



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA
TIERRA

**“PROPIEDADES ELECTRICAS DE ROCAS DE
YACIMIENTOS PETROLEROS MOJADAS POR AGUA Y
MOJADAS POR ACEITE”**

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A:

BRACAMONTES MORALES MIGUEL ANGEL

DIRECTOR DE TESIS:

ING. MANUEL JUAN VILLAMAR VIGUERAS



CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO D.F

NOVIEMBRE, 2015

Índice	Página
Resumen.....	i
Abstractiii
Introducción	iv
1.- DEFINICIONES Y CONCEPTOS BASICOS	1
1.1- Yacimiento petrolero.....	1
1.2.- Clasificación de los yacimientos petroleros.....	3
1.2.1.- A partir de los hidrocarburos que almacenan.....	3
1.2.2.- A partir del diagrama de fases	5
1.2.3.- A partir de su mecanismo de producción	9
2.- ROCAS DE LOS YACIMIENTOS PETROLEROS	12
2.1.- Terrígenas	14
2.1.1.- Conglomerados y brechas.....	16
2.1.2.- Areniscas.....	17
2.1.3.- Limolitas y lutitas.....	18
2.2.- No terrígenas	20
2.2.1.- Grupos de rocas carbonatadas.....	20
2.2.2.- Grupo de rocas silíceas	22
2.2.3.- Grupo de rocas evaporíticas	23
2.2.4.- Grupo de rocas carbonosas	24
2.2.5.- Grupo de rocas ferruginosas.....	24
2.2.6.- Grupo de rocas fosfáticas	24
2.3.- Propiedades de las rocas	25
2.3.1.- Geológicas.....	25
2.3.1.1.- Granulometría	25
2.3.1.2.- Mineralogía	26
2.3.1.3.- Propiedades físicas de los minerales	32
2.3.1.4.- Propiedades eléctricas de los minerales.....	37
2.3.2.- Físicas.....	39
2.3.2.1.- Sistema roca	39
2.3.2.2.- Sistema roca-fluidos	43

2.4.- Resistividad eléctrica del subsuelo.....	51
2.4.1.-Resistividad eléctrica en las rocas y minerales	52
2.4.2.- Resistividad de la roca con el fluido que la satura	54
2.4.3.- Constante dieléctrica de las rocas.....	57
2.4.4.-Polarización eléctrica de las rocas.....	58
3.- FLUIDOS EN LOS YACIMIENTOS PETROLEROS.....	61
3.1.- Agua.....	62
3.1.1.- Propiedades físicas del agua	63
3.1.1.1.- Factor volumétrico del agua, B_w	64
3.1.1.2.- Densidad del agua, ρ_w	65
3.1.1.3.- Volumen específico del agua, V_w	66
3.1.1.4.- Gravedad específica del agua, γ_w	66
3.1.1.5- Solubilidad del gas en el agua, R_{sw}	67
3.1.1.6.- Compresibilidad isotérmica del agua, C_w	68
3.1.1.7.- Viscosidad del agua, μ_w	70
3.1.2.- Propiedades químicas del agua.....	74
3.1.2.1.- Salinidad en el agua	75
3.1.2.2.-Procesos de formación de sal.....	77
3.1.2.3.- Determinación de la concentración de sal en el agua, mediante la conductividad eléctrica.....	80
3.1.2.4.- Potencial espontáneo en función de la salinidad	80
3.1.2.5.- Relación entre resistividad, salinidad y temperatura	84
3.2.1.- Componentes químicos del aceite	85
3.2.2.- Propiedades físicas del aceite	87
3.2.2.1.- Gravedad específica del aceite, γ_o	87
3.2.2.2.- Factor volumétrico del aceite, B_o	88
3.2.2.3.- Viscosidad del aceite, μ_o	90
3.2.2.4.- Relación gas-aceite, RGA.....	91
3.2.2.5.- Compresibilidad del aceite, C_o	92
3.2.2.6.- Densidad del aceite, ρ_o	93

4.-MOJABILIDAD EN LOS YACIMIENTOS PETROLEROS	96
4.1.- Mojabilidad.....	96
4.1.1.- Tipos de mojabilidad	97
4.1.1.1.- Mojabilidad fraccional	98
4.1.1.2.- Mojabilidad mixta	98
4.1.1.3.- Mojabilidad neutra	98
4.1.2.- Métodos para determinar la mojabilidad.....	99
4.2.- Factores que originan la Mojabilidad.....	103
4.2.1.- Interfase sólido-líquido.....	104
4.2.2.- Histéresis del ángulo de contacto	107
4.3.- Influencia de la Mojabilidad en el espacio poroso.....	108
4.3.1.- Influencia de la mojabilidad sobre la presión capilar	109
4.3.2.- Influencia de la mojabilidad sobre la permeabilidad relativa.....	112
4.4.- Distribución de fluidos en los poros.....	117
5.- RESISTIVIDAD O CONDUCTIVIDAD ELECTRICA EN LAS ROCAS DE LOS YACIMIENTOS	
PETROLEROS	119
5.1.- Parámetros eléctricos.....	120
5.2.- Efectos de la mojabilidad sobre los parámetros eléctricos de las rocas	131
6.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	138
BIBLIOGRAFÍA	142

Resumen

A continuación se presenta un resumen de lo que expone cada uno de los capítulos que conforman la tesis, cuyo objetivo es analizar las propiedades eléctricas de rocas de un yacimiento petrolero cuando son preferentemente mojadas por agua o mojadas por aceite. Es importante señalar que dependiendo de la fase que moje la roca de los yacimientos, se tendrán diferentes medidas eléctricas en el sistema roca/salmuera/aceite, aspecto muy importante en la distribución, localización y flujo de los fluidos que saturan el medio poroso.

En el Capítulo I se expone el concepto de yacimiento petrolero, se describe la clasificación de los yacimientos petroleros de acuerdo a los hidrocarburos que almacenan, a partir del diagrama de fase y con base en su mecanismo de producción.

En el Capítulo II se definen las rocas y los tipos de ellas que existen. Para interés petrolero se plantean de manera general las características y propiedades físicas y geológicas de las rocas sedimentarias, se clasifican en dos tipos: rocas terrígenas (sedimentos clásticos) y no terrígenas (sedimentos carbonatados). Se analiza el sistema roca-fluidos, la resistividad eléctrica de las rocas y de los minerales, enfatizando el estudio de los minerales, describiendo sus propiedades físicas y químicas, puesto que la mojabilidad de la roca está en función de la mineralogía de la roca.

En el Capítulo III se consideran las posibles fases mojantes: agua y aceite, se mencionan las propiedades físicas y químicas de cada uno de estos dos fluidos. Se analizan con detalle las propiedades eléctricas del agua puesto que el aceite se considera como un aislante por su alta resistividad.

Se explica en el Capítulo IV el concepto de mojabilidad, que es una propiedad importante en la caracterización de yacimientos petroleros, debido a que la roca puede ser mojada por agua o por aceite. Se especifican, de manera general, los factores que la originan, la influencia que tiene sobre el espacio poroso saturado con agua y con aceite puesto que afecta las mediciones de las propiedades de la roca y, finalmente, se menciona la distribución de fluidos en el sistema poroso de un yacimiento petrolero en función de la saturación de los fluidos y la mojabilidad de la roca.

En el Capítulo V se desarrolla el tema central de la tesis, se analiza la resistividad eléctrica de las rocas en un sistema roca/aceite/agua, se presentan los parámetros eléctricos, tales como el exponente de saturación y el factor de resistividad de la formación, los cuales tendrán comportamientos diferentes cuando la roca está mojada por agua o lo está por aceite.

Finalmente, en el Capítulo VI se presentan las conclusiones que se alcanzaron en este trabajo, así como las recomendaciones que se juzga conveniente hacer.

Se incluye la relación de la bibliografía consultada para la realización de este estudio.

Abstract

A brief summary of exposing each of the chapters of the thesis aimed at analyzing the electrical properties of rocks when an oil field are preferentially wet by water or wet with oil occurs. It is important to note that depending on the phase wet rock deposits, various electrical measurements will be taken in the very important in the distribution, location and flow of fluids that saturate the rock porous media system / brine / oil appearance.

In Chapter I the concept of oilfield is exposed briefly describes the classification of the oil fields in accordance with the stored hydrocarbons, from the phase diagram and based on their mechanism of production.

In Chapter II rocks and types of them that there are defined. For oil interests arising from general characteristics and physical and geological properties of sedimentary rocks are classified into two types: non-terrigenous and terrigenous rocks. The rock-fluid system is analyzed, the electrical resistivity of rocks and minerals, emphasizing the study of minerals, describing their physical and chemical properties, since the wettability of the rock is a function of the mineralogy of the rock.

Chapter III considers possible wetting phases: water and oil, the physical and chemical properties of each of these two fluid properties are mentioned. They are discussed in greater detail the electrical properties of water since the oil is considered as an insulator for its high resistivity.

Wettability concept, which is an important property in the characterization of oilfields, because the rock may be wet by water or oil is explained in Chapter IV. Specified, in general, the factors that cause it, the influence of the pore space saturated with water and oil as it affects measurements of rock properties and, finally, the distribution of fluids mentioned in the pore system of an oil field in terms of saturation of fluids and rock wettability.

In Chapter V the main idea of the thesis develops, the electrical resistivity of the rocks is analyzed in a rock / oil / water system, electric, such as saturation exponent and factor formation resistivity parameters are shown, which have different behaviors when the rock is wet with water or oil is.

Finally, in Chapter VI the conclusions reached in this work as well as the recommendations deems it desirable to occur.

The ratio of the literature for carrying this study included.

Introducción

En los sistemas roca/aceite/salmuera, la mojabilidad se define como la medida de la preferencia que tiene la roca a ser mojada ya sea por aceite o por agua. La mojabilidad es un factor de gran importancia puesto que controla la localización, distribución y flujo de los fluidos en el medio poroso de un yacimiento petrolero. Los cambios en la mojabilidad de la roca han demostrado que afectan a: la presión capilar, las permeabilidades relativas a los fluidos existentes en la roca, la saturación de agua irreductible, la saturación de aceite residual, así como a las propiedades eléctricas.

El estudio de las rocas de yacimientos ha demostrado que son estructuras complejas, ya que están constituidas por una diversidad amplia de minerales. Cada mineral tiene diferentes propiedades físicas, químicas, ópticas y eléctricas. Lo que hace que el carácter de la mojabilidad de la roca sea difícil de describir. Generalmente, los constituyentes primarios de los yacimientos son: cuarzo, carbonato y dolomita, los cuales son mojables por agua antes de la migración del aceite.

Entender la alteración que origina la mojabilidad sobre la roca al pasar de ser mojada por agua a mojada por aceite se vuelve complicado, puesto que esta propiedad se rige de aspectos como: la composición mineralógica de las rocas de yacimiento, la presión, la temperatura, la composición química del aceite y la composición química del agua, incluyendo su composición iónica y su pH.

Esta tesis presenta los efectos de la mojabilidad en las propiedades eléctricas de rocas de yacimientos petroleros mojadas por aceite y mojadas por agua, tales como el exponente de saturación de Archie y la resistividad de la formación, estos parámetros dependen de la mojabilidad y de la historia de saturación, puesto que estos aspectos controlan la localización y distribución de los fluidos mojantes.

Capítulo 1:

Definiciones y Conceptos Básicos

1.- DEFINICIONES Y CONCEPTOS BASICOS

1.1- Yacimiento petrolero

Un yacimiento petrolero es aquella parte de una trampa geológica en el subsuelo, compuesta por una roca porosa y permeable que contiene hidrocarburos (aceite, gas o ambos), que se comporta como un sistema hidráulicamente intercomunicado, y donde los hidrocarburos se encuentran a temperatura y presión altas ocupando los espacios porosos. La mayoría de yacimientos están interconectados con rocas llenas con agua, denominadas acuíferos. En la **Figura 1.1** se muestra un esquema de la acumulación de hidrocarburos en una trampa geológica.

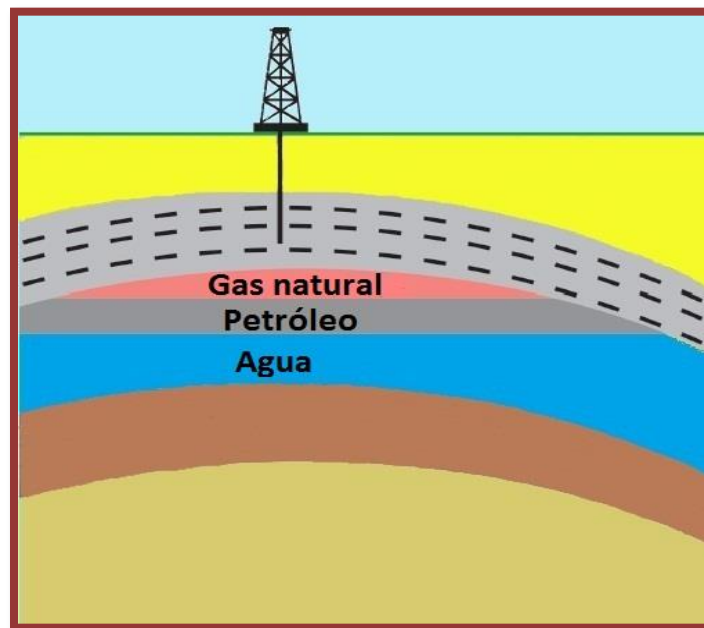


Fig. 1.1.- Yacimiento petrolero.

Para que un yacimiento de aceite y/o gas exista en la naturaleza se debe generar un sistema petrolero, que incluye todos los elementos y procesos geológicos esenciales.

Elementos esenciales: Roca generadora, roca almacén y roca sello.

Procesos: formación de trampa y generación – migración – acumulación de hidrocarburos.

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

Esta serie de elementos y procesos da origen a un yacimiento convencional, si falta alguno de estos elementos se tiene que hablar de un yacimiento no convencional

- **Yacimientos Petroleros Convencionales:** En los yacimientos convencionales, los hidrocarburos se forman en lo que se conoce como roca generadora. La misma está compuesta por una acumulación de material orgánico y rocas que se almacenaron durante largos períodos de tiempo. Con el paso de los años, y a medida que se acumula una mayor cantidad de sedimentos y rocas, se generan ciertas condiciones de presión y temperatura que hacen que la materia orgánica se transforme y descomponga, obteniendo así los hidrocarburos. Posteriormente, estos migran a través de las diferentes formaciones geológicas, hasta encontrar una roca impermeable que impida su paso, conocida como sello.
- **Yacimientos Petroleros No convencionales:** El yacimiento no convencional es aquel donde el hidrocarburo, (gas y/o aceite) permanece en la roca generadora, es decir, no migra a una roca almacenadora, a diferencia de los yacimientos convencionales. En estos casos, la roca generadora y la roca almacenadora es la misma. La desventaja del yacimiento no convencional radica en que resulta tener mayor complejidad en extraer los hidrocarburos, a diferencia de los yacimientos convencionales, y en consecuencia es más caro producirlos.

1.2.- Clasificación de los yacimientos petroleros

Los yacimientos petroleros se pueden clasificar de acuerdo a los hidrocarburos que almacenan, a partir del diagrama de fase, con base en su mecanismo natural de producción y al tipo de trampa geológica (estructural, estratigráfica y combinada).

- Tipos de hidrocarburos que almacenan
- Diagrama de fase
- Mecanismo de producción

1.2.1.- A partir de los hidrocarburos que almacenan

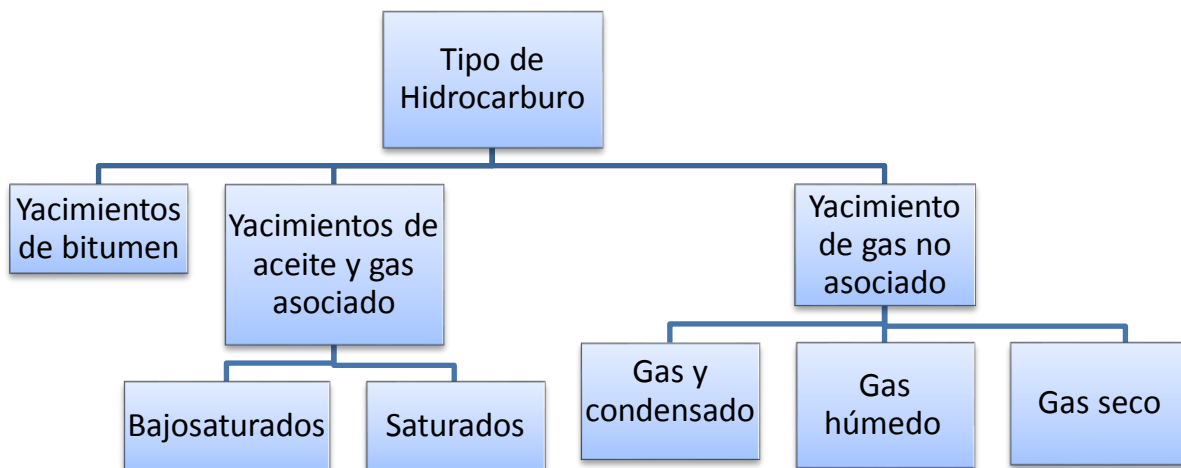


Fig. 1.2.- Clasificación de los yacimientos de acuerdo a los hidrocarburos que almacenan.

Yacimientos de bitumen

Los hidrocarburos en este tipo de yacimientos están en fase sólida o semisólida, generalmente compuestos por aromáticos policíclicos y normalmente se encuentran en la superficie o muy cercana a ella. El bitumen tiene rangos de viscosidad que van desde los 10,000 a 1, 000,000 cp, con densidades mayores a 1.0 gr/cm³ (menores a los 10 °API.)

Yacimientos de aceite y gas asociado

El gas está disuelto en el yacimiento y dependiendo de la presión inicial (P_i) y de la presión de saturación (P_b) se puede presentar gas asociado libre que también se conoce como “casquete”.

Los yacimientos de aceite y gas asociado, de acuerdo a su presión original con respecto a su presión de saturación, pueden clasificarse en bajosaturados y saturados.

✓ **Yacimientos de aceite bajo saturado**

En este tipo de yacimientos la presión inicial es mayor que la presión de saturación ($P_i > P_b$), por lo que todo el gas se encuentra disuelto en el aceite.

✓ **Yacimiento de aceite saturado**

La presión inicial del yacimiento es igual o menor que la presión de saturación ($P_i \leq P_b$), por lo que solo una parte del gas está disuelto en el aceite y el resto se encuentra libre en la parte superior del yacimiento, a lo que se conoce como casquete.

Yacimientos de gas no asociado

Los hidrocarburos se encuentran en fase gaseosa a las condiciones originales de presión y temperatura. Dependiendo de la composición de la mezcla del gas, se puede clasificar como: gas y condensado, gas húmedo y gas seco.

✓ **Yacimientos de gas y condensado**

También conocidos como yacimientos de condensado retrógrado. Sus condiciones originales de presión, temperatura y composición son tales que en cierta etapa de la explotación se presentará el fenómeno de condensación retrógrada. Su contenido de componentes C_{7+} es menor de 11%.

✓ **Yacimiento de gas húmedo**

Sus condiciones de presión, temperatura y composición son tales que durante su vida productiva la mezcla de hidrocarburos en el yacimiento está en una sola fase (gaseosa), pero en la superficie se recuperará en dos fases. Produce cantidades considerables de condensado.

