como V_{ot} .

El desplazamiento forzado del aceite y del agua hasta sus saturaciones mínimas, S_{or} y S_{wi} , respectivamente, puede llevarse a cabo usando una centrifuga o mediante el montaje del núcleo en equipos de flujo de fluid, bombeando los fluidos desplazantes dentro del núcleo.

La principal ventaja de este método es su costo, relativamente bajo comparado con lo que cuesta obtener los núcleos en estado preservado o nativo (a sus condiciones de mojabilidad original), necesarios para la mayoría de las pruebas de mojabilidad promedio; por otro lado, su principal desventaja es la falta de sensibilidad para condiciones cercanas a una mojabilidad neutral. Para estas condiciones se recomienda utilizar el método USBM.

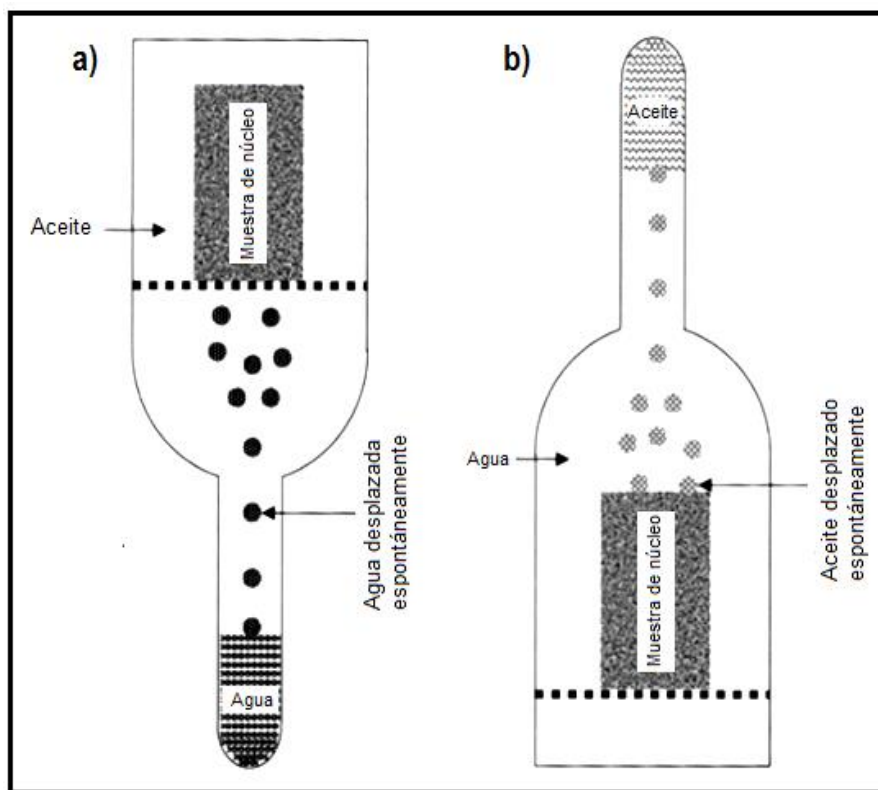


Figura 4.7 Configuración de los desplazamientos espontáneos de agua y aceite para la prueba de mojabilidad de Amott.

Basados en estos pasos, los resultados de la prueba se expresan como la relación de desplazamientos por aceite y por agua, δ_o y δ_w , respectivamente, los cuales se definen por las siguientes ecuaciones:

$$\delta_o = \frac{V_{wsp}}{V_{wt}} \quad (4.21)$$

$$\delta_w = \frac{V_{osp}}{V_{ot}} \quad (4.22)$$

Las relaciones de los volúmenes de desplazamiento espontáneo con el total desplazado, se utilizan como índices de mojabilidad, llamados índices de mojabilidad de Amott. Las preferencias de mojabilidad de las pruebas en los núcleos se establecen de acuerdo a un criterio general³⁰.

Relación de desplazamiento	Mojado por agua	Mojabilidad neutra	Mojado por aceite
δ_o	0	0	Positiva
δ_w	Positiva	0	0

Tabla 4.2 Relación entre la mojabilidad y los índices de mojabilidad de Amott.

c) MODIFICACIÓN DE LA PRUEBA DE AMOTT (PRUEBA AMOTT-HARVEY).

Otros investigadores^{31,32}, propusieron una modificación de la prueba de mojabilidad de Amott, llamada desplazamiento relativo Amott-Harvey o índice de mojabilidad. En este caso, la secuencia de desplazamiento es inversa a la de la prueba de Amott, es decir, se inicia con la S_{wi} .

Con base en los registros de volúmenes, las relaciones de desplazamiento por agua y por aceite se calculan por el método de Amott. Utilizando estas relaciones, la mojabilidad de Amott-Harvey se calcula como:

$$I_{AH} = \delta_w - \delta_o \quad (4.23)$$

Esta ecuación combina dos relaciones de desplazamiento dentro de un solo índice de mojabilidad, el cual varía de +1 para sistemas mojados completamente por agua a -1 para sistemas mojados completamente por aceite. Sin embargo, Cuiec³³ refinó las escalas de mojabilidad y propuso una nueva clasificación con base en el índice de mojabilidad de Amott-Harvey, ver Tabla 4.3.

Valor de I_{AH}	Mojabilidad
+0.3 a +1.0	Mojado por agua
+0.1 a +0.3	Ligeramente mojado por agua
-0.1 a +0.1	Neutro
-0.3 a -0.1	Ligeramente mojado por aceite
-1.0 a -0.3	Mojado por aceite

Tabla 4.3 Clasificación de la mojabilidad basados en valores del I_{AH} .

En este trabajo el Método de USBM para medir mojabilidad, se describe en el Capítulo 5.

4.3.3 FACTORES QUE AFECTAN LA MOJABILIDAD.

La mojabilidad de un yacimiento depende casi completamente de las características de los fluidos presentes y de la litología de la roca en cuestión. Adicionalmente, otros factores que afectan la mojabilidad son la presión y la temperatura, localización de los contactos de los fluidos y la invasión del filtrado del lodo de perforación, entre otros.

a) COMPOSICIÓN DE LOS FLUIDOS Y MINERALOGÍA DE LA ROCA.

La composición química de los fluidos y la mineralogía de la superficie de la roca determinan los valores de energías superficiales sólido-fluido y fluido-fluido. Así, la mineralogía de la superficie de la roca influye en las tensiones de adhesión y en la mojabilidad promedio del sistema roca-fluido.

Los compuestos orgánicos polares en el crudo pueden reaccionar con la superficie, formando una superficie preferencialmente mojada por aceite. Los compuestos activos interfacialmente (aquellos que tienden a acumularse en la superficie) pueden reducir la tensión interfacial y afectar las características mojantes del sistema roca-fluido. Los principales componentes orgánicos polares de los aceites son ácidos débiles.

Debido a sus superficies ácidas, las areniscas reaccionan y adsorben compuestos básicos fácilmente, mientras que repelen los compuestos ácidos. Éstos últimos no se absorben fácilmente en superficies de sílice, por lo que, generalmente las areniscas tienden a presentar una mojabilidad por agua o neutral.

La mezcla de sílice y minerales arcillosos con la arena tienen superficie de carga negativa y se comportan como ácidos débiles en contacto con agua teniendo un pH menor a 7. Aunque estas superficies formarán enlaces débiles ácido-base con los compuestos orgánicos presentes en los aceites, éstas no serán afectadas por dichos compuestos. Las fracciones de resinas y asfaltenos de los aceites crudos contienen compuestos orgánicos polares y polinucleares que pueden ser ácidos o bases. Los compuestos básicos pueden interactuar con sílice ácida, cambiar la superficie de la arcilla negativamente, haciendo que la superficie se moje de aceite a un grado que depende de la cantidad y tipo de compuestos orgánicos básicos disponibles^{34, 35-40}.

Las superficies de las rocas carbonatadas, por otro lado, son de carácter básico y, consecuentemente, reaccionan fácilmente con los compuestos ácidos en los aceites crudos y exhiben características de mojabilidad neutral o al aceite³³.

En la medida en que las superficies de carbonato están cargadas positivamente y consecuentemente se comportan como bases débiles, éstas están fuertemente afectadas por

compuestos ácidos en los aceites crudos, que son ácidos carboxílicos, compuestos fenólicos, y estructuras de anillos que contienen azufre y oxígeno⁴¹⁻⁴³. Aparentemente los compuestos ácidos son más frecuentes en los crudos que los compuestos básicos, lo que puede explicar el hecho de que las rocas carbonatadas exhiben un rango de mojabilidad neutral a fuertemente mojadas por aceite.

Debido a las interacciones acido-base entre las superficies de la roca y los crudos, la química y el pH de la salmuera asociado con el crudo es muy importante. Si el pH es mayor que 7, la disociación de iones de hidrógeno es reprimida y la superficie adsorberá los compuestos orgánicos ácidos. Si cationes metálicos multivalentes tales como Ca^{2+} , Ba^{2+} , Cu^{2+} , Fe^{2+} , y Al^{3+} están presentes en la salmuera, o son agregados a ésta, estos iones se adsorben en la superficie de sílice cargada negativamente. Los cationes multivalentes luego proveen sitios cargados positivamente que permite la absorción de compuestos ácidos en la roca de sílice^{44,45}. Las superficies carbonatadas están cargadas positivamente en intervalos de pH menores que 7 a 8, pero se convierten en carga negativa a rangos de pH mayores que 8. Por lo tanto, las superficies de carbonatos adsorberán compuestos orgánicos cargados positivamente si el pH de la salmuera es mayor a 8.

En la Figura 4.8 se muestran las tendencias de mojabilidad para diferentes tipos de superficies, el sílice representa las rocas clásticas y la calcita las rocas carbonatadas. Se utilizaron líquidos orgánicos diferentes para ver el comportamiento del ángulo de contacto para cada fluido. El aceite tipo A es un iso-octano, el tipo B es un iso-octano +5.7% de isoquinoleína, el tipo C es un isoquinoleína y el tipo D es un ácido nafténico.

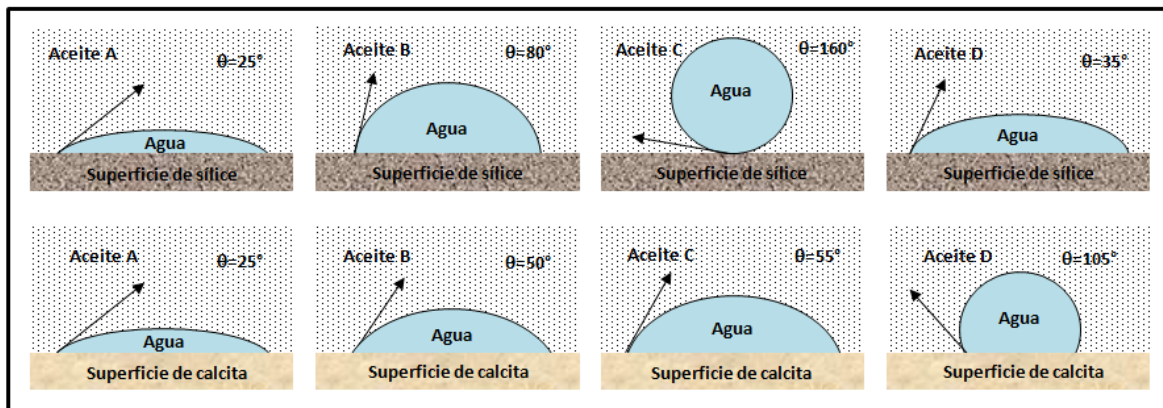


Figura 4.8 El efecto de la litología de la roca y las características del fluido en las tendencias de mojabilidad.

b) ACTIVIDAD INTERFACIAL ENTRE AGUA-ACEITE-ROCA.

Los compuestos tipo surfactantes en los crudos, los cuales son parcialmente solubles en el agua, se ha encontrado que pasan rápidamente a través de la delgada película de agua en las superficies mojadas este fluido y adsorben fuertemente la roca^{41, 46}. Los asfáltenos (compuestos aromáticos polinucleares de alto peso molecular contienen nitrógeno, azufre y oxígeno (NSO) en sus estructuras de anillo) penetran la película de agua para producir superficies mojadas por aceite en la roca. Así, rocas que contienen aceites asfálténicos exhibirán tendencias a ser mojadas por aceite.

La interface sílice-agua es ácida. Los compuestos ácidos en los crudos (aquellos que contienen carboxílicos y grupos fenol) no se absorben en superficies de sílice, pero los componentes básicos (compuestos que contienen nitrógeno, tales como las aminas y amidas) se adsorben fácilmente haciendo que la superficie se moje por aceite. En contraste, la superficie agua-carbonato es básica y los compuestos ácidos se absorben, mientras que los básicos se repelen^{35, 47-50}. Ya que los aceites generalmente contienen compuestos polares que son ácidos, las tendencias de mojabilidad de los sistemas salmuera-aceite-roca es, para rocas de silicato neutrales a mojadas por agua y para los carbonatos neutral a mojadas por aceite.

c) PRESIÓN Y TEMPERATURA.

La mayoría de los efectos de la presión y de la temperatura en la mojabilidad se pueden ver reflejados en los cambios de las propiedades de los fluidos (aceite y agua).

La presión y temperatura del yacimiento pueden generar cambios en la composición del crudo que puede influir en la precipitación de asfaltenos. Similarmente, la mojabilidad puede cambiar debido a los cambios en los valores de tensión interfaciales entre fluidos. Sin embargo, ni la presión ni la temperatura generan un cambio significante en la tensión interfacial.

Por otro lado, cuando el ángulo del contacto se considera como una medición de la mojabilidad, éste puede medirse a diferentes condiciones de presión y temperatura. Sin embargo, las mediciones de Wang y Gupta⁵¹ de los ángulos de contacto para superficies de calcitas y cuarzos no indican una muy fuerte correlación con la presión y la temperatura.

En general, el efecto de la presión y de la temperatura en la mojabilidad es mínimo en relación a la influencia que tienen la composición de los fluidos y la litología de la roca.

4.4 PRESIÓN CAPILAR.

El fenómeno de capilaridad ocurre en medios porosos cuando dos o más fluidos inmiscibles están presentes. Una diferencia en la presión a través de la interfase, debido a la energía interfacial entre las dos fases inmiscibles, tiene como resultado una curvatura en ésta, ver Figura 4.9. La presión capilar, denotada por P_c , se define como la diferencia de presión que existe entre dos fluidos inmiscibles en equilibrio a través de una interfase curva. Esta curvatura es consecuencia de la preferencia de una de las fases a mojar las paredes del capilar.

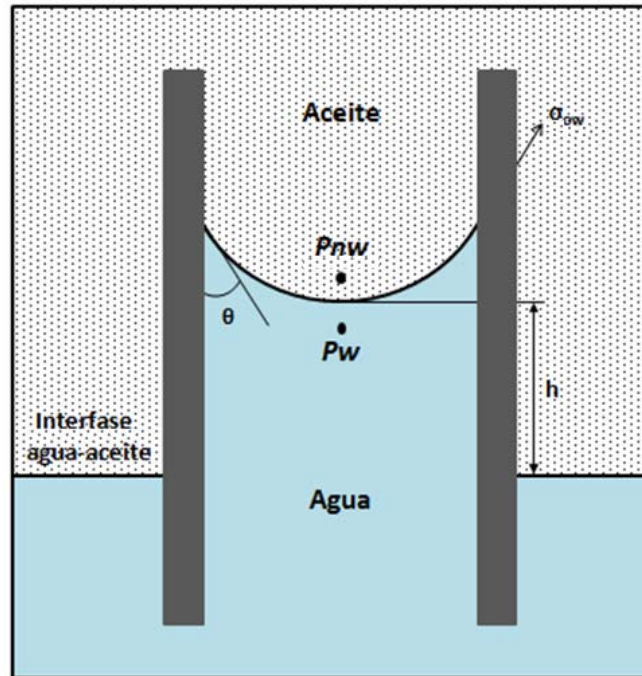


Figura 4.9 Esquema de la presión capilar entre dos fluidos en un tubo capilar.

La presión capilar se define como:

$$P_c = P_{nw} - P_w \quad (4.24)$$

donde:

- P_c es la presión capilar.
- P_{nw} es la presión en la fase no mojantera.
- P_w es la presión en la fase mojantera.

Dependiendo de la curvatura de la interfase, la presión capilar puede ser positiva o negativa. El radio de curvatura dirigido hacia el aceite es positivo, mientras que uno dirigido hacia el agua es negativo. Cuando la interfase es plana, la presión capilar es igual a cero. El radio de curvatura entre el agua y el aceite en los poros de la roca es función de la mojabilidad, de las saturaciones de agua y de aceite, de la geometría de poro, mineralogía de los sólidos e historia de saturación.

Las fuerzas capilares presentes en un medio poroso generan una retención de fluidos en el medio que va en contra las fuerzas gravitacionales. En un medio poroso, mientras la diferencia de densidades entre fluidos y las fuerzas gravitacionales se hacen presentes, el movimiento ascendente del aceite también experimenta una fuerza de resistencia debido a la capilaridad. Sin embargo, eventualmente el equilibrio entre las fuerzas capilares y gravitacionales ocurre y se tiene como resultado una distribución particular de fluidos, zonificación y el nivel de contacto de fluidos en un yacimiento.

4.4.1 ASCENSO DEL LÍQUIDO EN CAPILARES.

Cuando un tubo capilar se introduce por debajo de la interfase en un sistema con dos fluidos inmiscibles, el ascenso del líquido en el tubo capilar sobre la altura del líquido en el recipiente se debe a la acción de fuerzas de atracción (tensión de adhesión A_T) entre el tubo y el líquido, y al peso de la columna de líquido en el tubo. La tensión de adhesión es la fuerza que tiende a empujar el líquido hacia arriba de la pared del capilar. La altura a la cual el fluido asciende en el capilar es resultado del balance entre la fuerza total actuando para empujar el líquido hacia arriba y el peso de la columna de líquido en el tubo.

La ecuación para determinar la presión capilar, en términos de la mojabilidad, las fuerzas superficiales entre fluidos y tamaño del capilar, es la siguiente:

$$P_c = \frac{2 \sigma \cos \theta}{r} \quad (4.25)$$

Donde P_c es la presión capilar en dinas/cm², σ es la tensión interfacial entre fluidos en dinas/cm², θ es el ángulo de contacto y r es el radio del capilar en cm.

El menisco de los fluidos inmiscibles en el capilar puede ser:

1. Cóncavo con respecto a la fase más densa, el fluido en el capilar estará por arriba de la interfase de los dos fluidos fuera del capilar, ver Figura 4.10a.
2. Recta a través del capilar y a la altura de la interfase de los fluidos fuera del capilar, ver Figura 4.10b.
3. Convexa con respecto a la fase más densa y por debajo de la interfase de los fluidos fuera del capilar, ver Figura 4.10c.

El fluido más denso ascenderá (o descenderá) en el capilar hasta que la altura de la columna del líquido equilibre la diferencia de presión en el menisco.

La forma y altura del menisco depende de las magnitudes de las fuerzas moleculares cohesivas y de adhesión entre los líquidos y las paredes del capilar. El líquido más denso moja preferencialmente al sólido cuando el ángulo de contacto es menor a 90°. Si el ángulo de contacto es 0°, las fuerzas moleculares están balanceadas y los dos fluidos mojan las paredes igualmente.

Cuando el ángulo de contacto es mayor a 90° , el fluido más denso moja las paredes del capilar en menor medida que como lo hace el fluido menos denso.

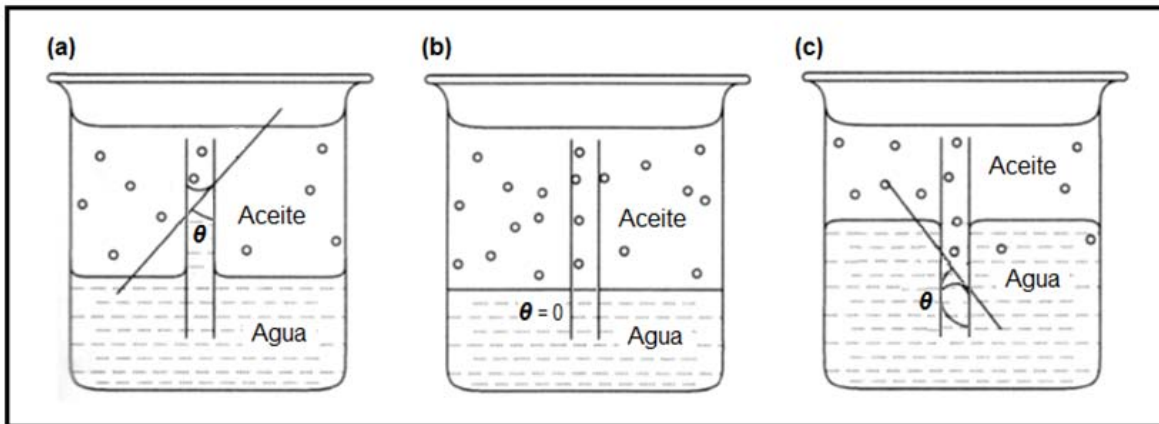


Figura 4.10 Esquema de la forma y altura del menisco para diferentes sistemas.

4.4.2 MÉTODOS DE LABORATORIO PARA DETERMINAR LA PRESIÓN CAPILAR.

Las mediciones de laboratorio para determinar las curvas de presión capilar están confinadas a dos procesos básicos: drene e imbibición. En el proceso de drene, el fluido no mojante desplaza al mojante, mientras que lo contrario ocurre en la imbibición. En todas las mediciones de laboratorio, durante el proceso de drene la saturación de la fase mojante disminuye desde un valor máximo (100%) a uno mínimo o irreductible; mientras que durante el proceso de imbibición la saturación de la fase mojante incrementa desde el mínimo hasta el máximo.

Cuando se habla de curvas de drene e imbibición, es importante hacer referencia al concepto de histéresis, ver Figura 4.11. Como puede observarse, el comportamiento de la curva de imbibición y de drene no son los mismos, a la diferencia entre las dos curvas de presión capilar se le llama histéresis. Esta diferencia generalmente se atribuye a la mojabilidad.

Es importante mencionar que existen dos procesos de imbibición. El primero es la imbibición espontánea, en donde la curva inicia con el valor de presión capilar alcanzado por el proceso de drene y termina a una presión capilar igual a cero. El segundo es la imbibición forzada, en el cual la curva inicia con un valor de presión capilar igual a cero y toma valores de presión capilar negativos.

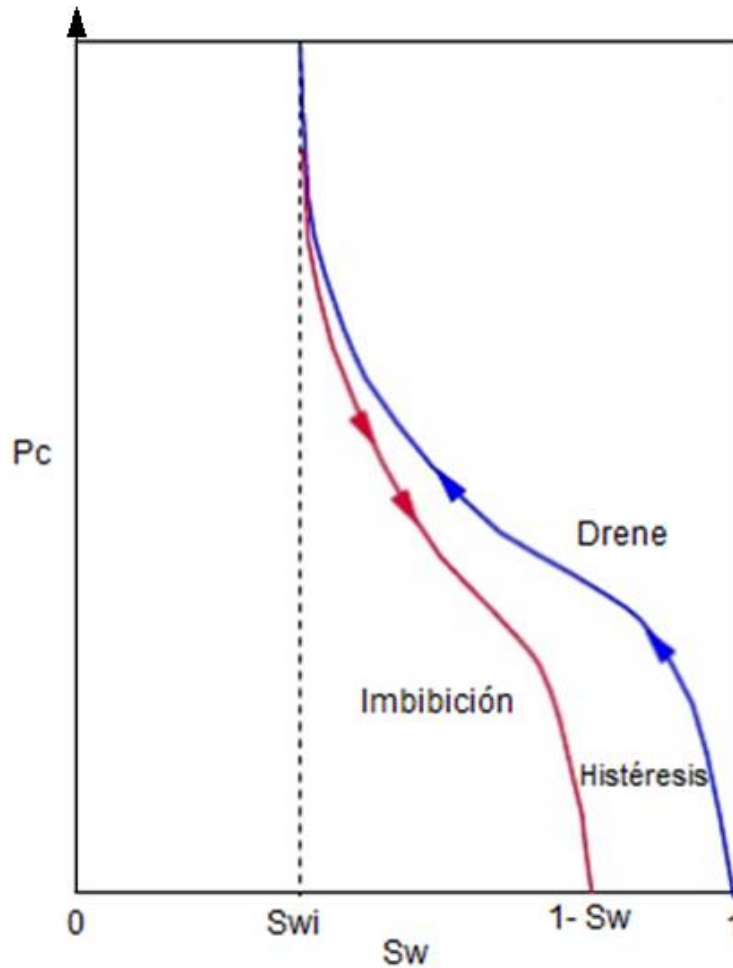


Figura 4.11 Curvas de presión capilar de drene e imbibición y concepto de histéresis.

La presión capilar mencionada hasta ahora se basa, principalmente, en un solo capilar uniforme. Sin embargo, los medios porosos de las rocas de los yacimientos son muy diferentes; las rocas de los yacimientos petroleros se componen de poros de diferentes tamaños interconectados. Esto genera una variación en las presiones capilares como función de la saturación del fluido, geometría del poro y la mojabilidad media de la roca de yacimiento.

En casi todos los métodos de laboratorio, las presiones capilares se miden en núcleos pequeños procedentes de la formación. Básicamente, estos métodos miden las relaciones entre las P_c y las saturaciones de agua promedio. Generalmente dos tipos de núcleos se utilizan para llevar a cabo mediciones de P_c , núcleos preservados (nativos) o muestras limpias y secas.

a) MÉTODO DE MEMBRANA POROSA.

El método de membrana porosa es, tal vez, uno de los más simples para determinar la relación entre las P_c y las saturaciones en una muestra de roca. Este método fue propuesto por Welge y Bruce⁵²; un diagrama del equipo de laboratorio utilizado se muestra en la Figura 4.12.

El núcleo se encuentra saturado al 100% con agua de formación o salmuera reconstruida. La muestra es sometida a un proceso de desplazamiento de agua por aceite, mediante un incremento de presión paso a paso. Al núcleo se le permite acercarse a un estado de equilibrio estático en cada nivel de presión. La saturación de la muestra en cada punto se calcula con base en la producción de agua, la cual se conoce a partir del movimiento del menisco del aceite rojo en el tubo, el cual tiene una escala adjunta. La prueba termina a un cierto valor de presión máxima en el cual no hay más producción de agua, indicio de que la saturación de agua irreductible se ha alcanzado. En el método de membrana cualquier combinación de fluidos puede utilizarse: aceite, gas, o agua. Aunque la mayoría de los datos de presión capilar determinados son de drene, las curvas de imbibición también pueden obtenerse mediante la incorporación de las modificaciones adecuadas en la configuración de la prueba.

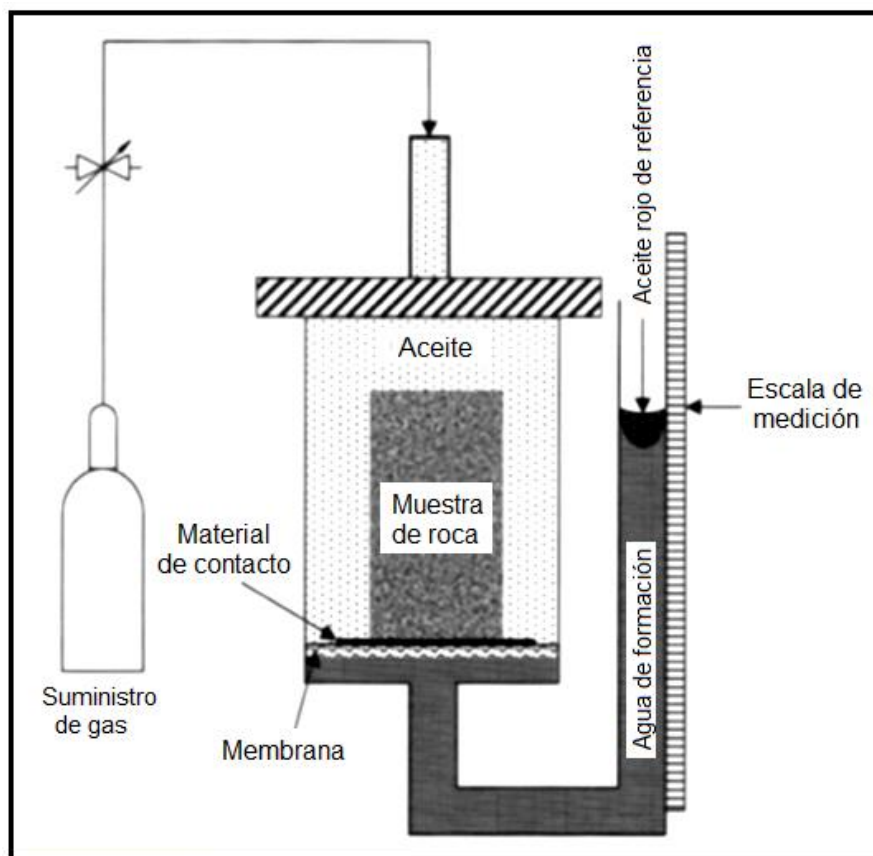


Figura 4.12 Ilustración esquemática del arreglo experimental para el método de membrana porosa para mediciones de la presión capilar.

b) MÉTODO DE INYECCIÓN DE MERCURIO.

La técnica de inyección de mercurio es uno de los métodos más comúnmente utilizados para determinar la presión capilar en las rocas del yacimiento. El método fue originalmente propuesto por Purcell⁵³ en 1949.