✓ **Yacimiento de gas seco**

Sus condiciones originales de presión, temperatura y composición son tales que durante su vida productiva el gas permanece siempre en esta fase, tanto en el yacimiento como en la superficie.

1.2.2.-A partir del diagrama de fases

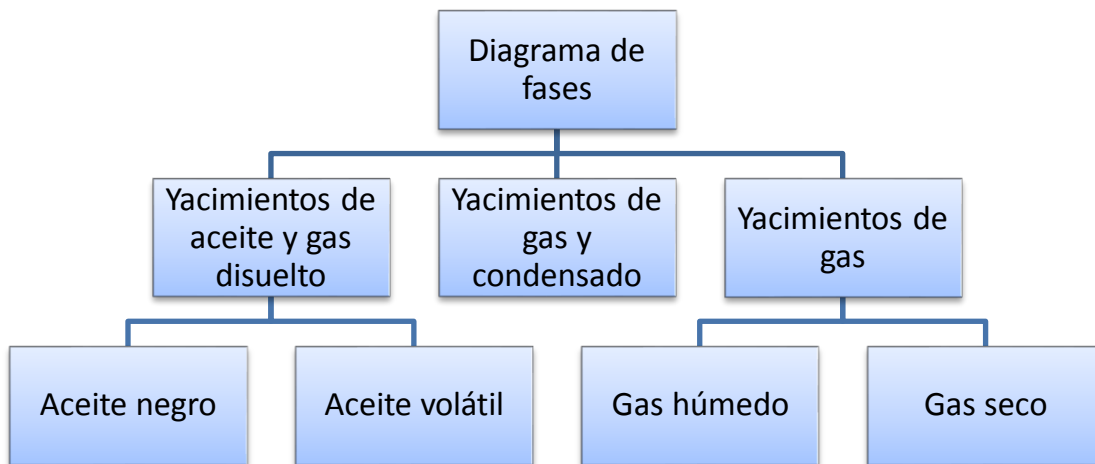


Fig. 1.3.- Clasificación de los yacimientos a partir de su diagrama de fases.

Yacimientos de aceite y gas disuelto

✓ **Yacimiento de aceite negro**

Es el tipo de yacimientos que se encuentran con mayor frecuencia, se les denomina como de "aceite negro" o de aceite y gas disuelto de bajo encogimiento, porque la reducción en el volumen de aceite, al pasar de la presión del yacimiento a la presión del tanque, es relativamente pequeña. Consisten de una amplia variedad de especies químicas que incluyen moléculas grandes, pesadas y no volátiles.

✓ **Yacimientos de aceite volátil**

Los yacimientos de aceites volátiles, también denominados de alto encogimiento o ligeros, contienen fluidos que, como su nombre lo indica, tienden a volatilizarse o a evaporarse significativamente con reducciones en la presión, una vez alcanzado el punto de burbujeo. Como resultado de este fenómeno, el volumen ocupado por el líquido se reduce considerablemente y de ahí el nombre de aceite de alto encogimiento.

Los diferentes tipos de yacimientos petroleros pueden clasificarse de acuerdo con la localización de la temperatura y presión iniciales del yacimiento con respecto a la región de dos fases, como se muestra en la **Figura 1.4**.

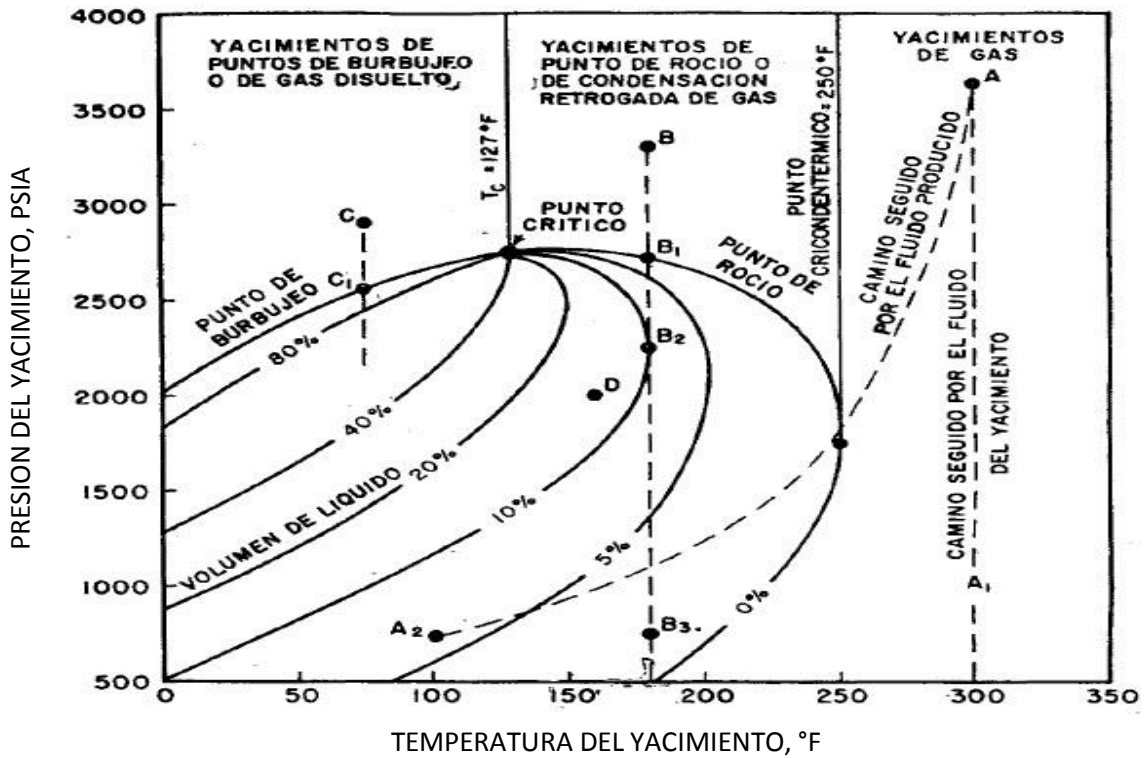


Fig. 1.4.- Diagrama de fases que relaciona la presión y temperatura para un fluido de yacimiento.

Yacimientos de gas y condensado

Este tipo de yacimientos se encuentra en fase gaseosa a las condiciones iniciales. Conforme declina la presión del yacimiento, el fluido atraviesa la curva de rocío y una fase líquida se separa del gas, lo que se conoce como condensado retrógrado. Cuando empieza la condensación de líquidos (los cuales permanecen inmóviles dentro de la roca) la composición de la mezcla de fluidos remanentes en el yacimiento se va haciendo cada vez más rica en compuestos pesados y, como consecuencia, la acumulación de líquido se incrementa. Esto se evidencia por el hecho que debajo de la presión de rocío, el contenido de condensado por unidad de volumen de fluido producido disminuye considerablemente y generalmente aumenta la RGA.

Yacimientos de gas

✓ Yacimientos de gas húmedo

Se encuentra como gas en el yacimiento a lo largo de la explotación con su respectiva caída de presión, la temperatura del yacimiento es mayor que la cricondenterma de la mezcla, por tal razón nunca se tendrán dos fases en el yacimiento, sino únicamente fase gaseosa. Cuando estos fluidos son llevados a la superficie entran a la región de dos fases, generando relaciones gas-aceite.

✓ Yacimientos de gas seco

Estos yacimientos contienen principalmente metano, con pequeñas cantidades de etano, propano y más pesados. Ni a las condiciones de yacimiento, ni a las de superficie se entra a la región de dos fases, durante la explotación del yacimiento, por lo que siempre se estará en la región de estado gaseoso.

En la **Tabla 1.1** se muestran las propiedades de cada tipo de yacimiento según su diagrama de fases.

Tabla 1.1.- Características de cada yacimiento petrolero, de acuerdo a su diagrama de fases.

Características		Temperatura	RGA (m ³ /m ³)	Densidad (°API)	Composición mezcla (%)	Color del hidrocarburo
Tipo						
Yacimientos de aceite y gas disuelto	Aceite negro	$T_y < T_c$	< 200	< 35	(C ⁷⁺) > 30.5	Obscuro
	Aceite volátil	$T_y < T_c$	200-1,000	35 - 45	(C ⁷⁺) 11- 30.5	Marrón
Yacimientos de gas	Gas y condensado	$T_c < T_y < C_T$	500-15,000	41-57	(C ⁷⁺) < 11	Ligeramente anaranjado
	Gas húmedo	$T_y > C_T$	10,000-20,000	45-57	Pequeñas cantidades de intermedios	Casi transparente
	Gas seco	$T_y > C_T$	>20,000	>57	En su mayoría componentes ligeros	Transparente

T_y: Temperatura del yacimiento. T_c: Temperatura crítica. C_T: Cricondenterma.

1.2.3.- A partir de su mecanismo de producción

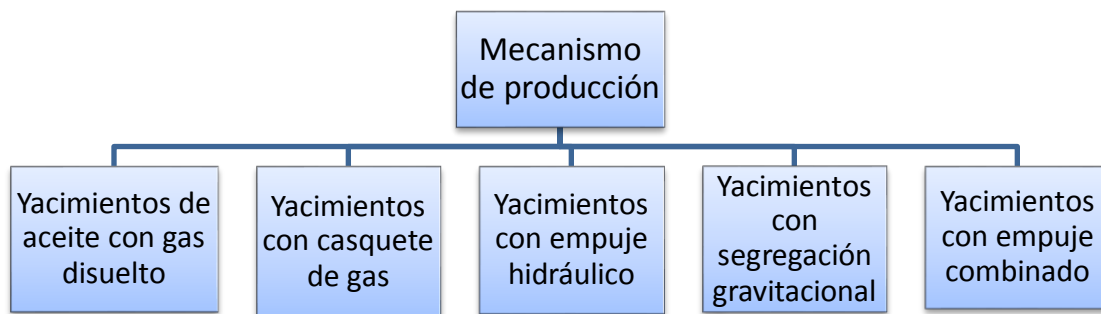


Fig. 1.5.- Clasificación de los yacimientos a partir de sus mecanismos de producción.

Yacimientos de aceite con gas disuelto

El mecanismo bajo el cual producen estos yacimientos, es el resultado de liberación de gas que está en un principio en solución en el aceite, formando pequeñas burbujas en el espacio poroso, y en su expansión desplazarán al aceite en dirección a los pozos.

- Declinación rápida de la presión del yacimiento.
- Producción de agua pequeña o nula.
- RGA aumenta rápidamente.
- Baja recuperación final, 5-25%.

Yacimientos con casquete de gas

Este tipo de yacimientos se producen por la expansión del casquete de gas. En este tipo de yacimientos es importante el gas del casquete, dado que es la energía que causa la producción del aceite y origina un mayor factor de recuperación.

Algunas características de este tipo de yacimientos son:

- Declinación gradual de la presión del yacimiento.
- RGA aumenta rápidamente en los pozos estructuralmente más altos.
- Recuperación final, 20-40%.

Yacimientos con empuje hidráulico

El mecanismo bajo el cual produce este tipo de yacimientos es causado por el avance hacia la zona de aceite del agua que se encuentra en el acuífero asociado al yacimiento. La invasión de agua al yacimiento es causada por la disminución de la presión.

Algunas características de este tipo de yacimientos son:

- La presión del yacimiento permanece relativamente alta.
- RGA prácticamente se mantiene constante.
- Relación agua–aceite aumenta rápidamente en los pozos estructuralmente más bajos.
- Recuperación final, 40-70%.

Yacimientos con segregación gravitacional

Son yacimientos de gran espesor que tienen una buena permeabilidad vertical, el gas debe migrar a la parte más alta de la estructura para llenar el espacio inicialmente ocupado por aceite y crear una capa secundaria de gas.

Algunas características de este tipo de yacimientos son:

- Baja RGA en los pozos localizados estructuralmente bajos.
- Alta RGA en los pozos más altos estructuralmente.
- Producción de agua despreciable.
- Rango de recuperación, 50-70%.

Yacimientos con empuje combinado

El mecanismo bajo el cual producen estos yacimientos es una combinación de dos o más de los cuatro tipos de empuje mencionados. En general en un yacimiento se tienen actuando varios mecanismos de producción en forma simultánea. Sin embargo, cuando uno de estos mecanismos es el que predomina más en la producción y los otros contribuyen muy poco, el yacimiento se refiere como si estuviera operando bajo un solo mecanismo.

Algunas características de este tipo de yacimientos son:

- Permite un poco el mantenimiento de presión.
- Rango de recuperación, 30-60 %.

Capítulo 2:

Rocas de los Yacimientos Petroleros

2.- ROCAS DE LOS YACIMIENTOS PETROLEROS

La roca es un agregado compuesto por uno o varios minerales, natural, inorgánica, heterogénea, de composición química variable, sin forma geométrica determinada, debido a un proceso geológico definido.

Las rocas están sometidas a continuos cambios por la acciones de los agentes geológicos, según su ciclo de las rocas (ciclo litológico), como se muestra en la **Figura 2.1.**

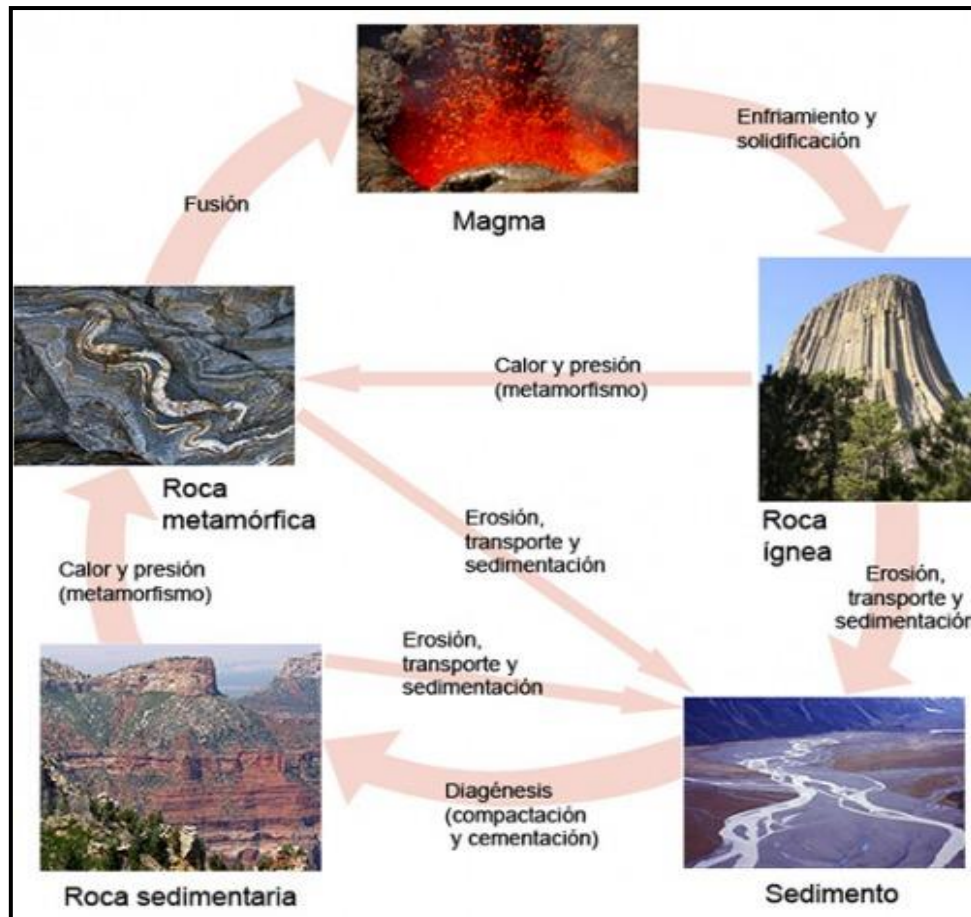


Fig. 2.1.- Ciclo litológico

Las rocas se pueden clasificar, por su origen geológico, en tres grande grupos: ígneas, sedimentarias y metamórficas.

Rocas ígneas

Proceden del enfriamiento o la solidificación parcial del magma, material fundido que proviene del interior de la tierra y que, cuando surge hacia la superficie a través de volcanes, recibe el nombre de lava. Se subdividen en dos grupos:

- **Rocas ígneas intrusivas**

Se originan por la cristalización lenta del magma al ser comprimido hacia el interior de cavidades ya existentes y cuyo enfriamiento se produce a gran profundidad de la corteza terrestre, estas rocas pueden presentarse como: diques, sills, lacolitos y batolitos.

- **Rocas ígneas extrusivas**

Se derivan de un magma que ha alcanzado zonas poco profundas y próximas a la superficie de la corteza terrestre cuyo enfriamiento es más rápido que en el caso de las rocas intrusivas, donde se solidifica y que ha sido expulsado, junto con otros materiales hacia el exterior, en erupciones y fisuras volcánicas. De este proceso se originan diferentes tipos, tales como: mantos de lava, tobas y tufas.

Rocas sedimentarias

Su origen es a partir de la acumulación y consolidación de materiales procedentes de la erosión de rocas anteriores, de restos de plantas y animales o de precipitados químicos, los cuales son transportados y depositados por agua, el viento o los glaciares. Esta clase de rocas se identifican por dos rasgos esenciales, la presencia de fósiles y la estructura estratificada en formas de capas, originada por el carácter progresivo y discontinuo del proceso de sedimentación.

Según el origen de los sedimentos, edad y el tipo de ambiente sedimentario se clasifican en dos tipos, rocas terrígenas y no terrígenas.

2.1.- Terrígenas

Se forman por la sedimentación mecánica de fragmentos de otras rocas procedentes de la erosión y depositados después de una fase de transporte por gravedad, por suspensión en el agua, acción eólica o glaciár. Estos componentes sólidos son llamados clastos, detritos o partículas.

Se clasifican por el tamaño de los sedimentos que las componen en: conglomerados o brechas, areniscas, limolitas y lutitas. Las constituidas por partículas de tamaño grande son los conglomerados o brechas, las de tamaño intermedio son las areniscas y las de partículas muy pequeñas, las limolitas y lutitas, mostradas en la **Figura 2.2.**



a) conglomerado b) brecha c) arenisca d) limolita e) lutita

Fig. 2.2.- Rocas sedimentarias terrígenas

Textura de las rocas sedimentarias terrígenas

La textura de las rocas sedimentarias terrígenas refleja el ambiente de su origen. Su clasificación se basa en la textura de los granos, lo que incluye:

- Tamaño del grano
- Forma de los granos
- Empaquetamiento de los granos
- Angulosidad de los granos estructurales

Granulometría

La determinación granulométrica de los sedimentos presentados en la **Tabla 2.1** se realiza con distintas técnicas. Las gravas se miden con calibres para determinar su diámetro medio; las arenas se tamizan con mallas de diferentes tamaños y finalmente, para los limos y las arcillas se utiliza el método de sifoneado (basado en la ley de Stokes).

Las rocas terrígenas están clasificadas según el tamaño de las partículas sedimentarias, proponiendo varias escalas granulométricas. La escala universalmente aceptada es la de Wentworth presentada en la **Tabla 2.1**, la cual reconoce cuatro tamaños básicos de partículas: gravas (mayores de 2 mm), arenas (entre 2 y 1/16 mm), limos (entre 1/16 y 1/256 mm) y arcillas (menores a 1/256 mm).

Tabla 2.1.- Clasificación del tamaño de las partículas sedimentarias según la escala de Wentworth.

Diámetro de las partículas (mm)	Tipo de sedimento		Roca consolidada	
	256 64 4 ----- 2 ----- 1 1/2 1/4 1/8 ----- 1/16 ----- 1/32 1/64 1/128 ----- < 1/256 -----	grava	bloque canto rodado guijarro gránulo	conglomerados o brechas (depende de la redondez)
	arena	muy gruesa gruesa media fina muy fina	areniscas	
	limo	grueso medio fino muy fino	limolitas	lutitas
	arcilla		arcillitas	

Porosidad en las rocas terrígenas

La porosidad en las rocas terrígenas depende de; tamaño de grano, forma del grano, textura y fábrica de la roca, homogeneidad o heterogeneidad del depósito y comunicación entre poros. En la **Tabla 2.2** se presentan valores de porosidad, típicos de algunas rocas.

Tabla 2.2.- Ejemplos de valores de la porosidad (%) en sedimentos, según Sanders (1998).

Arcillas	40 – 60 %
Limos	35 – 50 %
Arenas finas	20 - 50 %
Arenas gruesas	21 - 50 %
Grava	25 - 40 %

2.1.1.- Conglomerados y brechas

La mayoría de los conglomerados consisten de un esqueleto y huecos. El esqueleto está constituido por materiales de tamaño de las gravas (fenoclasticos, guijarros guijones y peñascos); los huecos son espacios vacíos entre los elementos del esqueleto. Esos huecos raramente están vacíos ya que generalmente están rellenos con detritos, arenas o sedimentos más pequeños, así como cementos introducidos por precipitación. En la **Figura 2.3** se muestra un conglomerado.



Fig. 2.3.- Conglomerado marino con clastos de silicio.

Brechas

Una brecha es una roca sedimentaria formada por fragmentos angulosos de gran tamaño ($> 2\text{mm}$), unidos por un cemento o una matriz. Las brechas se forman en los tramos altos de los ríos a base de clastos grandes y angulosos, los cuales no se han visto sometidos al desgaste producido por un transporte prolongado. Se distinguen tres tipos de brechas; Brechas sedimentarias, Brecha tectónica y Brechas volcánicas. En la **Figura 2.4** se muestra una brecha de clastos carbonatados.



Fig. 2.4.- Brecha de clastos carbonatados cementados por carbonato.

2.1.2.- Areniscas

Rocas sedimentarias formadas en ambientes marinos, fluviales o de origen eólico, constituida por clastos de tamaño de arena ($2- 0.063\text{mm}$). Las areniscas forman el 25%, aproximadamente, del total de las rocas sedimentarias. Son almacenadoras de gas natural, aceite y agua. La **Figura 2.5** muestra una arenisca.



Fig. 2.5.- Arenisca.

De acuerdo a Pettijohn, las areniscas pueden ser divididas en 3 grandes grupos: terrígenas, carbonáticas y piroclásticas.

Componentes de las areniscas

La lista de los minerales detríticos es grande y depende del grado de intemperismo y transporte que sufran tales minerales; sin embargo, son pocos los componentes encontrados, éstos son:

- Cuarzo, ópalo y calcedonia
- Feldespato
- Micas
- Minerales pesados
- Calcita, Dolomita y Siderita
- Minerales arcillosos y otros silicatos
- Colófano

2.1.3.- Limolitas y lutitas

Estos tipos de rocas ocupan del 45 al 55% de todas las rocas sedimentarias. Pueden formarse prácticamente en cualquier zona de sedimentación: ríos, lagos, deltas y océanos.

Limolitas

Ocupan una posición intermedia entre las areniscas de grano más fino y las rocas arcillosas (lutitas). En general, estas rocas se incorporan al grupo de las rocas arcillosas, sus componentes principales son los minerales arcillosos y cuarzo. Los limos, presentan una composición muy variada, pero generalmente contienen óxido de hierro, calcita, feldespatos, entre otros. La **Figura 2.6** muestra una limolita.



Fig. 2.6.- Limolita.

Lutitas

Las lutitas se componen de minerales arcillosos (de grupos: caolinita, montmorillonita y illita,) que se forman en el campo sedimentario (neoformación) y de fragmentos de cuarzo, feldespato y mica.

La lutita es una roca masiva, terrosa, normalmente bien compactada, a menudo contiene fósiles, por ejemplo: foraminíferos, ostrácodos, graptolitos y trilobites. Muchas lutitas muestran bioturbación, es decir una estructura sedimentaria irregular producida por la acción de organismos excavadores.

La lutita es la roca generadora más importante de la mayoría de los yacimientos convencionales de hidrocarburos en todo el mundo. Debido a que las lutitas se formaron a partir de lodo, a menudo se les llama lodolitas o fangolitas.

Las lutitas se diferencian de las otras rocas arcillosas porque están laminadas en estratificaciones muy finas y son fisibles, lo que significa que pueden separarse o quebrarse en láminas en el sentido de su propia estructura laminar. La **Figura 2.7** muestra una lutita.



Fig. 2.7.- Lutita.

2.2.- No terrígenas

Las rocas no terrígenas son de origen químico las cuales se dividen en Ortoquímicas (Evaporitas, travertino, bandas de hierro, etc.) y Aloquímicas (calizas, dolomías, etc.). La clasificación general de las rocas químicas se basa principalmente en su composición, sin tomar en cuenta la existencia de material terrígeno, ya que su presencia se considera secundaria en el momento del depósito.

La clasificación genérica que se utiliza es la siguiente:

- Grupo de rocas carbonatadas
- Grupo de rocas evaporíticas
- Grupo de rocas silíceas
- Grupo de rocas carbonosas
- Grupo de rocas ferruginosas
- Grupo de rocas fosfáticas

2.2.1.- Grupos de rocas carbonatadas

Este tipo de roca está formada por más del 50% de minerales carbonatados que se constituyen básicamente de calcita (caliza), aragonita y dolomita (dolomía). De ellas, sólo las calizas tienen un auténtico origen sedimentario. Las rocas carbonatadas representan un 20% de las rocas sedimentarias que hay en la tierra.

Los procesos de la formación de carbonatos son:

- Tipo marino
- Tipo bioquímico
- Tipo terrestre


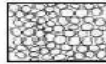

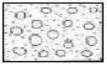
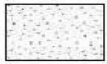
Las calizas lumaquela, también llamada caliza conchífera o fosilífera se origina mediante un proceso de precipitación bioquímica. El carbonato cálcico se fija en las conchas o esqueletos de determinados organismos, ya sean macroscópicos, microscópicos o nanoscópicos y a su muerte, estas conchas o esqueletos se acumulan, originando un sedimento carbonatado.

La **Tabla 2.3**, muestra la clasificación que identifica una muestra de roca, la textura de las calizas, con base en proporción de los granos calcáreos (alquímicos) y el lodo calcáreo, de acuerdo a los términos que propone Dunham.

- **Mudstone:** Rocas que a simple vista se detecta que en su mayoría están formadas por lodo carbonatado, los granos son menos del 10% de la roca.
- **Wackestone:** Los granos ya son un porcentaje mayor al 10% de la roca, y están soportados por lodo, esto es como si flotaran en una matriz de lodo.
- **Packestone:** Tiene una gran cantidad de granos con lodo entre ellos, ya no son soportados por el lodo sino por granos.
- **Grainstone:** La cantidad de granos es superior a la de una packestone, con muy poco o sin nada de lodo (fango microcristalino).
- **Boundstone:** Los componentes orgánicos originales se consolidan en la roca desde su depositación (como son colonias de corales y estromatolitos).

Tabla 2.3.- Clasificación de las rocas carbonatadas según Dunham 1962 (tomada de Pettijohn, F.J., 1975).

Componentes unidos orgánicamente durante el depósito.	Componentes originales no unidos orgánicamente durante el depósito.				Textura original no reconocible.
	Sin micrita	Contiene lodo carbonatado (micrita)			
	GRANOSOPORTADO		Soportado por la matriz micritica		
			< 10 % de aloquímicos	> 10 % de aloquímicos	
BOUNDSTONE	GRAINSTONE	PACKSTONE	WACKSTONE	MUDSTONE	CALIZA RECRISTALIZADA

INCREMENTO DE ENERGIA EN EL AMBIENTE DE DEPÓSITO				
 BOUNDSTONE Arrecifes u otro tipo de crecimiento orgánico.	 GRAINSTONE Granos del tamaño de arenas sin matriz de lodo.	 PACKSTONE Granos del tamaño de arenas en contacto, formando una estructura de granos con una matriz de más de 50 % de lodo.	 WACKSTONE Granos del tamaño de arenas flotando en una matriz de lodo.	 MUDSTONE < 10 % de granos.

2.2.2.- Grupo de rocas silíceas

En este grupo se reúnen a todas las rocas sedimentarias constituidas por sílice, que no son detríticas.

Para la clasificación de estas rocas se distinguen dos grupos fundamentales:

- Origen orgánico
- Origen químico

Las rocas silíceas de origen orgánico se diferencian en tres tipos fundamentales, de acuerdo con el organismo que las forman.

- **Las Esponjolitas:** Son rocas constituidas por acumulación de espículas de esponjas silíceas.
- **Las Radiolaritas:** Son rocas formadas por acumulación de restos de radiolarios unicelulares. Los radiolarios son microorganismos que viven en las aguas superficiales del mar, que a su muerte caen al fondo del mismo acumulándose y formando el lodo de radiolarios.
- **Las Diatomitas:** Son rocas formadas por placas de diatomeas, son porosas, blandas y muy ligeras.

Las rocas silíceas de origen químico son rocas de textura micro y criptocristalina que se presentan bajo dos formas distintas: como nódulos en rocas carbonatadas y en forma de estratos.

La nomenclatura química que se utiliza en este grupo es muy diversa, se basa principalmente en el color.

- **Pedernal:** Es la roca silícea más común, se presenta en una amplia variedad de colores desde blanco, tonos gris, café y negro, este último es el silex.
- **Jaspe:** Es una variedad ferruginosa del pedernal, de color rojo.
- **Silcreta:** Esta roca tiende a ser masiva o pobremente estratificada, está constituida en parte por calcedonia y en parte de cuarzo.
- **Porcelanita:** Es un pedernal característico por su textura, lustre y fractura de porcelana no vítrea constituido por cristobalita.
- **Trípoli:** Es una variedad porosa de colores claros constituida por calcedonia principalmente.

2.2.3.- Grupo de rocas evaporíticas

Son las rocas formadas a partir de la intensa acumulación de sales, que puede tener lugar en aguas continentales o marinas sometidas a una intensa evaporación. La precipitación de las sales puede ocurrir por evaporación, en cuencas con saturación de sales y clima cálido.

La composición típica de las evaporitas, en general, están constituidas por diferentes sales de los siguientes cuatro grupos:

1. **Cloruros:** halita (NaCl), silvita (KCl) y carnalita ($\text{KMgCl}_3 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$).
2. **Sulfatos:** anhidrita (CaSO_4) y yeso ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$).
3. **Carbonatos:** calcita (CaCO_3), dolomita ($\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$) y magnesita (MgCO_3).
4. **Boratos:** bórax ($\text{Na}_2\text{B}_4\text{O}_7 \cdot 8\text{H}_2\text{O}$).

2.2.4.- Grupo de rocas carbonosas

Estas rocas son todas aquellas que tienen alto contenido de carbono orgánico, producto de la evolución diagenética, en diferentes rangos, de depósitos producidos por organismos. Tales depósitos son tanto de origen vegetal (ricos en celulosa, hemicelulosa, resinas y lignitos) como animal (ricos en proteínas y grasas).

El material de partida para los depósitos carbonáceos son principalmente las plantas como los juncos, las cañas, los arbustos, los musgos pantanosos entre otros. Las plantas crecieron en pantanos y lagos de agua dulce, que en parte se inundaron ocasionalmente por mares con climas subtropicales hasta tropicales.

2.2.5.- Grupo de rocas ferruginosas

Se denomina con este nombre a las rocas que contienen más del 10% de Hierro (Fe), se acumulan en ambientes continentales, mixtos y marinos. Se pueden clasificar en dos clases:

- Rocas ferruginosas pedernalosas.
- Rocas ferruginosas sin pedernal.

2.2.6.- Grupo de rocas fosfáticas

Las rocas fosfáticas son aquellas que contienen fosfatos con un porcentaje mayor al 7.8%, que es el promedio presente en la mayoría de rocas sedimentarias. Cuando el contenido es mayor del 20% de fosfatos, se definen comúnmente como fosforitas.

2.3.- Propiedades de las rocas

2.3.1.- Geológicas

2.3.1.1.- Granulometría

Se denomina clasificación granulométrica o granulometría, a la medición y graduación que se lleva a cabo de los granos de una formación sedimentaria, de los materiales sedimentarios, así como de los suelos, con fines de análisis, tanto de su origen como de sus propiedades mecánicas, y el cálculo de la abundancia de los correspondientes a cada uno de los tamaños previstos por una escala granulométrica.

El método de determinación granulométrico más sencillo es hacer pasar las partículas por una serie de mallas de distintos anchos de entramado (a modo de coladores) que actúen como filtros de los granos, que se llama comúnmente columna de tamices. Pero para una medición más exacta se utiliza un granulómetro láser, cuyo rayo difracta en las partículas para poder determinar su tamaño. O también se pueden utilizar los rayos gamma.

En geología, este análisis granulométrico permite diferenciar diversas clases de materiales independientemente de su naturaleza química. La **Tabla 2.4** muestra esta clasificación:

Tabla 2.4.- Escala granulométrica

Partícula	Tamaño
Arcillas	< 0,002 mm
Limos	0,002 – 0,06 mm
Arenas	0,06 – 2 mm
Gravas	2 – 60 mm
Cantos rodados	60 – 250 mm
Bloques	>250 mm

2.3.1.2.- Mineralogía

La mineralogía es el estudio de las sustancias cristalinas que se encuentran en la naturaleza, es decir de todos los minerales.

Definición de Mineral

Un mineral es un sólido homogéneo por naturaleza con una composición química definida (pero generalmente no fija) y una disposición atómica ordenada. Normalmente se forma mediante un proceso inorgánico.

El hecho de que un mineral deba tener una composición química definida implica que este puede expresarse mediante una fórmula química específica. Por ejemplo, la composición del cuarzo se expresa de la forma SiO_2 . El cuarzo solo contiene a los elementos químicos, silicio y oxígeno, y tienen una fórmula definida. Por lo tanto, el cuarzo se considera frecuentemente como una sustancia pura. Sin embargo, la mayoría de los minerales no tienen una composición perfectamente definida.

Los minerales se clasifican normalmente en función del principal componente químico (un anión o complejo aniónico) presente en el mineral en óxidos, sulfuros, silicatos, carbonatos, fosfatos, etc. Esto es muy útil porque la mayoría de los minerales contiene solo un anión principal. De todas formas, al nombrar un mineral no siempre se ha utilizado este esquema químicamente lógico.

La descripción detallada y la identificación de los minerales requieren frecuentemente técnicas altamente especializadas, como el análisis químico y la medida de propiedades físicas, como la densidad, las propiedades ópticas y los parámetros de rayos X que están relacionados con la estructura atómica de los minerales. Sin embargo, en la nomenclatura de los minerales se les ha ido nombrando en función de alguna propiedad física, o según su aspecto químico, o se les ha puesto el nombre del lugar donde se les ha encontrado, o de un personaje famoso, o cualquier otra consideración que resultara apropiada.

Química Mineral

La composición química de la mayoría de los minerales conocidos es muy variable en lo concerniente a sus constituyentes elementales. En gran parte ésto es debido al resultado de sustituir entre sí dos o más especies químicas en una posición atómica específica de la estructura del mineral. Debido a sustituciones comunes, como por ejemplo la del Mg^{2+} por el Fe^{2+} en posiciones octaédricas, la del Ca^{2+} por el Na^+ en posiciones de orden 8 a 10 y la del Al^{3+} por el Si^{4+} en posiciones tetraédricas de las estructuras, la composición química del mineral específico puede ser altamente variable. Por ello, los resultados analíticos químicos de los minerales, frecuentemente complejos, constituyen la expresión básica de su gran variabilidad en química.

Los análisis químicos de minerales (y rocas) se obtienen por medio de una variedad de técnicas analíticas como son:

- Análisis químico húmedo
- Espectroscopia de absorción atómica
- Fluorescencia de rayos x
- Microanálisis de sonda electrónica
- Análisis espectrográfico óptico

Los minerales sometidos al análisis químico cualitativo o cuantitativo, deben consistir en una especie mineral (la única a analizar) y estar exentos de desgaste por la acción atmosférica o por otros productos de alteración o inclusión. Además, es importante distinguir entre un análisis químico cualitativo y otro cuantitativo. Mediante el análisis cualitativo se detectan o identifican todos los constituyentes de un compuesto, mientras que el análisis cuantitativo, implica la determinación de los porcentajes en peso, o composición en partes por millón (ppm), de los elementos de un compuesto. La mayoría de las veces resulta muy útil realizar un análisis cualitativo preliminar, con el fin de decidir los métodos a seguir en un análisis cuantitativo, aunque es común realizar una combinación de ambos.

Análisis químico húmedo

En este tipo de método se debe pulverizar la muestra a analizar por un método húmedo, se escoge el mejor procedimiento para su descomposición. Se utilizan ciertos ácidos o una combinación de ellos, como el clorhídrico (HCl), sulfúrico (H_2SO_4) o fluorhídrico (HF). Es necesario fundir la muestra para hacerla soluble. A esta disolución de la muestra se debe el nombre de análisis “húmedo”. Una vez que la muestra está en disolución, las siguientes etapas incluyen los procedimientos adecuados: colorimétrico, volumétrico o gravimétrico, para determinar los elementos deseados.

Colorimetría: que implica reacciones en disolución con formación en color y la comparación subsiguiente de intensidades de haces de luz visible, transmitidos a través de la solución, que se analiza con una serie de soluciones estándares con una gradación establecida de color.

Análisis volumétrico (o dosificado): que implica la determinación del volumen de una solución de concentración conocida, necesaria para que ésta reaccione cuantitativamente con una solución de una cantidad de sustancia medida por peso o por volumen, en donde el peso del elemento a determinar se calcula a partir del volumen del reactivo usado.

Análisis gravimétrico: basado en la precipitación de elementos en solución mediante la formación de compuestos insolubles, que posteriormente se secan o incineran y se pesan.

La selección de la técnica apropiada viene dictada por la concentración de los elementos en la muestra y la facilidad con que un elemento puede separarse de otros que interfieran en su análisis. En la **Tabla 2.5** se muestran, los intervalos de concentración de los elementos que están relacionados con los diferentes métodos (colorimétrico, volumétrico y gravimétrico).

Tabla 2.5.- Relación de la concentración de los elementos con las técnicas.

Método	Concentración del elemento de la muestra
Colorimétrico	Porcentaje bajo (partes por millón)
Volumétrico	Bajo % hasta 100%
Gravimétrico	Bajo % hasta 100%

Espectroscopia de absorción atómica

Es una técnica introducida por Alan Walsh en 1955. Los químicos analistas de aquella época apreciaron rápidamente la velocidad, exactitud y la ventaja que suponía este método al ser innecesaria la separación de la mayor parte de los componentes químicos. Esta técnica analítica se considera como otro procedimiento “húmedo” ya que la muestra original debe estar completamente disuelta en una solución antes de analizarse.