Un núcleo limpio y seco, de porosidad y permeabilidad absoluta conocidas, se coloca en una cámara de mercurio. Subsecuentemente, el mercurio es forzado a entrar en el núcleo bajo presión comprimiendo al aire. El volumen de mercurio inyectado en cada valor de presión determina la saturación de la fase no mojante (el mercurio normalmente es la fase no mojante y el aire es la fase mojante). El procedimiento de inyección continua hasta que el núcleo ya no acepta más mercurio o hasta que la presión de inyección alcanza un valor predeterminado. Las presiones y saturaciones medidas de esta forma determinan la curva de drene (el mercurio desplaza al aire). Después, una vez alcanzada la máxima saturación de mercurio en la muestra, una curva de presión capilar de la expulsión del mercurio puede determinarse mediante la disminución de la presión en decrementos y registrando el volumen de mercurio expulsado. Conforme el proceso continúa el mercurio deja de ser expulsado. La relación entre P_c y saturación determinada de esta manera básicamente constituye la curva de imbibición (el aire desplaza al mercurio).

c) MÉTODO DE LA CENTRIFUGA.

Un tercer método comúnmente utilizado para determinar la presión capilar de las rocas de yacimiento es el de la centrifuga. El método de la centrifuga empleado hasta ahora, fue introducido por Slobod y otros⁵⁴. La determinación de las curvas de presión capilar, por ejemplo, en un sistema agua-aire, comienza con el núcleo saturado al 100% con agua (el cual inicialmente estaba seco y limpio) el cual es colocado en un tubo de centrifuga. El sistema es rotado a un número diferente de velocidades (de tal manera que la fase no mojante desplace a la mojante), seleccionadas para cubrir diferentes presiones entre las fases requeridas para núcleos particulares. Cada velocidad de rotación se mantiene constante hasta que no hay más agua desplazada por el aire. La velocidad de rotación se pasa a datos de presión capilar con la siguiente ecuación:

$$(P_c)_i = (1.096 \times 10^{-6}) \Delta\rho N^2 (r_e - 0.5 L)L \quad (4.26)$$

Donde $(P_c)_i$ es la presión capilar en el extremo de entrada del núcleo en gramos-fuerza/cm², $\Delta\rho$ es la diferencia de densidades en gr/cm³, N la velocidad de rotación, en rpm, r_e es el radio externo del núcleo o la distancia desde el centro de rotación a la cara externa del núcleo, en cm, y L la longitud del núcleo, en cm. El volumen de agua en el núcleo se determina por la diferencia del volumen desplazado al volumen contenido originalmente. A partir de la ecuación (4.6), la presión capilar calculada es la presión capilar en el extremo de entrada del núcleo, mientras la saturación estimada es la saturación promedio.

Los datos obtenidos de esta forma constituyen la curva de drene, ya que el aire siempre es el fluido no mojante en sistemas aire-agua o aire-aceite. Mediante un procedimiento similar, después de incorporar modificaciones en la configuración, las curvas de imbibición también pueden obtenerse mediante el uso de fluidos apropiados.

4.4.3 FACTORES QUE AFECTAN LA PRESIÓN CAPILAR.

a) TAMAÑO DEL CAPILAR.

Como se mostró anteriormente, la presión capilar es función de las fuerzas superficiales o interfaciales, de la mojabilidad y del tamaño del capilar. Observando la ecuación (4.25), se sabe que la P_c es inversamente proporcional al tamaño del capilar. Es decir, mientras más grande sea el tamaño del capilar, menor será el valor de P_c . Alternativamente, en términos del peso de la columna de líquido; en caso de que el radio del capilar aumente, las fuerzas gravitacionales son dominantes debido a que el peso de la columna de líquido se incrementa y consecuentemente la presión capilar disminuye.

b) PROCESO DE SATURACIÓN.

La presión capilar también es función de la distribución de las saturaciones de los fluidos involucrados en los procesos de saturación. Conforme las saturaciones de las fases cambian, las diferencias de presión a través de la interfase del fluido también lo hacen, generando un cambio de la presión capilar.

La saturación de las presiones capilares de igual magnitud dependen de si el sistema está inicialmente saturado al 100% por la fase mojante y se desatura con la fase no mojante (drene) o si está siendo saturado con el fluido mojante (imbibición). Por lo tanto, la dependencia de la relación P_c -saturación de la fase mojante en los procesos de saturación es que, para presiones capilares dadas, un valor más alto de saturaciones se obtiene si el medio poroso está siendo desaturado o drenado con el fluido no mojante que si está siendo resaturado o imbibido con el fluido mojante.

c) MOJABILIDAD.

Los efectos de la mojabilidad en la presión capilar fueron estudiados usando núcleos con dos diferentes tipos de superficies: mojadas uniformemente y heterogéneamente o mixta.

Anderson⁵⁵ estudió el efecto de la mojabilidad en la presión capilar, evaluando las características de las curvas de presión capilar, reportadas en la literatura⁵⁶, de diferentes mojabilidades. Las curvas saturación-Pc aceite-agua para sistemas fuertemente mojados por agua y fuertemente mojados por aceite fueron revisados. El efecto de la mojabilidad en la presión capilar se determinó con base en el trabajo externo (ΔW_{ext}) requerido por el aceite al desplazar al agua (curva de drene), y el del agua desplazando el aceite (curva de imbibición) para un núcleo mojado por agua y éste es descrito por las siguientes ecuaciones:

$$\Delta W_{ext} = -\phi V_b \int_{S_{w1}}^{S_{w2}} P_c dS_w \quad (4.27)$$

$$\Delta W_{ext} = -\phi V_b \int_{S_{o1}}^{S_{o2}} P_c dS_o \quad (4.28)$$

Donde V_b es el volumen de la muestra, ϕ es la porosidad, P_c la presión capilar, y S_w y S_o la saturación de agua y de aceite, respectivamente. Si en las ecuaciones anteriores la presión capilar está en N/m^2 y el volumen está en m^3 , ΔW_{ext} estará en Nm o Joule. El área bajo las curvas de drene de dos muestras mojadas por agua fueron relativamente grandes debido a que el trabajo requerido para que el aceite desplace al agua es mayor. Sin embargo, cuando el área bajo la curva de imbibición de estas dos muestras se analiza, se encontró que éstas son mucho más pequeñas que las de las curvas de drene. Por lo tanto, se requiere mayor trabajo para que el aceite desplace al agua que viceversa. Cuando el aceite es el fluido fuertemente mojante, los comportamientos del aceite y del agua son invertidos respecto al caso de un sistema fuertemente mojado por agua.

Las áreas bajo las curvas de presión capilar indican que el trabajo requerido para que la fase no mojante desplace a la fase mojante es mucho mayor comparado con el desplazamiento inverso.

Anderson ha establecido que conforme un sistema roca-agua-aceite llega a ser mojado neutralmente, el área bajo la curva de drene es reducida debido a que menor trabajo es requerido para drenar conforme la preferencia de la superficie de la roca por la fase mojante comienza a disminuir.

MOJABILIDAD UNIFORME.

Por otro lado, Morrow y Mungan⁵⁷ y Morrow⁵⁸ examinaron los efectos de la mojabilidad en las presiones capilares usando núcleos sinterizados de teflón. Probablemente el resultado más importante son los siguientes:

- Las curvas de presiones de drene son casi independientes de la mojabilidad para ángulos de contacto, θ , igual a 50° y menores. Cuando el ángulo de contacto es menor a 22° , ellos encontraron que no hay efectos medibles, ver Figura 4.13a.
- En las curvas de presión capilar de imbibición mostraron que no hay efectos medibles conforme el ángulo de contacto real fue variando de 0° a 22° . En contraste con las de

drene; sin embargo, los resultados en la imbibición fueron sensibles al ángulo de contacto cuando son mayores a 22°, ver Figura 4.13b

Morrow and Mungan⁵⁷ compararon las mediciones de los ángulos de contactos en una superficie plana con el ángulo de contacto aparente calculados desde los datos de presiones capilares de drene. Su resultados también mostraron que el ángulo de contacto aparente es mucho menor que el ángulo de contacto real.

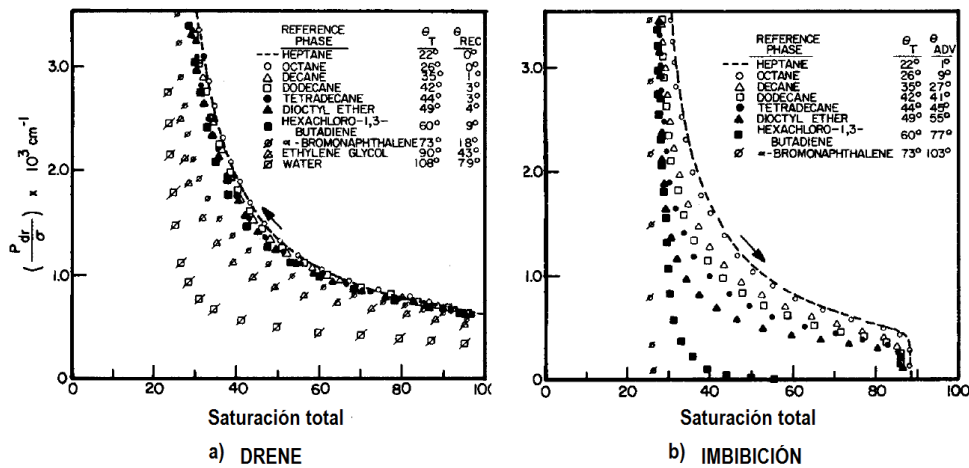


Figura 4.13 Efecto del ángulo de contacto en las curvas de drene e imbibición.

SISTEMAS FUERTEMENTE MOJADOS.

Los sistemas fuertemente mojados causan que las áreas bajo las curvas de drene e imbibición forzada difieran significativamente. Cuando el fluido preferencialmente mojante, desplaza al no mojante, es poco o casi nulo el trabajo hecho durante la imbibición forzada. Contrariamente una gran cantidad de trabajo es requerido durante el drene, cuando la fase no mojante desplaza a la mojante.

MOJABILIDAD MIXTA.

Fatt y Klikoff⁵⁹ usaron el método de discos porosos para medir las presiones capilares en paquetes de arena con mojabilidad fraccional. Los paquetes de arena estaban formados de una mezcla de granos de arenas tratadas y no tratadas. Los granos de arena no tratados estaban fuertemente mojados por agua, los granos remanentes fueron tratados para que estuvieran mojados por aceite.

Las curvas de presión capilar fueron medidas en dos conjuntos de arena de relativamente una estrecha distribución de tamaño de grano (cedazos de -28 a +35 o de -65 a +100). Conforme la fracción de arenas mojadas por aceite incrementa, el área bajo la curva disminuye, indicando que es más fácil para el aceite empujar al agua.

4.5 PERMEABILIDAD EFECTIVA Y RELATIVA.

En capítulos anteriores se definió la permeabilidad absoluta como una propiedad de la roca que indica la facilidad con la que un fluido pasa a través de ella, por lo que depende de la complejidad del espacio poroso y que para medirla en el laboratorio la roca debe estar saturada al 100% de un fluido mojante. Esta situación se tiene sólo en el acuífero, ya que en la zona de hidrocarburos las rocas de los yacimientos petroleros están saturadas con dos o tres fluidos. Bajo estas condiciones, es necesario introducir los conceptos de permeabilidad efectiva y permeabilidad relativa.

La permeabilidad efectiva es definida como la permeabilidad de la roca a un fluido, bajo ciertas condiciones de saturación, cuando dos o más fluidos están presentes. En un medio poroso con dos o más fluidos, conforme la saturación de una fase en particular disminuye, la permeabilidad a esa fase también lo hace. Esto implica que la permeabilidad efectiva es una propiedad asociada con cada fluido del yacimiento: agua, aceite y gas y son denotadas por k_w , k_o y k_g , respectivamente.

La permeabilidad efectiva es una función principalmente de la saturación del fluido e influyen otras propiedades como: la mojabilidad, la geometría de poro, la capilaridad y las fuerzas superficiales. Por lo tanto, es necesario especificar la saturación del fluido cuando se establece o reporta la permeabilidad efectiva a ese fluido en un medio poroso dado. La permeabilidad efectiva, al igual que la absoluta, se expresa en Darcy o miliDarcy.

Uno de los fenómenos relacionados a las de permeabilidades efectivas es que la suma de éstas es siempre menor a 1:

$$k_g + k_o + k_w < 1 \quad (4.29)$$

Las permeabilidades efectivas son medidas normalmente en laboratorio en muestras pequeñas de núcleos. Debido a que se realizan mediciones de permeabilidad efectiva a varios valores de saturación de un fluido para un solo medio, los datos de laboratorio son usualmente resumidos y reportados como permeabilidades efectivas y permeabilidades relativas. La permeabilidad relativa es definida como la relación entre la permeabilidad efectiva a un fluido dado y la permeabilidad absoluta y es expresada como:

$$k_{rg} = \frac{k_g}{k_a} \quad (4.30)$$

$$k_{ro} = \frac{k_o}{k_a} \quad (4.31)$$

$$k_{rw} = \frac{k_w}{k_a} \quad (4.32)$$

Las cuales son permeabilidades relativas al gas, aceite y agua, respectivamente. La permeabilidad relativa, al igual que la efectiva, varía con la saturación del fluido, y tomará valores desde cero a la saturación irreductible de ese fluido hasta cercanos a 1.0 a la saturación máxima del mismo fluido.

4.5.1 CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA.

Los datos de permeabilidad relativa son normalmente presentados o reportados en forma de curvas de permeabilidades relativas. Similar a las curvas de saturación-presión capilar, las curvas o gráficas de saturación-permeabilidades relativas representan los valores de permeabilidad relativa a un fluido a varios grados de saturación del fluido, que normalmente tienen rangos de variación entre la saturación irreductible de la fase mojanete y la saturación residual de la fase no mojanete o la correspondiente saturación de la fase mojanete igual a $1-S_{rffm}$, ver Figura 4.14.

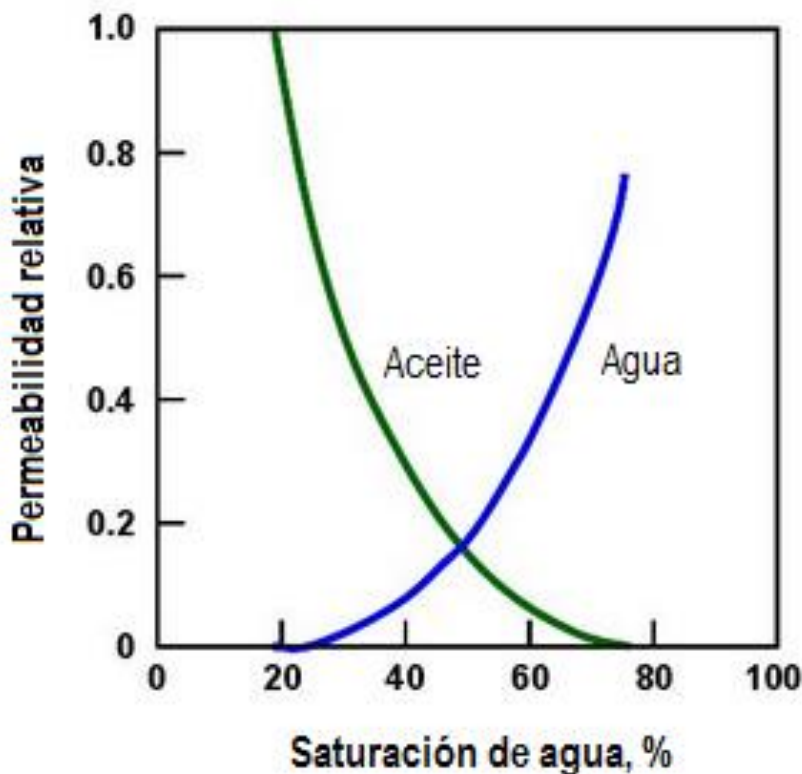


Figura 4.14 Curvas de permeabilidades relativas para un sistema agua-aceite.

4.5.2 MÉTODOS DE LABORATORIO PARA DETERMINAR LA PERMEABILIDAD RELATIVA.

Las técnicas de medición de laboratorio a partir de las cuales las permeabilidades relativas pueden ser determinadas son los experimentos de flujo de fluidos o pruebas de desplazamiento que se realizan en muestras de roca de los yacimientos.

Esencialmente dos diferentes tipos de experimentos de flujo son llevados a cabo en muestras de roca de yacimiento, estos métodos son los llamados de estado estacionario (SS) y de estado no

estacionario (USS). Además de estos dos métodos, la técnica de la centrifuga ha sido también utilizada para determinar datos de permeabilidad relativa. Sin embargo, los mecanismos de flujo en la centrifuga son muy diferentes a los del yacimiento, por lo tanto esta técnica nunca ha sido muy popular, a pesar de ser poco el tiempo requerido para llevar a cabo el experimento.

a) TÉCNICA DE ESTADO ESTACIONARIO (SS).

El método de estado estacionario para un sistema de dos fluidos (gas-agua, gas-aceite o aceite-agua) básicamente involucra la inyección de dos fases a una cierta relación volumétrica hasta alcanzar la estabilización de la caída de presión a través del núcleo y la relación volumétrica de los flujos al salir igual a la de inyección, ver Figura 4.15. Las saturaciones de los dos fluidos en el núcleo son determinadas, generalmente mediante el peso del núcleo o realizando cálculos de balance de masa para cada fase. Los datos de permeabilidad relativa para cada fase son calculados a partir de la aplicación directa de la ley de Darcy.

Los pasos experimentales para este proceso son:

1. El proceso comienza con una saturación completa del núcleo con agua, en caso de núcleos limpios, seguido por la de aceite hasta dejar una saturación de agua irreductible en el núcleo, y se continúa con la determinación de la permeabilidad efectiva al aceite a una S_{wi} . En el caso de núcleos preservados, el proceso comienza con la determinación de la permeabilidad efectiva al aceite a una S_{wi} , si ésta existe en el núcleo.
2. Ahora, el objetivo es incrementar la saturación de la fase de agua continuamente de modo que un número de datos de las curvas de permeabilidad relativa puedan ser obtenidos. Los dos fluidos, aceite y agua, son simultáneamente inyectados en la muestra de roca a una cierta relación de gasto de flujo volumétrica, y el volumen de fluidos producidos y la caída de presión son registrados. La inyección simultánea de aceite y agua es continua hasta que la relación de inyección sea igual a la relación de producción, una condición en la cual el sistema se considera está en estado estacionario y las saturaciones existentes son consideradas estables. Las permeabilidades efectivas son calculadas a partir de las siguientes ecuaciones:

$$k_o = \frac{q_o \mu_o L}{A \Delta P_o} \quad (4.33)$$

$$k_w = \frac{q_w \mu_w L}{A \Delta P_w} \quad (4.34)$$

Donde k_{eo} y k_{ew} son las permeabilidades efectivas al aceite y agua, respectivamente, a una cierta saturación de agua, q_o y q_w los gastos de aceite y agua, respectivamente, μ_o y μ_w las viscosidades de aceite y agua a las condiciones de prueba, respectivamente y ΔP_o y

ΔP_w las caídas de presión de la fase de aceite y de agua consideradas como iguales bajo la suposición de una P_c de cero, y A y L las dimensiones de la muestra, A el área de la sección transversal y L la longitud de la muestra.

3. La relación de gasto de flujo volumétrico a la cual las fases de aceite y agua se inyectan en el núcleo simultáneamente es luego incrementada, de tal manera que la fase de aceite es reemplazada por la fase de agua, por lo tanto, la saturación de la fase de agua incrementa. El proceso termina cuando el estado estacionario es alcanzado y es seguido por una más alta relación de inyección agua-aceite.
4. En el último paso, sólo el agua es inyectada hasta una saturación de aceite residual. Basados en el gasto de inyección del agua y la caída de presión estable observada, la permeabilidad efectiva al agua a una S_{or} es calculada aplicando directamente la ley de Darcy.

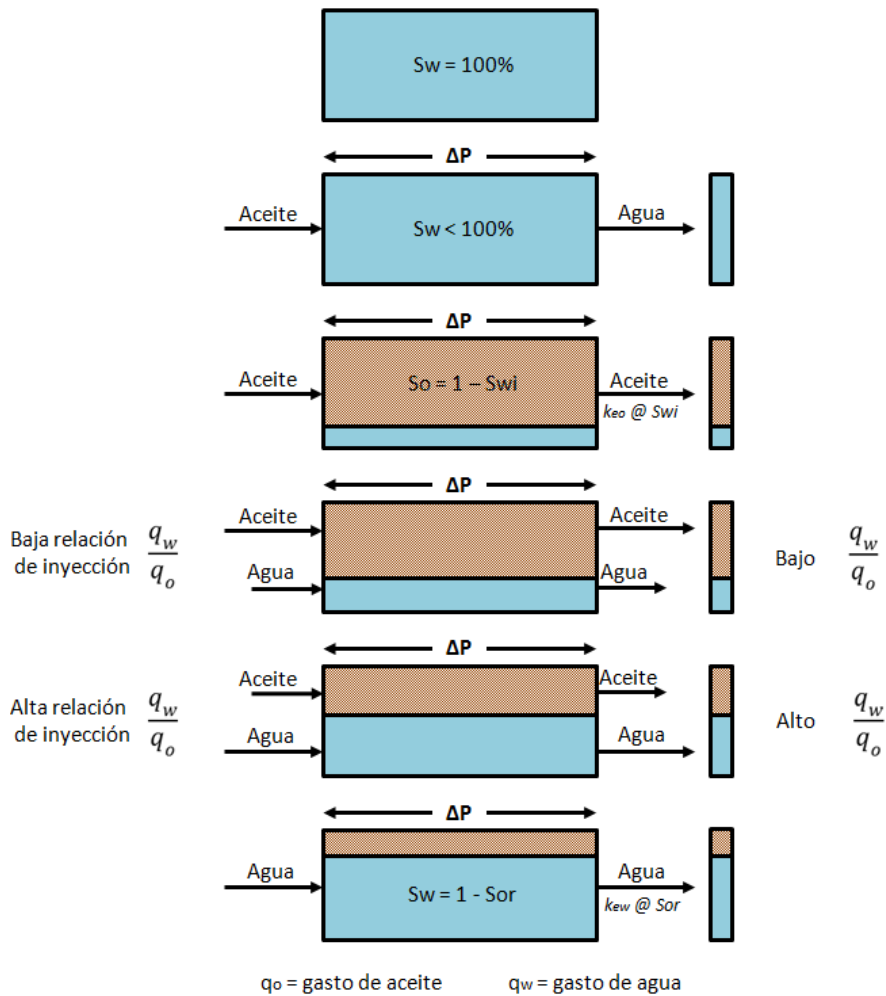


Figura 4.15 Representación esquemática de la secuencia de varios eventos que toman lugar durante el desplazamiento en estado estacionario para la determinación de permeabilidades relativas.

En resumen, en el primer paso se obtienen la $k_{ro} @ S_{wi} = 1$ (si $k_o @ S_{wi}$ es la permeabilidad base) y $k_{rw} @ S_{wi} = 0$ (sólo el aceite esta fluyendo). De esta manera las permeabilidades relativas se obtienen a partir de las siguientes ecuaciones:

$$k_{ro} @ S_{w1} = \frac{k_o @ S_{w1}}{k_o @ S_{wi}} \quad (4.35)$$

$$k_{rw} @ S_{w1} = \frac{k_w @ S_{w1}}{k_o @ S_{wi}} \quad (4.36)$$

Los puntos adicionales en las curvas de permeabilidad relativa son obtenidos conforme la saturación de agua incrementa, S_{w2} , S_{w3} , etc. En el último paso obtiene la $k_{ro} @ S_{or} = 0$ y $k_{rw} @ S_{or} = \frac{k_{ew} @ S_{or}}{k_{eo} @ S_{wi}}$.

Finalmente estos datos son graficados como permeabilidades relativas agua-aceite vs. saturación de agua, para el caso de sistemas de agua-aceite y permeabilidades relativas aceite-gas vs. saturación de líquido para sistemas de gas-aceite.

b) TÉCNICA DE ESTADO NO ESTACIONARIO (USS).

El método no estacionario está basado principalmente en la interpretación de un proceso de desplazamiento inmisible, ver Figura 4.16. Para un sistema de dos fases; básicamente un núcleo que está en estado nativo o preservado o en estado restaurado después de la limpieza y el envejecimiento, a las condiciones de saturación que existen en el yacimiento, es inundado con una de las fases de desplazamiento. Normalmente, la fase de desplazamiento es el gas (para permeabilidad relativa de gas-aceite) o agua (para permeabilidad relativa aceite-agua) ya que en el yacimiento una de estas fases desplaza el aceite.

Los pasos experimentales para este proceso son:

1. El primer paso es la determinación de la permeabilidad efectiva al aceite a una saturación de agua irreductible, $k_{eo} @ S_{wi}$, ya descrita anteriormente.
2. Posteriormente, la inyección de agua a un gasto de flujo constante es iniciado; la caída de presión y el volumen de aceite producido son registrados como función del tiempo. De esta manera, la saturación de agua en la muestra de núcleo incrementa desde un valor irreductible, S_{wi} .
3. Conforme la inyección de agua avanza, aceite adicional y algo de agua es también producido, eventualmente mostrando una planicie en la producción de aceite acumulativa vs. tiempo. Después de que la producción de aceite se detiene, sólo agua es producida en la salida de la muestra de roca.
4. La inyección de agua continúa después de alcanzar la saturación de aceite residual, permitiendo la medición y el cálculo de la permeabilidad efectiva al agua a esa condición

particular de saturación, $k_{ew} @ S_{or}$. Esta medición es el punto final de la curva de permeabilidad relativa.

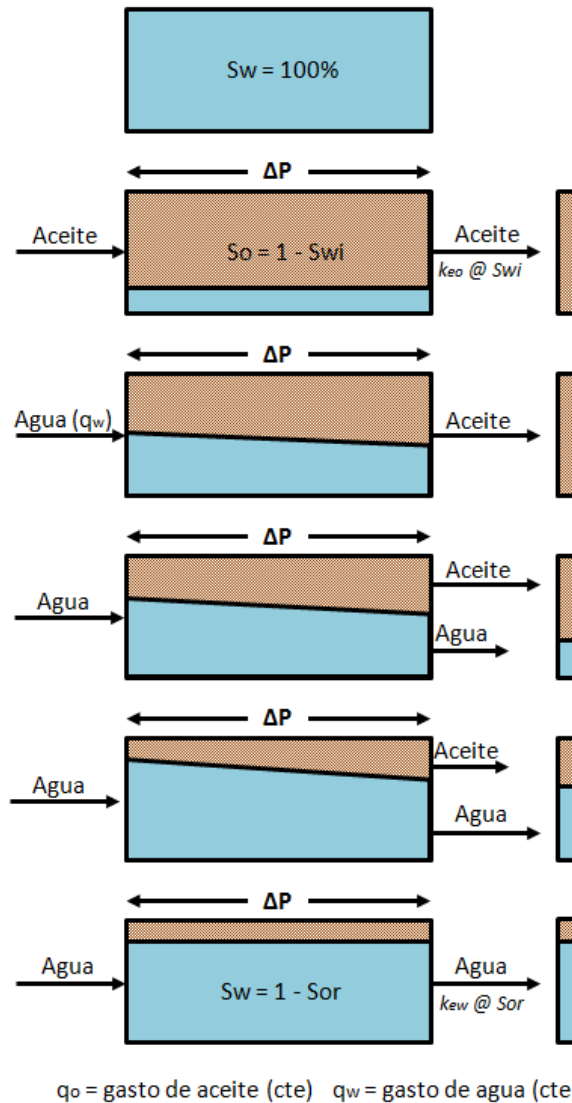


Figura 4.16 Representación esquemática de la secuencia de varios eventos que toman lugar durante el desplazamiento en estado no estacionario para la determinación de las permeabilidades relativas.

Para la determinación de los datos de permeabilidades relativas a partir del método no estacionario, dos métodos diferentes pueden aplicarse para calcular la saturación de agua: el método alternativo⁶⁰ y el método de Johnson-Bossler-Neumann⁶¹ también conocido como método JBN. El método alternativo da las permeabilidades relativas como una función de la saturación de agua promedio en el núcleo, simplificando los datos ya que solo es necesario aplicar la ley de Darcy para procesos de desplazamiento y subsecuentemente graficar las permeabilidades relativas como función de la saturación promedio. El método JBN calcula permeabilidades relativas como función de la saturación del fluido efluente (flujo de salida).

Cuando se llevan a cabo pruebas de permeabilidad relativa en estado no estacionario, la saturación promedio del núcleo a un tiempo puede calcularse con los datos experimentales registrados. La saturación promedio a un tiempo se puede calcular a partir de la siguiente ecuación:

$$\bar{S}_w = S_{wi} + \frac{\text{volumen de aceite producido acumulado}}{\text{volumen poroso de la muestra}} \quad (4.37)$$

Las permeabilidades efectivas por este método son calculadas a partir de las siguientes ecuaciones:

$$k_o = \frac{q_o \mu_o L}{A \Delta P} \quad \text{para } \bar{S}_w \quad (4.38)$$

$$k_w = \frac{q_w \mu_w L}{A \Delta P} \quad \text{para } \bar{S}_w \quad (4.39)$$

La caída de presión, ΔP , es la correspondiente al tiempo particular en el que la saturación promedio es determinada. Los valores de q_o y q_w , representan el gasto volumétrico de aceite y agua, respectivamente. Basado en los cálculos de permeabilidades efectivas, las permeabilidades relativas de las fases de aceite y agua también pueden determinarse usando el valor de permeabilidad absoluta o la permeabilidad efectiva al aceite a una S_{wi} , como permeabilidad base.