La absorción atómica es una técnica capaz de detectar y determinar cuantitativamente la mayoría de los elementos del Sistema Periódico. El método consiste en la medición de las especies atómicas por su absorción a una longitud de onda particular. La fuente de energía de esta técnica es una fuente luminosa (una lámpara de cátodo hueco), con un espectro electromagnético que abarca desde la radiación visible hasta la ultravioleta.

Fluorescencia de rayos x

En esta técnica la muestra de análisis es triturada en polvo fino y se comprime en forma de píldora esférica o en un disco con la ayuda de un aglutinante. Esta preparación de la muestra es muy distinta de los métodos utilizados en las técnicas húmedas, ya que la esferita o disco de muestra se irradia (durante un corto período de tiempo) con los rayos X generados en un tubo de rayos X de alta intensidad.

La energía de rayos X que se absorbe en la muestra da lugar a la generación de un espectro de emisión de rayos X característico de cada elemento de la muestra. Estos rayos X característicos se denominan rayos X secundarios, y el fenómeno de emisión se conoce como fluorescencia de rayos X, en el que cada elemento posee líneas espectrales características. El espectro de dichos rayos generado puede estar formado por un gran número de líneas espectrales en una muestra de más de uno o dos elementos.

Microanálisis de sonda electrónica

Los métodos de microanálisis de sonda electrónica están basados en los mismos principios que se han descrito para la fluorescencia de rayos X. excepto que la fuente de energía original no es un tubo de rayos X, sino un enfoque fino de electrones. Los electrones son partículas que pueden enfocarse utilizando campos eléctricos. Como su nombre lo indica, ésta es una técnica microanalítica que permite el análisis cualitativo y/o técnica de un reducido volumen de material.

Análisis espectrográfico óptico

La espectrografía de emisión óptica está basada en el hecho de que los elementos pueden excitarse mediante una llama, arco, chispa o tubo de descarga y emitir energía radiante. Cuando esta energía se dispersa con un prisma o una red de difracción, puede fotografiarse o registrarse en forma de un espectro.

El número de líneas y la intensidad de estas líneas en el espectro vienen determinados fundamentalmente por la configuración electrónica del átomo.

Resumen de las técnicas químicas analíticas

Desde 1960 la mayoría de los análisis se han realizado mediante técnicas instrumentales tales como; espectroscopía de absorción atómica, fluorescencia de rayos X, análisis microelectrónico y espectroscopía de emisión óptica. Cada una de estas técnicas tiene sus propios requisitos de preparación de muestras e intervalos de errores bien establecidos. Los resultados de cualquier procedimiento de análisis se representan generalmente en una tabla de porcentaje en peso de los elementos o componentes óxidos del mineral analizado. Las técnicas analíticas húmedas permiten la determinación cuantitativa de diversos estados de oxidación de cationes (tales como Fe^{2+} frente a Fe^{3+}), así como la determinación del contenido en H_2O de los minerales hidratados. Los métodos instrumentales no proporcionan generalmente información respecto al estado de oxidación de los elementos o respecto a la presencia de H_2O .

Los minerales sometidos al análisis químico cualitativos o cuantitativos deben consistir en una sola especie mineral (la única a analizar) y estar exentos de desgaste por la acción atmosférica o por otros factores de alteración e inclusión. Un método instrumental como el microanálisis electrónico permite un análisis cuantitativo in situ (en una sección pulida) de granos minerales del orden de 1 micra de diámetro (1×10^{-3} mm).

Se debe distinguir entre un análisis químico cualitativo y otro cuantitativo. Mediante el análisis químico cualitativo se detectan e identifican todos los constituyentes de un compuesto (“¿Qué es lo que está presente?”). Por otra parte, el análisis cuantitativo implica la determinación de los porcentajes en peso (o composición en partes por millón, pmm) de los elementos en un compuesto (“¿Cuánto existe de cada material?”). Generalmente resulta muy útil realizar un análisis cualitativo preliminar a fin de decidir los métodos a seguir en un análisis cuantitativo.

2.3.1.3.- Propiedades físicas de los minerales

Las propiedades físicas pueden determinarse por inspección o mediante ensayos relativamente simples. A continuación se enlistan las propiedades físicas que se pueden reconocer por una simple observación o mediante pruebas sencillas:

- Forma
- Hábito
- Color
- Raya o huella
- Brillo
- Dureza
- Fractura
- Exfoliación
- Peso específico o densidad relativa
- Magnetismo

Forma

Es el desarrollo de caras cristalográficas de un mineral. Cuando un cristal está bien cristalizado su forma externa está caracterizada por un conjunto de caras formando un determinado poliedro, que es característico de cada especie mineral y, por lo tanto, un criterio para su identificación. ej. cubos en pirita y galena, prismas de base hexagonal en aragonito, romboedros en calcita. Sin embargo, es relativamente frecuente que los minerales no desarrollen buenas caras (influye intensamente las condiciones de crecimiento del mineral). En este caso los cristales se denominan alotriomorfos o anhedrales.

Hábito

El hábito es el desarrollo relativo del conjunto de caras de un cristal y se aplica tanto a cristales individuales como a agregados cristalinos. Depende de las condiciones de crecimiento del mineral.

a) Cristales individuales.

- Acicular. Cristales alargados como agujas.
- Tabular. Cristales como tablones.
- Capilar o filiforme o fibroso. Cristales como cabellos o fibras.
- Hojoso o laminar. Cristales aplastados como hojas.

b) Agregados cristalinos

- Masivo. No se distinguen cristales.
- Granular. Agregados de cristales alotriomorfos o granos.
- Dendrítico. Arborescencia en ramas divergentes y delgadas.
- Globular. Individuos radiales que forman grupos esféricos o semiesféricos.
- Botroidal. Cuando las formas globulares se agrupan como formando racimos.
- Fibroso-radiado. Cuando los cristales individuales son fibras y se agrupan de forma radial.

Color

La causa del color en los minerales es variada, aunque lo más frecuente es que sea debido a la presencia de elementos llamados cromóforos, tales como Fe, Cr, Cu y Co. El color constituye una propiedad importante para la determinación mineral, por ejemplo calcopirita, amarillo; galena, gris; malaquita, verde; de la azurita, azul. Hay muchos minerales que pueden presentar diferentes colores, ej. el cuarzo (rosa, blanco, incoloro, ahumado), el berilo (verde, azul, amarillo, blanco) o la fluorita (morado, verde). Hay que tener en cuenta que en muchas ocasiones las superficies minerales están alteradas y no presentan el color original del mineral.

Raya o Huella

La palabra raya es en este caso sinónimo de “color de la raya” y se refiere al color del mineral pulverizado. Su determinación se hace rayando con el mineral en una placa blanca de porcelana vitrificada, sin barnizar y observando el color de esa raya. La raya intensa y de colores definidos es propia de minerales metálicos, ej. sulfuros, mientras que la de los minerales no metálicos, como los silicatos o carbonatos, es siempre blanca o de colores muy claros.

Brillo

El brillo es el aspecto que presenta la superficie de un mineral cuando la luz incide sobre él. El brillo puede ser metálico, submetálico y no metálico. El brillo metálico es propio de minerales opacos, con índice de refracción inferior a 3, como por ejemplo pirita, calcopirita, galena, oro o plata. El brillo no metálico es propio de minerales transparentes con índice de refracción inferior a 2.6 y comprende distintos subtipos:

- a) brillo adamantino, intenso, ej. diamante
- b) brillo vítreo, que recuerda al vidrio, ej. cuarzo
- c) brillo resinoso
- d) brillo nacarado
- e) brillo graso
- f) sedoso

Dureza

La dureza (H) se define como la resistencia de un mineral a ser rayado. Su valor relativo se calcula comparando con otros minerales de dureza conocida, recogidos en una escala denominada escala de Mohs. Como se muestra en la **Tabla 2.6.**

Tabla 2.6.- Escala de Mohs

H	Mineral
1	Talco
2	Yeso
3	Calcita
4	Fluorita
5	Apatito
6	Ortosa
7	Cuarzo
8	Topacio
9	Corindón
10	Diamante

Para establecer la dureza de un mineral con cierta aproximación se pueden aplicar las siguientes reglas sencillas:

- Un mineral tiene dureza 1 si tizna el papel o si es rayado por la uña (la uña tiene dureza aproximadamente igual a 2).
- Un mineral tiene dureza inferior a 5 si es rayado por la navaja ($H \sim 5$) o por un vidrio de ventana ($H \sim 5.5$).
- Un mineral tiene dureza mayor que 6 si raya al vidrio.
- Un mineral tiene dureza mayor que 7 si raya al cuarzo.

Hay que tener en cuenta que existen minerales que presentan diferente dureza según la variedad, ej. el hematites posee dureza 6.5 para su variedad metálica bien cristalizada (oligisto) y dureza baja (1.5) para ejemplares terrosos (ocres rojos).

Fractura

Se entiende por fractura de un mineral a la rotura aleatoria, sin ninguna relación con la estructura interna del mismo, a diferencia de la exfoliación. El aspecto de la superficie de rotura puede ser característico en algunos minerales. Se distingue:

- a) Fractura concoidal: superficies de rotura curvas como la cara interna de una concha (de ahí el nombre), por ejemplo sílex, calcedonia.
- b) Fractura fibrosa: cuando el mineral se rompe con entrantes y salientes puntiagudos, como una astilla.
- c) Fractura irregular: la más común y la que sucede según superficies irregulares.

Exfoliación

La exfoliación es la rotura del mineral paralelamente a determinados planos cristalográficos y está relacionada con la estructura interna del cristal. Así por ejemplo, las micas que tienen una estructura en capas con enlaces débiles entre ellas, presentan exfoliación perfecta en estas direcciones. La exfoliación, cuando está presente en un mineral, se puede describir en función de: **a)** su calidad: perfecta, buena, imperfecta, y **b)** de los planos cristalográficos: cúbica, octaédrica y prismática.

Peso específico o densidad relativa

El peso específico (G) o densidad relativa de un mineral es la relación entre su peso y el peso de un volumen igual de agua a 4 °C. Por ejemplo, si un mineral tiene peso específico igual a 2, ello significa que una muestra determinada de dicho mineral pesa 2 veces lo que pesaría un volumen igual de agua. El peso específico de un mineral de composición determinada es constante y por tanto muy útil para su identificación. En el reconocimiento visual no se hace una determinación del peso específico del mineral, pero es posible hacer una estimación de su densidad relativa, ej. los sulfuros suelen tener una densidad

relativa alta, mientras que en los filosilicatos es muy baja. Esto hace que la sepiolita parezca extremadamente ligera en comparación con la pirita, cuando se sostienen ambas en las manos.

Magnetismo

Se dice que un mineral es magnético cuando tiene la capacidad de ser atraído por un imán. La magnetita y la pirrotina son los únicos minerales con este tipo de capacidad, se pueden considerar magnéticos.

2.3.1.4.- Propiedades eléctricas de los minerales

La propiedad eléctrica en los cristales está relacionada con el tipo de enlace. Los minerales con enlace puramente metálico, tales como los metales nativos, son conductores eléctricos excelentes, mientras que aquellos en los que el enlace es parcialmente metálico, como sucede en algunos minerales sulfuros, son semiconductores. Los minerales iónicos o de enlace covalente usualmente no son conductores. Para los minerales con una estructura cristalina no cúbica, la conductividad eléctrica es una propiedad vectorial que varía con la orientación cristalográfica.

Piezolectricidad

La piezolectricidad, es la capacidad que poseen determinados minerales para producir corrientes eléctricas cuando se les aplica presión. Los materiales piezoeléctricos manifiestan fenómenos eléctricos y mecánicos reversibles, es decir, si se aplica una carga mecánica a las caras de un cristal, aparecen cargas eléctricas en ellas, por el contrario, si se aplican cargas eléctricas, entonces se produce una deformación de las caras del cristal en forma idéntica a como hubiera sido necesario hacerlo para inducir cargas de forma mecánica.

Un mineral que posee propiedades piezoeléctricas es el cuarzo y la turmalina, el cuarzo tiene aplicación en la construcción de aparatos de encendido electrónico, reguladores de la frecuencia de los aparatos de radio, relojes de

cuarzo, por ejemplo. Mientras que la turmalina se utiliza para equipamiento de medición de presión, especialmente en instrumentación submarina y equipo de guerra.

Piroelectricidad

La piroelectricidad es la propiedad que posee un mineral para producir corrientes eléctricas en el extremo de sus caras, cuando se somete a un cambio de temperatura, por ejemplo cuando son calentadas dos de sus caras más externas. Si el cambio de temperatura se hace en sentido inverso, entonces las cargas eléctricas en las caras del cristal también cambian de signo. Un ejemplo de cristales con capacidades piroeléctricas son el cuarzo y la turmalina.

2.3.2.- Físicas

2.3.2.1.- Sistema roca

Porosidad

Un volumen de roca, está formado por un volumen de huecos o poros y un volumen de sólidos, se expresa como:

$$V_r = V_p + V_s \quad 2.1$$

Por lo que:

V_r es el volumen de roca.

V_p es el volumen de poros.

V_s es el volumen de sólidos.

Si el volumen de poros se relaciona al volumen de roca, se obtiene la porosidad, y esta se representa en fracción o en porcentaje. La porosidad (\emptyset) es un espacio disponible en la roca.

$$\emptyset = \frac{V_p}{V_r} \quad 2.2$$

Es importante señalar que no todos los poros de una roca están siempre conectados entre sí, en ocasiones algunos poros están aislados; existen dos tipos de porosidad, la porosidad absoluta y porosidad efectiva.

- **Porosidad absoluta:** es la relación entre el volumen total de poros (comunicados y no comunicados) y el volumen de roca.
- **Porosidad efectiva:** se define como el porcentaje del espacio poroso interconectado con relación al volumen total de roca.

De acuerdo con su origen, la porosidad se clasifica en:

- **Porosidad primaria:** Se refiere a aquella adquirida al tiempo de depósito y litificación de los sedimentos, es decir en la diagénesis, y considera los espacios vacíos que quedan entre los granos y fragmentos minerales en la roca. A esta porosidad también se le conoce como porosidad original, intergranular o de matriz.
- **Porosidad secundaria:** es aquella que adquiere la roca una vez que han actuado en ella ciertos procesos geológicos (mecánicos) o fenómenos químicos. Estos pueden actuar por separado o en conjunto. Suele llamarse porosidad inducida.

Permeabilidad

La permeabilidad (k) se puede definir como la cualidad que tiene una roca para permitir el paso de fluidos a través de ella. El grado de permeabilidad de una roca será de acuerdo con la facilidad que presente el paso de fluidos por ella.

Tipos de permeabilidad

- **Permeabilidad absoluta (K_a):** cuando se tiene contenido un fluido mojante en los poros y la satura al 100%.
- **Permeabilidad efectiva (K_e):** Es la permeabilidad de la roca cuando el medio poroso está saturado por dos o más fases, se refiere a una de las fases, K_o , K_w , K_g .
 - K_o es la permeabilidad efectiva al aceite.
 - K_w es la permeabilidad efectiva al agua.
 - K_g es la permeabilidad efectiva al gas.

Es conveniente señalar que la permeabilidad efectiva a un fluido es la conductividad del medio poroso a éste, cuando existe cierta saturación del medio, menor al 100%, de dicho fluido.

- Permeabilidad Relativa (K_r):** se define como la relación entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta. Las expresiones más usadas son; K_{rg} , K_{ro} , K_{rw} , las cuales representan la permeabilidad relativa al gas, al aceite y al agua, respectivamente. Las cuales se pueden expresar así:
 - $K_{rg} = K_g/K_a$ **2.3**
 - $K_{ro} = K_o/K_a$ **2.4**
 - $K_{rw} = K_w/K_a$ **2.5**

La **Figura 2.8** muestra las características principales de una curva típica de permeabilidad relativa. Considerando el agua como la fase mojante. Se necesita una cierta saturación de la fase mojante para que ésta comience a fluir, denominada saturación crítica de la fase mojante, S_{cfm} ($0 < S_{cfm} < 20$, frecuentemente). De igual manera, se necesita una cierta saturación de la fase no mojante para que comience a fluir, denominada saturación crítica de la fase no mojante, S_{cfnm} ($0 < S_{cfnm} < 15$, frecuentemente). En la región A hay flujo de aceite, la región C flujo de agua, para la región B hay flujo de aceite más flujo de agua.

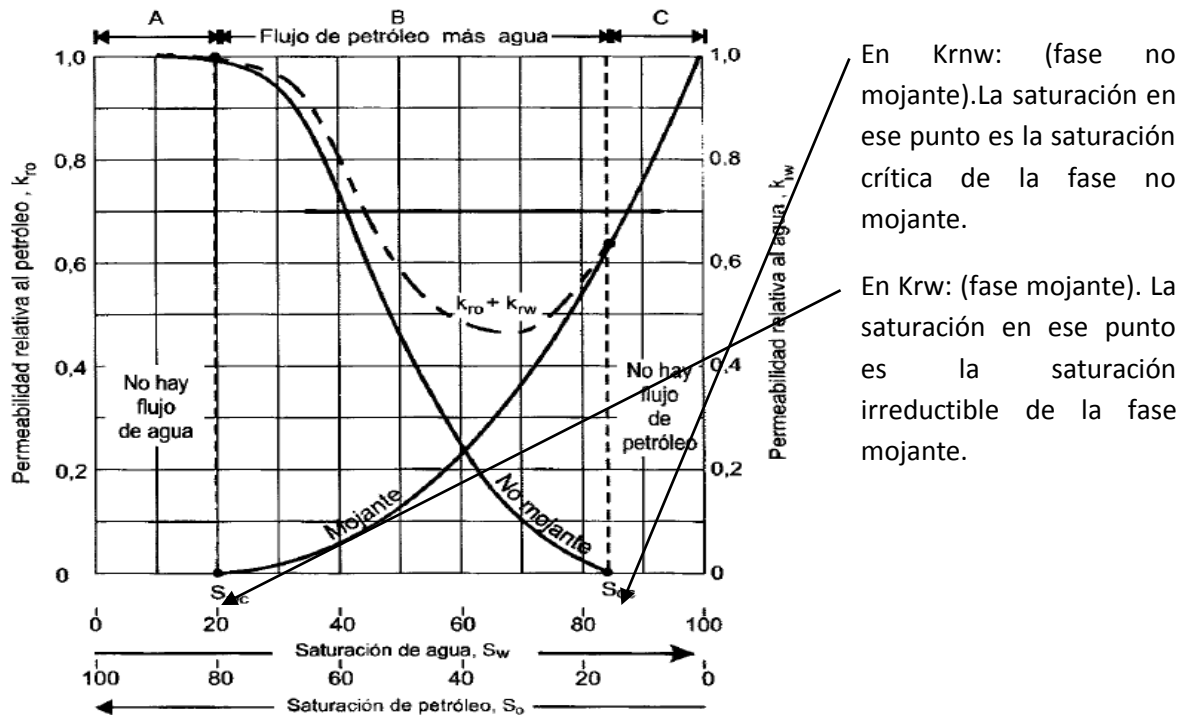


Fig. 2.8.- Curvas típicas de permeabilidades relativas a dos fases.