4.5.3 FACTORES QUE AFECTAN LAS PERMEABILIDADES RELATIVAS.

Aunque la permeabilidad relativa es principalmente una función de la saturación de los fluidos en el medio poroso, existen evidencias de que es también de otros parámetros como los siguientes.

a) HISTORIA DE SATURACIÓN.

La dirección de la curva de permeabilidad relativa con respecto a la historia de saturación es otra característica muy importante, que es, si la curva es producida por proceso de drene o imbibición, bajo la suposición de que la mojabilidad de la muestra es conocida a priori, ver Figura 4.17.

En el caso de datos de permeabilidad relativa gas-aceite, el proceso siempre es de drene ya que el gas es siempre la fase no mojante con respecto a las fases de agua y aceite. Así que, básicamente, todas las curvas de permeabilidad relativa gas-aceite o gas-agua son curvas de permeabilidad relativa de drene.

Si el agua es la fase mojante y las permeabilidades relativas son medidas por el desplazamiento del aceite por el agua son llamadas curvas de imbibición. Si el aceite desplaza al agua y las permeabilidades son medidas desde este desplazamiento, las curvas son llamadas curvas de drene. El inverso es correcto si en lugar de agua, el aceite es la fase mojante.

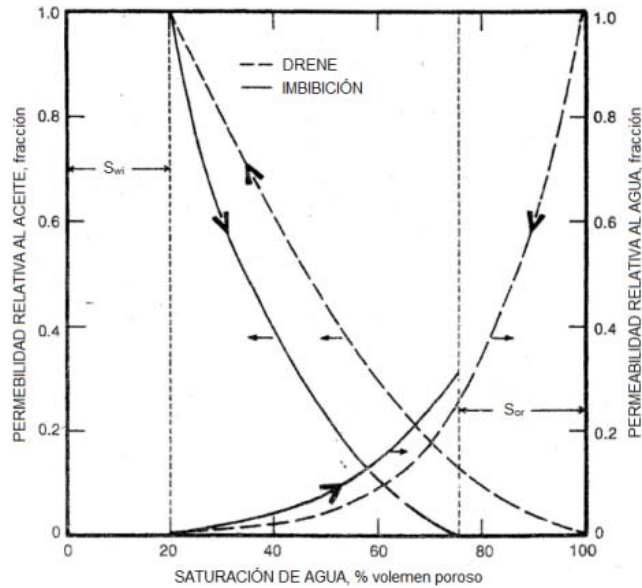


Figura 4.17 Curvas de permeabilidades relativas durante los procesos de drenaje e imbibición.

b) EFECTO DE LA MOJABILIDAD.

La mojabilidad afecta la permeabilidad relativa debido a que esta controla la ubicación, flujo y distribución relativa de los fluidos en el espacio poroso. En la evaluación del efecto de la mojabilidad en datos de permeabilidad relativa agua-aceite para sistemas fuertemente mojados por agua y fuertemente mojados por aceite, Anderson⁶² estableció que las diferencias en las mediciones de las permeabilidades relativas en este tipo de sistemas son causadas por la diferencia en la distribución del fluido.

En sistemas fuertemente mojados por agua, a una S_{wi} , el agua está localizada en poros pequeños donde se tiene un efecto muy bajo en el flujo de aceite y la permeabilidad efectiva al aceite es relativamente alta, a menudo se acerca a la permeabilidad absoluta. En contraste, la permeabilidad efectiva al agua a una S_{or} es muy baja debido a que algo del aceite residual está atrapado en el centro de los poros más grandes. Por lo tanto, la permeabilidad efectiva al agua a una S_{or} es mucho menor que la permeabilidad efectiva al aceite a la S_{wi} . Sin embargo, un sistema fuertemente mojado por aceite invierte las posiciones de las dos fases. La permeabilidad efectiva al aceite a una S_{wi} es relativamente baja debido a que el agua residual bloquea el flujo de aceite, mientras que la permeabilidad al agua a una S_{or} es alta debido a que la saturación residual de aceite está localizada en los poros pequeños y como una película en la superficie de los sólidos donde tiene un efecto muy bajo en el flujo de agua.

Todo el conjunto de datos indica que a cualquier saturación dada, la permeabilidad relativa al agua incrementa mientras que la permeabilidad relativa al aceite disminuye conforme la mojabilidad del sistema cambia de fuertemente mojado por agua a fuertemente mojado por aceite.

CAPÍTULO 5

SATURACIONES MÍNIMAS DE AGUA Y DE ACEITE EN LOS YACIMIENTOS PETROLEROS.

La saturación inicial de los fluidos de un yacimiento petrolero, es un conjunto de valores que va desde el máximo hasta el mínimo para cada fluido presente. Si se considera un yacimiento de aceite bajo saturado en una roca homogénea con espesor grande, las saturaciones iniciales de agua y de aceite varían como se ilustra en la Figura 5.1.

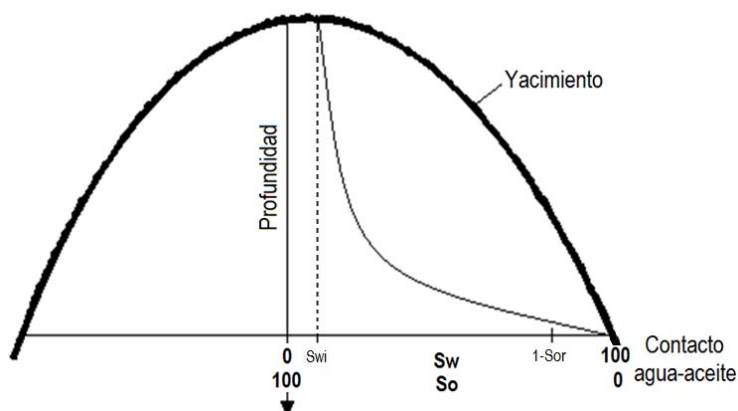


Figura 5.1 Distribución original de fluidos de un yacimiento de aceite bajo saturado.

En la parte alta se tiene la saturación de agua mínima o irreductible (S_{wi}) y, a su vez, la máxima saturación de aceite ($S_o = 1 - S_{wi}$). A esta condición el agua permanece inmóvil durante un proceso de explotación. A medida que aumenta la profundidad del yacimiento y se acerca al contacto agua-aceite, la saturación de agua incrementa, mientras que la del aceite disminuye.

A un nivel cercano al contacto agua-aceite, la saturación de aceite alcanza un valor mínimo o residual (S_{or}), la saturación de agua a esa condición puede expresarse como $S_w = 1 - S_{or}$; al nivel del contacto o por debajo del mismo, la roca tiene una $S_w = 1$ o 100%. La S_{or} a las condiciones iniciales es resultado de la distribución de los fluidos (equilibrio entre fuerzas capilares y gravitacionales) durante la migración de los hidrocarburos, y no se ha extraído aceite aun.

Sin embargo, después de un proceso de explotación del yacimiento, ya sea primario, secundario o mejorado, a las saturaciones de agua y de aceite que quedan se les denomina saturaciones residuales. Esta saturación de aceite es a la que se enfoca este trabajo. Los valores de estas saturaciones dependen principalmente de las características de la roca, de los fluidos saturantes y de los mecanismos de explotación.

5.1 SATURACIÓN DE AGUA IRREDUCTIBLE (S_{wi}).

La saturación de agua irreducible en un yacimiento petrolero se define como la saturación mínima o el valor más bajo de saturación de agua que se tiene en el medio poroso. En la industria petrolera, la S_{wi} es un valor especial de las saturaciones de agua llamadas intersticial, inicial o congénita.

Debido a que la saturación de agua varía verticalmente a lo largo del espesor del yacimiento, valores mínimos de ésta (S_{wi}) se tendrán en la parte superior, mientras que los máximos ($S_w=100\%$) en la parte baja del yacimiento, a la profundidad del contacto agua-aceite; esta variación es gradual y se presenta completa en un pozo si el intervalo perforado es lo suficientemente grande, ver Figura 5.1.

En general, se considera que la roca del yacimiento se originó en un ambiente donde existía agua, por lo que en un inicio los poros estuvieron completamente saturados con ese fluido, el cual fue desplazado cuando los hidrocarburos migraron desde su roca generadora; sin embargo, estos últimos nunca logran desplazar por completo el agua que inicialmente satura la roca debido a la acción de fuerzas de tensión, adhesión y capilares, que evitan la completa expulsión de ésta, dejando en las zonas de hidrocarburos una película de agua adherida a la superficie de los sólidos en los poros más grandes y llenando completamente los poros más pequeños. Si el agua es el fluido mojante, en ambos casos, ésta no se moverá esa zona ni cuando formación produce hidrocarburos, y no representa más que la saturación de agua irreducible (S_{wi}), ver Figura 5.2.

La saturación de agua irreducible es un parámetro muy importante porque reduce la cantidad de espacio disponible para almacenar hidrocarburos, ya sean gas y/o aceite. Una S_{wi} en los yacimientos petroleros de entre 20 a 40% es común; sin embargo, valores del orden de 5 y tan altos como 60% (dependiendo de las propiedades capilares de la roca) también se han reportado para algunos yacimientos⁶³.

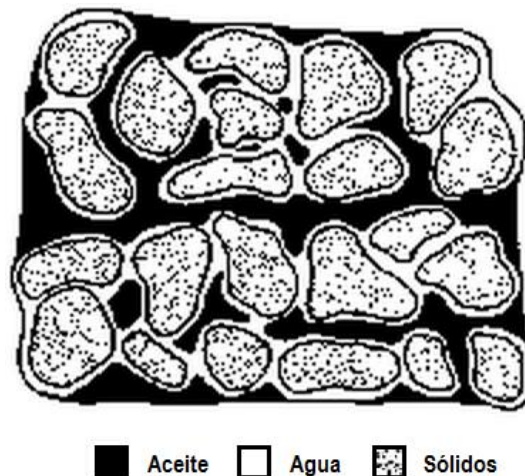


Figura 5.2 Visualización de la S_{wi} en un medio poroso mojado por agua.

La saturación de agua irreductible de un yacimiento petrolero se presenta al inicio de la vida productiva de éste, y puede ser determinada indirectamente a partir de registros geofísicos o directamente del análisis de muestras de roca en laboratorio.

Como ya se mencionó en el Capítulo 4, algunos métodos de laboratorio tienen el objetivo de determinar la saturación de fluidos y, por lo tanto, esta propiedad directamente; sin embargo, mediante el análisis de diferentes propiedades del yacimiento, como son las propiedades eléctricas, funciones de saturación (P_c y K_r) y otras propiedades petrofísicas es posible hacer una estimación de la saturación de agua irreductible en una formación determinada.

5.1.1 DETERMINACIÓN DE LA S_{wi} A PARTIR DE LAS PROPIEDADES ELÉCTRICAS.

Las propiedades eléctricas de las rocas, determinadas principalmente a partir del uso de registros geofísicos, permiten identificar mediante la aplicación de modelos matemáticos zonas saturadas con hidrocarburos, así como estimar valores de S_{wi} .

Los registros de resistividad miden la dificultad o la facilidad con la que una corriente eléctrica pasa a través de las formaciones del subsuelo y son función de la salinidad del agua de formación, de la cantidad de la misma, así como de la porosidad efectiva de la roca, principalmente⁶⁴. Por lo tanto, para una formación con una cierta porosidad, su resistividad eléctrica cambia significativamente dependiendo del tipo de fluido que esté almacenado en sus poros.

Los sólidos que forman la roca, los poros de la roca saturados con agua de muy baja salinidad, así como con aceite o gas son altamente resistivos (de muy baja conductividad); de manera opuesta, algunas arcillas en contacto con agua salada y los poros saturados con esa agua o salmuera tienen resistividades muy bajas (alta conductividad).

De esta manera, el perfil de un registro de resistividad tendrá un cambio en su comportamiento cuando se pase, en forma gradual, de una zona saturada principalmente con hidrocarburos (resistividad alta) a una zona saturada completamente con agua (resistividad baja), definiendo así zonas de saturación de agua irreductible (A), de transición (B) y de saturación de agua máxima (C), ver Figura 5.3.

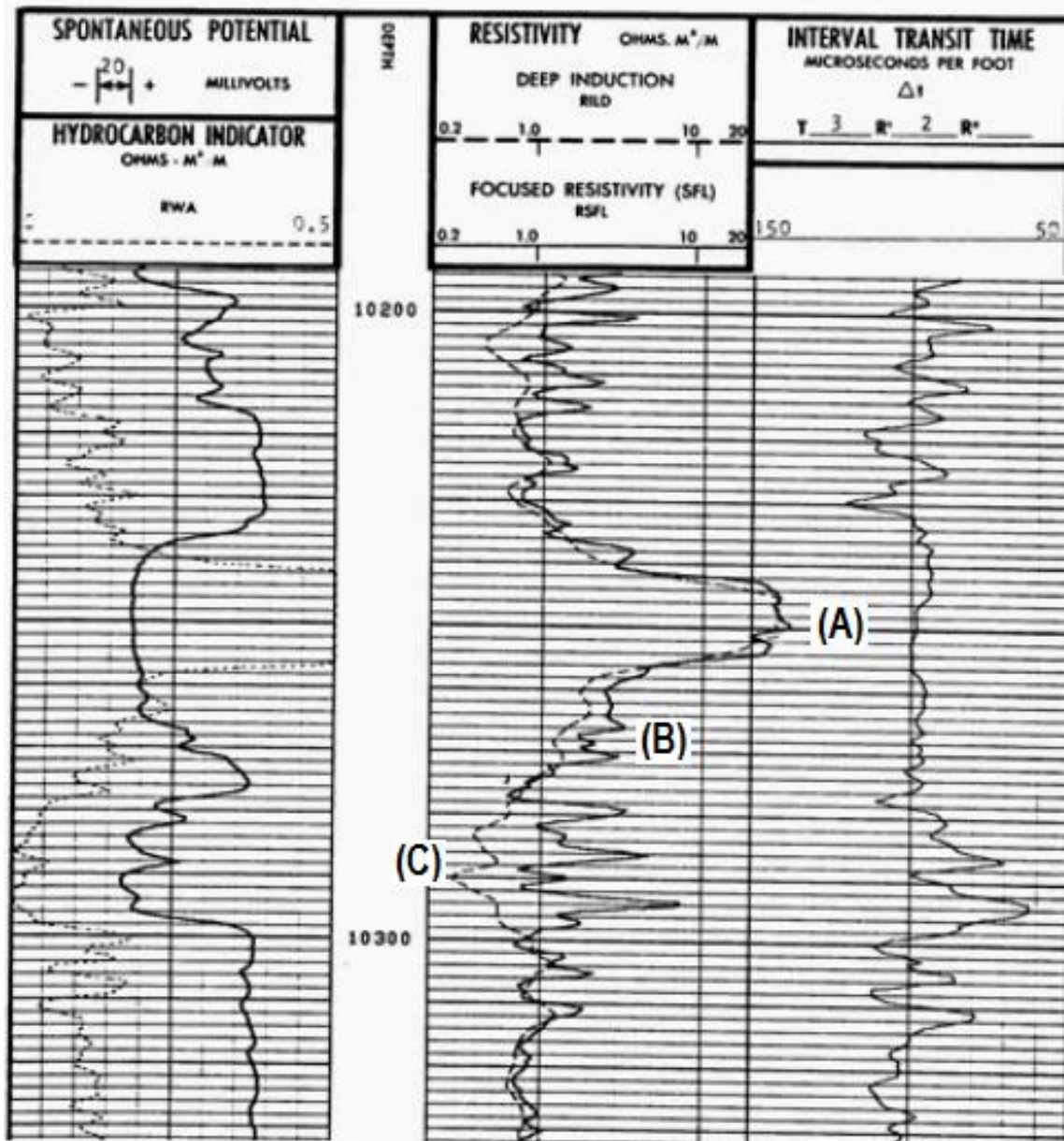


Figura 5.3 Perfil de un registro de resistividad en el que se visualiza el comportamiento de la curva de resistividad al pasar de una zona saturada con hidrocarburos a una saturada con agua salada.

Con frecuencia, el registro de resistividad se corre simultáneamente con el registro de Potencial Espontáneo, SP, lo que permite hacer interpretaciones cualitativas de la naturaleza de los fluidos que almacena la roca, así como de características litológicas, ver Figura 5.4.

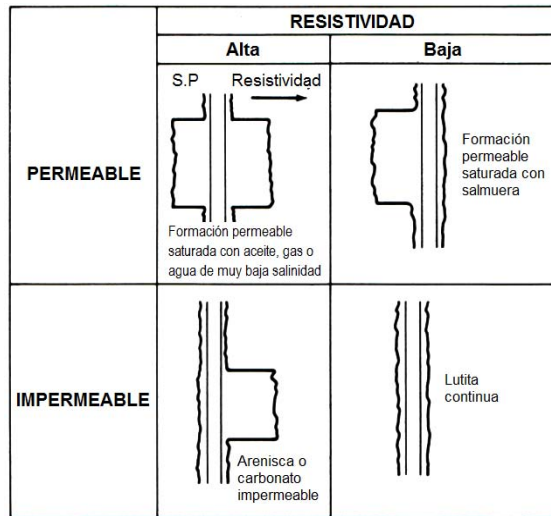


Figura 5.4 Respuesta de los registros de resistividad y SP para formaciones con distintas características petrofísicas y de saturación de fluidos.

Por otro lado, el uso de modelos matemáticos permite establecer el valor de S_{wi} , el cual es función de la porosidad y de algunos parámetros eléctricos. Los parámetros normalmente usados en la interpretación del registro de resistividad se pueden visualizar en la Figura 5.5, en donde se representa una zona permeable en las proximidades del pozo como dos cilindros concéntricos alrededor del mismo. El cilindro más próximo a la pared del pozo representa la zona lavada por el filtrado de lodo y el otro representa la zona alterada o de transición; fuera de éste se encuentra la zona virgen.

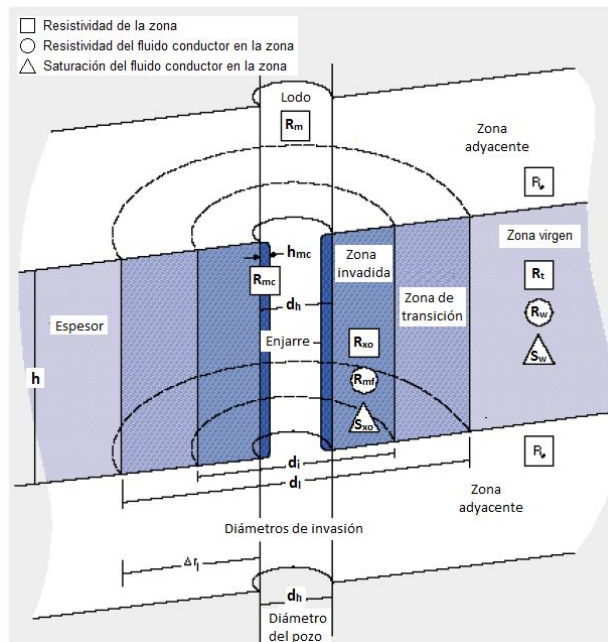


Figura 5.5 Representación de las zonas adyacentes a la pared del pozo y sus correspondientes resistividades.

La terminología utilizada en la Figura 5.5 se muestra en la Tabla 5.1:

Zona	Resistividad del fluido conductor (Ωm)	Resistividad de la zona (Ωm)	Saturación del fluido conductor
Lodo	R_m	-----	-----
Enjarre	-----	R_{mc}	-----
Zona lavada	R_{mf}	R_{xo}	$S_{xo} (V_{mf}/V_p)$
Zona virgen	R_w	R_t	$S_w (V_w/V_p)$

Tabla 5.1 Terminología usada en la Figura 5.5.

Para estimar el valor de la saturación de agua irreductible, los datos del registro de resistividad que deben considerarse son los de la zona saturada con hidrocarburos, ya que ésta será la que podría tener una saturación de agua mínima. Mientras más grande sea el espesor de la zona con hidrocarburos, el análisis de la información será representativo de la variación de valores de saturación de agua, desde mínimo (S_{wi}) hasta máximo ($S_w=100\%$).

Es necesario conocer el valor de la porosidad efectiva (Φ_e) de la formación analizada, así como la resistividad de ésta cuando está saturada al 100% de agua de formación (R_o). Comparando esta resistividad con la resistividad verdadera (R_t) de cada zona medida por los registros, se pueden identificar las zonas acuíferas (aquellas donde $R_t = R_o$) y las que contienen hidrocarburos (aquellas donde $R_t > R_o$). Si todo el intervalo tiene la misma porosidad, la R_t máxima, que se tendría en la parte más alta, indicaría que se tiene el agua irreductible y para conocer su valor se utiliza tal R_t , ver Figura 5.6.

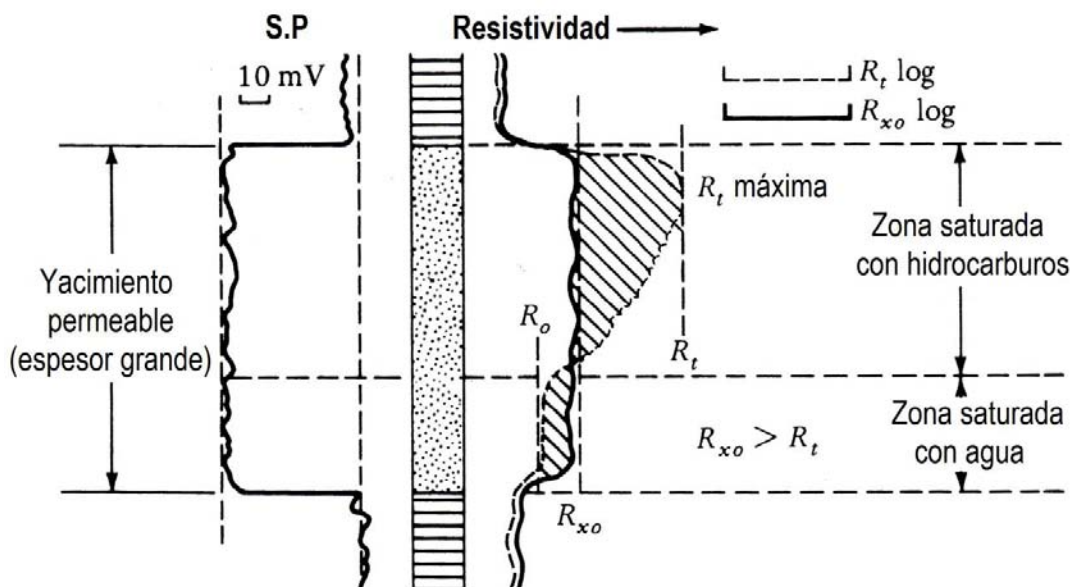


Figura 5.6 Comportamiento del registro de resistividad y del SP para una zona con hidrocarburos y con agua de donde los datos son tomados para calcular la S_w .

La ecuación (5.1) es utilizada para determinar la S_w en la zona virgen de una formación limpia que contiene hidrocarburos. Esta ecuación resulta de tomar como base la ecuación de Humble (4.10) y considera la ecuación de Archie (4.8) utilizada para determinar el índice de resistividad.

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{a R_w}{\Phi^m R_t}} \quad (5.1)$$

donde:

- S_w es la saturación de agua en la zona virgen, en fracción.
- n es el exponente de saturación, adimensional.
- a es una constante que depende de la litología, adimensional.
- R_w es la resistividad del agua de formación, ohm-m.
- Φ es la porosidad, en fracción.
- m es el factor de cementación, adimensional.
- R_t es la resistividad de la formación, leída por el registro, ohm-m.

La ecuación (5.1) se puede simplificar quedando sólo en función de las resistividades y del factor de formación, este último se puede determinar en laboratorio a partir de muestras representativas de las formaciones de interés, evitando así seleccionar un valor de m de acuerdo con las condiciones litológicas, quedando la ecuación (5.2):

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{R_w F}{R_t}} \quad (5.2)$$

Las ecuaciones (5.1) y (5.2) consideran la formación limpia, sin arcillosidad; sin embargo, las formaciones pueden contener minerales arcillosos, los cuales debido a sus características conductoras alteran el valor de saturación de agua calculada a partir de los registros, por lo que es importante tomar en cuenta si la formación que se está analizando es una formación limpia o sucia.

A continuación se muestran algunas ecuaciones para determinar la saturación de agua de la zona virgen, en formaciones con contenido de arcillas:

Ecuación de Indonesia:

$$\frac{1}{\sqrt{R_t}} = \left(\frac{v_{sh}^{(1-\frac{v_{sh}}{2})}}{\sqrt{R_{sh}}} + \frac{\Phi^{m/2}}{\sqrt{a R_w}} \right) S_w^{n/2} \quad (5.3)$$

Ecuación de Nigeria:

$$\frac{1}{\sqrt{R_t}} = \left(\frac{v_{sh}^2}{\sqrt{R_{sh}}} + \frac{\Phi^{m/2}}{\sqrt{a R_w}} \right) S_w^{n/2} \quad (5.4)$$

Ecuación de Simandoux:

$$\frac{1}{R_t} = \left(\frac{v_{sh}^2 S_w^{n/2}}{R_{sh}} + \frac{\Phi^m S_w^n}{a R_w (1 - v_{sh})^2} \right) \quad (5.5)$$

donde:

- v_{sh} : es la arcillosidad o volumen de arcilla en la formación, $0 \leq v_{sh} \leq 1$.
- R_{sh} : es la resistividad de la lutita próxima, obtenida en Ωm .

Como ya se mencionó, la saturación de agua irreductible (S_{wi}) puede tenerse en la parte más alta del intervalo o del yacimiento y sería un valor si el yacimiento es homogéneo o un promedio de valores de saturación si el yacimiento es heterogéneo.

5.1.2 DETERMINACIÓN DE LA S_{wi} A PARTIR DE PROPIEDADES PETROFÍSICAS.

a) S_{wi} A PARTIR DE MODELOS DE PERMEABILIDAD.

Normalmente, el valor de la S_{wi} se ha aproximado al valor de la saturación de agua que se tiene en la cima o parte más alta del yacimiento y es considerado constante en la mayoría de los modelos de yacimientos. El inconveniente de esto es que un valor constante de S_{wi} tiende a indicar que el yacimiento es homogéneo, lo que frecuentemente es incorrecto.

Para resolver el problema que genera el desconocimiento de valores de S_{wi} , éstos se pueden obtener aplicando diferentes modelos matemáticos utilizados para determinar la permeabilidad⁶⁵. Algunos de estos modelos tienen como variable a la S_{wi} , mientras que otros son independientes de ella. Los modelos de permeabilidad analizados son los de Morris and Biggs, Timur y Coates-Dumanior, los cuales son función de la porosidad y de la S_{wi} , por lo que este dato puede obtenerse de ellos. El modelo de Carman-Kozeny es función de la porosidad y de los indicadores de la zona de flujo (FZI) y no considera a la S_{wi} . Estos modelos se muestran en la Tabla 5.2.

	<i>Morris-Biggs</i>	<i>Timur</i>	<i>Coates-Dumanior</i>
Modelos de permeabilidad como función de la S_{wi}	(5.6) $k^{1/2} = \frac{C \phi^3}{S_{wi}}$	(5.7) $k^{1/2} = 100 \frac{\phi^{2.25}}{S_{wi}}$	(5.8) $k^{1/2} = \frac{300 \phi^w}{W^4 S_{wi}^w}$
Modelos para determinar la S_{wi}	(5.9) $S_{wi} = 250 \frac{\phi^3}{k^{1/2}}$ (5.10) $S_{wi} = 80 \frac{\phi^3}{k^{1/2}}$	(5.11) $S_{wi} = 100 \frac{\phi^{2.25}}{k^{1/2}}$	(5.12) $S_{wi} = \left[\frac{300}{W^4} \times \frac{\phi^w}{k^{1/2}} \right]^{1/w}$
Modelo de permeabilidad sin la S_{wi}	<i>Kozeny-Carman</i>		
	(5.13) $k = 1014 (FZI)^2 \frac{\phi^3}{(1 - \phi)^2}$		

Tabla 5.2 Modelos matemáticos utilizados para determinar la S_{wi} , a partir de modelos de permeabilidad.

La letra C , en el modelo de Morris and Biggs, es indicativa del tipo de fluido en el yacimiento, $C=250$ para zonas del yacimientos con gas, mientras que $C =80$ para zonas del yacimiento con aceite. La porosidad y la S_{wi} son consideradas en fracción. En el modelo de Coates-Dumanior el exponente w , representa tanto el exponente de saturación, n , como el exponente de cementación, m . En el modelo de Carman-Kozeny, el FZI es un parámetro que incorpora atributos geológicos (facies, textura y mineralogía) así como petrofísicos (porosidad, permeabilidad).

De los modelos para determinar la S_{wi} , mostrados en la Tabla 5.2, se puede observar que son función de la porosidad y de la permeabilidad. Con un perfil de permeabilidad disponible, es posible obtener una curva continua de saturación agua irreductible a través de cualquier intervalo del yacimiento analizado. Estas curvas de S_{wi} son generadas fácilmente con programas de cómputo utilizados en la industria, ver Figura 5.7.

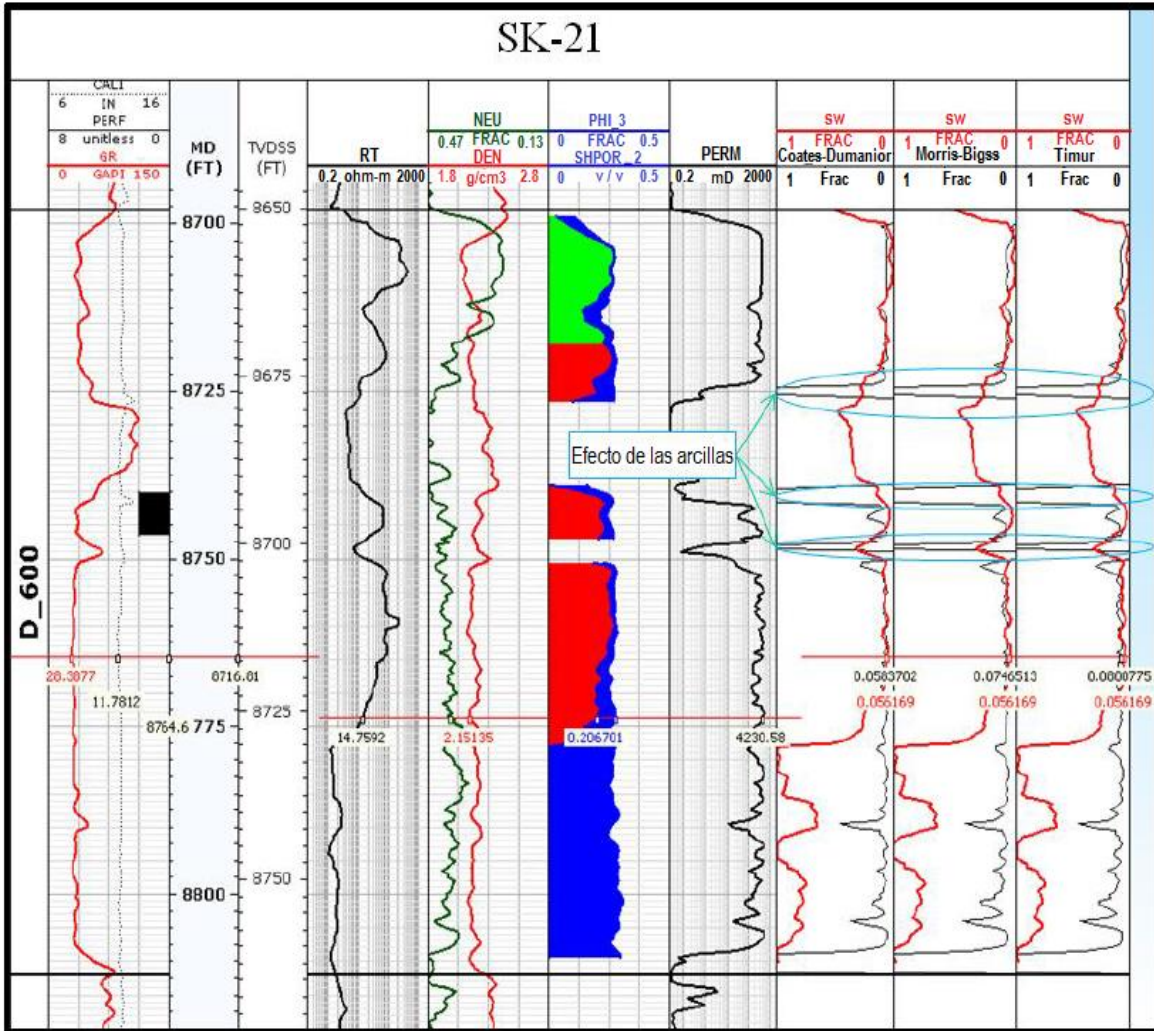


Figura 5.7 Perfil de la S_{wi} , obtenido con datos de la permeabilidad y de la porosidad de un intervalo analizado.

b) S_{wi} A PARTIR DE LA PRESIÓN CAPILAR.

El análisis e interpretación de los datos obtenidos en laboratorio para determinar propiedades como la presión capilar y permeabilidad relativa, son una herramienta para estimar los valores de las saturaciones mínimas de agua y de aceite, a nivel micro, debido principalmente a que tales propiedades son función de la saturación de fluidos.

Como en el análisis de registros, una de las aplicaciones prácticas más importantes de los datos de presión capilar es brindar un perfil de distribución de fluidos, el cual permita conocer el punto de contacto agua-aceite, zonas de transición y zonas con saturaciones mínimas de agua en un yacimiento. Para hacer esto posible es importante hacer la conversión de datos de presión capilar-

saturación de agua de laboratorio a datos de altura sobre el contacto agua-hidrocarburos-saturación de agua, en el yacimiento.

Considerando un tubo capilar inmerso en un recipiente con agua, donde el aceite es el otro fluido, como se muestra en Figura 5.8. La P_{o1} es la presión en el aceite en el punto 1, P_{o2} es la presión en el aceite en el punto 2, P_{w1} es la presión en el agua en el punto 1, y que P_{w2} es la presión en el agua en el punto 2. Debido a que la vasija es relativamente grande en comparación con el tubo capilar, la interfaz entre los fluidos en el recipiente es plana y la presión capilar es igual a cero, $P_{o1}=P_{w1}$.

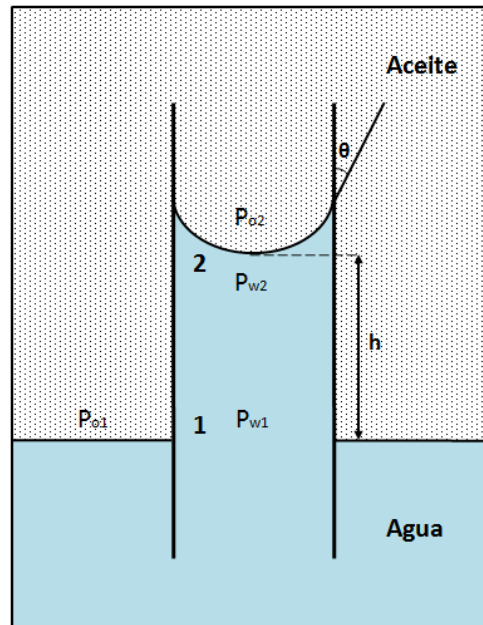


Figura 5.8 Relación de presión en un tubo capilar para un sistema agua-aceite.

La presión en el aceite y agua en el punto 2 puede ser escrita como:

$$P_{o2} = P_{o1} - \rho_o gh \quad (5.14)$$

$$P_{w2} = P_{w1} - \rho_w gh \quad (5.15)$$

La diferencia de presión o presión capilar a través de la interfaz agua-aceite es:

$$P_{o2} - P_{w2} = (\rho_w - \rho_o)gh = P_{cow} \quad (5.16)$$

Despejando h de la ecuación (5.16) queda:

$$h = \frac{P_{cow}}{(\rho_w - \rho_o)g} \quad (5.17)$$

La ecuación anterior puede ser usada para calcular la distribución vertical de saturaciones de agua y de aceite como una función de la altura sobre el contacto agua-aceite para los yacimientos petroleros, si los datos de presión capilar contra saturación están disponibles^{66, 67}.

$$h (m) = \frac{0.102 P_c}{\rho_w - \rho_o} \quad (5.18)$$

$$h (ft) = \frac{2.3 P_c}{\rho_w - \rho_o} \quad (5.19)$$

donde h es la altura de ascenso en el capilar en m o ft , ρ_w y ρ_o son las densidades del agua y del aceite, respectivamente, en gr/cm^3 o lb/ft^3 y P_c es la presión capilar en kPa o psi . Es importante mencionar, que antes de convertir datos de P_c - S_w a datos de h - S_w , las presiones capilares deben pasarse de condiciones de laboratorio a condiciones representativas del yacimiento. Más adelante se explica cómo se realiza esta conversión de datos.

Utilizando la curva de presión capilar de drene, la saturación de aceite en el yacimiento puede ser calculada a cualquier altura sobre el nivel de agua libre, FWL, como se muestra en la Figura 5.9.

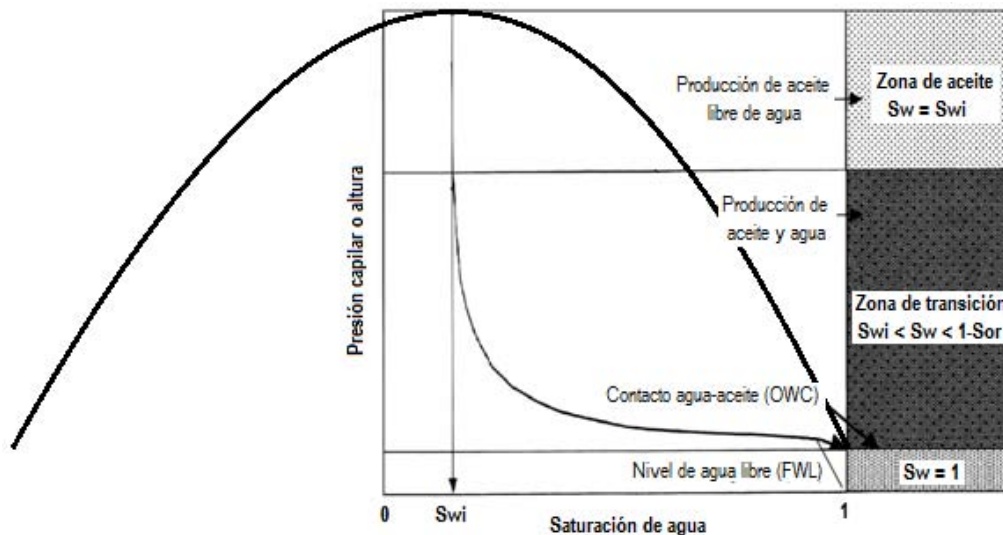


Figura 5.9 Distribución vertical de fluidos como función de la presión capilar.

El nivel de agua libre es difícil de localizar en un yacimiento, pero el contacto agua-aceite, OWC, se manifiesta claramente en los registros de pozos. Conociendo este punto en una curva de presión capilar de drene, obtenida de muestras del yacimiento, el perfil de saturación vertical puede ser calculado como una función de la altura sobre el FWL.

Los datos de (S_w-h) presentados en la Figura 5.9 representan la altura sobre el nivel de agua libre y éstos también pueden ser graficados como profundidad vs. saturación de agua, lo que significa que la altura sobre el nivel de agua libre incrementará mientras que la profundidad disminuye.

Los datos de presión capilar usados para determinar distribución de fluidos en el yacimiento, deben ser comparados con los obtenidos por otros métodos. Normalmente la distribución de fluidos determinada por presiones capilares y registros eléctricos tienen resultados similares.

INTERPRETACIÓN DE DATOS DE PRESIÓN CAPILAR.

En el Capítulo 4 se definió a la presión capilar y se mencionaron algunos de los principales métodos de laboratorio para determinarla.

Los métodos de la membrana porosa y la centrifuga son más representativos de los procesos de desplazamiento de fluidos que ocurren en el yacimiento; sin embargo, el método de inyección de mercurio es muy utilizado para estimar la S_{wi} así como la variación del tamaño de las gargantas de poro.

La saturación de agua irreductible en las curvas de presión capilar se obtiene analizando la curva de drene, en la cual la fase no mojante (aceite, gas o aire) desplaza a la fase mojante (agua).

El comportamiento de la curva de drene comienza con la muestra de roca saturada al 100% con agua, posteriormente una presión de desplazamiento es aplicada y el aceite comienza a desplazar al agua. El proceso continúa conforme la presión de desplazamiento aumenta hasta el punto en el cual no se puede desplazar más al fluido mojante. Esto significa que por más que se incremente la presión de desplazamiento no habrá aumento de la saturación del fluido no mojante (es decir, no hay disminución de la S_w). Este comportamiento se visualiza en la gráfica (P_c-S_w) como una asíntota; cuando éste ocurre, la saturación de agua mínima o irreductible se ha alcanzado, ver Figura 5.10.

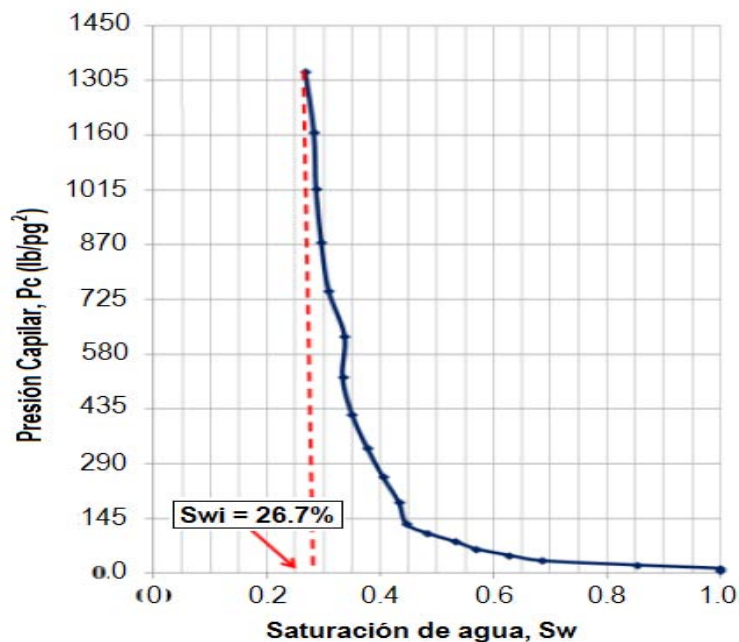


Figura 5.10 Identificación de la S_{wi} en la Curva de Presión Capilar de Drene.

La Figura 5.10 muestra el comportamiento de la curva de presión capilar de drene para una muestra de roca (arenisca), obtenida de un yacimiento Húngaro, de porosidad de 11.3% y $k_w = 2.6$ mD.

CONVERSIÓN DE DATOS DE P_c DE CONDICIONES DE LABORATORIO A CONDICIONES DE YACIMIENTO.

Es importante mencionar que las mediciones de presión capilar que se llevan a cabo en laboratorio, por cualquiera de los métodos discutidos anteriormente, por lo regular hacen uso de parejas de fluidos que no necesariamente existen en el yacimiento de donde las muestras de roca fueron extraídas.

El método de inyección de mercurio utiliza aire-mercurio, mientras que el método de membrana porosa y la centrifuga utilizan normalmente agua-aire. Aunque estas parejas de fluidos son utilizadas por conveniencia, normalmente no tienen las mismas propiedades físicas del agua, gas y aceite del yacimiento. Específicamente, los fluidos del laboratorio difieren de los fluidos del yacimiento en las tensiones interfaciales y superficiales, además de que las condiciones de laboratorio para medir el ángulo de contacto también son diferentes a las del yacimiento. Por lo tanto, para hacer una adecuada interpretación en el yacimiento usando datos de presiones capilares obtenidas de laboratorio es necesario hacer la conversión de éstas a condiciones de yacimiento.

Considerando un caso específico donde los valores de presión capilar en laboratorio son determinados con base en la ecuación 4.25, y los fluidos utilizados son gas y agua, la presión capilar para este sistema es:

$$[P_{c_{gw}}]_L = \frac{2[\sigma_{gw}]_L[\cos \theta_{gw}]_L}{r} \quad (5.9)$$

donde:

- $[P_{c_{gw}}]_L$ es la presión capilar medida en laboratorio.
- $[\sigma_{gw}]_L$ es la tensión superficial entre el gas y el agua a condiciones de presión y temperatura de laboratorio.
- $[\cos \theta_{gw}]_L$ es el coseno del ángulo de contacto entre el gas y el agua a condiciones de presión y temperatura de laboratorio.
- r es el radio del capilar.

La presión capilar que existiría si los fluidos del yacimiento, aceite y agua, son usados en el mismo medio poroso sería:

$$[P_{c_{ow}}]_R = \frac{2[\sigma_{ow}]_R[\cos \theta_{ow}]_R}{r} \quad (5.10)$$

donde:

- $[P_{cow}]_R$ es la presión capilar a condiciones de yacimiento.
- $[\sigma_{ow}]_R$ es la tensión interfacial entre el aceite y el agua a condiciones de presión y temperatura de yacimiento.
- $[\cos \theta_{ow}]_R$ es el coseno del ángulo de contacto entre el aceite y el agua a condiciones de presión y temperatura de yacimiento.

Comparando ambas ecuaciones y simplificando, queda:

$$[P_{cow}]_R = \frac{\sigma_{ow} \cos \theta_{ow}}{\sigma_{gw} \cos \theta_{gw}} [P_{cgw}]_L \quad (5.11)$$

De tal forma, la presión capilar a condiciones de yacimiento puede ser calculada con base en datos de presión capilar medidos en laboratorio cuando la tensión interfacial o superficial y los ángulos de contacto son conocidos a las condiciones necesarias. Esta relación asume que las saturaciones que se miden en laboratorio son iguales a las del yacimiento. Las tensiones interfaciales, tanto para condiciones de laboratorio como de yacimiento, pueden ser medidas de manera muy precisa en laboratorio; sin embargo, el ángulo de contacto para un medio poroso representativo es muy difícil de conocer. Además el coseno del ángulo de contacto varía de +1 a -1, causando una variación significativa en la conversión de los valores de presión capilar, por lo que a menudo se considera que la roca es completamente mojada por agua tanto en el laboratorio como en el yacimiento ($\cos \theta = 1$) y por consiguiente no se toma en cuenta en la ecuación:

$$[P_{cow}]_R = \frac{\sigma_{ow}}{\sigma_{gw}} [P_{cgw}]_L \quad (5.12)$$

Ahmed⁶⁸, sin embargo, estableció que es necesario hacer correcciones para la permeabilidad y la porosidad debido a que la muestra de núcleo usada en laboratorio no es representativa de la porosidad y permeabilidad promedio del yacimiento. Por lo tanto, la ecuación (5.12) es modificada a:

$$[P_{cow}]_R = \frac{\sigma_{ow}}{\sigma_{gw}} [P_{cgw}]_L \sqrt{\frac{\varphi_R k_L}{\varphi_L k_R}} \quad (5.13)$$

Donde φ_R y φ_L son las porosidades promedio del yacimiento y del núcleo, respectivamente, y k_R y k_L las permeabilidades promedio del yacimiento y del núcleo, respectivamente.

PRESIÓN CAPILAR PROMEDIO: LA FUNCIÓN J.

Los datos de presión capilar medidos en laboratorio son normalmente basados en muestras de núcleos individuales, que representan una parte extremadamente pequeña del total del yacimiento. Además, debido a la heterogeneidad de las rocas de yacimiento, una sola curva de presión capilar no puede ser usada para un yacimiento completo. Por lo tanto, es necesario combinar todos los datos de presión capilar para clasificar un yacimiento en particular.

Debido a que la relación presión capilar-saturación de fluidos es afectada por la porosidad y permeabilidad de la muestra de roca, es necesario evaluar los diferentes conjuntos de datos de presión capilar con respecto a la porosidad y a la permeabilidad de la roca de la cual fueron obtenidos. La aproximación que es comúnmente usada en la industria petrolera está basada en la función adimensional de Leverett, llamada Función J (a veces referida como Función J de Leverett) y expresada como:

$$J(S_w) = \frac{P_c}{\sigma} \left(\frac{k}{\Phi} \right)^{1/2} \quad (5.14)$$

donde:

- P_c : presión capilar, en dinas/cm².
- σ : tensión interfacial, dinas/cm.
- k : permeabilidad, cm².
- Φ : porosidad, fracción.

Algunos autores modifican la ecuación anterior incluyendo el término de tensión de adhesión en el denominador de la P_c , con el fin de tomar en cuenta el efecto de la mojabilidad, como se muestra en la ecuación siguiente:

$$J(S_w) = \frac{P_c}{\sigma \cos \theta} \left(\frac{k}{\Phi} \right)^{1/2} \quad (5.15)$$

Sin embargo, Anderson⁵⁵ estableció que, si las mediciones de presión capilar son realizadas con fluidos del yacimiento en núcleos con mojabilidades representativas del mismo, el término $\cos \theta$ actúa simplemente como una constante, sin afectar los resultados; sin embargo, los problemas podrían surgir cuando diferentes mojabilidades son usadas.

La Función J fue originalmente propuesta como un medio de convertir todos los datos de presión capilar-saturación de agua a una curva generalizada. En muchos casos, todos los datos de presión capilar de una formación son reducidos a una sola curva, formada cuando la Función J es graficada contra la saturación de agua, ver Figura 5.11.

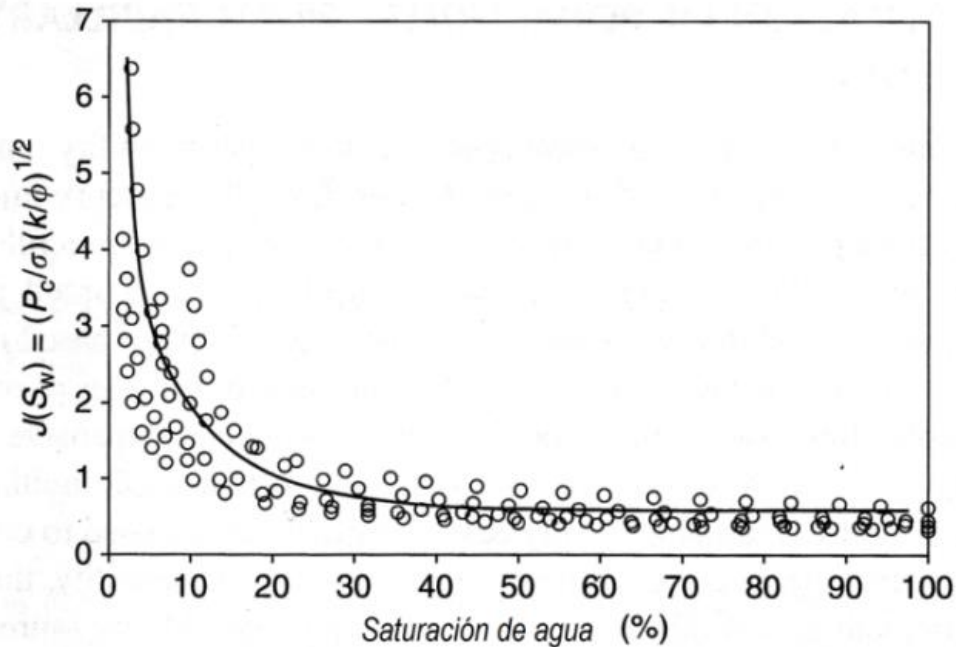


Figura 5.11 Función J vs. S_w generada para muestras de roca de la misma formación de un yacimiento del Mar del Norte.

c) S_{wi} A PARTIR DE PERMEABILIDADES RELATIVAS.

La saturación de fluidos en un yacimiento petrolero es una propiedad que influye directa y fuertemente en los valores de permeabilidades relativas relacionados a los diferentes fluidos presentes en la roca.

La permeabilidad relativa a un fluido en particular, está directamente relacionada con la saturación de ese fluido en el medio poroso; por lo tanto, debido a que la saturación de fluidos en la roca no es constante, la permeabilidad relativa puede tomar valores que van desde 0 hasta 1 o casi 1, dependiendo de las condiciones de saturación a las cuales se determine.

Los datos de permeabilidades efectivas y, por consiguiente, relativas se obtienen en laboratorio a partir de pruebas de desplazamiento de fluidos realizadas en muestras de roca del yacimiento. Como se mencionó en el Capítulo 4, los métodos principalmente utilizados son el estacionario y el no estacionario, ver Figura 5.12.

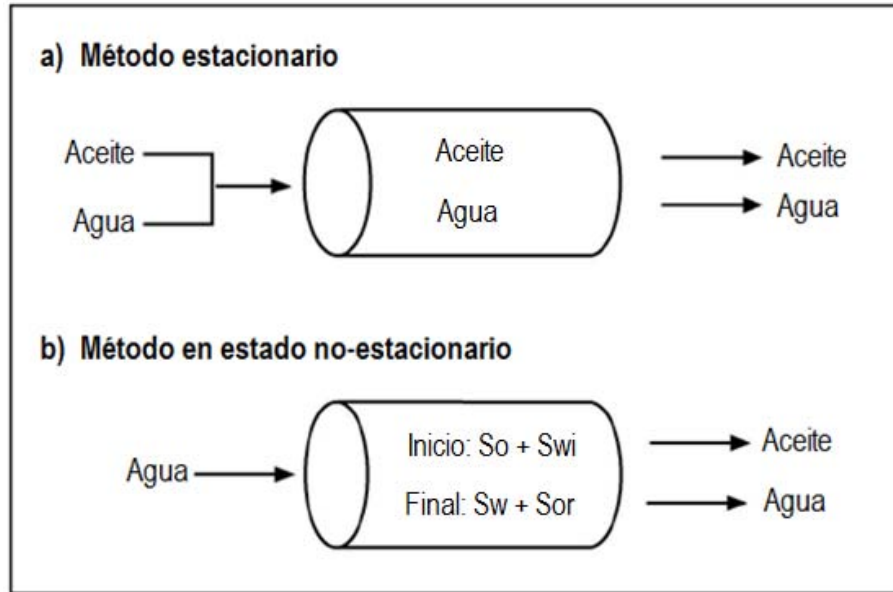


Figura 5.12 Ilustración de los métodos estacionario y no estacionario para medir las permeabilidades relativas al aceite y al agua en un medio poroso.

El método estacionario es el más exacto pero generalmente es muy lento, tardando días o hasta semanas. Esto se debe a que las saturaciones deben alcanzar el equilibrio después de cada cambio en los gastos de inyección, frecuentemente se aplica a yacimientos con heterogeneidades y con mojabilidad mixta; el método no estacionario se considera menos preciso pero es más rápido, requiriendo sólo algunas horas para determinar las curvas de permeabilidades relativas completas, se emplea normalmente en el análisis de yacimientos con tendencia a estar fuertemente mojados, y relativamente homogéneos.

Independientemente del método de laboratorio utilizado, en ambos casos, básicamente, se determina la permeabilidad efectiva a un fluido bajo diferentes condiciones de saturación. Los datos de permeabilidad se convierten de efectiva a relativa y se presentan gráficamente en forma de curvas, llamadas curvas de permeabilidad relativa. En un sistema roca-agua-aceite, las permeabilidades relativas varían en un rango de saturaciones de agua limitados por: la saturación de agua irreductible (S_{wi}) y la saturación de agua máxima o su equivalente saturación de aceite residual (S_{or}), es decir, $S_{or}=1-S_{w_{máxima}}$.

Esta característica hace de las curvas de permeabilidad relativa una alternativa para determinar los valores de saturación mínima de la fase mojante y de la no mojante en un sistema roca-fluidos, ya que estas condiciones representan los puntos extremos de dichas curvas como se puede visualizar en la Figura 5.13.

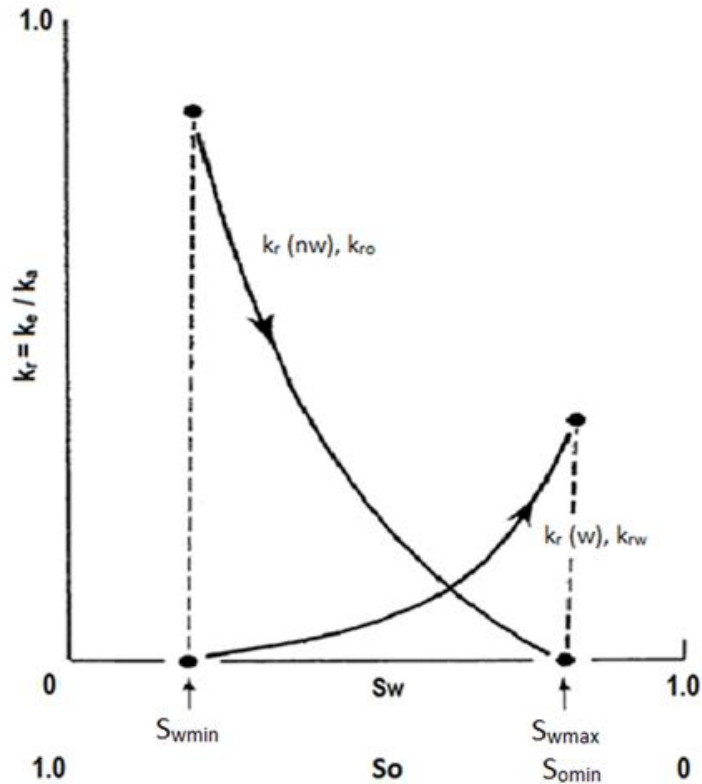


Figura 5.13 Representación gráfica de los valores de permeabilidad relativa de la fase mojante y la no mojante bajo diferentes condiciones de saturación.

Para un sistema roca-agua-aceite, las curvas de permeabilidades relativas muestran el comportamiento de la permeabilidad relativa al agua y al aceite con respecto a la saturación de agua en la muestra. Cuando la saturación de agua es igual a la irreductible, S_{wi} , la permeabilidad relativa al aceite toma el máximo valor y la del agua es igual a cero, lo que indica que sólo el aceite está fluyendo. Frecuentemente, este valor de permeabilidad al aceite se emplea como permeabilidad base. A esta condición, el líquido complementario representa la saturación de aceite máxima.

Posteriormente, se inyecta agua en la muestra, la cual desplaza al aceite. Conforme la saturación de agua incrementa, la permeabilidad relativa al agua aumenta y la del aceite disminuye hasta tomar un valor de cero, el cual sólo se tiene cuando la saturación de aceite es igual a la residual, S_{or} , esta saturación también se puede expresar como $1 - S_{wfinal}$. A esta condición el aceite ya no se mueve y sólo fluye agua, es decir, se alcanza la permeabilidad relativa al agua máxima, ver Figura 5.14.