La unidad de permeabilidad en la industria petrolera se conoce como Darcy. Dado que la mayoría de los yacimientos tienen permeabilidades menores a un Darcy, se utiliza con más frecuencia el miliDarcy (mD) como unidad. Un miliDarcy representa la milésima parte de un Darcy.

Compresibilidad de la Formación

Definición de Compresibilidad

La compresibilidad de una roca se define como el cambio de volumen que sufre un volumen unitario de la roca, cuando éste sufre un cambio de presión a una temperatura constante.

$$C = - \frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial P} \right)_T \quad 2.6$$

Cuando la presión del fluido contenido en los espacios porosos de la roca, la cual está sometida a una presión externa constante, se abate a causa de la extracción de aceite y gas, el volumen total de la roca se reduce, mientras que el volumen de las partículas sólidas aumenta. Dichos cambios de volumen tienden a reducir la porosidad de la roca ligeramente. Se define como compresibilidad de la formación al cambio de volumen de poros, con respecto a la presión de los fluidos contenidos en dicho volumen de poros, se expresa de la siguiente manera;

$$C_f = - \frac{1}{V_p} \frac{\partial V_p}{\partial P} \quad 2.7$$

donde:

C_f es la compresibilidad de la formación.

V_p es el volumen de poros.

2.3.2.2.- Sistema roca-fluidos

Tensión superficial e interfacial

En las fronteras de dos fluidos inmiscibles siempre existirá un desbalance de fuerzas moleculares en la interfase, dando como resultado una tendencia a reducir el área de contacto. Cuando estos dos fluidos son líquido y gas, se utiliza el término tensión superficial para determinar estas fuerzas, y, cuando son dos líquidos, se denomina tensión interfacial.

Las superficies de los líquidos están recubiertas usualmente con una membrana que actúa como una película delgada que resiste a romperse a pesar de los pequeños esfuerzos a los que está sometida. Esto debido a las fuerzas intermoleculares del sistema.

Por ejemplo considérense dos fluidos inmiscibles: gas y aceite, que se muestran esquemáticamente en la **Figura 2.9** Como se observa, las fuerzas de atracción que existen entre las moléculas del líquido son de diferente magnitud, dependiendo de la zona de líquido considerada.

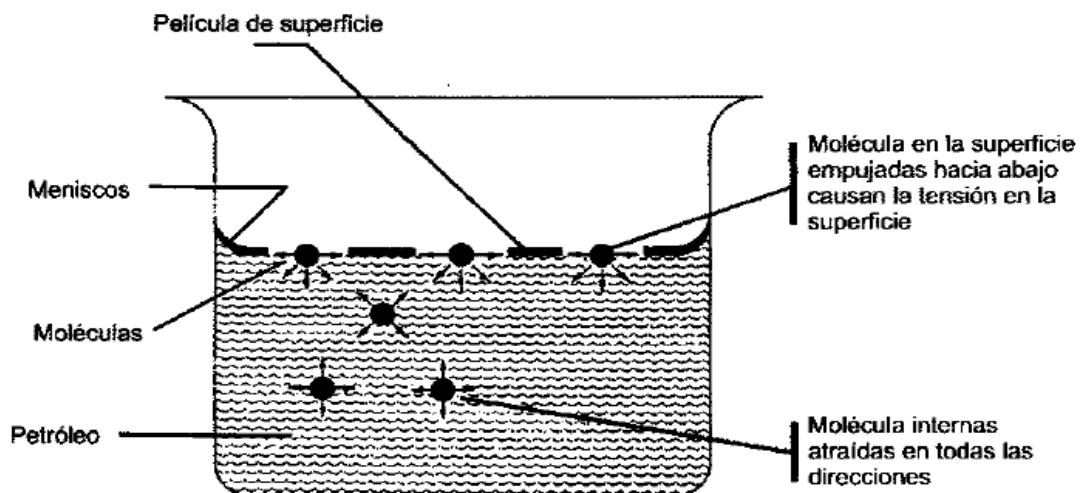


Fig. 2.9.- Ilustración de la tensión superficial.

Presión capilar

Las fuerzas capilares presentes en un yacimiento petrolero son el resultado del efecto combinado de las tensiones superficiales e interfaciales que se originan entre la roca y los fluidos que coexisten en dicho medio poroso.

En sistemas formados por petróleo y agua, agua y gas o petróleo y gas, se origina una interfase curva entre los dos fluidos, la cual tiene una tendencia a contraerse formando el área más pequeña por unidad de volumen. Esto genera una discontinuidad en la presión del fluido entre ellos que dependerá de la curvatura de la interfase que los separa. A esta diferencia de presión se le denomina presión capilar y es referida como P_c .

El desplazamiento de un fluido por otro dentro del medio poroso, dependerá de las fuerzas capilares. En consecuencia, para mantener un medio poroso parcialmente saturado con un fluido de la fase no mojante y mientras el medio este expuesto a un fluido de la fase mojante, será necesario que la presión de la fase no mojante sea mayor que la fase mojante. Por lo tanto la presión capilar (P_c) puede expresarse por:

$$P_c = P_{nm} - P_m \quad 2.8$$

Variables que influyen en la presión capilar

- Homogeneidad del tamaño del poro
- Geometría de poro
- Mojabilidad de la roca
- Fuerzas superficiales
- Tensión interfacial y superficial

La **Figura 2.10** muestra cómo el petróleo está atrapado por efecto capilar

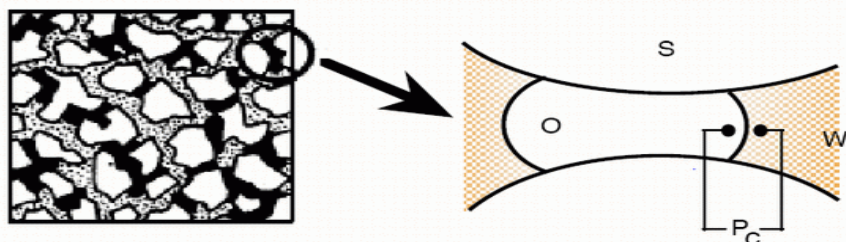


Fig. 2.10.- Estructura de atrapamiento de petróleo por efecto capilar (adaptada de Salager, J.L.).

Histéresis capilar

Cuando se descubren los yacimientos, los espacios porosos están llenos inicialmente de una saturación de agua y de una saturación de petróleo. En el laboratorio se diseñan experimentos para reproducir esta historia de saturación del yacimiento. Así, el proceso para generar la curva de presión capilar con el desplazamiento de la fase mojanante (agua) por la fase no mojanante (petróleo o gas) se denomina proceso de drenaje, el cual establece las saturaciones de los fluidos que se encuentran cuando se descubre el yacimiento.

El otro proceso importante de flujo consiste en lo inverso, es decir, en el desplazamiento de la fase no mojanante (puede ser petróleo) por la fase mojanante (agua). Este desplazamiento se denomina proceso de imbibición y origina la curva de imbibición de la presión capilar.

La **Figura 2.11** muestra las curvas típicas de drenaje e imbibición de la presión capilar, donde puede observarse que las dos curvas de saturación en función de la presión capilar no son las mismas, a este fenómeno se le conoce como histéresis capilar.

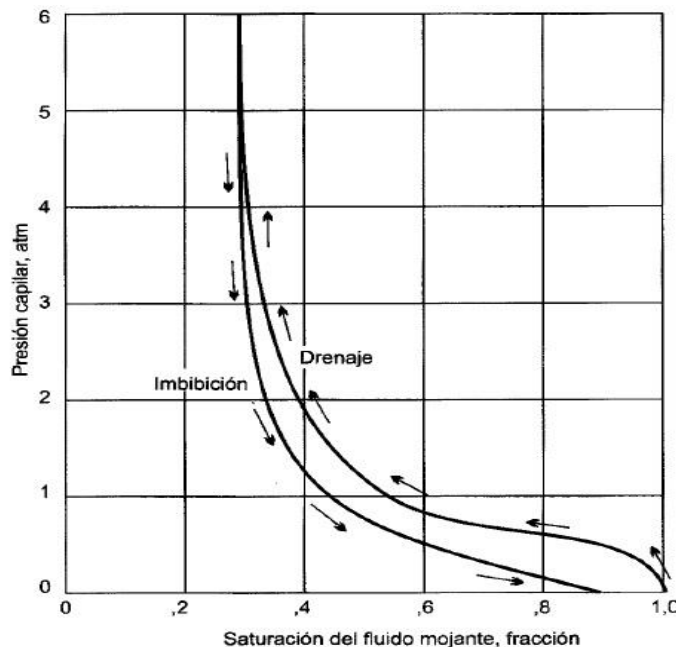


Fig. 2.11.- Histéresis capilar

Fuerzas en la interfase

Se denomina interfase a la zona de separación entre dos fases, como ejemplo líquido/gas, sólido/líquido y líquido/líquido. Esa zona tiene una gran importancia en el estudio en los procesos físicos y químicos, ya que en ella ambas fases pierden sus propiedades características y aparecen nuevas fuerzas.

En el interior de un fluido existe una atracción entre moléculas, en el seno de un líquido una molécula tiene a otras rodeándola ejerciendo sobre ella una fuerza en todos los sentidos resultando una fuerza de cohesión en equilibrio. Cuando las moléculas que se encuentran justo en la superficie del líquido, éstas no tienen a otras moléculas sobre ellas ejerciendo una fuerza de atracción, por lo que se generan fuerzas que producen una energía conocida como tensión de superficie, generalmente esta tensión decrece con el incremento de temperatura. Si la interfase es entre dos líquidos, entonces se usa el término tensión interfacial.

En los yacimientos petroleros la presión capilar es afectada por estas fuerzas en la interfase aceite/agua, aceite/roca y agua/roca debido a que tiene un efecto en la mojabilidad. Para el trabajo con sistemas de hidrocarburos es necesario considerar no solamente la interfase entre el gas y un líquido sino también las fuerzas que están activas en la interfase entre dos fases líquidas inmiscibles y entre líquidos y sólidos. La combinación de todas las fuerzas de superficie activas determina la mojabilidad y la presión capilar del medio poroso.

La tensión de adhesión, la cual es función de la tensión interfacial, determina cuál de los fluidos moja preferentemente al sólido. La ecuación 2.9 representa el balance de fuerzas que actúa en el punto de contacto de los fluidos con la superficie sólida, lo cual genera la tensión de adhesión, ver **Figura 2.12.**

$$A_T = \sigma_{so} - \sigma_{sw} = \sigma_{wo} \cos \theta_{wo} \quad 2.9$$

donde:

A_T es la tensión de adhesión.

σ_{so} es la tensión interfacial entre el sólido y la fase ligera.

σ_{sw} es la tensión interfacial entre el sólido y la fase densa.

σ_{wo} es la tensión interfacial entre los fluidos.

θ es el ángulo de contacto medido entre el sólido y la tensión interfacial entre los fluidos, dentro de la fase más densa.

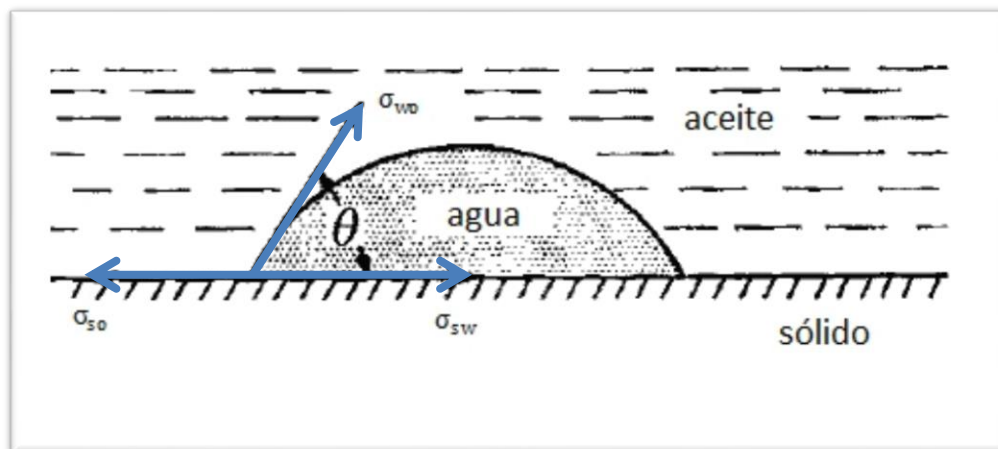


Fig. 2.12.- Equilibrio de fuerzas en la interfase agua-aceite-sólido.

$$\cos \theta = \frac{\sigma_{so} - \sigma_{sw}}{\sigma_{wo}} \quad 2.10$$

Mojabilidad

La mojabilidad se define como la capacidad que tiene un fluido de extenderse y dejar una traza sobre un sólido. La mojabilidad es una propiedad importante, ya que afecta el comportamiento capilar, debido a las fuerzas de atracción, la fase mojanante tiende a ocupar los poros más pequeños de la roca y la fase no mojanante a los poros más grandes. Así, en el caso de yacimientos petroleros, la superficie sólida es la roca y los fluidos son: agua, petróleo y gas. En la **Figura 2.13** se muestran algunos tipos de mojabilidad.

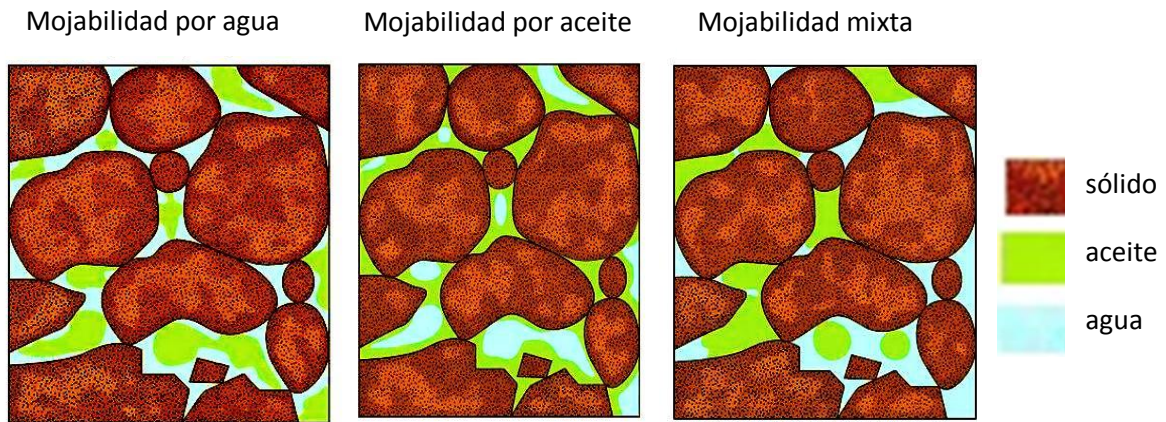


Fig. 2.13.- Ilustración de la mojabilidad por agua, por aceite y mixta.

Angulo de contacto

Es el ángulo que forma la superficie de un líquido al entrar en contacto con un sólido. En la **Figura 2.14** se presenta una superficie sólida en la que se han colocado pequeñas gotas de tres líquidos: mercurio, petróleo y agua. Se puede observar que el mercurio retiene su forma esférica, y que la gota de petróleo desarrolla una forma semi-esférica, pero el agua tiende a esparcirse sobre la superficie del sólido. Esta tendencia del agua se puede expresar midiendo el ángulo de contacto entre la superficie del sólido y la recta tangente de la curva del fluido, y es una medida de sus características mojanantes hacia el sólido, dicho ángulo, se presenta por el símbolo θ . Como se muestra en la **Figura 2.14**, a medida que el ángulo de contacto disminuye, las características mojanantes del líquido aumentan.

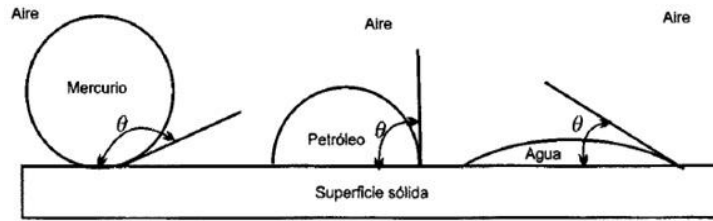


Fig. 2.14.- Tipos de ángulo de contacto de mercurio, petróleo y agua.

Superficie específica

Se denomina superficie específica al área de la superficie de los sólidos por unidad de masa (m^2/g) de un material poroso. Constituye la suma del área de la superficie de todas las partículas que forman un gramo de material. En el caso de los suelos, la superficie de las partículas presenta una alta reactividad físico-química con el medio, lo que implica la existencia de fenómenos como la adsorción de cationes y moléculas de agua o variación de la carga eléctrica y de las fuerzas de atracción-repulsión entre partículas en función del pH, salinidad y temperatura del medio. La fuerte dependencia que presentan estos fenómenos en función de la superficie específica, hace que este parámetro tenga una importancia decisiva en el comportamiento físico-químico y mecánico del material geológico. La superficie específica (m^2/g) de un suelo depende de dos factores:

- **Morfología de las partículas**

La superficie específica aumenta cuanto más se aleja la morfología de la equidimensionalidad: es mínima en la esfera y máxima en morfologías fibrosas y laminares.

- **Tamaño de las partículas**

La superficie específica aumenta al disminuir el tamaño de partícula.

A continuación se muestran, en la Tabla 2.7, las fórmulas que expresan el volumen y área de una partícula en función de su morfología, así como el número de partículas que cabrían en un gramo de suelo y la superficie específica (Σ superficies de todas las partículas que caben en un gramo de

suelo). Tanto en placas como en fibras, la dimensión menor (X) es al menos la décima parte de 2R.

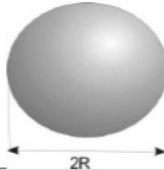
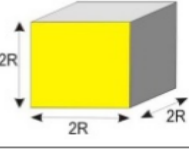
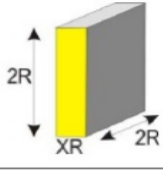
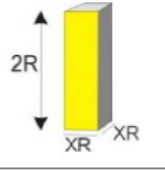
	Esfera	Cubo	Placa	Fibra
				
Volumen de la partícula	$\frac{4}{3}\pi R^3$	$8R^3$	$2R \cdot 2R \cdot XR = 4XR^3$	$2R \cdot XR \cdot XR = 2X^2 \cdot R^3$
Número de partículas/gramo	$\frac{1}{\frac{4}{3}\pi R^3 \rho}$	$\frac{1}{8R^3 \rho}$	$\frac{1}{4XR^3 \rho}$	$\frac{1}{2X^2 R^3 \rho}$
Área de la partícula	$4\pi R^2$	$24R^2$	$2(2R)^2 + 4(2R \cdot XR) = 8R^2 + 8XR^2 = (1 + X)8R^2$	$4(XR \cdot 2R) + 2(XR)^2 = (4 + X) \cdot 2XR^2$
Superficie específica = $\frac{\Sigma \text{áreas}}{\text{Volumen}} = \frac{\Sigma \text{áreas}}{\text{Volumen} \cdot \rho}$	$\frac{4\pi R^2}{\frac{4}{3}\pi R^3 \rho} = \frac{3}{R\rho}$	$\frac{24R^2}{8R^3 \rho} = \frac{3}{R\rho}$	$\frac{(1 + X)8R^2}{4XR^3 \rho} = \frac{(1 + X)2}{XR\rho}$	$\frac{(4 + X)2XR^2}{2X^2 R^3 \rho} = \frac{(4 + X)}{XR\rho}$

Tabla 2.7 Cálculo de la superficie específica de partículas de un suelo en función de su geometría.

Todas las morfologías presentes en la tabla se encuentran en los materiales geológicos de forma natural. Así, las partículas de arena pueden ser representadas mediante esferas. Las partículas arcillosas presentan formas que oscilan entre láminas de diferentes relaciones dimensionales y fibras. Los cubos sirven para analizar partículas de tendencia equidimensional pero sin la redondez característica de las esferas. De esta forma, cualquier partícula de un suelo puede ser modelada en términos geométricos de una esfera, cubo, lámina o fibra.

De esta forma, es posible calcular la superficie específica teórica de cualquier material geológico, conociendo su densidad seca aparente, su peso específico relativo y sus dimensiones, asemejándolos a estas formas geométricas conocidas. En general, las arenas y gravas, al ser las partículas de mayor tamaño y morfología esférica o pseudoesférica, presentan una superficie específica muy baja. Por el contrario, la tendencia de los minerales de la arcilla a formar cristales de morfología laminar y de tamaño muy pequeño hace que su superficie específica sea generalmente bastante elevada.

2.4.- Resistividad eléctrica del subsuelo

Las medidas de resistividad eléctrica del subsuelo son habituales en las prospecciones geofísicas, su finalidad es detectar y localizar cuerpos y estructuras geológicas basándose en su contraste resistivo. El método consiste en la inyección de corriente continua o de baja frecuencia en el terreno mediante un par de electrodos y la determinación, mediante otro par de electrodos, de la diferencia de potencial. La magnitud de esta medida depende, entre otras variables, la distribución de resistividades de las estructuras del subsuelo, de las distancias entre los electrodos y de la corriente inyectada.

Definición

La resistividad eléctrica (ρ) de un material describe la dificultad que encuentra la corriente a su paso por él. De igual manera se puede definir la conductividad σ como la facilidad que presenta un material para dejar circular libremente la corriente eléctrica, está determinada por la resistencia del material que lo constituye y la geometría del conductor. Para un conductor rectilíneo y homogéneo de sección (s) y longitud (l) la resistencia eléctrica es;

$$R = \rho \frac{l}{s} \quad \mathbf{2.11}$$

A partir de esta ecuación se puede despejar la resistividad

$$\rho = \frac{R*s}{l} \quad \mathbf{2.12}$$

La unidad de resistividad en el Sistema Internacional es el ohm por metro (Ωm). La conductividad se define como el inverso de la resistividad

$$\sigma = \frac{1}{\rho} \quad \mathbf{2.13}$$

La unidad de conductividad en el Sistema Internacional es el siemens (S). La resistividad es una de las magnitudes físicas con mayor amplitud de variación para diversos materiales. Además, su valor depende de diversos factores como la temperatura, humedad o presión.

Estrictamente hablando todos los cuerpos son eléctricamente conductores dado que permiten, en mayor o menor medida, el paso de portadores de cargas eléctricas. Estos portadores pueden ser electrones o iones, hecho que permite distinguir entre dos tipos de conductividad: electrónica e iónica. Los cuerpos con conductividad electrónica se clasifican en metales y semiconductores. Los cuerpos con conductividad iónica se conocen como electrolitos si no presentan forma gaseosa.

2.4.1.- Resistividad eléctrica en las rocas y minerales

Los minerales semiconductores son muchos y de gran importancia práctica. Su resistividad depende de su contenido en impurezas, a veces en grado extremo. Además su conductividad aumenta con la temperatura. Por ello, no cabe esperar que la resistividad de una especie mineralógica determinada pueda representarse por un dato único, sino que puede variar dentro de límites amplios.

En los cuerpos dieléctricos o aisladores, los electrones están fuertemente ligados a 1(constante dieléctrica), ésto puede deberse a que existan enlaces covalentes o iónicos. En este último caso la red cristalina forma un electrólito sólido. La mayoría de los minerales pertenecen a este grupo. A temperaturas normales las resistividades son muy altas, generalmente superiores a $10^7 \Omega \cdot m$. Son minerales dieléctricos el azufre, la blenda, la calcita, el cinabrio, el cuarzo y las micas entre otros. Entre estos minerales, además, figuran los más importantes constituyentes de las rocas, las cuales se comportarían como aisladoras si no fuera por la presencia de electrolitos.

Si la resistividad de las rocas dependiese únicamente de los minerales constituyentes, habrían de considerarse como aislantes en la inmensa mayoría de los casos, puesto que el cuarzo, los silicatos, la calcita, las sales por mencionar algunos, lo son prácticamente. Sólo en el caso de que la roca contuviese minerales semiconductores en cantidad apreciable, podría considerarse como conductora. Afortunadamente, todas las rocas tienen poros en proporción mayor o menor, los cuales suelen estar ocupados total o parcialmente por electrolitos, de lo que resulta que, en conjunto, las rocas se comportan como conductores iónicos, de resistividad muy variable según los casos.

La resistividad de las rocas puede variar en margen amplísimo en función del contenido en agua, de la salinidad de ésta y del modo de distribución de los poros. La **Figura 2.15** presenta un gráfico de los márgenes de variación de la resistividad de las rocas y minerales más comunes. La fisuración, impregnación en agua salada, etc., pueden extender estos límites.

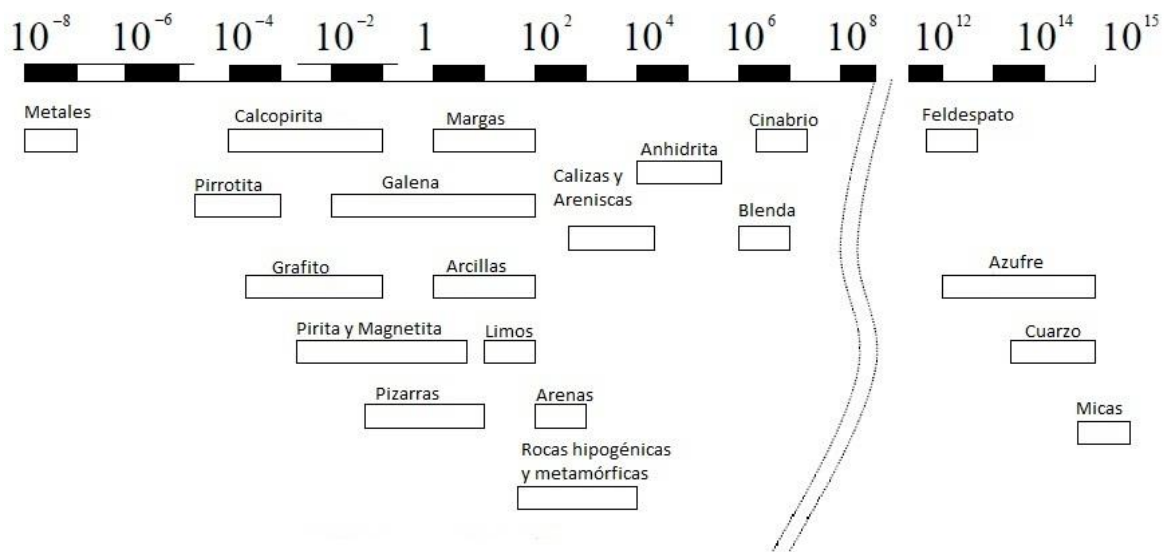


Fig. 2.15.- Valores de resistividad de diferentes rocas y minerales, en ohm-m (Orellana, 1982).

La resistividad de las rocas también depende de la temperatura a la que se encuentre ya que la temperatura influye notablemente en la resistividad de los fluidos que hay en los poros. En concreto, un descenso de la temperatura provoca un aumento de la resistividad y en el punto de congelación el agua pasa a ser un dieléctrico mal conductor. Por último, cabe mencionar que la resistividad de algunos minerales, y como consecuencia de las rocas que estos forman, varía según la dirección de medida que se toma, es decir, que presentan anisotropía. La formación de estratos puede producir anisotropía. Tal es el caso de las rocas sedimentarias. En general este efecto será débil, dada la aleatoriedad de las orientaciones de los minerales en la roca.

2.4.2.- Resistividad de la roca con el fluido que la satura

La resistividad de los fluidos que saturan las rocas puede variar entre amplios límites. En la mayoría de los casos estos líquidos son soluciones acuosas de diversas sales minerales, entre las cuales juegan un papel importante el cloruro de sodio, NaCl. La resistividad del agua que rellena los poros de las rocas está en relación inversa a la concentración de la sal en disolución. En la **Figura 2.16** se presenta la dependencia que tiene la resistividad de la solución de NaCl con la concentración de sales en el agua. La gráfica está construida en escala bilogarítmica, es decir en los ejes coordenados se llevan los logaritmos decimales de la resistividad de la solución, en ohm-metro y de la concentración salina, en gramos por litro.

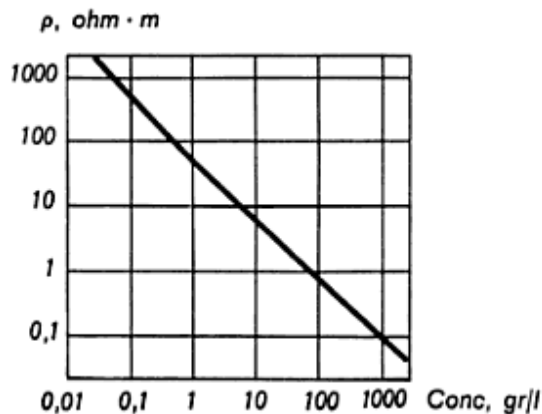


Fig.- 2.16.- Relación entre la resistividad de una solución de NaCl y la concentración salina en el agua.

La resistividad de las aguas subterráneas oscilan, en función de su mineralización, entre 10^{-2} y 10^2 ohm-m; las resistividades muy altas, del orden de decenas y centenas de ohm-m, corresponden a aguas fluviales débilmente mineralizadas y tienen aún mayores resistividades hasta 1500 ohm-m, a causa de su escasa mineralización, las aguas de lluvia.

En la resistividad del agua que se encuentra en los poros tiene influencia la temperatura.

La dependencia de la resistividad de una solución con la temperatura se expresa como;

$$\rho_t = \frac{\rho_{18^\circ}}{1 + \alpha(T - 18^\circ)} \quad \mathbf{2.14}$$

donde:

ρ_t es la resistividad de la solución a la temperatura t.

ρ_{18° es la resistividad de la solución a la temperatura de 18 °C

α es el coeficiente de temperatura de la conductividad eléctrica.

T es la temperatura de la solución.

Hay que tener en cuenta que la dependencia de la resistividad de las rocas en función de la temperatura es más compleja que en el caso de electrolitos puros. Los poros de las rocas pueden estar saturados por soluciones acuosas y por petróleo. La resistividad del petróleo es siempre grande, alcanza 10^{16} ohm-m, es decir el petróleo es prácticamente un aislante. De lo expuesto, se concluye que el esqueleto mineral de las rocas, habitualmente conduce la corriente mucho peor que las soluciones que saturan sus poros. De este modo, en las rocas la corriente eléctrica discurre prácticamente sólo por el electrolito que satura sus poros. En relación con esto, la conductividad de las rocas es esencialmente electrolítica (iónica). Lo que se deduce que la saturación de agua (humedad) de las rocas debe influir fuertemente en su resistividad.

Si se designa ρ_v a la resistividad de la roca totalmente saturada de agua, y k_v un coeficiente que relaciona el volumen total del espacio poroso, entonces la resistividad de las rocas para la saturación dada ρ_{k_v} , se puede calcular por la ecuación 2.15.

$$\rho_{k_v} = k_v^{-8.15} \rho_v \quad \mathbf{2.15}$$

En la superficie de separación de las fases líquida y sólida de que constan las rocas, es decir en el contacto del líquido y de la roca, ocurre un proceso de adsorción de iones. Adsorbidos por el esqueleto mineral, estos iones forman un revestimiento de una capa eléctrica binaria fuertemente enlazada con él. Los iones que quedan en exceso en la solución de signo opuesto, forman un segundo revestimiento de la capa binaria. La parte interna de este revestimiento está rígidamente enlazada con la superficie de separación de las fases y la externa tiene una estructura difusa, la concentración de las cargas en ella disminuye al alejarse de la superficie de separación. En conjunto, en ausencia de un campo eléctrico externo, la capa binaria es eléctricamente neutra.

La influencia de la capa eléctrica binaria en la resistividad total de la roca se reduce, ante todo, en los límites de esta capa, el líquido entre los poros normalmente tiene una mayor concentración de iones y, a causa de ello, una conductividad eléctrica elevada. En relación con esto, la conductividad de las rocas crece a medida que aumenta la extensión de la superficie de separación entre las fases sólida y líquida. En condiciones naturales, las rocas finamente dispersas (en partículas, arcillas) normalmente conducen mejor la corriente eléctrica que las rocas de grano grueso.

Es característico, dentro de las rocas sedimentarias, que la resistividad de las arcillas sea habitualmente menor que la resistividad de las arenas. Esto se explica, por una parte, por la considerable influencia del agua vinculada a la superficie de separación de las fases sólida y líquida y, por otra parte, en las arcillas a causa de su baja permeabilidad las aguas subterráneas se estancan y aumenta la mineralización a cuenta de las sales minerales preexistentes en el esqueleto sólido de la roca.

La resistividad de las rocas saturadas de petróleo crece con el aumento del contenido en petróleo. Este aumento de resistividad se caracteriza por un coeficiente I , igual a la relación de la resistividad de esta misma roca a una saturación total con agua de sus poros.

2.4.3.- Constante dieléctrica de las rocas

La constante dieléctrica de las rocas influye de modo significativo en el carácter de los campos electromagnéticos en la tierra sólo en el caso en que la frecuencia supere la docena y, en ciertos casos, el millar de kilohercios.

La constante dieléctrica, en la mayoría de los minerales constituyentes de las rocas, entre los cuales está todo el grupo de los silicatos, oscila de 3 a 10 y raramente alcanza 25. La constante dieléctrica del agua es del orden de 81. De aquí se deduce que la constante dieléctrica de las rocas depende en realidad de su humedad.

Para las rocas con humedad muy pequeñas w , esta dependencia se expresa con la ecuación 2.16

$$\varepsilon = \varepsilon_0 w^n \quad \mathbf{2.16}$$

donde:

ε es la constante dieléctrica

ε_0 es la permitividad dieléctrica de la roca seca

w es la humedad de la roca

n es el coeficiente que depende de la textura de la roca

2.4.4.- Polarización eléctrica de las rocas

Si un trozo de roca o mineral se encuentra en un campo eléctrico, entonces bajo la influencia de este campo, las rocas o minerales se polarizan.

La polarización de las rocas y minerales está relacionada con procesos que surgen en la superficie de separación de la fase líquida y sólida, dentro de la roca. Estas superficies tienen una forma muy compleja y las propiedades de los componentes de las rocas separadas por estas superficies varían entre amplios límites. Por ello resulta difícil considerar detalladamente todo este proceso de la polarización de las rocas

La polarización de las rocas y minerales, que se mantienen por los componentes con conducción electrónica, depende en alto grado del área de la superficie de separación entre los conductores electrónicos e iónicos que hay en la unidad de volumen. Por ello las rocas que contienen conductores electrónicos dispersos de impregnación, entre ellos las menas de impregnación y de filón de impregnación, poseen una polarización grande.

La polarización de las rocas y minerales que contienen inclusiones de conducción electrónica, crece con el aumento de la saturación y disminuye con la mineralización de las disoluciones.

La conducción iónica de las rocas, en conjunto es mucho menor que la polarización de las rocas que contiene conductores electrónicos. En este caso η , denominado polarización del medio, depende especialmente de la saturación y concentración en sales del agua de los poros internos y también de la composición granulométrica de la roca. Con el aumento de la saturación y mineralización del agua de los poros la polarización de la roca disminuye.

Entre las rocas de conducción iónica, presentan una polarización mínima las arcillas y arenas de agua mineralizada. La máxima polarización (hasta 3 a 4 %) corresponde a las rocas masivas cristalinas.

SINTESIS DEL CAPITULO II RELACIONADO A LAS PROPIEDADES ELECTRICAS DE LAS ROCAS

En el Capítulo II se ha definido lo que es una roca y los tipos que existen. Las rocas sedimentarias, que son de interés petrolero, se clasifican en dos tipos: rocas terrígenas y no terrígenas, por lo que se estudiaron sus propiedades geológicas y físicas, así como su mineralogía y las propiedades eléctricas de los minerales. Se analizó el sistema roca-fluido, la resistividad eléctrica de las rocas y minerales.

Las propiedades eléctricas de las rocas dependen de los minerales así como del fluido que las satura. Si se considera solamente el esqueleto mineral de la roca, se comportaría como aisladora. Cabe mencionar que en el caso de que la roca contuviese minerales semiconductores en cantidad apreciable, podría considerarse como conductora. La resistividad de un mineral depende de su contenido de impurezas, y su conductividad aumenta con la temperatura. A temperaturas normales su resistividad es alta, generalmente superior a 10^7 ohm-m., existen minerales que son dieléctricos como: el azufre, la calcita, el cinabrio, el cuarzo y las micas, por mencionar algunos. Es importante señalar que la resistividad de las rocas es variable, debido a la orientación de los minerales en la roca.

La propiedad eléctrica en los minerales se relaciona con el tipo de enlace químico que poseen. Tal es el caso de un enlace químico puramente metálico, son excelentes conductores eléctricos, sin embargo, los enlaces que son parcialmente metálicos, son semiconductores. Los de enlace químico covalente no son conductores.

Existen dos propiedades eléctricas, las cuales surgen cuando se ejerce presión o calor al mineral, dichos fenómenos producen corrientes eléctricas en los extremos de las caras de los minerales. La primera propiedad eléctrica es la piezoelectricidad, cuando se le aplica presión al mineral y la segunda es la piroelectricidad, esta propiedad se produce cuando el mineral sufre un cambio de temperatura en el extremo de sus caras. Los minerales que poseen estas propiedades son el cuarzo y la turmalina.

Las rocas de yacimientos son estructuras complejas, ya que están constituidas por una diversidad de minerales. Cada mineral tiene diferentes propiedades físicas, químicas, ópticas y eléctricas. Lo que hace que el carácter de la mojabilidad de la roca sea difícil de describir.

Cuando una roca está saturada con soluciones acuosas de sales minerales puede variar su resistividad, puesto que la resistividad del agua que satura está en relación inversa a la concentración de la sal en disolución. De modo que la corriente eléctrica que pasa por la roca es debido al electrolito que satura los poros, por lo que la conductividad es electrolítica. Se concluye que cuando la roca es saturada por agua influye fuertemente en su resistividad.

Otro aspecto importante que se mencionó en el Capítulo II, es el proceso en el cual absorben iones los poros, ocurre en el contacto del líquido y de la roca. Estos iones forman una capa eléctrica binaria enlazada con los iones que quedan en exceso en la solución de signo opuesto, formando una segunda capa binaria. La influencia de la capa eléctrica binaria en la resistividad de la roca se reduce. Hay una mayor concentración de iones en el líquido, por lo que se eleva la conductividad eléctrica. A medida que se extiende la superficie de separación entre la fase sólida y líquida, crece la conductividad eléctrica de las rocas.