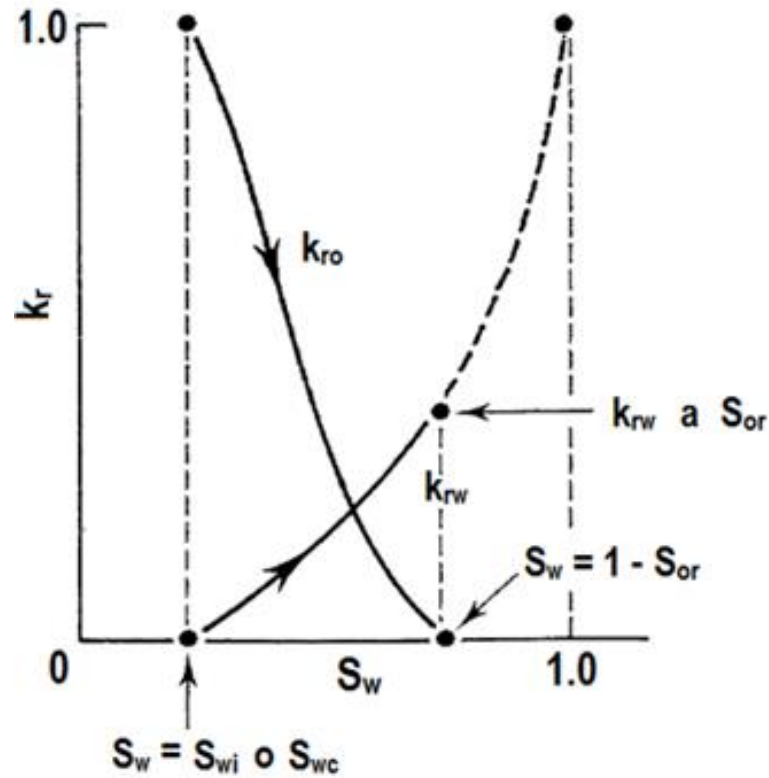


Figura 5.14 Representación de las permeabilidades relativas de las fases mojante y no mojante.

Si bien las curvas de permeabilidades relativas no tienen como objetivo determinar valores mínimos de saturaciones de los fluidos presentes en el sistema, éstos son valores que se requieren y se obtienen durante la realización de los métodos de laboratorio dirigidos a obtener estas propiedades de flujo y, por lo tanto, son una herramienta para estimar valores de saturación mínimos de la fase mojante y no mojante en una muestra de roca.

5.2 SATURACIÓN DE ACEITE RESIDUAL, S_{or} .

La saturación de aceite residual, denotada S_{or} , se define como la saturación de aceite mínima en una muestra de roca o a nivel de yacimiento, que normalmente se alcanza al final de un proceso de desplazamiento por gas o agua y a la cual el aceite ya no puede ser desplazado, es decir ya no se mueve.

Es importante diferenciar la S_{or} de la de la saturación de aceite remanente (S_{orem}). Esta última es aquella que se tiene al término de un proceso de explotación del yacimiento (primario, secundario o mejorado) y que en ocasiones puede ser igual a la S_{or} , pero no siempre. Normalmente, la saturación de aceite remanente es el objetivo de los Ingenieros de Yacimientos para determinar si se implementa o no un método de recuperación secundaria o mejorada en un yacimiento.

Para entender mejor el concepto de saturación de aceite residual, consideremos un núcleo saturado al 100% con aceite y dentro del cual es inyectado agua o gas por un extremo. Tan pronto como la fase desplazante, ya sea gas o agua, es inyectada en el núcleo comenzará a remplazar el aceite almacenado en los poros de la roca, el aceite será desplazado y producido por el extremo opuesto a la inyección en el núcleo. Conforme el proceso continúa, más y más aceite es producido; sin embargo, a un cierto tiempo la producción de aceite declina (conforme la fase desplazante es también producida) hasta eventualmente ser igual a 0 (solo la fase desplazante es producida), a esta condición la saturación de aceite en el núcleo es igual a la S_{or} .

Si la producción acumulada de aceite es ahora graficada como función del tiempo; la gráfica muestra a cierto tiempo una planicie, la que básicamente significa la máxima cantidad de aceite que puede ser producido desde cierto núcleo por inyección de gas o agua.

Una recuperación del 100% de aceite no es posible, una cierta cantidad siempre permanece atrapado dentro de los espacios porosos de la muestra de roca, ver Figura 5.15, independientemente del fluido que lo esté desplazando. Este aceite atrapado es lo que se conoce como aceite residual, que se expresa como saturación de aceite residual, S_{or} .

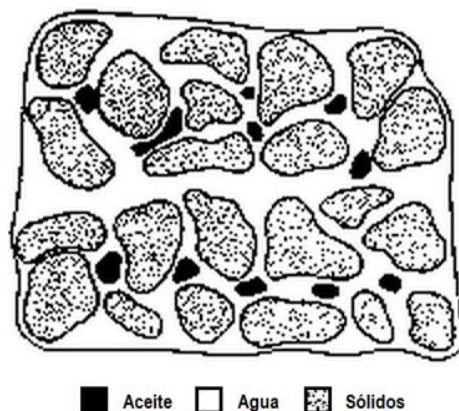


Figura 5.15 Visualización de la saturación de aceite residual, S_{or} , en un medio mojado por agua.

5.2.1 DETERMINACIÓN DE LA S_{or} A PARTIR DE PROPIEDADES PETROFÍSICAS.

Como en el caso de la saturación de agua irreductible, las presiones capilares y las permeabilidades relativas también permiten estimar el valor de la saturación de aceite residual en una muestra de roca de yacimiento.

a) S_{or} A PARTIR DE LAS PRESIONES CAPILARES.

En una muestra de roca mojada por agua, la saturación de aceite residual puede determinarse a partir de los datos de presión capilar que conforman la curva de imbibición, en la cual la fase mojante (agua) desplaza a la fase no mojante (aceite). De hecho, el último dato de la curva de imbibición representa ese valor de saturación.

El proceso de imbibición comienza con una saturación de agua en la muestra de roca igual a la irreductible y, por lo tanto, una saturación de aceite máxima. Condición que se obtiene después de que la muestra ha sido sometida a un proceso de drene. Posteriormente, se disminuye la presión en la muestra de tal manera que el agua se imbebe en la misma. Conforme el volumen de agua en la muestra aumenta ésta desplaza al aceite hasta el punto en que no puede desplazarlo más. Cuando esta condición se alcanza, la saturación de la fase no mojante en la muestra de roca es la mínima y representa la saturación de aceite residual para un sistema roca-agua-aceite, ver Figura 5.16.

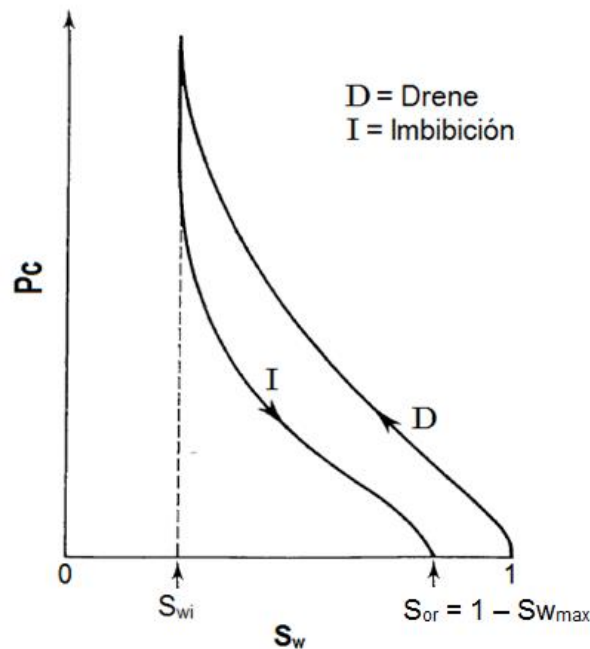


Figura 5.16 Visualización de los procesos de drene e imbibición y los puntos donde se alcanza la S_{wi} y la S_{or} , respectivamente.

Por otro lado, es importante mencionar que existen dos tipos de curvas de imbibición, la espontánea y la forzada. La curva de imbibición espontánea es aquella que se forma en un rango de valores de presiones capilares que van de cero a valores positivos y la forzada, de cero a valores negativos.

En un sistema mojado por agua, el proceso de imbibición espontánea en una muestra de roca en ocasiones no es suficiente para obtener la saturación mínima de la fase no mojante. Es decir, a una presión capilar igual a cero, la saturación de la fase no mojante es mayor que la mínima. En estos casos, el proceso de imbibición forzada es requerido, de tal manera que la inyección de agua continúe hasta alcanzar la máxima saturación de la misma y, por lo tanto, la mínima del fluido no mojante, que para un sistema roca-agua-aceite representa la saturación de aceite residual. Ver Figura 5.17

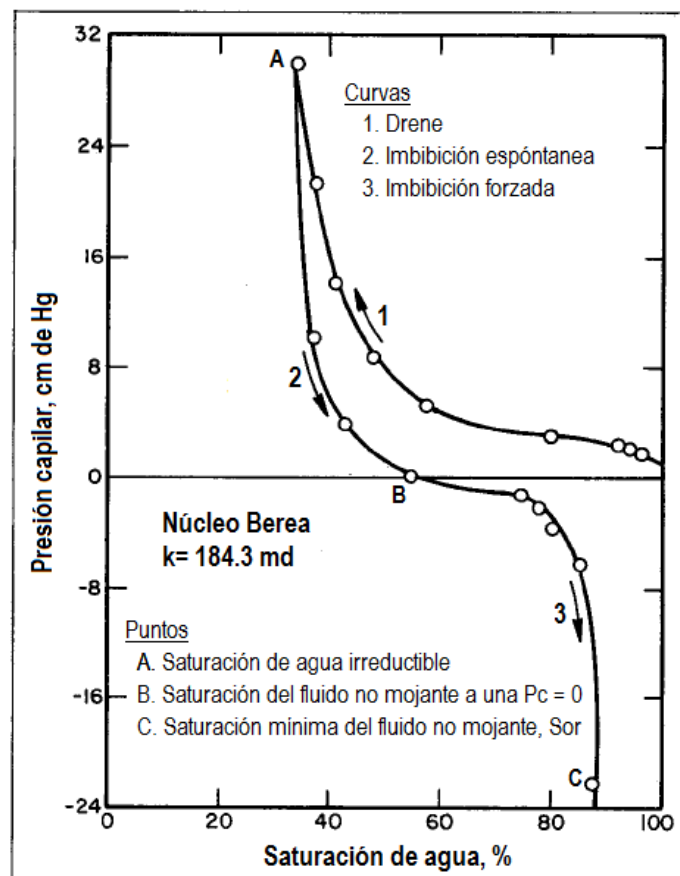


Figura 5.17 Curvas de presión capilar de un sistema roca-agua-aceite medidas en un núcleo Berea mojado por agua.

Un caso especial es el de los sistemas fuertemente mojados, en donde, para un sistema fuertemente mojado por agua ($\theta = 0^\circ$) la imbibición espontánea es suficiente para alcanzar, a una presión capilar igual a cero, la saturación de aceite residual, ver Figura 5.18. Esto se debe a que la

eficiencia del desplazamiento del fluido no mojante por el mojante es mayor para sistemas fuertemente mojados ($\theta = 0^\circ$ o $\theta = 180^\circ$ para agua y aceite, respectivamente), entrampando el aceite con más facilidad (aceite residual) conforme el agua va siendo inyectada, que para aquellos sistemas mojados o que tienden a estar mojados por un tipo de fluido ($0^\circ < \theta < 70^\circ$ para los que tienden a estar mojados por agua o $70^\circ < \theta < 180^\circ$ para sistemas con tendencia a ser mojados por aceite).

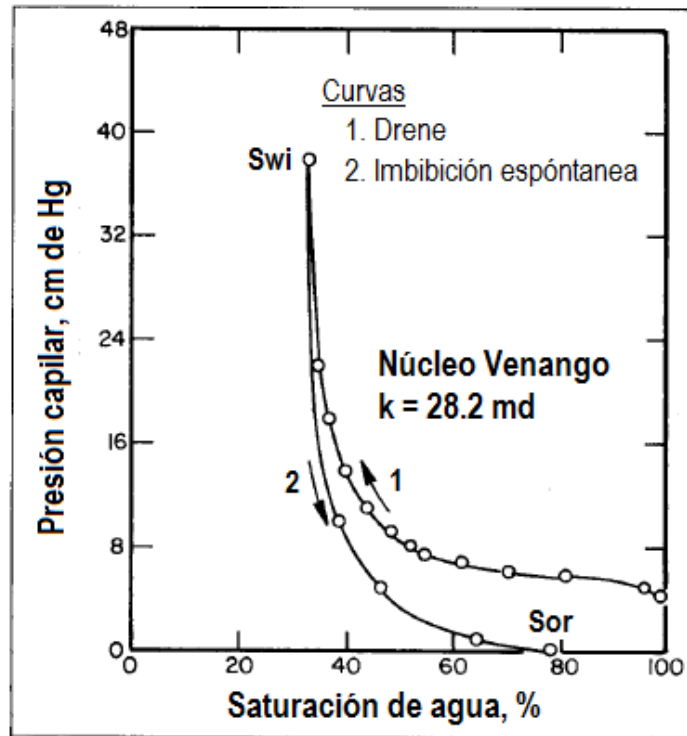


Figura 5.18 Curva de presión capilar para un sistema roca-agua-aceite medida en un núcleo Venango fuertemente mojado por agua.

Como en el caso de los datos de presión capilar de drene, los datos de las curvas de imbibición deben ser pasados a condiciones de yacimiento para poder realizar un análisis que represente el comportamiento del yacimiento. Además de que también si se tiene una gran cantidad de muestras puede aplicarse la Función J para obtener una curva generalizada que represente al yacimiento a analizar. Estos procedimientos ya se han explicado anteriormente.

b) S_{or} A PARTIR DE LAS PERMEABILIDADES RELATIVAS.

Como se explicó anteriormente, las técnicas de laboratorio (en estado estacionario y no estacionario) enfocadas a obtener permeabilidades efectivas y relativas, son una alternativa para estimar los valores de las saturaciones mínimas de los fluidos presentes en una muestra de roca.

Para un sistema roca-agua-aceite, ambos procesos buscan conocer la permeabilidad efectiva máxima a esos fluidos, valores que sólo se logran cuando la saturación de aceite y de agua, respectivamente, son mínimas en la muestra. Por lo tanto, estas saturaciones particulares, se obtienen durante la realización de las pruebas y son valores claves para establecer el comportamiento de las curvas de permeabilidad relativa.

A diferencia de la saturación de agua irreductible, la saturación de aceite residual es un dato que se obtiene al finalizar estas pruebas, ver Figura 4.15. Estas técnicas, comienzan con la muestra saturada al 100% con agua. Posteriormente, se le inyecta aceite a la misma hasta alcanzar la permeabilidad efectiva al aceite máxima y, por consiguiente, la saturación de agua irreductible. Una vez que se alcanza esta condición, se comienza a inyectar agua a diferentes gastos. Debido al incremento de la saturación del agua, la permeabilidad relativa a la misma aumenta, mientras que la relativa al aceite disminuye. Este comportamiento continúa hasta que no hay más flujo de aceite, es decir, la k_{ro} es igual a cero. A esta condición la saturación de aceite en la muestra corresponde a la saturación de aceite residual, ver Figura 5.19.

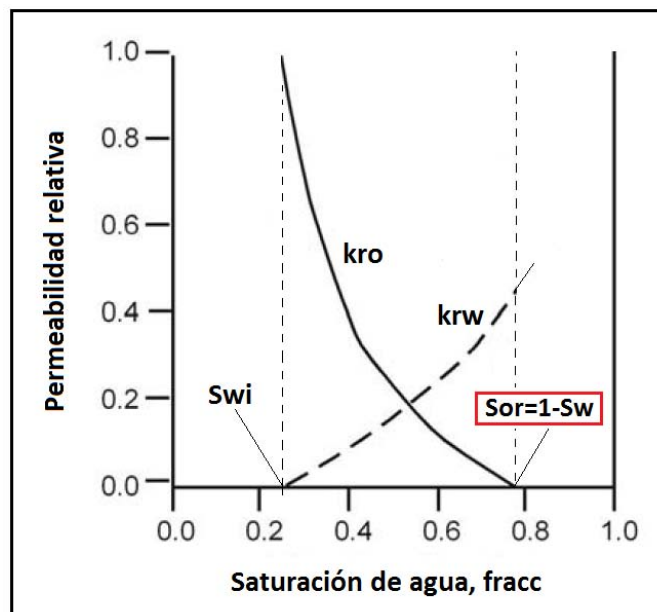


Figura 5.19 Curvas de permeabilidades relativas para un sistema roca-agua-aceite.

La saturación residual de aceite en una roca, se ve afectada por la viscosidad de ese fluido. Una forma de visualizar su impacto en el valor de esa saturación se muestra en el comportamiento de las curvas de permeabilidades relativas para aceites de diferentes viscosidades.

Para aceites de viscosidad baja a media, el comportamiento de las curvas de permeabilidades relativas es independiente de la viscosidad del fluido. Sin embargo, para aquellos sistemas de aceites pesados-agua, no se puede decir lo mismo. Diferentes investigaciones han mostrado que la viscosidad del aceite (en aceites pesados) tiene una fuerte influencia en las permeabilidades relativas y en la saturación de fluidos, principalmente la saturación de aceite residual. Más adelante se hablará más detalladamente de este tema.

5.2.2 DETERMINACIÓN DE LA S_{or} POR REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZO.

Los registros geofísicos son los métodos o procedimientos más ampliamente usados para obtener un perfil de saturación de aceite residual que ayude en la evaluación del campo para la implementación del algún método de recuperación secundaria o mejorada.

La determinación de la S_{or} mediante estas técnicas requiere el conocimiento de otras propiedades de la roca del yacimiento y de los fluidos; su determinación se basa en el análisis e interpretación de diferentes propiedades medidas por ellos y su relación con la saturación de fluidos.

Cada técnica de registros tiene sus ventajas y limitaciones. Con base en la condiciones del pozo, dos principales grupos de registros son usados para la medición de la saturación de aceite residual: registros en agujero descubierto y registros en agujero entubado. Una lista de las herramientas de registros y técnicas asociadas a la medición del aceite residual es presentada en la tabla siguiente:

Herramientas de registro	Técnicas	Puede correrse en agujero entubado	Probado en campo	Exactitud esperada
Resistividad	Convencional	No	Si	Pobre
	Log-inject-log	No	No	De buena a excelente
Neutrón pulsado (PNC)	Convencional	Si	Si	Pobre
	Log-inject-log con inundación de agua	Si	Si	De buena a excelente
	Log Inject-Log con strip química	Si	Parcialmente	Regular a bueno
Magnetismo nuclear	Inject-log	No	Si	Excelente
Carbón/Oxígeno	Convencional	Si	Si	Pobre
Radiación gamma	Log-inject-log	Si	No	Desconocido (pero puede ser excelente)
Constante dieléctrica	Convencional	No	Parcialmente	Desconocido

Tabla 5.3 Tipos de registros geofísicos, y algunas de sus características, usados para la determinación de la saturación residual de aceite.

En este trabajo sólo se hablará del Registro de Captura de Neutrones Pulsados (PNC) y de las diferentes técnicas aplicadas con el mismo.

a) S_{or} A PARTIR DEL REGISTRO PNC.

La captura del registro de neutrón pulsado (PNC) ha sido encontrada particularmente conveniente para mediciones de aceite residual, debido a que puede usarse en agujero entubado.

La herramienta PNC emplea un generador de neutrones que repetidamente bombardea a la formación con neutrones de alta energía. Posteriormente, estos neutrones son desacelerados hasta alcanzar un estado termal, esto sucede debido a las colisiones que se producen cuando los neutrones interactúan con los átomos de los diferentes elementos presentes en la formación. Finalmente, los neutrones son capturados por el núcleo de algunos átomos, principalmente cloro e hidrógeno, generando una emisión de rayos gamma, los cuales son detectados por la herramienta a una distancia corta de la fuente.

La sección transversal de captura se define como la efectividad que tienen los núcleos atómicos para capturar neutrones. El término captura se simboliza con la letra griega Σ y sus unidades se expresan en “unidades de captura” ($1 \text{ u.c.} = 10^{-3} \text{ cm}^2/\text{cm}^3$). Los átomos de hidrógeno tendrán mayor impacto en la desaceleración de los neutrones debido a que su masa atómica es casi la misma que la de los neutrones. Por otro lado, tanto los núcleos de los átomos de hidrógeno y cloro capturan los neutrones termales, aunque el cloro es el elemento más efectivo en este caso.

TÉCNICA CONVENCIONAL DEL REGISTRO PNC.

La sección de captura total de la formación (Σ_t) es la suma de la sección de captura de la roca y de los fluidos (agua e hidrocarburos) dentro de los poros de la roca. La sección de captura total se expresa con la siguiente ecuación:

$$\Sigma_t = \Sigma_{ma}(1 - \phi) + \Sigma_w S_w \phi + \Sigma_h (1 - S_w) \phi \quad (5.16)$$

donde

- Σ_{ma} es la sección de captura de la roca, u.c.
- Σ_w es la sección de captura del agua de formación, u.c.
- Σ_h es la sección de captura de los hidrocarburos, u.c.
- ϕ es la porosidad, fracción.
- S_w la saturación de agua, fracción.

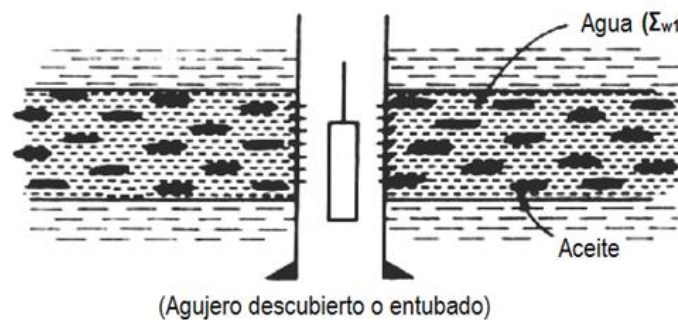
El valor de Σ_t se obtiene de la lectura del registro. La sección de captura de los fluidos, agua (Σ_w) e hidrocarburos (Σ_h), puede ser estimada a partir de análisis químicos realizados en laboratorio y datos publicados o, preferencialmente, mediante la medición de sección de captura de éstos en celdas especiales⁶⁹, también puede medirse directamente del tanque de almacenamiento. La sección de captura de la roca (Σ_{ma}) es el valor más difícil de conocer y usualmente el menos exacto. Este valor es estimado conociendo la litología o teniendo la experiencia de un área en particular. Conociendo estas variables puede despejarse la S_w con el fin de determinar la

saturación de aceite en el área registrada. Las dificultades en la aplicación de las correcciones adecuadas para llegar a Σ_t a partir de la lectura del registro y la incertidumbre de algunas variables, especialmente Σ_{ma} , hacen de esta relación una forma poco precisa para calcular la saturación de aceite residual. Para disminuir esta imprecisión, nuevas técnicas en la aplicación de este registro se han desarrollado.

TÉCNICA DE REGISTRAR-INYECTAR-REGISTRAR PARA DESPLAZAR EL AGUA DE FORMACIÓN.

Una técnica sugerida por Richardson y Wyman⁷⁰ permite la eliminación de dos variables, Σ_h y Σ_{ma} . El procedimiento consiste en registrar con el agua original de la formación (Σ_{tw1}), ver Figura 5.20a, para posteriormente inyectar con agua de salinidad contrastante (Σ_{tw2}) y luego registrar nuevamente, ver Figura 5.20b.

a. Primera corrida del Registro PNC con agua de la formación para obtener (Σ_{t1})



b. Inyección de agua de salinidad contrastante y registrar nuevamente para obtener (Σ_{t2})

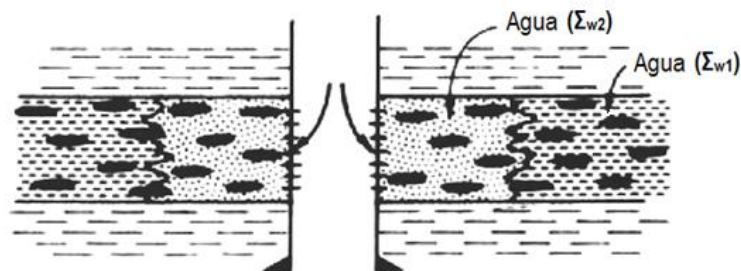


Figura 5.20 Técnica de registrar-inyectar-registrar con el registro PNC para determinar S_{or} .

La sección de captura total con el agua original (Σ_{tw1}) y del agua con salinidad contrastante (Σ_{tw2}), pueden expresarse como:

$$\Sigma_{tw1} = \Sigma_{ma}(1 - \phi) + \Sigma_{w1}S_w\phi + \Sigma_h(1 - S_w)\phi \quad (5.17)$$

$$\Sigma_{tw2} = \Sigma_{ma}(1 - \phi) + \Sigma_{w2}S_w\phi + \Sigma_h(1 - S_w)\phi \quad (5.18)$$

Haciendo la diferencia de las ecuaciones 5.18 y 5.17 queda:

$$\Sigma_{tw2} - \Sigma_{tw1} = S_w \phi (\Sigma_{w2} - \Sigma_{w1}) \quad (5.19)$$

Si se considera que el aceite en los poros es el residual y se sabe que la $S_w = 1 - S_{or}$, entonces la saturación de aceite residual se puede determinar como sigue:

$$S_{or} = 1 - \frac{(\Sigma_{t2} - \Sigma_{t1})}{\phi(\Sigma_{w2} - \Sigma_{w1})} \quad (5.20)$$

donde

- Σ_{t1} es la sección de captura de la formación con agua de Σ_{w1} y aceite residual.
- Σ_{t2} es la sección de captura de la formación con agua de Σ_{w2} y aceite residual.

Para esta técnica el contraste en la salinidad debe ser tan grande como sea posible. Excelentes resultados se han obtenido usando agua de 30,000 a 150,000 ppm de NaCl. Se asume que no es removido aceite durante la inyección y que el agua inicial es completamente reemplazada alrededor del agujero del pozo, y que la sección de captura total es medida. La sección de captura del agua de formación, Σ_{w1} , y del agua inyectada, Σ_{w2} , son determinadas sin ningún problema analizando muestras en una celda de absorción de neutrón o del tanque de almacenamiento de cada fluido. Si la porosidad se conoce, ya sea a partir de núcleos o registros, entonces el valor de la saturación de aceite residual puede ser determinado con buena precisión con la ecuación 5.20.

TÉCNICA REGISTRAR-INYECTAR-REGISTRAR CON DESPLAZAMIENTO TOTAL DE FLUIDOS DE FORMACIÓN.

Jorden y Mitchell⁷¹ dieron a conocer otra técnica que puede ser usada con el registro PNC. Ellos propusieron que después de registrar la formación con la saturación de aceite residual y la salmuera, como en las otras técnicas mencionadas, el aceite debía ser despojado lejos del pozo. Este procedimiento se realiza con técnicas de inyección de químicos. Luego, la formación puede ser luego reinyectada con agua de la formación y registrada por segunda vez. Obteniendo una ecuación para determinar la saturación de aceite residual en función únicamente de las lecturas del registro PNC, sin necesidad de determinar valores de porosidad o sección de captura de los fluidos. La ecuación es la siguiente:

$$S_{or} = 1 - \frac{(\Sigma_{t2} - \Sigma_{t1})}{(\Sigma_{t4} - \Sigma_{t3})} \quad (5.21)$$

donde

- Σ_{t1} y Σ_{t2} son las secciones de captura definidas anteriormente.
- Σ_{t3} y Σ_{t4} es la sección de captura de la formación después de barrer el 100 % del aceite residual y reemplazarlo con agua Σ_{w1} y Σ_{w2} , respectivamente.

5.2.3 DETERMINACIÓN DE LA S_{or} A PARTIR DE BALANCE DE MATERIA.

La ecuación de balance de materia es una de las herramientas matemáticas más valiosas en la Ingeniería de Yacimientos Petroleros, utilizada principalmente para interpretar y predecir el comportamiento del yacimiento. La estimación de la cantidad de aceite in-situ y la recuperación de aceite son fácilmente calculadas por este método.

Una ecuación de balance de materia, como su nombre lo indica, es una ecuación que realiza un balance de materia, o inventario, de los fluidos en el yacimiento. La forma más simple de expresarla es:

$$Volumen\ original = Volumen\ producido + Volumen\ remanente \quad (5.22)$$

Ya que los fluidos presentes en el yacimiento son agua, aceite y/o gas, la ecuación 5.22 puede aplicarse para calcular el volumen total de fluidos o el volumen de cada fluido en particular.

La saturación de aceite residual puede determinarse si se conoce el volumen de aceite remanente. Debido a que éste es una diferencia entre el volumen original y el volumen producido de aceite, estos dos últimos datos deben ser determinados previamente.

El volumen de aceite producido, N_p , es medido directamente y, por lo tanto, es el único valor del que se tiene certeza. Por otro lado, el volumen original de aceite, N , debe calcularse en función de algunas propiedades del yacimiento como se muestra a continuación:

$$N = \frac{7758 Ah \phi S_{oi}}{Bo_i} \quad (5.23)$$

donde:

- Ah es el área del yacimiento por el espesor, en acres-pie.
- ϕ es la porosidad, en fracción.
- S_{oi} es la saturación de aceite inicial, en fracción.
- Bo_i es el factor de volumen inicial del aceite, adimensional.