Capítulo 3:

Fluidos en los Yacimientos Petroleros

3.- FLUIDOS EN LOS YACIMIENTOS PETROLEROS

Introducción

Un fluido en un yacimiento petrolero se puede presentar como líquido o gas, de acuerdo a su presión, temperatura y composición química. Para la industria petrolera, los fluidos de interés son el petróleo crudo, el gas natural y el agua.

En el caso del aceite y el gas son el resultado de mezclas complejas, que en su mayoría corresponden a hidrocarburos parafínicos o alcanos con la fórmula general C_nH_{2n+2} . Los gases naturales contienen principalmente metano y progresivamente pequeñas cantidades de etano, propano y otras más pesados, mientras que el aceite contiene hidrocarburos más pesados, que son compuestos de hidrógeno y carbono. La composición de los hidrocarburos ayuda a determinar si los fluidos serán gaseosos o líquidos en el yacimiento y en la superficie, así como la dificultad de extraerlos.

En el caso del agua, siempre está presente junto con el aceite y el gas, y su composición y sus propiedades afectan también la producción de hidrocarburos, aun cuando su comportamiento es menos complejo.

Cuando se trata de evaluar un yacimiento en términos del rendimiento de hidrocarburos esperado, es necesario determinar las propiedades físicas del aceite, del gas y del agua en condiciones estáticas y dinámicas, tanto en el yacimiento como en la superficie. La información se obtiene de las pruebas experimentales que se realizan a muestras tomadas del yacimiento, si éstas no existen o no fueron tomadas de manera apropiada, se debe determinar en forma aproximada aplicando correlaciones derivadas empíricamente a partir de datos de campo en yacimientos con fluidos similares.

3.1.- Agua

Es un fluido que se encuentra presente en los yacimientos petroleros, se le conoce como agua de formación, ya sea emulsionada o no, debido a su densidad se encuentra por debajo de la zona de hidrocarburos a cierta profundidad. Todas las rocas porosas están llenas de algún fluido que generalmente es agua; en estas rocas porosas es donde se asientan los hidrocarburos después de su formación y posterior desplazamiento. Esta agua ocupa los espacios entre los sedimentos que quedaron sobre los fondos de océanos y lagos antiguos, y pudo haberse quedado allí desde la desaparición de éstos o simplemente haber fluido hasta allí como agua de infiltración en sistemas hidrogeológicos. Esta agua ha disuelto materias minerales adicionales, ha dejado algunas en las rocas, o ha sido diluida durante los largos períodos del tiempo geológico que ha estado en las rocas. Lo anterior se debe a que el agua que está en la formación se halla a la presión y temperatura de la misma, y al ser el agua un disolvente universal, con el tiempo que ha permanecido en esas condiciones, disuelve las sales y mantiene los diferentes iones que la conforman en un equilibrio químico.

Históricamente ha existido mucha confusión en la literatura de Ingeniería de Yacimientos con respecto a la identificación y a la clasificación del agua en el yacimiento; sin embargo, hoy en día resultan comunes los términos agua congénita, intersticial, residual y libre, por nombrar solamente algunos. En cada yacimiento petrolero debe disponerse de un análisis químico de sus características siendo lo más completo posible, y de tal alcance, que permita predecir y resolver los problemas futuros que se presentan.

Las aguas asociadas con los yacimientos de gas o petróleo, se denominan aguas del yacimiento o de formación, y se clasifican según su origen y su forma de aparición, presentadas en las **Tablas 3.1 y 3.2.**

Tabla 3.1.- Clasificación según su origen.

Grupo I	Grupo II	Grupo III
Aguas Meteóricas	Aguas fósil	Aguas mixtas

Tabla 3.2.- Clasificación en su forma de aparición.

Aguas libres	Agua fósil
Se presentan en acuíferos, o confinadas en poros	Ha permanecido en la roca desde que se formó, su % en la roca está entre 10 al 100

Las características físicas del agua dependen de su composición química, así como de la temperatura y presión. El agua puede contener sales disueltas, arrastradas o suspendidas, materiales inertes o gases en solución. Estos últimos son en mayoría hidrocarburos, aunque otros como el dióxido de carbono (CO₂), el sulfuro de hidrógeno (H₂S) y el nitrógeno (N₂) también pueden estar presentes.

El agua puede ser pura o puede contener sales disueltas, materiales inertes suspendidos o gases en solución. Los problemas referentes al agua de yacimiento serán solucionados con cálculos aproximados, puesto que el conocimiento se limita a las características del agua pura, ya que en los datos empíricos empleados sólo se toman en cuenta las características de ese tipo de agua.

3.1.1.- Propiedades físicas del agua

A continuación se presentan las principales propiedades físicas del agua aplicables en los estudios de yacimientos:

- Factor volumétrico del agua, B_w
- Densidad del agua, ρ_w
- Volumen específico, V_w
- Gravedad Específica, γ_w
- Solubilidad del gas en el agua, R_{sw}
- Compresibilidad isotérmica del agua, C_w
- Viscosidad del agua, μ_w

3.1.1.1.- Factor volumétrico del agua, B_w

Es la relación que existe entre el volumen que ocupa el agua más su gas disuelto a condiciones determinadas de presión y temperatura de yacimiento con respecto al volumen que ocupa el agua a condiciones estándar. Este factor depende de la temperatura, la presión y salinidad del agua. Se escribe comúnmente como B_w , el cual pocas veces es mayor de 1.06. La **Figura 3.1** muestra el comportamiento típico del factor volumétrico del agua en la formación en función de la presión. Se observa que la presión inicial del yacimiento está por encima de la presión del burbujeo del agua, pero a medida que aquella se reduce, desde P_i hasta P_b , el factor volumétrico del agua de formación aumenta debido a su expansión en el yacimiento, pero al seguir disminuyendo la presión, se observa que el valor de B_w continua aumentando y esto se debe a la liberación de pequeñas cantidades de gas que se encuentran disueltas en el agua de formación.

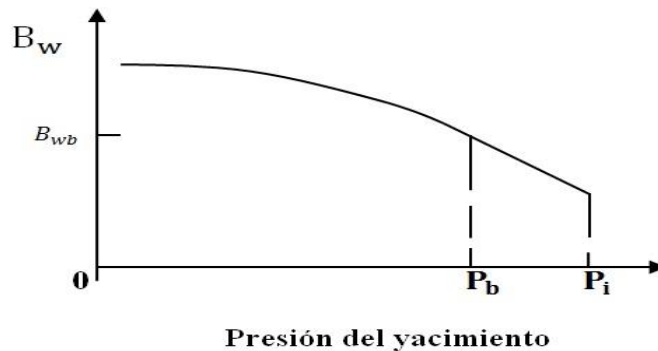


Fig. 3.1.-Comportamiento típico de B_w en función de la presión y temperatura constante.

3.1.1.2- Densidad del agua, ρ_w

La densidad del agua, ρ_w se expresa en masa por unidad de volumen; ésto es en lb/pie^3 y puede determinarse utilizando una aproximación similar a la de un sistema gas-petróleo, pero considerando despreciables los efectos del gas en solución. Para determinar la densidad del agua a condiciones de yacimiento, se debe relacionar con la densidad del agua pura a condiciones de superficie, esto es:

$$\rho_w = \frac{\rho_{wsc} \text{ a } 14.7 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2 \text{ abs}} \text{ y } 60 \text{ } ^\circ\text{F} * \% \text{ pesosólidos} \left(\frac{\text{lb}}{\text{pie}^3} @ \text{ c.y.} \right)}{B_w \left(\frac{\text{pie}^3 @ \text{ c.y.}}{\text{pie}^3 @ \text{ c.e.}} \right)} \quad \mathbf{3.1}$$

donde:

ρ_w es la densidad del agua a condiciones de yacimiento (lb/pie^3).

ρ_{wsc} es la densidad del agua a condiciones normales (lb/pie^3).

B_w es el factor volumétrico del agua $\left[\frac{\text{pie}^3 \text{ c.y.}}{\text{pie}^3 \text{ c. e.}} \right]$.

Por lo tanto, si la densidad del agua en condiciones de superficie y el factor volumétrico del agua en la formación están disponibles de medida directa o del uso de correlaciones empíricas, la densidad del agua a condiciones de yacimiento puede ser calculada.

La **Figura 3.2** permite estimar la densidad del agua de formación en condiciones normales como una función del total de sólidos disueltos.

La densidad en condiciones de yacimientos se determina dividiendo la densidad en condiciones normales por el factor volumétrico del agua en condiciones de yacimiento.

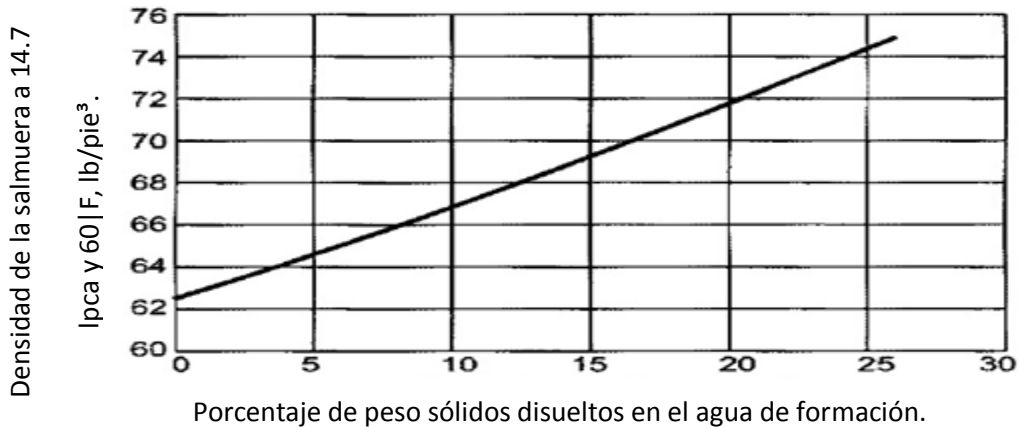


Fig. 3.2.- Densidad del agua de formación a condiciones normales, en función del total de sólidos disueltos.

3.1.1.3.- Volumen específico del agua, V_w

El volumen específico del agua, se expresa en volumen por unidad de masa, se relaciona con la densidad por medio de la siguiente expresión.

$$V_w = \frac{\rho_w @ c. e. * V_w @ c. e.}{\rho_w @ c. y.} \tag{3.2}$$

donde:

V_w es el volumen específico del agua a condiciones de yacimiento $\left(\frac{1}{\rho}\right)$.

$\rho_w @ c. e.$ es la densidad del agua en condiciones normales (14.7 psi Y 60° F) (62.4 Lb/Pie³).

$V_w @ c. e.$ es el volumen del agua a condiciones normales, pie³.

ρ_w es la densidad del agua a condiciones de yacimiento, lb/pie³

3.1.1.4.- Gravedad específica del agua, γ_w

La gravedad específica de una salmuera γ_w , relaciona la densidad de la salmuera con la densidad del agua pura, ambas tomadas a las mismas condiciones de presión y temperatura, usualmente 14.7 psi y 60 °F.

$$\gamma_w = \frac{\rho_w}{\rho_{wsc}} \quad 3.3$$

donde:

ρ_w es la densidad de la salmuera a condiciones normales, lb/pie³.

ρ_{wsc} es la densidad del agua pura a condiciones normales (14.7 psi y 60° F) (lb/pie³).

3.1.1.5- Solubilidad del gas en el agua, R_{sw}

La solubilidad del gas en el agua R_{sw} , viene dada por los pies cúbicos de gas a condiciones normales que pueden disolverse en un barril de agua a 60°F a una presión de 14.7 psi. Esta solubilidad depende, de la presión, y de la presencia de sales. Existen muchas correlaciones para estimar la solubilidad del gas en el agua, por ejemplo las correlaciones de Dodson y Standing, Jones, Culberson y Mcketta, sólo por mencionar algunas.

En la **Figura 3.3** se observa la correlación de Dodson y Standing sobre la solubilidad del gas en el agua, en la parte (a) el volumen de gas disuelto es función de la presión y de la temperatura del agua. También se puede observar que a 5000 psi y 260°F, la solubilidad del gas natural en agua pura es mayor de 20 pies cúbicos por barril. A presiones y temperaturas mayores, se obtienen mayores solubilidades debido al efecto que ejerce la presión sobre la solubilidad del gas. La parte (b) de la **Figura 3.3** toma en cuenta la salinidad y permite corregir los valores de R_{sw} obtenidos de la parte (a).

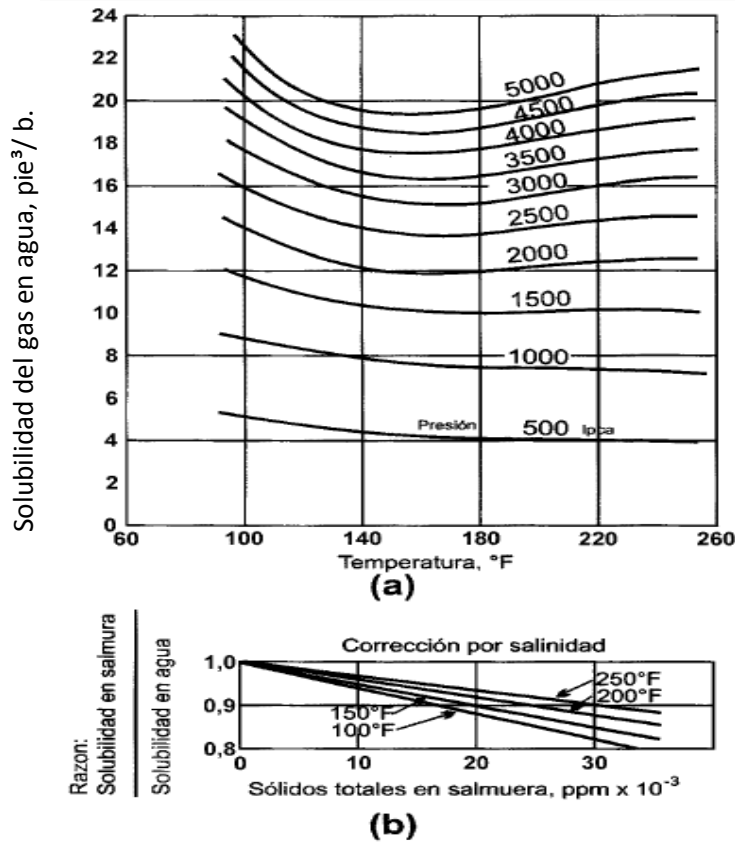


Fig. 3.3.- Solubilidad del gas natural en agua (adaptada de Dodson y Standing).

3.1.1.6.- Compresibilidad isotérmica del agua, C_w

El volumen del agua de formación, al igual que el aceite pero en menor grado, es afectado por la temperatura, la presión y la cantidad de gas en solución. Por lo tanto la compresibilidad isotérmica del agua tiene la misma discontinuidad en el punto de burbujeo que la del aceite, por lo que al llegar a la presión de saturación, hay un incremento considerable en la compresibilidad del agua, lo cual se debe a la liberación del gas que se encontraba disuelto originalmente, como se muestra en la **Figura 3.4**, pero las compresibilidades son menores que las del aceite.

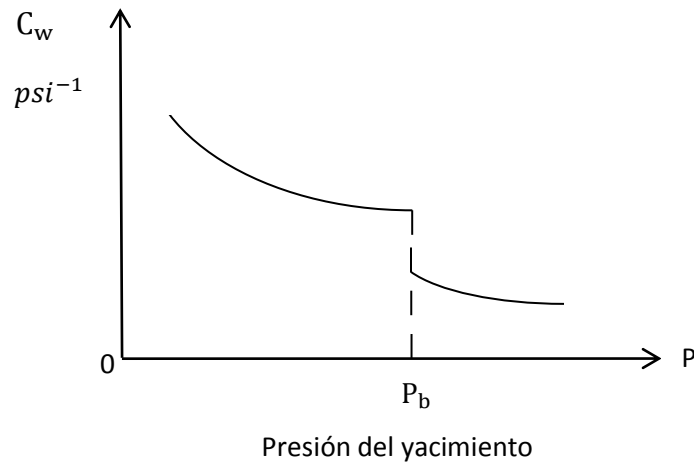


Fig. 3.4.- Coeficiente de compresibilidad del agua en función de la presión y a temperatura constante del yacimiento.

La compresibilidad isotérmica del agua, en psi^{-1} se define, para presiones por encima del punto de burbujeo, de la siguiente manera:

$$C_w = -\frac{1}{V_w} \left(\frac{\partial V_w}{\partial p} \right)_T = \frac{1}{\rho_w} \left(\frac{\partial \rho_w}{\partial p} \right)_T = -\frac{1}{B_w} \left(\frac{\partial B_w}{\partial p} \right)_T \quad \mathbf{3.4}$$

donde:

C_w es la compresibilidad isotérmica del agua en psi^{-1} .

V_w es el volumen de agua (pie^3).

ρ_w es la densidad del agua en lb/pie^3 .

B_w es el factor volumétrico del agua en ($pies^3 @ c. y./pies^3 c. e.$).

T es la temperatura en $^{\circ}F$

Esta propiedad depende de la presión, la temperatura y el gas en solución. En general, un aumento en la presión la disminuye, mientras que un aumento de la temperatura la incrementa.

3.1.1.7.- Viscosidad del agua, μ_w

La viscosidad del agua, μ_w es una medida de su resistencia a fluir; está en función de la salinidad, de la temperatura y, en menor grado de la presión. En la **Figura 3.5** se puede observar el comportamiento típico de la viscosidad de una salmuera en función de la presión y temperatura de yacimiento.

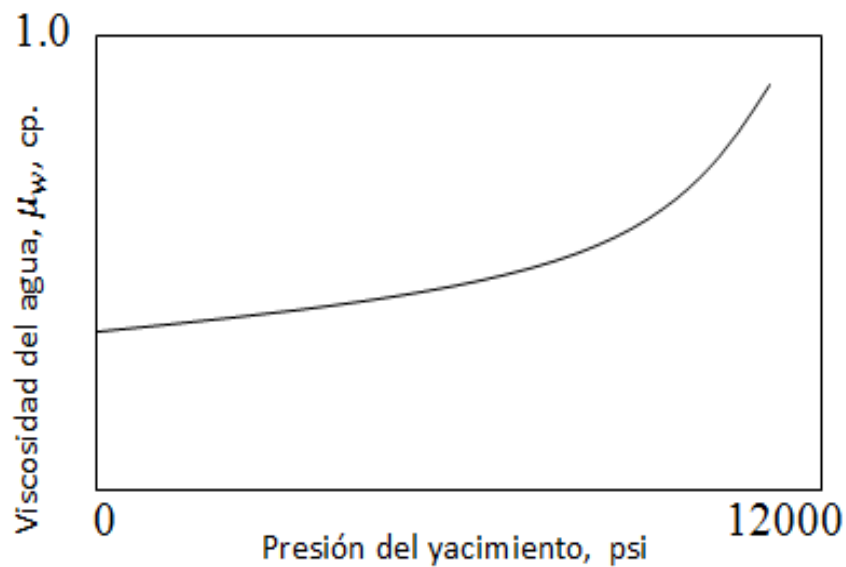


Fig. 3.5.- Variación típica de la viscosidad de una salmuera en función de la presión a temperatura constante (86 °F) del yacimiento y una salinidad de 60,000 ppm.