La determinación del volumen original de aceite es muy importante ya que, básicamente, de éste depende cualquier otro valor calculado en la ecuación general de Balance de Materia. La obtención de buenos resultados en la aplicación de este método dependerá de qué tan cercano sea el volumen original de aceite calculado al volumen real de aceite en el yacimiento. De ahí la importancia de que la determinación de las diferentes variables presentes en la ecuación 5.23 sean calculadas lo más preciso posible.

Otra forma de expresar la ecuación de Balance de Materia, considerando parámetros del yacimiento, de la roca y de los fluidos, se muestra a continuación:

$$N_p (B_o + B_g(R_p - R_s)) = N (B_t - B_{ti}) + mNB_{ti} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + (W_e - W_p B_w) + C_f \left[\frac{mNB_{ti}}{1 - Sw_{i_{zg}}} + \frac{NB_{ti}}{1 - Sw_{i_{zo}}} \right] + C_w \Delta p \left[\frac{mNB_{ti} Sw_{zg}}{1 - Sw_{i_{zg}}} + \frac{NB_{ti} Sw_{zo}}{1 - Sw_{i_{zo}}} \right] \quad (5.24)$$

donde:

- N_p y W_p son el aceite y el agua, respectivamente, producidos acumulados a condiciones estándar.
- B_o, B_g, B_w , son los factores de volumen del aceite, del gas y del agua, respectivamente. El subíndice i en cada término de la ecuación indica condiciones iniciales.
- B_t es el factor de volumen total.
- R_p es la relación gas aceite producido y R_s es la relación de solubilidad.
- N es el volumen original de aceite.
- W_e es la entrada de agua al yacimiento durante la producción a condiciones de yacimiento.
- C_f y C_w son las compresibilidades de la roca y del agua, respectivamente, en psi^{-1} .
- m es la relación del volumen inicial de gas en el casquete de gas y el volumen inicial de aceite, ambos a condiciones de yacimiento.
- Sw es la saturación de agua, los subíndices zg y zo significan zona de gas y zona de aceite, respectivamente.

Cada término de la ecuación 5.24 representa el comportamiento de una parte del yacimiento, en donde:

- $N_p (B_o + B_g(R_p - R_s))$ es la producción de aceite con gas disuelto y gas disuelto liberado.
- $N (B_t - B_{ti})$ es la expansión del aceite con su gas disuelto y el gas disuelto liberado.
- $mNB_{ti} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right)$ es la expansión del gas del casquete original.
- $(W_e - W_p B_w)$ es la entrada de agua del acuífero al yacimiento.
- $C_f \left[\frac{mNB_{ti}}{1 - Sw_{i_{zg}}} + \frac{NB_{ti}}{1 - Sw_{i_{zo}}} \right]$ es la expansión de la formación.
- $C_w \Delta p \left[\frac{mNB_{ti} Sw_{zg}}{1 - Sw_{i_{zg}}} + \frac{NB_{ti} Sw_{zo}}{1 - Sw_{i_{zo}}} \right]$ es la expansión del agua congénita (se considera que Sw es diferente en la zona de gas y en la zona de aceite).

La ecuación 5.24 indica que la producción es igual a la expansión, por lo que es posible predecir la producción que se tendría a un abatimiento de presión determinado, si se conocen los valores de las diferentes variables a esas condiciones de presión, ver Figura 5.21.

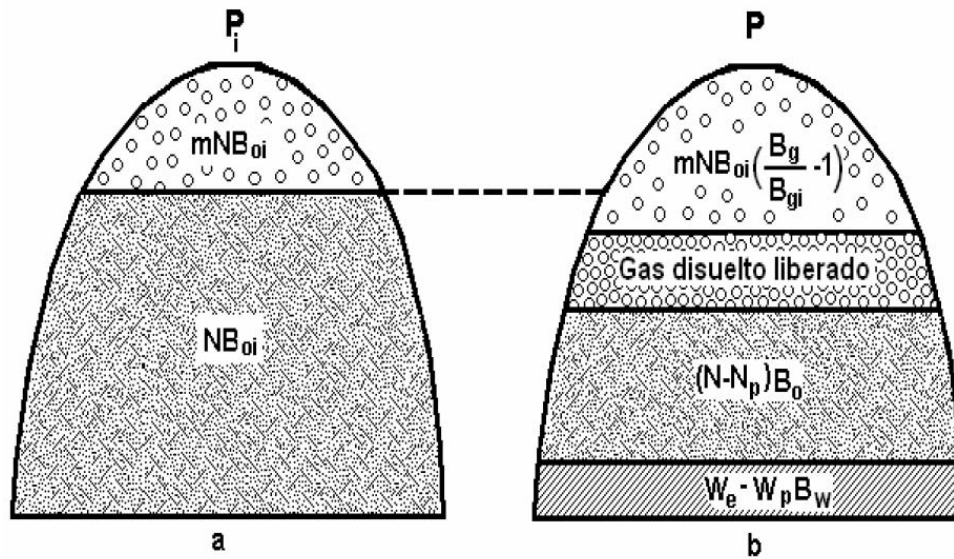


Figura 5.21 Representación esquemática del yacimiento: (a) condiciones iniciales, P_i =presión inicial del yacimiento y (b) después de un proceso de explotación, P =presión del yacimiento a un tiempo t , $t > 0$.

La ecuación de balance de materia es derivada para algunos momentos específicos en el tiempo, la cual en la mayoría de los cálculos del yacimiento es para alguna presión de yacimiento instantánea. Así, todos los términos de la ecuación de balance de materia (5.24), excepto aquellos términos con el sufijo "i", el cual denota condiciones iniciales del yacimiento, se refiere a un tiempo o presión específica, a la cual el balance de materia es hecho.

De la ecuación 5.22 se sabe que el aceite remanente (N_r) al final de un proceso de explotación es igual a la diferencia entre el volumen original de aceite (N) y el volumen producido acumulado de aceite (N_p):

$$N_r = N - N_p \quad (5.25)$$

Combinando las ecuaciones 5.23 y 5.25 y despejando la saturación de aceite residual queda:

$$S_{or} = \frac{(N - N_p)B_o}{7758 A h \phi} \quad (5.26)$$

La saturación de aceite residual calculada con la ecuación anterior es un valor promedio para un yacimiento completo. Las saturaciones de aceite residual en partes específicas del yacimiento pueden diferir significativamente debido a la variación de las características de las rocas y variaciones en la eficiencia de desplazamiento del aceite por el agua.

5.3 PROPIEDADES QUE INFLUYEN EN LAS SATURACIONES MÍNIMAS DE AGUA Y DE ACEITE.

Como se ha mencionado anteriormente, la determinación de las saturaciones mínimas de la fase mojanante y de la no mojanante en un yacimiento petrolero puede realizarse con base en el análisis e interpretación de algunas propiedades de la roca, de los fluidos y del sistema roca-fluidos que caracterizan ese yacimiento.

La mayoría de estas propiedades están interrelacionadas, por lo que la alteración de una de ellas puede afectar o tener alguna influencia en las demás. La saturación de fluidos no es la excepción. En este capítulo se hablará de algunas propiedades que afectan los valores de saturaciones mínimas del agua y del aceite en un yacimiento petrolero.

5.3.1 TAMAÑO DE GARGANTA DE PORO.

Una de las características del medio poroso que influye significativamente en las propiedades de flujo que existen en la roca y, por lo tanto, en los valores de saturaciones mínimas de agua y de aceite, es el tamaño de garganta de poro.

Los poros de una roca están conectados entre sí por pasajes angostos llamados garganta de poro. Estos pasajes no son más que poros pequeños conectando poros relativamente grandes. Su tamaño se define como el radio del círculo trazado perpendicular a la dirección del flujo dentro del punto más estrecho de la conexión entre poros, ver Figura 2.20.

Las gargantas de poro representan el canal de flujo o la conexión hidráulica de los fluidos almacenados en los poros de diferentes tamaños de una roca, por lo tanto, la facilidad con la que lo fluidos viajan a través del medio está directamente relacionada con los tamaños de las gargantas. Poros grandes no contribuyen al flujo a menos que se encuentren conectados con otros poros, y esta contribución aumenta conforme el tamaño de la garganta de poro y el número de gargantas que los rodea incrementan.

Las rocas con gargantas de poro grandes brindan un espacio mayor para el flujo de fluidos, dándole una mejor transmisibilidad hidráulica al sistema, lo que resulta en valores de saturación mínima de la fase no mojanante relativamente bajos; por otro lado, las rocas con gargantas de poro pequeñas dejan un espacio muy reducido para el flujo de fluidos, dificultando su paso y, en ocasiones, bloqueándolo por completo, lo que tiene como consecuencia valores de saturación mínima de la fase no mojanante relativamente altos.

La Figura 5.22 ilustra esta característica para un sistema mojado por agua. Para la misma geometría porosa, en la cual se tiene un poro conectado por tres gargantas de poro de diferente tamaño ($r_1 < r_2 < r_3$), el paso del aceite a través de ellas es posible para una Sw_1 igual a la irreductible; sin embargo, para una $Sw_2 > Sw_1$, el tamaño de la película de agua adherida a los

granos aumenta, llegando a bloquear el paso del aceite por la garganta de menor tamaño (no habrá flujo de aceite a través de ella). Si la roca tiene una mayor cantidad de gargantas de poro de ese tamaño o más pequeño, entonces, es posible que una cantidad significativa de aceite quede atrapado en los poros de la roca.

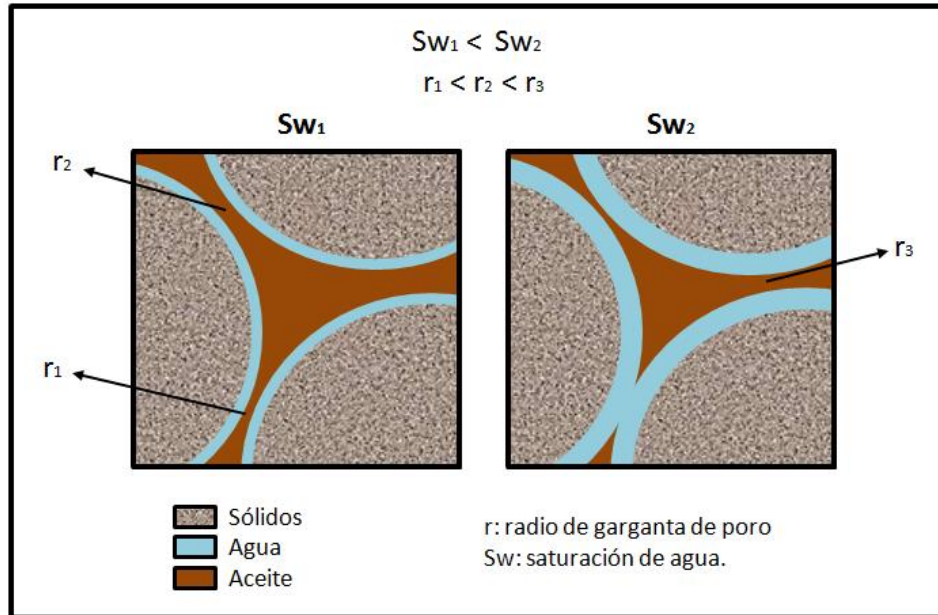


Figura 5.22 Representación esquemática de radios de garganta de poro bajo diferentes condiciones de saturación, en un sistema mojado por agua.

Esta característica del medio poroso, afecta principalmente la permeabilidad del sistema, aunque es importante mencionar que valores similares de permeabilidad no implican semejanza en otras propiedades de la roca. Es posible tener dos rocas con permeabilidad idéntica, las cuales tendrán diferentes volúmenes de aceite residual al finalizar un proceso de explotación o, incluso, tener diferentes cantidades de agua intersticial.

Como se mencionó anteriormente, el tamaño de garganta de poro puede determinarse en términos de su radio. La técnica de inyección de Hg para determinar presiones capilares, permite obtener una medida del radio del poro en una muestra de roca mediante la aplicación de la ecuación (2.11), la cual se basa en el comportamiento de líquidos no mojantes en un capilar.

Las curvas de presión capilar muestran la secuencia en la cual el mercurio invade los poros de una muestra de roca de yacimiento. A presiones capilares bajas, el mercurio penetra los poros más grandes; conforme la presión se incrementa, éste invade poros de menor tamaño y así sucesivamente hasta saturar los poros más pequeños de la muestra. Consecuentemente, la saturación de mercurio en la roca incrementa conforme lo hacen las presiones capilares. La ventaja de la inyección de mercurio es que pueden alcanzarse presiones muy altas y, por lo tanto, se puede determinar radios de garganta de poro muy pequeños. El comportamiento de la presión capilar con respecto a la saturación de Hg se muestra en la Figura 5.23.

Una amplia variedad de tamaños de garganta de poro pueden presentarse en las rocas. Conocer la distribución del tamaño de garganta poro en una roca de yacimiento permite caracterizarla adecuadamente, entender mejor los procesos de flujo en la matriz del medio poroso y, además, el comportamiento o rendimiento general del yacimiento.

Esta distribución puede obtenerse a partir de los datos de inyección de mercurio. La variación del volumen de mercurio inyectado y su correspondiente presión, es proporcional al número de poros con cierto tamaño de radio en la muestra. Por lo tanto, la presión a la cual el mercurio penetra la roca determina el radio del poro y el incremento de volumen introducido determina el número relativo de poros con ese radio en la muestra. De esta manera, el incremento de volumen de mercurio introducido o el porcentaje del espacio poroso ocupado por tal fluido (saturación) contra el radio del poro proporciona una manera apropiada para obtener las características de distribución de poros.

Los tamaños de garganta de poro se calculan en cada punto de la curva de presión capilar y se presentan como una gráfica de frecuencia o de frecuencia acumulativa como se muestra en la Figura 5.23. Estas gráficas establecen la distribución estadística del tamaño de garganta de poro en la muestra pero no indican la distribución espacial.

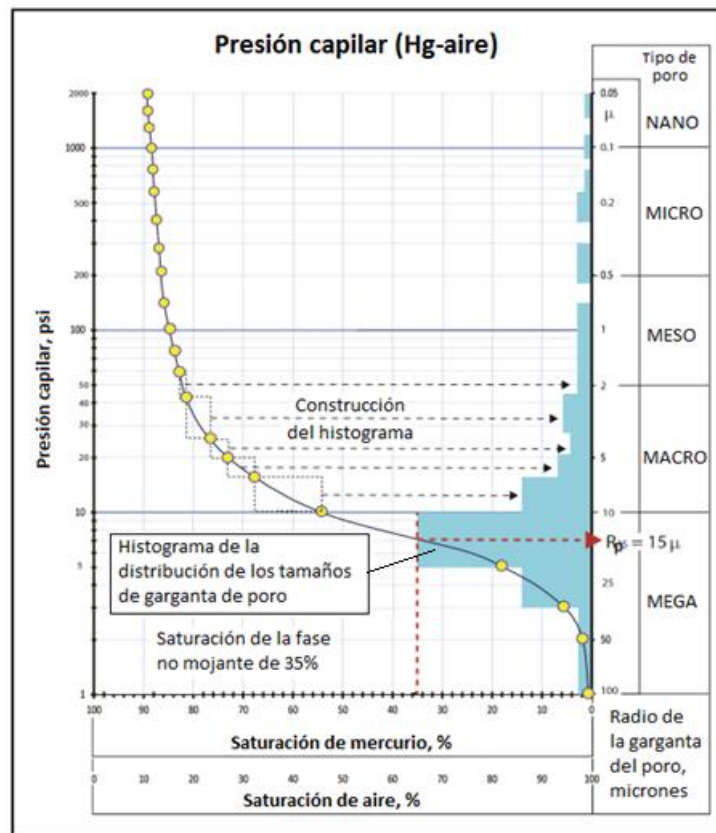


Figura 5.23 Gráficas de los datos de presión capilar obtenidos mediante la inyección de Hg e histograma de la distribución del tamaño de garganta de poro en una muestra.

a) DISTRIBUCIÓN DEL TAMAÑO DE GARGANTA DE PORO.

Drake and Ritter⁷² desarrollaron una ecuación para obtener la distribución del tamaño de garganta de poro, la cual se presenta a continuación:

$$D(R_i) = \frac{p}{R_i} \frac{d(V_o - V)}{dp} \quad (5.27)$$

donde:

- $D(R_i)$ es la función de distribución, en cm^2 .
- p es la presión, en cm de Hg, psi o dinas/ cm^2 .
- R_i es el radio de garganta de poro, en cm o micrones, $i=1, 2, 3\dots$
- V es el volumen de Hg inyectado en la muestra, en cm^3 .
- V_o es el volumen poroso total, cm^3 .

Para un número de valores de p , los valores de $\frac{d(V_o - V)}{dp}$ pueden obtenerse de la curva presión capilar-saturación de Hg, R_i se calcula a partir de la ecuación (2.11) y $D(R_i)$ se calcula de la ecuación (5.27). Graficando $D(R_i)$ contra R_i , se genera la curva de distribución de tamaño de garganta de poro, en la cual se visualiza el tamaño de garganta de poro con mayor presencia en la muestra de roca.

b) CONVERSIÓN DE DATOS DE PRESIÓN CAPILAR MERCURIO-AIRE A OTRAS PAREJAS DE FLUIDOS.

El método de membrana porosa se considera el más cercano a representar las condiciones reales de mojabilidad, y por lo tanto, se utiliza como estándar ante cualquier otro método con el que se le compare. Purcell⁷³ comparó los datos de presión capilar obtenidos por el método de membrana porosa y por el de inyección de Hg.

Consideró un ángulo de contacto del mercurio con respecto a la roca de 140° y para el agua de 0° . La relación de la presión capilar en un sistema mercurio-aire, P_{cm} , con la de un sistema aire-agua, P_{cw} , en un tubo capilar es:

$$\frac{P_{cm}}{P_{cw}} = \frac{\sigma_{sm} \cos 140^\circ}{\sigma_{sw} \cos 0^\circ} \quad (5.28)$$

donde:

- σ_{sm} es la tensión interfacial entre el sólido y el mercurio, toma un valor de 480 dinas/cm.
- σ_w es la tensión interfacial entre el sólido y el agua, toma un valor de 70 dinas/cm.

El determinó que los datos de presión capilar por inyección de Hg son aproximadamente cinco veces más grandes que los que se obtuvieron mediante el proceso de drene (del agua desplazada por el aire) en una celda de desplazamiento. Esto puede expresarse con la siguiente relación:

$$\frac{P_{cm}}{P_{cw}} = 5 \tag{5.29}$$

Cuando los datos de presión capilar obtenidos por inyección de mercurio se corrigen con esta relación, la concordancia con los datos obtenidos por el método de membrana porosa, para un sistema agua-aire, parece ser buena.

Por otro lado, debido a que la geometría de los poros de una roca es compleja, y que la relación entre la curvatura de la interfase y el radio del poro no es necesariamente función del coseno del ángulo, existen algunas dudas acerca de incorporar esta última variable a la relación de presiones.

Sin considerar el coseno del ángulo de contacto, la ecuación (5.28) queda:

$$\frac{P_{cm}}{P_{cw}} = \frac{\sigma_{sm}}{\sigma_{sw}} = \frac{480}{70} = 6.57 \tag{5.30}$$

Sin embargo, Brown⁷⁴ encontró que un factor de correlación entre los métodos de membrana porosa e inyección de mercurio no sólo es función de las tensiones interfaciales y el ángulo de contacto. El asignó un factor de correlación a las areniscas de 7.5 y de 5.8 para las calizas, ver Figura 5.24a y 5.24b, respectivamente. Podría decirse que un factor de conversión universal no puede definirse, éste es diferente para cada tipo de roca.

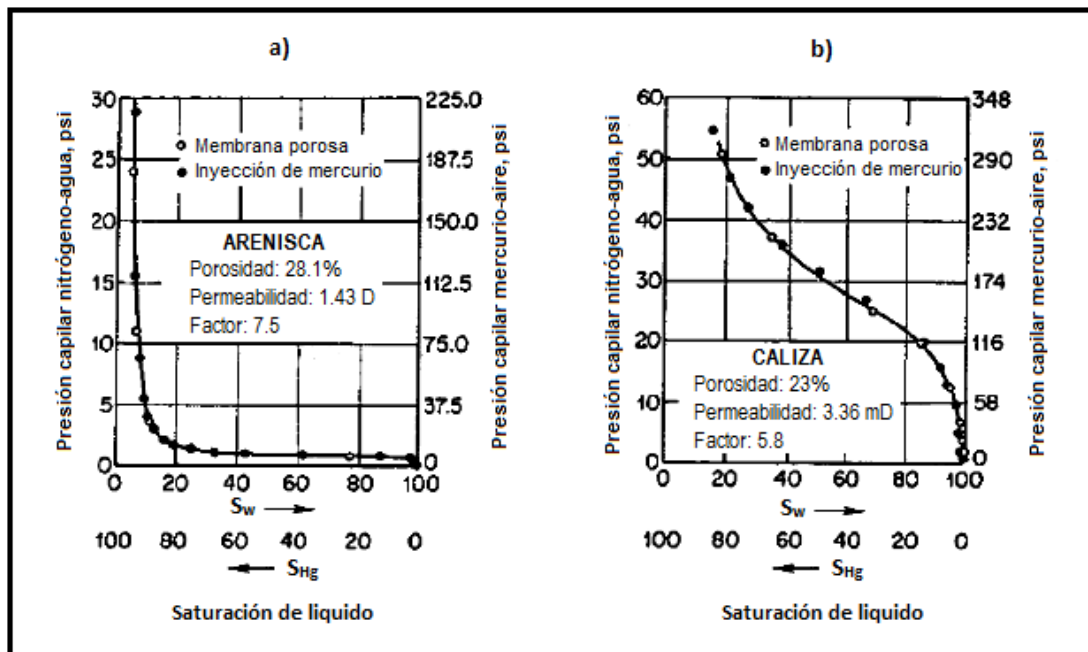


Figura 5.24 Presiones capilares por los método de membrana porosa e inyección de mercurio.

5.3.2 VISCOSIDAD DEL ACEITE.

Otra propiedad que influye en los valores de saturaciones mínimas del agua y del aceite en los yacimientos petroleros es la viscosidad del aceite. Esta influye principalmente en la saturación de aceite residual y en las propiedades de flujo de los fluidos. El impacto de la viscosidad del aceite en las saturaciones mínimas de agua y de aceite puede visualizarse en el comportamiento de las curvas de permeabilidades relativas.

Lo y Mungan⁷⁵ mostraron que con el incremento de la temperatura, la permeabilidad relativa al aceite aumenta junto con la saturación de agua irreductible, mientras que la saturación de aceite residual disminuye. Este comportamiento se atribuye a la variación de la viscosidad y relación de viscosidades debido al incremento de la temperatura. Por otro lado, Abrahms⁷⁶ trabajó con núcleos de areniscas y calizas llevando a cabo pruebas de desplazamiento con agua y sus resultados mostraron que la relación de viscosidades (μ_o/μ_w) influye en la saturación residual de aceite, la cual es mayor para relación de viscosidades mayores.

Wang y Dong⁷⁷ investigaron el efecto de la viscosidad en las curvas de permeabilidades relativas de sistemas aceite pesado-agua. Las viscosidades analizadas fueron de un rango de 430 a 13,550 cp. Ellos concluyeron que tanto la permeabilidad relativa al agua como al aceite cambian a valores más bajos con el incremento de la viscosidad del aceite, ver Figura 5.25.

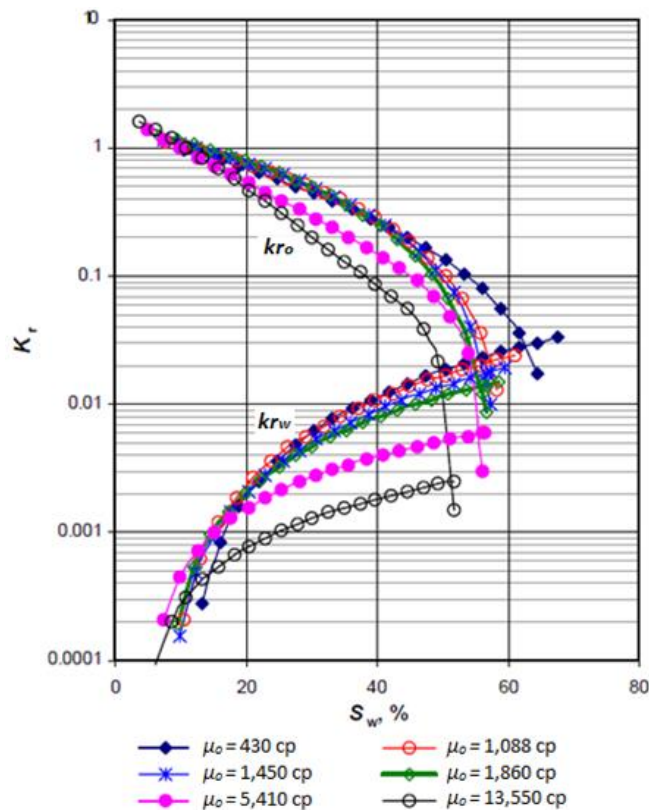


Figura 5. 25 Efecto de la viscosidad del aceite en el comportamiento de las curvas de permeabilidades relativas.

En la Figura 5.25 también se visualiza como la viscosidad del aceite afecta las saturaciones mínimas de agua y de aceite. Conforme la viscosidad del aceite aumenta, la saturación de agua irreductible tiende a disminuir. Su efecto es más claro en la saturación de aceite residual, la cual aumenta de manera más significativa al incrementar para valores muy altos de la viscosidad del aceite. Por otro lado, se observa que la permeabilidad relativa al aceite tiene valores mayores a 1, lo que indica que es mayor que la absoluta. Esto se debe a que la película de agua tiene un efecto de lubricante^{78, 79}.

Con el fin de entender mejor los mecanismos que gobiernan el efecto de la viscosidad, el desplazamiento del aceite por agua se realizó en un micromodelo para visualizar la distribución del aceite residual al finalizar el proceso. Se utilizaron dos tipos de aceite, uno pesado con una viscosidad de 1,088 cp y keroseno con una viscosidad de 1.59 cp. La Figura 5.26 muestra que el aceite residual en el micromodelo se localiza principalmente en los poros grandes para cuando se utilizó el aceite pesado.

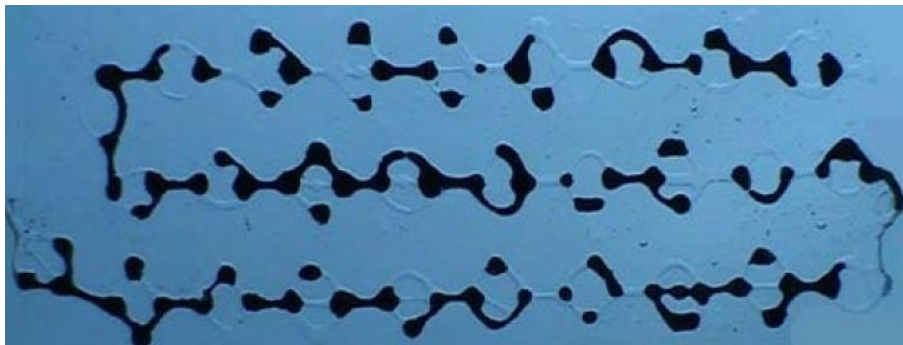


Figura 5.26 Aceite residual en el micromodelo para un sistema con aceite pesado, $\mu_o = 1,088$ cp.

Por otro lado, otra prueba se llevó a cabo en el mismo modelo pero usando keroseno. Debido a que tanto el agua como el keroseno son incoloros, no se pudo obtener una fotografía clara del aceite residual. Sin embargo, bajo el microscopio se visualizó claramente que el aceite residual en este caso es mucho menor comparado con el que se tiene en el primer caso, y se presenta principalmente en forma de gotas pequeñas, ver Figura 5.27.

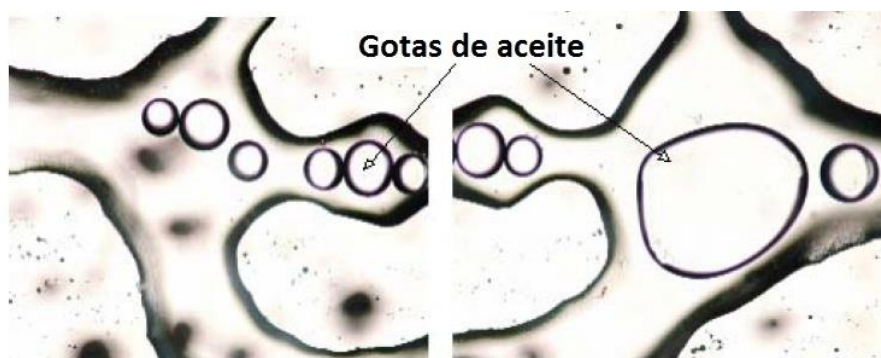


Figura 5.27 Aceite residual en el micromodelo para un sistema con keroseno, $\mu_o = 1.59$ cp.

Como puede observarse, la viscosidad del aceite influye de manera significativa en la saturación de aceite residual. La Figura 5.28 muestra el comportamiento de la saturación de aceite residual con respecto a la viscosidad del aceite, se visualiza que conforme la viscosidad del aceite aumenta, la saturación de aceite residual también lo hace.

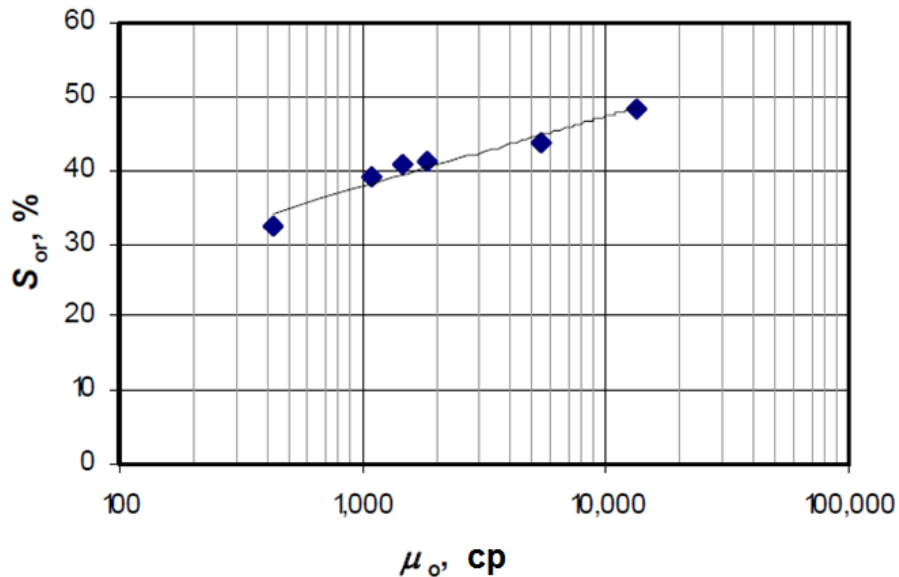


Figura 5.28 Saturación de aceite residual vs. viscosidad del aceite.

Por lo tanto, la viscosidad del aceite tendrá un efecto en la saturación de fluidos sólo cuando los valores de esta propiedad sean muy altos. Esto se puede visualizar analizando las curvas de permeabilidades relativas al agua y al aceite, ver Figura 5.26, las saturaciones mínimas del aceite cambian a valores más altos, para viscosidades mayores a los 5000 cp, y se comportan prácticamente iguales para viscosidades que no pasan los 2000 cp, conforme la saturación de agua incrementa.

Disminuir el impacto que la viscosidad del aceite (aceites muy pesados) tiene en la recuperación de hidrocarburos es uno de los principales objetivos de algunos métodos de recuperación mejorada. Sin embargo, es importante mencionar que algunos componentes presentes en este tipo de aceites, al interactuar con la superficie de la roca (dependiendo de las propiedades mineralógicas) puede provocar un cambio en la mojabilidad, la cual también afecta las saturaciones mínimas de agua y de aceite, como se explica posteriormente.

5.3.1 MOJABILIDAD.

La forma en que la mojabilidad afecta a las saturaciones mínimas de agua y de aceite se basa principalmente en el tipo de mojabilidad. Los sistemas mojados uniformemente y aquellos con mojabilidad fraccional afectan de manera diferente estas saturaciones. A continuación se explican más detalladamente estos casos.

a) SISTEMAS MOJADOS UNIFORMEMENTE.

MOJABILIDAD Y LA S_{wi} .

La relación entre la mojabilidad y la saturación de agua irreductible está basada, en ocasiones, por una regla general que establece que rocas mojadas por agua tienen S_{wi} entre el 20 y 25%, mientras que rocas mojadas por aceite es generalmente menor al 15% y frecuentemente menor que el 10%⁸⁰.

Jadhunandan y Morrow⁸⁰ mostraron una gráfica del índice de mojabilidad contra la saturación de agua irreductible para algunos sistemas roca-fluidos analizados. La saturación de agua irreductible tiende a disminuir con el incremento de la mojabilidad al aceite. Por otro lado, Bennion⁷⁸ también presentó datos acerca de la mojabilidad y la saturación de agua irreductible para cuencas Sedimentarias Canadienses. Los datos reportados por Bennion⁸¹ indican, al igual que en el trabajo de Jadhunandan y Morrow, una tendencia a disminuir de la saturación de agua irreductible con el incremento de la mojabilidad al aceite, ver Figura 5.29.

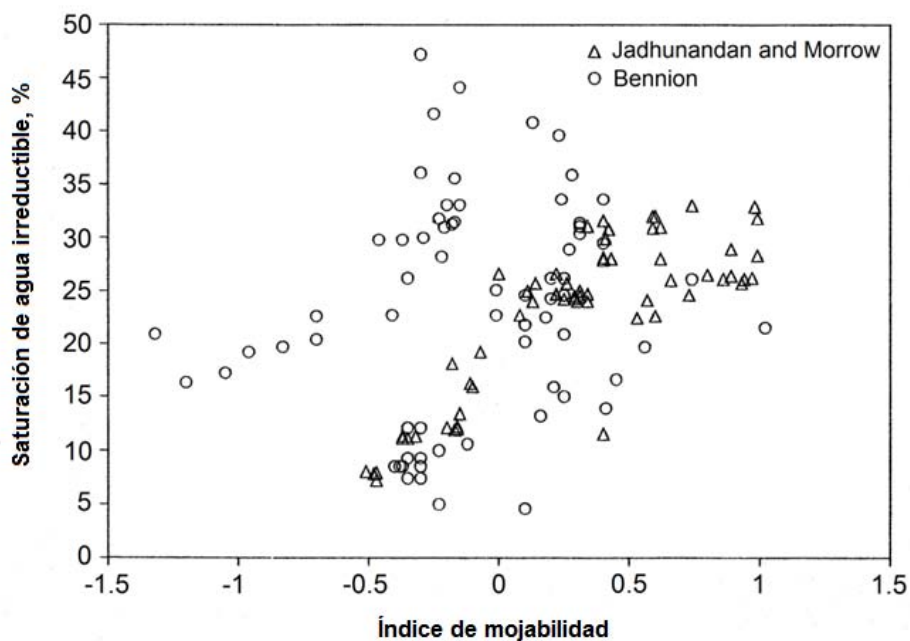


Figura 5.29 Relación entre la mojabilidad y la saturación de agua irreductible.

El comportamiento observado en estos trabajos puede ser considerado congruente con el hecho de que en rocas mojadas por agua, el agua además de saturar 100% los poros pequeños cubre la superficie interna del medio poroso y, por lo tanto, existe una película continua de ésta a lo largo de la superficie sólida, en lugar de los glóbulos discontinuos de agua que se presentan en las rocas mojadas por aceite.

MOJABILIDAD Y LA S_{or} .

Los efectos de la mojabilidad en la recuperación de aceite y en la saturación de aceite residual están limitados a pruebas de inyección de agua, debido a que la relación entre la mojabilidad y la recuperación primaria de aceite (por agotamiento de presión) no ha sido estudiada. Por lo tanto, esta discusión se enfoca a la relación entre la mojabilidad y la saturación de aceite residual después de un proceso de inyección de agua.

Jadhunandan y Morrow⁸⁰ investigaron la relación entre la mojabilidad y la recuperación de aceite por inyección de agua en núcleos Berea. Sus resultados indican una máxima recuperación de aceite, y por lo tanto, una saturación de aceite residual baja, cuando se tiene una mojabilidad cercana a la neutral, con una ligera tendencia hacia los sistemas mojados por agua ($I_{AH}=0.2$). Generalmente se tiene una baja recuperación de aceite y alta saturación de aceite residual, en cualquiera de los extremos de mojabilidad, ver Figura 5.30.

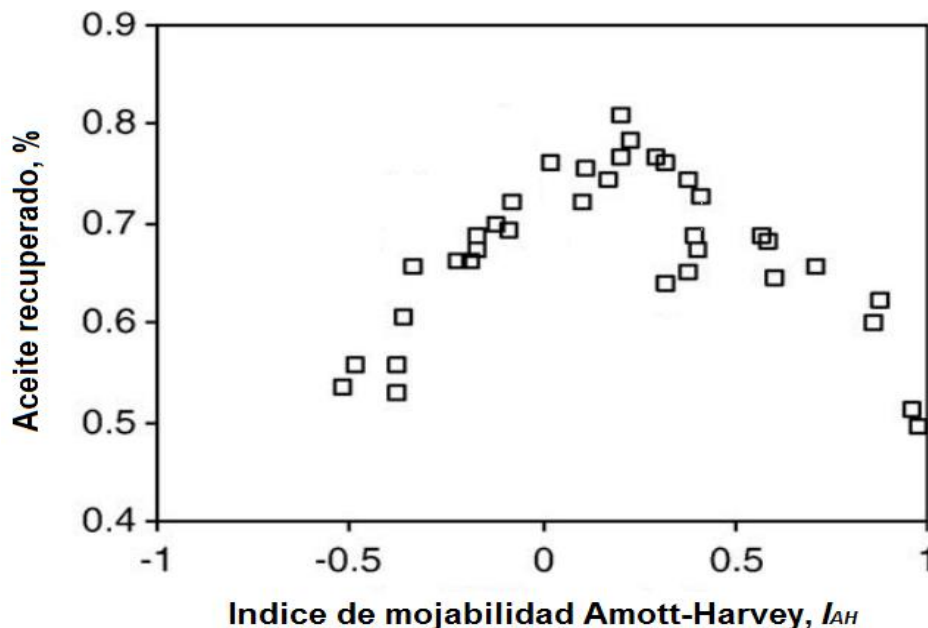


Figura 5.30 Comportamiento de la recuperación de aceite con respecto a la mojabilidad del sistema.

Por otro lado, Lorenz⁸² mostró la variación de la saturación de aceite residual con respecto a la mojabilidad en muestras de roca. Se determinaron presiones capilares a partir del método de la centrifuga. En estas pruebas la mojabilidad se varió y fue medida mediante el índice de mojabilidad del USBM, I_u . El cual se determina con la siguiente ecuación:

$$I_u = \log\left(\frac{A_1}{A_2}\right) \quad (5.22)$$

En donde A_1 es el área bajo la curva del aceite desplazando el agua desde una S_{or} a S_{wi} (curva de drene) y A_2 es el área sobre la curva del agua desplazando el aceite desde S_{wi} a S_{or} (curva de imbibición). Un I_u de 0 es la línea divisoria entre las preferencias de mojabilidad e indica una mojabilidad neutral. Para $I_u < 0$, el aceite es el fluido mojante, mientras que para $I_u > 0$, el agua es el fluido mojante, ver Figura 5.31.

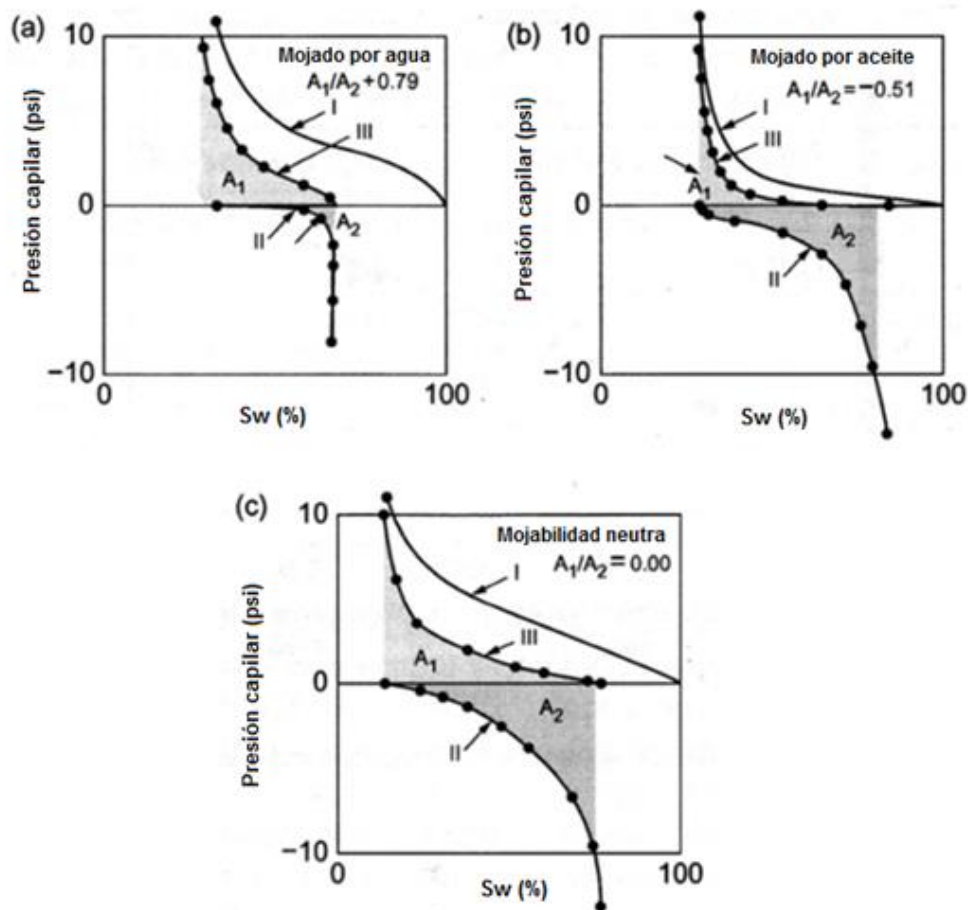


Figura 5.31 Representación de las áreas bajo las curvas de presión capilar para sistemas con diferente mojabilidad.

Se observó que la S_{or} disminuye aproximadamente desde un 30% cuando el núcleo está fuertemente mojado por agua o fuertemente mojado por aceite hasta un 20% cuando el sistema poroso tiene una mojabilidad neutral, ver Figura 5.32.

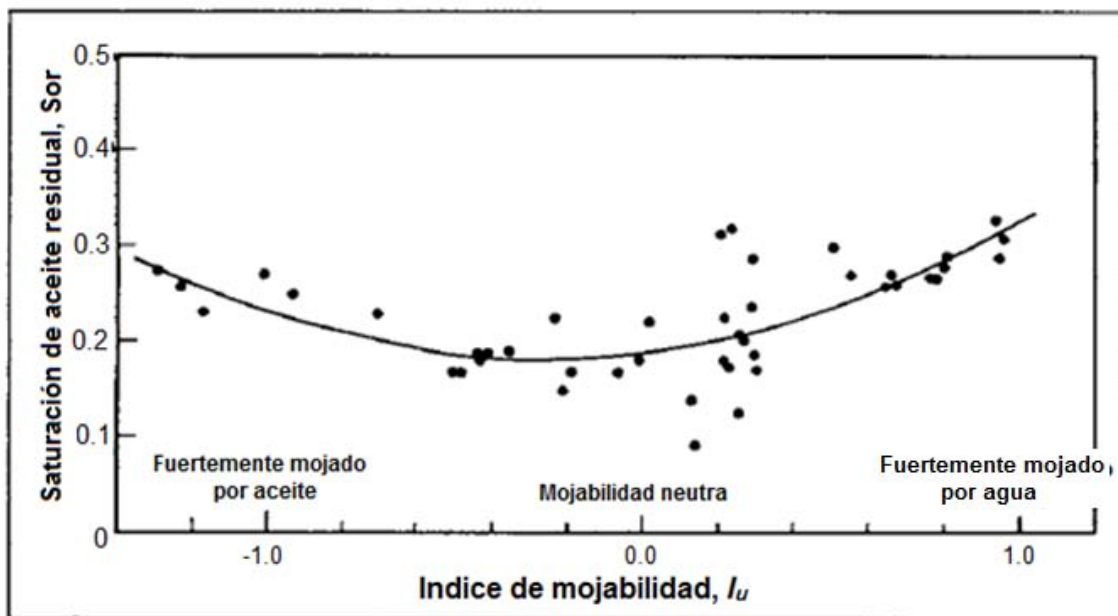


Figura 5.32 Comportamiento de la saturación de aceite residual vs. Índice de mojabilidad.

b) SISTEMAS CON MOJABILIDAD MIXTA O FRACCIONAL.

Morrow⁸³ encontró que la mojabilidad fraccional tiene poca influencia en la saturación de agua irreductible para empacamientos de esferas de teflón (mojadas por aceite) y vidrio (mojadas por agua). La saturación de agua irreductible se alcanzó mediante el proceso de drene, siendo el agua reemplazada por aire. La saturación de agua irreductible para el 100% de las esferas mojadas por agua, el 100% de las esferas mojadas por aceite y un mezcla de 50/50 fueron básicamente iguales para esa geometría homogénea muy simple.

Fatt y Klikoff⁵⁹ midieron las presiones capilares aceite-agua en empacamientos de arena con mojabilidad fraccional y encontraron sólo una pequeña influencia en la saturación de agua irreductible cuando todos los tamaños de partícula tuvieron cantidades equivalentes de granos mojados por agua y granos mojados por aceite.

La Figura 5.33 muestra las curvas de presión capilar medidas en dos conjuntos de empacamientos de arena con distribuciones de tamaño de grano relativamente reducidas, entre la malla Tyler número 28 a la 35 (arena gruesa) o entre la malla 65 a la 100 (arena fina). Conforme la fracción de la arena mojada por aceite incrementa, el área bajo la curva disminuye, indicando que es más fácil

para el aceite desplazar al agua. Como puede observarse, la saturación de agua irreducible es mayor para aquellos empacamientos de arena mojados al 100% con agua.

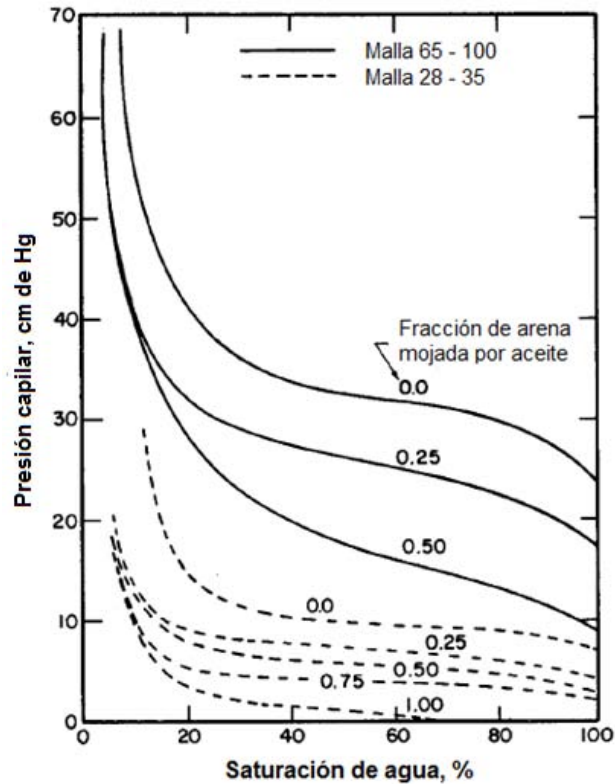


Figura 5.33 Efecto de la mojabilidad fraccional en las presiones capilares y en la S_{wi} para empacamientos de arena con diferentes distribuciones de tamaño de grano.

La Figura 5.34 muestra la curva de presión capilar medida en empacamientos de arena con mojabilidad fraccional, para distribuciones de tamaño de grano mucho más amplias. Nuevamente se observa que el área bajo la curva disminuye cuando la fracción de granos mojados por aceite aumenta de 0 a 50%.

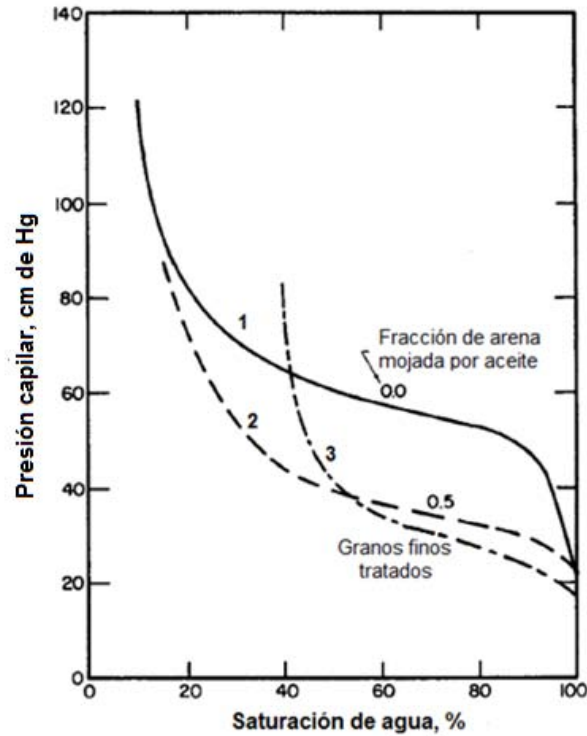


Figura 5.34 Efecto de la mojabilidad fraccional en las presiones capilares en empaques de arenas con una distribución de tamaño de grano mayor, y para arreglos de mojabilidad diferentes.

También se muestra la importancia de la forma en que las superficies son mojadas por aceite y por agua. En las curvas 1 y 2 los granos mojados por agua y por aceite fueron distribuidos al azar. Sin embargo, en la curva 3 sólo los granos más pequeños estuvieron mojados por aceite. El comportamiento de la curva 3, con respecto a las 1 y 2, es significativamente diferente y la saturación de agua irreductible es mucho mayor, demostrando que la manera en que están mojadas las superficies por aceite y por agua en la mojabilidad fraccional sí importa, ver Figura 5.34.

5.4 APLICACIÓN DE LAS PROPIEDADES DEL YACIMIENTO PETROLERO EN LA SIMULACIÓN MATEMÁTICA DEL MISMO.

La simulación matemática de yacimientos se considera como una de las herramientas más poderosas y confiables del Ingeniero Petrolero para analizar y predecir el comportamiento de un yacimiento bajo diferentes esquemas de explotación. Consiste en generar un modelo del yacimiento que numéricamente (es decir, a partir de ecuaciones) reproduzca el comportamiento del flujo de fluidos en el medio poroso a diferentes condiciones.

Este trabajo de Tesis intenta relacionar las diferentes propiedades de las rocas, de los fluidos y del sistema roca-fluidos con las saturaciones mínimas de agua y de aceite en los yacimientos petroleros. Se ha venido señalando cuáles de esas propiedades permiten estimar, cuantitativa y cualitativamente, dichos valores de saturación. Un estudio de simulación de yacimientos es un buen ejemplo de la integración de tales propiedades y muchas más, y de la importancia de cada una de ellas, para generar un modelo único y representativo del yacimiento en tres dimensiones que permita evaluar su comportamiento y así poder diseñar programas de explotación adecuados (ya sea por agotamiento natural o por métodos de recuperación secundaria o mejorada) que aseguren la máxima recuperación de hidrocarburos (saturaciones de aceite residual mínimas) y el mayor beneficio económico.

Llevar a cabo un estudio de simulación no es una tarea fácil, requiere de una gran cantidad de datos que permitan caracterizar adecuadamente al yacimiento tanto en forma estática como dinámica. Los datos deben obtenerse de todas las fuentes de información disponibles. Sin embargo, debe señalarse que una “regla” en la simulación es generar el modelo más simple que permita alcanzar los objetivos del estudio. La realización de un estudio de simulación de yacimientos sigue una serie de etapas o pasos que se describen de manera general a continuación:

1. **Definición del problema:** definir el problema del comportamiento del yacimiento que se quiere simular, es decir, definir los objetivos del estudio.
2. **Construcción del modelo:** consiste en la recopilación, validación y análisis de datos; selección del modelo de simulación adecuado y del proceso que se quiere simular. Un aspecto importante es simplificar lo más que se pueda el modelo.
3. **Ajuste de la historia:** consiste en la validación del modelo, éste debe ser capaz de reproducir el comportamiento pasado del yacimiento, desde las condiciones iniciales hasta las actuales.
4. **Predicción y análisis de resultados:** el modelo puede aplicarse para predecir el comportamiento del yacimiento bajo diferentes condiciones de explotación. Los resultados permiten dar alternativas y soluciones prácticas a problemas definidos en la etapa 1, que puedan implementarse en el campo, con el propósito de incrementar la recuperación de hidrocarburos y de capital.

Muchas de las propiedades que se presentan y analizan en este trabajo de Tesis se utilizan para construir un modelo representativo del yacimiento que pueda ser aplicado en un simulador. La

elaboración del modelo no sólo corresponde al ingeniero encargado de la simulación, sino es el resultado de un trabajo multidisciplinario que requiere información recabada por diferentes profesionales como Ingenieros Geólogos, Geofísicos, Petroleros, con especialidad en petrofísica, en producción, en yacimientos, entre otras, ver Figura 5.35.

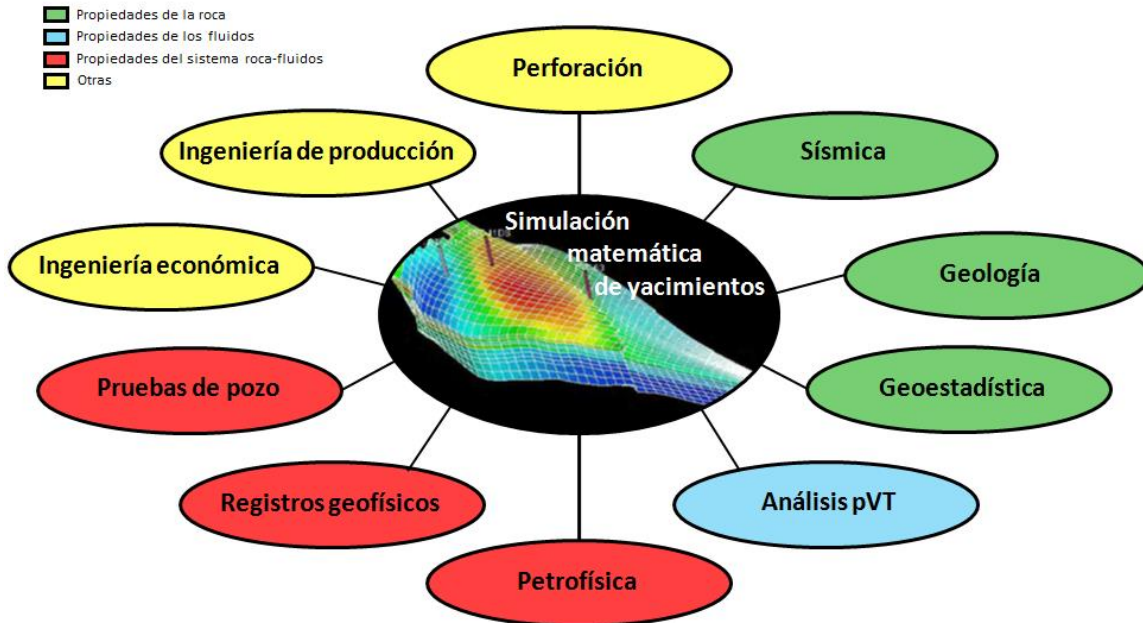


Figura 5.35 Disciplinas que intervienen en un estudio de simulación matemática de yacimientos petroleros.

Las características y las propiedades de la roca del yacimiento brindan la información necesaria para generar el modelo de simulación. Información acerca de las dimensiones y estructura del yacimiento se obtienen mediante la interpretación de secciones sísmicas y secciones transversales preparadas con registros geofísicos de pozos; mientras que la distribución de las propiedades del yacimiento, tales como permeabilidad, porosidad, espesor y barreras de flujo junto con la distribución de todas las facies que pertenecen al yacimiento (tipos de rocas) se obtienen de análisis de núcleos, de registros geofísicos y de datos de pruebas de presión, principalmente. Consecuentemente, el modelo geológico-petrofísico provee la estructura en la cual el modelo de simulación se construye.

En cuanto a las propiedades de los fluidos, éstas permiten caracterizar el hidrocarburo que produce el yacimiento y, por lo tanto, el tipo de fluido que se desea simular. Una buena caracterización de los hidrocarburos definirá la composición de la mezcla y si existe más de una fase en el yacimiento al momento en que se realiza el estudio, y si no es así, en qué momento puede presentarse esta situación. Lo anterior facilita la toma de decisiones que se desprendan del estudio de la aplicación de diferentes esquemas de explotación en el resto de la vida productiva del yacimiento.

Las propiedades del sistema roca-fluidos permiten caracterizar dinámicamente el yacimiento y determinar el comportamiento de flujo de fluidos en el medio poroso. Del análisis especial de núcleos se determinan propiedades de flujo, como son los datos de permeabilidades relativas que brindan información del comportamiento de flujo de los diferentes fluidos presentes en el yacimiento bajo distintas condiciones de saturación; también se obtienen las presiones capilares que ayudan a definir la distribución vertical de fluidos en el yacimiento. Es importante mencionar que las curvas de estas propiedades, obtenidas por métodos de laboratorio, no pueden tomarse como un valor generalizado de esas propiedades en el yacimiento debido a que la muestra de roca representa una parte muy pequeña del mismo; sin embargo, se han propuesto métodos que integran los datos de todas las curvas de presiones capilares y permeabilidades relativas que se requieren para generar una sola curva de esas propiedades que sea representativa del comportamiento del yacimiento.

Es importante señalar que el éxito de un estudio de simulación se basa en la veracidad y la precisión de los datos utilizados para crear el modelo. Éstos deben obtenerse lo más preciso posible para que el modelo generado sea representativo del yacimiento (validación del modelo) y por lo tanto, los escenarios de producción pronosticados sean correctos, dando al Ingeniero de Yacimientos la herramienta para tomar decisiones adecuadas que permitan tener la máxima recuperación de hidrocarburos.

Por lo tanto, considerando que la simulación numérica describe y procesa al yacimiento en términos del volumen original de hidrocarburos, del volumen recuperable de ellos y del gasto óptimo al que puede ser recuperado dicho volumen, se puede decir que tal simulación es una herramienta efectiva para seleccionar las estrategias de explotación convenientes que aseguren que la saturación de aceite residual en un yacimiento al finalizar un proceso de explotación sea la mínima, y permitan tener una exitosa administración del yacimiento.

CONCLUSIONES

- Las saturaciones mínimas de agua y de aceite de un yacimiento petrolero son valores que se tienen a las condiciones iniciales y en el caso de la saturación mínima de aceite también a las condiciones finales de un proceso o una etapa de explotación, ya sea primaria, secundaria o mejorada.
- El análisis y la interpretación de ciertas propiedades de un yacimiento, en conjunto o individualmente, permiten determinar los valores de las saturaciones mínimas de agua y de aceite en ese yacimiento.
- El perfil de resistividad eléctrica de una formación, obtenido de registros geofísicos, ayuda a identificar zonas saturadas con hidrocarburos y zonas saturadas con salmuera. Mientras más grande sea el espesor del yacimiento, más fácil será la identificación de estas zonas y la conocida como de transición.
- Conociendo la resistividad del agua de formación, y a partir de los datos obtenidos del registro de resistividad, la determinación de la S_{wi} es posible mediante la aplicación de modelos matemáticos que tienen estos parámetros como variables, además de otros parámetros litológicos y petrofísicos. Modelos matemáticos que consideren el efecto de la conductividad de las arcillas deben aplicarse en formaciones sucias.
- Ya que la saturación de agua irreductible es un valor específico del conjunto de valores correspondientes a la saturación inicial de agua de un yacimiento petrolero, los datos del perfil de resistividad utilizados para calcular esa saturación especial deben ser los de altas resistividades. Dependiendo de las características de la formación, un valor o un valor medio de saturación de agua irreductible puede calcularse para una formación relativamente homogénea; un valor promedio puede ser más conveniente, si se considera una formación heterogénea.
- La saturación de agua irreductible puede obtenerse a partir de modelos matemáticos que originalmente fueron desarrollados para determinar las permeabilidades absoluta y efectiva a un fluido. En estos modelos, la permeabilidad efectiva es función de la saturación de agua irreductible, la porosidad, el tipo de fluido y parámetros litológicos.
- La interpretación de las curvas de presión capilar obtenidas con métodos de laboratorio permiten determinar valores de saturación mínimos de la fase mojante (drene) y de la fase no mojante (imbibición).
- Para un sistema roca-agua-aceite, las curvas de presión capilar de drene e imbibición, obtenidas con métodos de laboratorio, permiten estimar los valores de saturación de agua

irreductible y de saturación de aceite residual, respectivamente, en la muestra de roca. Cuando la roca es mojada por agua, la S_{wi} se alcanza cuando finaliza el proceso de drene, mientras que la S_{or} se obtiene al finalizar el proceso de imbibición, ambos valores de saturación se visualizan como una asíntota en la gráfica presión capilar contra saturación de agua, pero en lados contrarios de la misma.

- Existen dos procesos de imbibición: imbibición espontánea e imbibición forzada. Para sistemas fuertemente mojados, la imbibición espontánea es suficiente para alcanzar la saturación mínima del fluido no mojante. En los sistemas no fuertemente mojados es necesario que el proceso de imbibición forzada se presente para poder obtener la mencionada saturación mínima. Ésto se debe a que la eficiencia de desplazamiento de la fase no mojante por la mojante es mejor en los sistemas fuertemente mojados.
- La medición de las permeabilidades efectivas por métodos de laboratorio (estados estacionario y no estacionario) y el análisis de las curvas de permeabilidades relativas que se obtienen de tales mediciones son otras herramientas para estimar los valores de saturación de agua irreductible y de saturación de aceite residual en un sistema roca-agua-aceite.
- En un sistema roca-agua-aceite, la saturación de agua irreductible se obtiene cuando se alcanza la máxima permeabilidad efectiva al aceite. Este valor de saturación puede calcularse realizando un balance del volumen de agua producido o expulsado de la muestra y relacionándolo con el volumen inicial de agua en la misma o el volumen poroso. De igual manera, la saturación de aceite residual se obtiene cuando se alcanza la máxima permeabilidad efectiva al agua, condición a la cual el volumen de aceite presente en la muestra es el mínimo y el del agua es el máximo. Calculando la saturación de agua a esa condición, la saturación de aceite residual puede obtenerse como sigue: $S_{or} = 1 - S_{wmax}$.
- La relación de los datos de permeabilidades efectivas con la permeabilidad absoluta permite la generación de las curvas de permeabilidades relativas, que presentan gráficamente, en los puntos extremos de esas curvas, los valores de saturaciones mínimas del agua y del aceite.
- Algunos registros geofísicos permiten estimar el valor de saturación de aceite residual, con base en el análisis e interpretación de diferentes propiedades medidas por ellos y relacionándolas con la saturación de fluidos.
- El Registro de Neutrones Pulsados (PNC) reacciona principalmente a los fluidos contenidos en los poros de la roca; procesando los datos medidos por el registro mediante la aplicación de diferentes técnicas, se obtienen buenos resultados en la determinación de la saturación de aceite residual.

- Con el registro PNC, la técnica de registro convencional se considera poco precisa para calcular la saturación de aceite residual, debido a la dificultad de obtener algunas variables, principalmente la sección de captura de la matriz.
- De las diferentes técnicas aplicadas en el registro PNC, las de registrar-inyectar-registrar son las más apropiadas y a la vez precisas, ya que permiten eliminar la variable correspondiente a la sección de captura de la matriz y permite estimar una saturación de aceite residual con base únicamente en las lecturas del registro PNC.
- La ecuación de Balance de Materia permite estimar el valor de aceite residual a nivel de yacimiento. Conociendo el volumen original de aceite en un yacimiento y el volumen de aceite producido acumulado del mismo, el volumen de aceite remanente puede obtenerse. Relacionando este volumen de aceite remanente con las dimensiones del yacimiento y con algunas propiedades de la roca y de los fluidos, un valor de saturación de aceite residual promedio para ese yacimiento puede estimarse.
- El éxito de la aplicación de la ecuación de Balance de Materia se basa en la correcta determinación del volumen original de aceite, el cual a su vez está en función de varias propiedades y características del yacimiento.
- Algunas propiedades del yacimiento, como la mojabilidad, viscosidad del aceite y tamaño de garganta de poro, principalmente, permiten estimar cualitativamente las saturaciones mínimas de agua y de aceite.
- Las rocas con gargantas de poro grandes brindan un espacio mayor para el flujo de fluidos, dándole una mejor transmisibilidad hidráulica al sistema, lo que resulta en valores de saturación mínima de la fase no mojante relativamente bajos; por otro lado, las rocas con gargantas de poro pequeñas dejan un espacio muy reducido para el flujo de fluidos, dificultando su paso y, en ocasiones, bloqueándolo por completo, lo que tiene como consecuencia valores de saturación mínima de la fase no mojante relativamente altos.
- Con base en el análisis de curvas de permeabilidades relativas para aceites de diferentes viscosidades, se observó que la saturación de aceite residual está influenciada por el valor de la viscosidad del aceite. Esta saturación aumenta conforme la viscosidad; sin embargo, impacta significativamente sólo para valores muy altos de viscosidad (mayores a 5000 cp).
- La forma en que la mojabilidad afecta a las saturaciones mínimas de agua y de aceite depende principalmente del tipo de mojabilidad.

- La saturación de agua irreductible disminuye conforme la roca tiende a ser mojada por aceite. Esto se debe a que en sistemas mojados por agua, el agua satura al 100% los poros pequeños de la roca y cubre la superficie interna del medio poroso, formando una película continua de agua a lo largo de la superficie sólida y, por lo tanto, el volumen de agua irreductible es alto, a diferencia de los volúmenes pequeños en forma de glóbulos discontinuos de agua mínima que se presentan en los sistemas mojados por aceite.
- La saturación de aceite residual tiende a ser menor en sistemas con mojabilidad neutra que en aquellos con tendencia a ser fuertemente mojados por agua o fuertemente mojados por aceite.
- La mojabilidad fraccional tiene poca influencia en la saturación de agua irreductible, conforme la fracción de granos mojados por aceite aumenta, resulta más fácil para el agua desplazar el aceite. La saturación de agua irreductible aumenta en sistemas mojados por agua; para diferentes fracciones de granos mojados por aceite la saturación de agua irreductible es prácticamente la misma.
- La simulación matemática de yacimientos es una de las herramientas más poderosas y confiables del Ingeniero Petrolero para analizar y predecir el comportamiento de un yacimiento bajo diferentes esquemas de explotación.
- La construcción de un modelo del yacimiento para un estudio de simulación, es un buen ejemplo de la integración de muchas características y propiedades del yacimiento (propiedades de la roca, de los fluidos y del sistema roca-fluidos y más), las cuales permitan caracterizarlo estática y dinámicamente, con el fin de simular de manera representativa, su comportamiento pasado y futuro para implementar las técnicas adecuadas para la optimizar la producción de hidrocarburos.
- La construcción de un modelo del yacimiento para un estudio de simulación, requiere de la integración de muchas características y propiedades del mismo (propiedades de la roca, de los fluidos y del sistema roca-fluidos y más) que permitan caracterizarlo estática y dinámicamente, con el fin de crear un modelo de yacimiento que simule, de manera representativa, su comportamiento pasado y futuro para implementar las técnicas adecuadas para la optimizar la producción de hidrocarburos.
- Debido a la gran cantidad de información del yacimiento que requiere un estudio de simulación, y a que la trabaja de manera conjunta, está técnica puede considerarse de las más confiables y precisas para determinar volúmenes originales de hidrocarburos y, principalmente, para asegurar recuperaciones máximas del mismo, es decir, abandonar los yacimientos con saturaciones de aceite residual mínimas.

RECOMENDACIONES

- Estimar, lo más preciso posible, los valores de las saturaciones mínimas de agua y de aceite, ya que son parámetros claves en la determinación del volumen original de aceite y en la implementación de algún método de recuperación secundaria o mejorada.
- En la determinación de la S_{wi} debe considerarse el grado de arcillosidad de la formación, ya que debido a las características conductoras de éstas un valor de esa saturación mayor a la real puede determinarse en este tipo de formaciones, alterando el cálculo del volumen original de aceite. Modelos matemáticos especiales existen para estos casos.
- Debido a la influencia de la mojabilidad en las saturaciones mínimas, es más adecuado utilizar núcleos preservados para la determinación de las diferentes propiedades del yacimiento con los métodos de laboratorio, ya que se conserva la mojabilidad original del yacimiento.
- Si bien, los diferentes métodos y análisis mencionados en este trabajo sirven para estimar valores de saturaciones mínimas de agua y de aceite, la aplicación de dos o más métodos es más conveniente, ya que los resultados que se obtengan pueden compararse y, por lo tanto, se dispondrá de información más confiable.
- Un rango de error más amplio es permitido en el cálculo de la saturación de aceite inicial que en el de la saturación de aceite residual. Sin embargo, valores lo más preciso posible de la saturación de aceite inicial son clave tanto para la aplicación de métodos volumétricos como para el éxito de las predicciones de comportamiento que se lleven a cabo del yacimiento.
- Cualquier método utilizado para estimar el valor de saturación de aceite remanente puede ser aplicado para estimar la saturación de aceite residual. La saturación de aceite remanente es una información muy significativa en la Ingeniería de Yacimientos por ser un dato indicativo del volumen de aceite que todavía puede recuperarse. Tener el valor de saturación de aceite residual sirve para conocer cuánto aceite aún está en el yacimiento, entrampado, y probablemente, con avances tecnológicos, pueda ser producida alguna fracción del mismo.
- Para que un estudio de simulación sea exitoso la información introducida al simulador debe ser confiable y precisa, para garantizar que el comportamiento simulado sea representativo del yacimiento. Si la información no es confiable, los resultados serán incorrectos.

REFERENCIAS

1. Pirson, Sylvian J., "Ingeniería de yacimientos petrolíferos", Ediciones Omega S.A., 1965.
2. <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/1107/A5.pdf?sequence=5>
3. Pettijohn, F. J., Classification of sandstones, J. Geol., vol. 62, pp. 360-365.
4. Wordan, R. H., and S. Morad. 2000. Quartz cementation in sandstones. International Association of Sedimentologist Special Publ. 29. Malden, MA: Blackwell Science Ltd.
5. Picard, M. D. 1971. Clasificación de fine-grained sedimentary rocks: Jour. Sed.Petrology, 41:179-195.
6. Lewan, M.D. 1978. Laboratory classification of very fine-grained sedimentary rocks. Geology 6: 745-748.
7. Potter, P.E., J.B. Maynard and W.A. Pryor, 1980, Sedimentary of shale: Springer Verlag, NY.
8. Folk. 1962, Spectral subdivision of limesotones types. In Ham, W. E. Clasificación of carbonate rocks. Am. Assoc. Petroelum Geologist Mem. 1/62-84.
9. Dunham, R. J. 1962. Classification of carbonate rocks according to depositional textures. in Ham, W.E. Classification of carbonates. Am. Assoc. Petroelum Geologist Mem. 1. 108-121.
10. Wentworth, C. K., 1922, A scale of grade and class terms for clastic sediments: J. Geol., 30, 377-392.
11. Zingg, Th. 1935. Beiträge zur Schotteranalyse: Schweiz. Mineralog. Petrog. Mitt. 14:39-140.
12. Parkash, B., G. V. Middleton. 1970. Downcurrent textural changes in Ordovician turbidite graywackes. Sedimentology 14:259-293.
13. Taylor, J. M. 1950. Pore-space reduction in sandstones. Am. Assoc. Petroleum Geologist Bull. 34:701-716.
14. Folk, R. L., 1951, Stages of textural maturity in sedimentary rocks: J. Sediment Petrol., 21, 127-130.
15. Wyllie, M. R. J., Gregory, A. R., and Gardner, G. H. F. 1956. Elastic wave velocities in heterogeneous porous media. Geophysics 21, 41-70.
16. Wyllie, M. R. J., Gregory, A. R., and Gardner, G. H. F. 1958. An experimental investigation of factors affecting elastic wave velocities in porous media. Geophysics 23, 459-493.
17. Klinkenberg LJ. The permeability of porous media to liquids and gases. API DrillProd Pract 1941;200.
18. Clark NJ. Elements of petroleum reservoirs. Henry L. Doherty series. Revised ed. Dallas, TX; Society of Petroleum Engineers; 1969. p. 19-30.
19. Washburn, E.W., A method of determining the distribution of pore sizes in a porous material, Proc. Nat. Acad. Sci., 7, 115, 1921.
20. Jennings, J.B., Capillary pressure techniques:application to exploration and development geology, AAPG Bull., 10, 1196, 1987.

21. Trask P.D., Origin and environment of source sediments in petroleum, Gulf Publishing Company, Houston, TX, 324, 1932.
22. Curves, J. and van den Engel, P., Gas chromatographic method for simulated distillation up to a boiling point of 750°C using temperature-programmed injection and high temperature fused silica wide-bore columns, *J. High Resolution Chromatogr.*, 12, 16-22, 1989.
23. Emdahl, B.A., Core analysis of Wilcox sands, *World Oil*, 1952.
24. Wyllie, M. R. J. and Spangler, M.B., Application of electrical resistivity measurements to problem of fluid flow in porous media, *Bull. Am. Assoc. Pet. Geologist*, 159, 1952.
25. Anderson, W.G., Wettability literature survey- Part 3: the effects of wettability on the electrical properties of porous media, *J. Pet. Technol.*, 1371-1378, 1986.
26. Wyllie, M.R.J., Formation factors of unconsolidated porous media: influence of particle shape and effect of cementation, *Trans. AIME*, 198, 103-110, 1953.
27. Salathiel, R.A., Oil recovery by surface film drainage in mixed-wettability rocks, *J. Pet. Technol.*, 1246-1262, 1986.
28. Morrow. N.R., Physics and thermodynamics of capillary action in porous media, *Ind. Eng. Chem.*, 62, 32, 1970.
29. Eick, J.D., Good, R.J. and Neumann, A.W., Thermodynamics of contacts angles: II. Rough solid surfaces *J. Colloid Interface Sci.*, 53, 235, 1975.
30. Amott E. Observations relating to the wettability of porous rock. *Trans AIME* 1959; 216:156-62.
31. Boenau, D.F., and Clampitt, R.L., A surfactant system for the oil-wet sandstone of the North Burbank unit, *J. Pet. Technol.*, 501-506, 1977.
32. Trantham, J.C. and Clampitt, R.L., Determination of oil saturation after waterflooding in an oil-wet reservoir_The North Burbank Unit, tract 97 project, *J.Pet.Technol* 491-500, 1997.
33. Cuiec, L., Rock/crude-oil interactions and wettability: an attempt to understand their relation, *Society of Petroleum Engineers SPE*, 13211.
34. Emery LW, Mungan N, Nicholson RW. Caustic slug injection in the singleton field. *Soc Petrol Eng JPT* 1970; 22:1569-76.
35. Cram PJ. Wettability studies with non-hydrocarbon constituents of crude oil. Report RR-17, *Petroleum Recovery Research Institute, Socorro*, 1972.
36. Craig FF. The reservoir engineering aspects waterflooding. *Soc Petrol Eng Monograph* 3. Richardson, TX; 1971. p. 141.
37. Cuiec LE. Restoration of natural state of core samples. *Society of petroleum Engineers paper* 5634.
38. Denekas MO, Mattax CC, Davis GT. Effect of crude oil components on rock wettability. *Trans AIME* 1959; 216:330-3.
39. Dunning NH, Moore JW, Denekas MO, Metalliferous substances adsorbed at crude petroleum-water interfaces. *IndEngChem* 1952;44 (11); 1759-65.
40. Dunning NH, Moore JW, Myers AT. Properties of porphyrins in petroleum. *IndEngChem* 1954;46 (9): 2000-7.
41. Lowe AC, Phillips MC, Riddiford AC. On the wettability of carbonate surfaces by oil and water. *J Can Petrol Tech* 1973:12(44):33-40.

42. Collins RE, Cook Jr. CE. Fundamental basis for the contact angle and capillary pressure. *Trans Faraday Soc* 1959;55:1602.
43. Cuiec LE. Study of problems related to the restoration of the natural state of core samples. *J Can Petrol Tech* 1977;16(4):68-80.
44. Leach RO, Wagner OR, Wood HW, Harpke CF. A laboratory study of wettability adjustment in waterflooding. *Soc Petrol Eng. JPT* 1962;206-12.
45. Somasundaran P, Agar GE. The zero point of charge of calcite. *J Colloid Interface Sci* 1947;24(4):433-40.
46. Collins SH, Melrose JC. Adsorption of asphaltenes and water on reservoir rock minerals. Society of Petroleum Engineers paper 11800, 1983.
47. Benner FC, Bartell FE. The effect of polar impurities upon capillary and surface phenomena in petroleum production. In: *Drilling and production practices*. New York: API; 1941. P. 34.
48. Holbrook OC, Bernard CC. Determination of wettability by dye adsorption. *Trans AIME* 1958;213:216-4.
49. Morrow NR, Cram PJ, McCaffery FG. Displacement studies in dolomite with wettability control by octanoic acid. *Soc Petrol Eng J* 1973;13(4):221-32.
50. Mungan N. Interfacial effects in immiscible liquid-liquid displacements in porous media. *Soc Petrol Eng J* 1966;6(3):247-53.
51. Wang W. and Gupta, A., Investigation of the effect of temperature and pressure on wettability using modified pendant drop method, Society of Petroleum Engineers SPE, 30544.
52. Welge, H.J. and Bruce, W.A., The restored state method for determination of oil in place and connate water, *Drilling Production and Practices*, American Petroleum Institute, 1947.
53. Purcell, W.R., Capillary pressures- their measurement using mercury and the calculation of permeability therefrom, *Trans. AIME*, 186, 39, 1949.
54. Slobod, R.L., Chambers, A., and Prehn, W.L., Use of centrifuge for determining connate water, residual oil, and capillary pressure curves of small core samples, *Trans. AIME*, 192, 127, 1951.
55. Anderson, W.G., Wettability literature survey-part 4: effects of wettability on capillary pressure, *J. Pet. Technol*, 1283-1300, 1987.
56. Killins, C.R., Nielsen, R.F., and Calhoun, J.C., Capillary desaturation and imbibition in porous rocks, *Producers Monthly*, 18, 30, 1953.
57. Morrow, N.R. and Mungan, N., Wettability and capillarity in porous media, Report RR-7, Petroleum Recovery Research Institute, Calgary, 1971.
58. Morrow, N.R., Capillary pressure correlations for uniformly wetted porous media, *J. Can. Pet. Technol.*, 15, 49, 1976.
59. Fatt, I. and Klikoff, W. A, Effect of fractional wettability on multiphase flow through porous media, *Trans., AIME* (1959) 216, 426-32.
60. Loomis, A.G., and Crowell, D.C., Relative permeability studies: gas-oil and water systems, Bulletin 559, U.S.B.M., 1-30, 1962.
61. Johnson, E.F., Bossler, D.P., and Naumann, V.O., Calculation of relative permeability from displacement experiments, *Trans. AIME*, 216, 370-372, 1959.

62. Anderson, W.G., Wettability literature survey- Part 5: the effects of wettability on relative permeability, *J. Pet. Technol.*, 1453-1468, 1987.
63. Larsen J.K. and Fabricius, I.L., Interpretation of water saturation above the transitional zone in chalk reservoirs, *SPE Reservoir Evaluation Eng.*, 155-163, 2004.
64. Pirson SJ. *Handbook of well log analysis*. Englewood Cliffs, NJ: Prentice Hall; 1963, 326 pp.
65. Chukwuma Uguru, Abasiubong Udofia, and Olanrewaju Oladiran. Estimating Irreducible Water Saturation and Relative Permeability From Logs, *Shell Petroleum Dev. Co.*, SPE 140623
66. Archer JS, Wall CG. *Petroleum engineering principles and practice*. Oxford: Graham and Trotman 1986. 362
67. Welge HJ, Bruce WAA. Restored-state method for determination of oil in place and connate water. *Drilling and Production practice*. American Petroleum Institute 1945;161-5.
68. Ahmed, T., *Reservoir Engineering Handbook*, Betterworth-Heinemann, Woburn, MA, 2001.
69. Rinehart, C.E. and Weber, H.J., Measuring thermal neutron adsorption cross sections of formation brines, *Society of professional well log analysts sixteenth annual logging symposium*, New Orleans, June 4-7, 1975.
70. Richardson, J.E., Wyman, R.E., Jordan, J.R., and Mitchell, F.R., Methods for determining residual oil saturation with pulsed neutron capture logs, *Journal of Petroleum Technology*, July 1973.
71. Jordan, J.R. and Mitchell, F.R.: U.S. Patent No. 3,631,245, December 1971.
72. L.C. Ritter and R.L. Drake, Pore size distribution in porous materials, *Ind. Eng. Chem., An. Ed.*, 17, 782, (1945).
73. Purcell, W.R, Capillary pressures-Their measurement using mercury and the calculation of permeability therefrom, *Trans. AIME*, 1949.
74. Brown, Harry W., Capillary pressure investigations, *Trans. AIME*, 1951.
75. Lo, H.Y. and Mungan, N., Effect of temperature on Water-Oil Relative Permeabilities in Oil-Wet and Water-Wet Systems" paper SPE 4505.
76. Abrams, The influence of fluid viscosity, interfacial tension, and flow velocity on residual oil saturation left by waterflood, *SPEJ* (October 1975) 437-447.
77. J. Wang., M. Dong., K. Ashgari, Effect of oil viscosity on Heavy-Oil-Oil-Water Relative Permeability Curves. SPE 99763, 2006.
78. Oden, A.S., Effect of viscosity ratio on relative permeability, *Trans., AIME* (1959), 216, 346-352.
79. Yuster, S.T., Theoretical Considerations of Multiphase Flow in Idealized Capillary Systems, *Proc., Third World Pet. Cong., The Hague* (1951).
80. Jadhunandan, P.P. and Morrow, N.R., Effect of wettability on waterflood recovery for crude-oil/water/rock systems, *Society of Petroleum Engineers SPE paper number 28576*.
81. Bennion, D.B., Thomas, F.B., Schulmeister, B.E. and Ma, T., A correlation of water and gas-oil relative permeability properties for various Western Canadian sandstone and carbonate oil producing formations, www.hycal.com, Hycal paper 2002-066.

82. Lorenz, P.B., Donaldson, E.C., and Thomas, R.D., Use of centrifugal measurements of wettability to predict oil recovery, U.S. Bureau of Mines, Bartlesville Energy Technology Center, Report 7873, 1974.
83. Morrow, N.R., Irreducible wetting-phase saturation in porous media, Chem. Eng. Sci (1970) 25, 1799-1851.

BIBLIOGRAFIA

- Anderson W.G, "*Wettability: Literature survey- Part 2: Wettability measurement*", SPE, Journal of petroleum technology, 1987.
- Anderson W.G, "*Wettability: Literature survey- Part 4: Effects of Wettability on Capillary pressures*", SPE, Journal of petroleum technology, 1987.
- Anderson W.G, "*Wettability: Literature survey- Part 5: Effects of Wettability on Relative Permeability*", SPE, Journal of petroleum technology, 1987.
- Archer J.S., Wall C.G., "*Petroleum Engineering Principles and Practice*", Graham and Trotman, 1986.
- Attia A.M., Fratta D., Bassiouni Z., "*Irreducible water saturation from capillary pressure and electrical resistivity measurement*", Oil and gas science and technology, 2007.
- Bidner Mirtha Susana, "*Propiedades de la roca y los fluidos en los reservorios de petróleo*", Eudeba, 2001.
- Boggs Sam, Jr., "*Petrology Sedimentary Rocks*", 2da Edición, Cambridge University Press, 2009.
- Boggs Sam, Jr., "*Principles of sedimentology and stratigraphy*", 4ta Edición, Pearson Prentice Hall.
- Chang M.M., Maerefat N.L., Tomutsa L., Honarpour M.M., "*Evaluation and comparison of residual oil saturation determination techniques*", SPE, Formation evaluation, 1988.
- Chukwuma Uguru, Abasiubong Udofia, Olanrewaju Oladiran, "*Estimating irreducible water saturation and relative permeability from logs*", SPE, 2010.
- Cole F.W., Elkins L.F., "*Determination of residual oil saturation*", Interstate Oil Compact Commission, 1978.
- Dandenkar Y. Abhijit "*Petroleum Reservoir Rock and Fluid Properties*", Taylor and Francis Group, 2006.
- Djebbar Tiab and Erle C. Donaldson, "*Petrophysics; Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transports Properties*", Elsevier, 2012.
- Dorrik A.V. Stow, "*Sedimentary Rocks in the Field, a color guide*", Manson Publishing, 2da Edición, 2006.
- F. Jerry Lucia, "*Carbonate Reservoir Characterization*", 2da Edición, Springer, 2007.

- Garaicochea P. Francisco, Bashbush B. José Luis, *“Apuntes de comportamiento de yacimientos”*, Facultad de Ingeniería, UNAM.
- Islas Castelán María Rufina, *Tesis “Conceptos básicos del Comportamiento de Yacimientos”*, UNAM, 2006.
- James W. Amyx, Daniel M. Bass, Jr., Robert L. Whithing *“Petroleum Reservoir Engineering, physical properties”*, McGraw-Hill, 1988.
- Knut Bjørlykke, *“Sedimentology and Petroleum Geology”*, Springer-Verlag, Berlín 1989.
- Pettijohn F.J, *“Sedimentary Rocks”*, 2da Edición, Harper and Row, Publishers, New York, 1957.
- Pirson, Sylvian J., *“Ingeniería de yacimientos petrolíferos”*, Ediciones Omega S.A., 1965.
- Prothero Donald, Fred Schwab, *“Sedimentary Geology, An introduction to sedimentary Rocks and Stratigraphy”*, 2da Edición. Freeman and Company, EUA, 2003.
- Richardson J.E., Wyman R.E., Jordan J.R., Mitchell F.R., *“Methods for determining residual oil with pulsed neutron capture logs”*, SPE-AIME, 1973.
- Ricco Macedo Gustavo Alberto, *“Principios de Medición de los registros geofísicos de pozos”*, TESIS, Facultad de Ingeniería, UNAM, 2012.
- R. Cossé. *“Basic of Reservoir Engineering”*, Instituto Francés del petróleo, Ediciones Technip, 1993.
- Rodríguez Nieto Rafael, *“Apuntes de principios de Mecánica de Yacimientos”*, Facultad de Ingeniería, UNAM, 2002.
- Selley Richard, *“Elements of petroleum geology”*, 2da Edición, Academic Press.
- Schlumberger, *“Principios y aplicaciones de la interpretación de registros”*.
- Tarek Ahmed, *“Working Guide to Reservoir Rock Properties and Fluid Flow”*, 3ra Edición, ElsevierInc, 2006.
- Tucker Maurice, *“Sedimentary petrology”*, 3ra Edición, Blackwell Publishing, 2001.
- Wael Abdallah, Jill S. Buckley, Andrew Carnegie, *“Los fundamentos de la mojabilidad”*, Schlumberger, 2007.
- Wang J., Dong M., Ashgari K., *“Effect of oil viscosity on Heavy-Oil/Water Relative Permeability Curves”*, SPE, 2006.
- William D. McCain, Jr. *“The properties of petroleum fluids”* 2da Edición, Penn Well Books, 1990.