A continuación se presentan las **Tablas 3.3** y **3.4**, tomadas del trabajo de Beal.

Tabla 3.3.-Viscosidades del agua pura a varias temperaturas y a la presión de vapor (tomada de Beal).

Temperatura (°F)	Viscosidad (cp)	Presión de vapor (lb/pg ²)*
32	1.79	0.0886
50	1.31	0.18
68	1	0.339
86	0.801	0.616
104	0.656	1.07
122	0.549	1.79
140	0.469	2.89
158	0.406	4.52
176	0.57	6.87
194	0.316	10.18
212	0.284	14.7
230	0.256	20.8
284	0.196	52.4
321	0.174	89.6

* La presión es la del vapor saturado a la temperatura indicada

Como se puede apreciar en la **Tabla 3.3**, la viscosidad del agua pura a 32°F y a una presión de vapor de 0.0886 lb/pg² es de 1.79 cp; sin embargo, cuando la presión y la temperatura aumentan a 89.6 lb/pg² y 321°F, respectivamente, la viscosidad del agua pura disminuye hasta 0.174 cp.

Tabla 3.4.- Viscosidad del agua pura a altas presiones y temperaturas (tomada de Beal).

Presión (lb/pg ²)	Viscosidad absoluta (cp), a diferentes temperaturas (°F)			
	32°	50.5°	86°	166.6°
142	1.792	1.4	0.871	0.396
7100	1.68	1.35	0.895	0.411
14200	1.65	1.33	0.921	0.428
21300	1.67	1.33	0.95	0.443
28400	1.71	1.35	0.986	0.461

En la **Tabla 3.4** los resultados muestran cambios muy pequeños en la viscosidad del agua pura sobre un amplio rango de presión, a diferentes temperaturas.

Las curvas en la **Figura 3.6** tomadas del trabajo de van Wingen corresponden a un yacimiento cuya agua contiene 60,000 ppm de sal, la viscosidad de la salmuera aumenta en un rango de temperatura de 32 hasta 300°F para varias presiones, las curvas muestran que los efectos de presión y salinidad son despreciables.

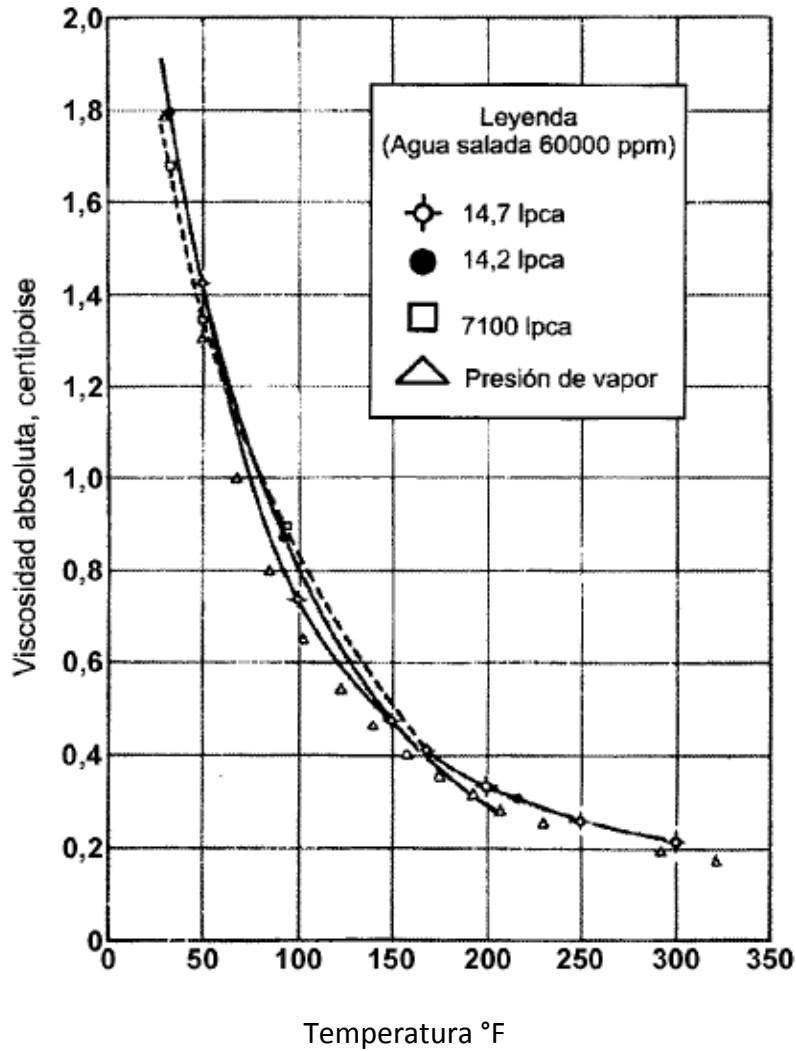


Fig. 3.6.- Viscosidad del agua a temperatura y presión de yacimiento (tomada de van Wingen).

A continuación se presentan las correlaciones de Meehan, Brill y Beggs y McCain, para determinar la viscosidad del agua.

Correlación de Meehan

Meehan, propuso la siguiente correlación que toma en cuenta los efectos de la presión y la salinidad:

$$\mu_w = \mu_{wD} [1 + 3.5 \times 10^{-2} p^2 (T - 40)] \quad \mathbf{3.5}$$

con $\mu_{wD} = A + B/T$,

$$A = 4.518 \times 10^{-2} + 9.313 \times 10^{-7} Y - 3.93 \times 10^{-12} Y^2$$

$$B = 70.634 + 9.576 \times 10^{-10} Y^2$$

donde:

μ_w es la viscosidad de la salmuera, en cp.

μ_{wD} es la viscosidad de la salmuera, en cp a una $p = 14.7$ psi

p es la presión de interés, en lb/pg².

T es la temperatura de interés, en °F

Y es la salinidad del agua, en ppm.

Correlación de Beggs y Brill

Beggs y Brill presentaron la siguiente ecuación que considera solamente los efectos de temperatura:

$$\mu_w = \exp(1.003 - 1.479 \times 10^{-2} T + 1.982 \times 10^{-5} T^2) \quad \mathbf{3.6}$$

donde:

μ_w es la viscosidad de la salmuera, en cp.

T es la temperatura, en °F

Correlación de McCain

McCain desarrolló la siguiente correlación para estimar la viscosidad del agua a presión atmosférica y temperatura del yacimiento.

$$\mu_w = DT^B \quad 3.7$$

con:

$$D = 109.574 - 8.40564s + 0.313314s^2 + (8.72213 \times 10^{-3})s^3$$

$$B = -1.12166 + (2.63951 \times 10^{-2})s - (6.79461 \times 10^{-4})s^2 \\ - (5.47119 \times 10^{-5})s^3 + (1.55586 \times 10^{-6})s^4$$

donde:

T es la temperatura, en °F.

s es la salinidad del agua en porcentaje de sólidos (% s).

3.1.2.- Propiedades químicas del agua

En general, el agua que se encuentra en un yacimiento petrolero contiene sólidos disueltos, principalmente cloruro de sodio. Es por eso que algunas veces se le denomina como salmuera. En la **Tabla 3.5** se muestran los cationes y aniones más comunes en las aguas de formación.

Tabla 3.5.- Cationes y aniones en el agua de formación.

Cationes		Aniones	
Símbolo	Nombre	Símbolo	Nombre
Na ⁺	Sodio	Cl ⁻	Cloruro
Ca ⁺⁺	Calcio	SO ₄ ⁼	Tetraoxosulfato(VI)
Mg ⁺⁺	Magnesio	HCO ₃ ⁻	Bicarbonato
K ⁺	Potasio	CO ₃ ⁼	Trioxocarbonato(IV)
Ba ⁺⁺	Bario	NO ₃ ⁻	Nitrato
Li ⁺	Litio	Br ⁻	Bromuro
Fe ⁺⁺	Hierro (II)	I ⁻	Ioduro
Sr ⁺⁺	Estroncio	S ⁼	Sulfuro

En estas salmueras tan complejas pueden encontrarse, con frecuencia, rastros de más de 30 a 40 de otros iones. Las concentraciones de los sólidos presentes en la salmuera son reportadas en varias formas; entre éstas, las más usadas son: partes por millón (ppm), miligramos por litro (mg/l) y porcentaje de sólidos (%s).

Como se ha mencionado anteriormente, en el agua de formación se encuentran sales disueltas; además de ellas, están presentes microorganismos de diferentes cepas y especies por ej. bacterias anaeróbicas sulfato-reductoras son productoras de ácidos por lo que contribuyen a la corrosión en el pozo y a taponar la formación durante las operaciones de inyección de agua.

Las variaciones en la concentración y composición iónica de las aguas de formación pueden deberse a muchos factores como lo son; el origen de algunos sedimentos no marinos, la dilución cerca del agua subterránea, la concentración con la evaporación del gas de la migración, la reducción del sulfato por las bacterias o de los componentes anaeróbicos del petróleo, la adsorción y el intercambio bajo de cationes con los minerales de la arcilla, el intercambio del magnesio y los iones del calcio durante una dolomitización (aguas enriquecidas de magnesio), la precipitación del magnesio y de los sulfatos y carbonatos de calcio, y la reacción química con los componentes de los sedimentos que se depositan. Los análisis químicos del agua son utilizados en los registros geofísicos para la interpretación cuantitativa de la saturación del agua de formación, otro uso de los análisis es en la identificación de las aguas producidas con respecto a las formaciones geológicas donde se originaron.

3.1.2.1.- Salinidad en el agua

La salinidad es el contenido de sólidos disueltos totales (SDT) y se expresa en mg/kg (ppm) y en algunos casos en unidades de masa por volumen: mg/l, mol/l. En zonas profundas se encuentran gran cantidad de sales derivadas de la evaporización de agua marina y es por eso que las salinidades

frecuentemente se incrementan con la profundidad de la cuenca, aunque el grado de incremento es variable.

Esta variación puede ser amplia a pesar de que pertenezcan a una misma cuenca e incluso a áreas similares y se genera por el transporte difusivo y la mezcla dispersiva de agua saturada en halita, salmueras hipersalinas, aguas meteóricas de formación ambiental y aguas meteóricas de recarga superficial con bajo contenido de STD, incluso hay evidencias de campo, de que las salmueras derivadas de la halita pueden ser transportadas a lo largo de grandes distancias en las cuencas sedimentarias.

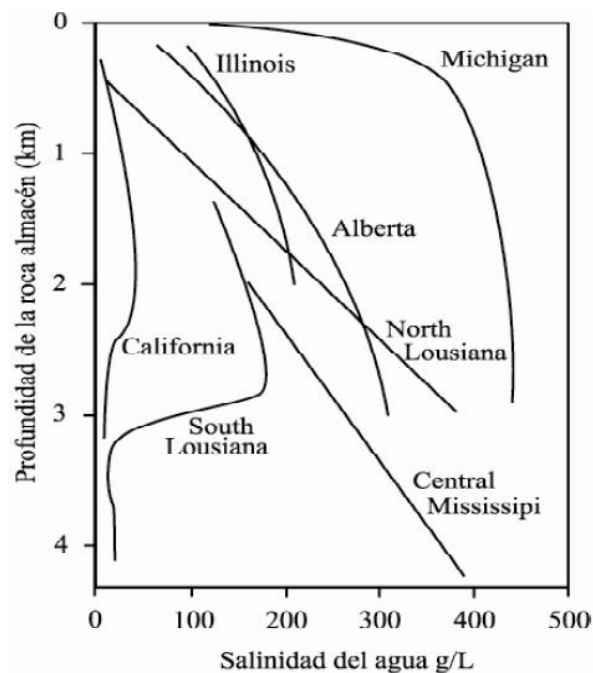


Fig. 3.7.- Distribución de la salinidad respecto a la profundidad de la roca almacén en algunas cuencas sedimentarias de Norteamérica (modificada de Kharaka y Thordsen, 1992).

La variación de la salinidad permite dilucidar el origen de las salmueras así como la cuantificación de los procesos de difusión, advección (proceso en el cual se transportan ciertas propiedades como, la salinidad, por las corrientes marinas) y dispersión de las mismas, los cuales son responsables del transporte de solutos en el subsuelo. En la **Tabla 3.6** se muestra la variación de la salinidad según el tipo de agua.

Tabla 3.6.- Variación de la salinidad.

Tipo de agua	Salinidad, ppm
Agua fluvial promedio	110
Agua de mar	35,000
Sistemas evaporíticos	35,000 a 350,000
Agua de formación	7,000 a 270,000

3.1.2.2.-Procesos de formación de sal

Los ambientes que forman grandes estratos de sal son; ambiente marino por evaporización del agua del mar, o en la tierra firme por la migración de salmueras que dependen de un gran número de mecanismos, principalmente sedimentación, compactación, gradiente topográfico, variaciones en la densidad del fluido, condiciones de permeabilidad y gradientes de presión.

- **Evaporización del agua del mar**

Los mares contienen la mayor proporción de sales. El contenido medio en sales de los mares es del siguiente orden.

Tabla 3.7.- Contenido medio de sales en el mar.

Ión	Concentración (ppm)
Cl ⁻	19,010
(SO ₄) ²⁻	2,717
(HCO ₃) ⁻	137
Na ⁺	10,800
Mg ²⁺	1,296
Ca ²⁺	413
K ⁺	407
Total 34,780	

Para que se pueda producir la concentración de las sales, debe darse un mecanismo que favorezca la evaporación del agua en volúmenes reducidos, y sin comunicación con el mar que renueve el agua de concentración normal. Esto se produce en un tipo determinado de medios sedimentarios: las

albuferas, en las que existe un brazo de mar individualizado del mismo por una barra de arena, que permite ocasionalmente el paso del agua, pero la aísla durante largos periodos de tiempo. En estas condiciones, y bajo una fuerte insolación, el agua se evapora, aumentando progresivamente la concentración en sales, hasta que durante una tormenta o una pleamar especialmente intensa vuelve a introducir agua de mar en la cuenca, reiniciando el proceso.

En la **Figura 3.8** se muestra la teoría de barreras que explica la evaporación del agua del mar por el cierre total o parcial del océano. Si el clima es árido o semiárido la tasa de evaporación es mayor que la recuperación. Paulatinamente se aumenta la concentración de las sales en el agua y finalmente la sal tiene que precipitarse.

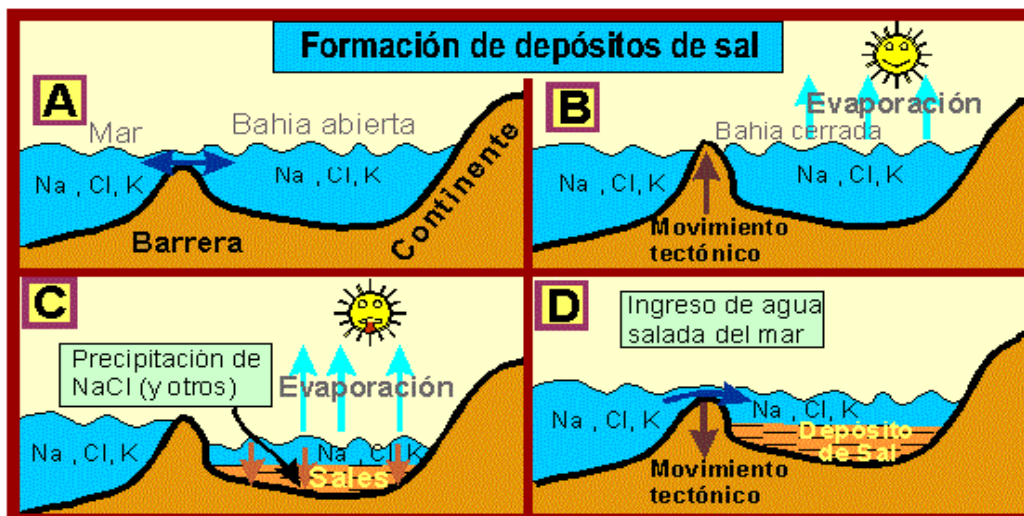


Fig. 3.8.- Evaporización del agua de mar, teoría de barreras.

- **Migración de salmuera**

Durante formación de la cuenca, todos los sedimentos marinos se depositaron originalmente en el mar y contenían agua marina; sin embargo, dependiendo de su historia pos-depositacional, ésta pudo haber permanecido en los sedimentos o ser desplazada parcial o totalmente, temporal o definitivamente por agua meteórica, muy poco tiempo después del depósito de estos sedimentos. Es por esto que las aguas de formación actuales son mezcla de las diferentes aguas marinas iniciales.

Durante la migración, el agua experimenta procesos de mezcla, precipitación e interacción agua-roca.

En la **Figura 3.9** se muestra la interacción agua- roca (cuerpos evaporíticos y carbonatos).

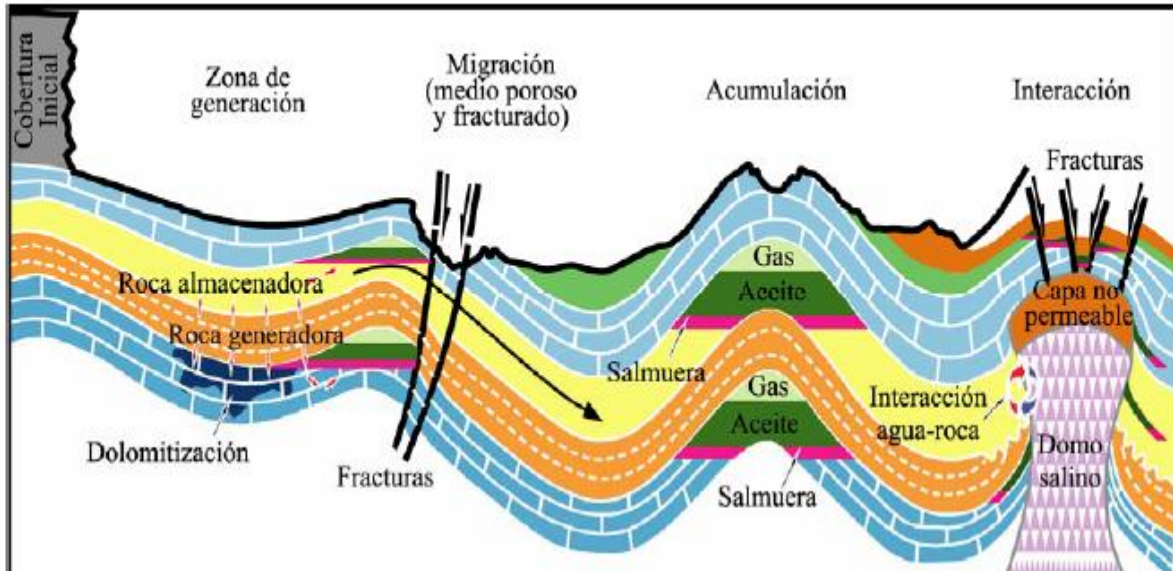


Fig. 3.9.- Diagrama esquemático generalizado de un modelo conceptual del origen, migración y acumulación de aguas de formación e hidrocarburos en yacimientos petroleros.

3.1.2.3.- Determinación de la concentración de sal en el agua, mediante la conductividad eléctrica

Como se mencionó anteriormente, la concentración de sal se mide mediante los sólidos disueltos totales en el agua. Pero la concentración de sales también se puede medir mediante la conductividad eléctrica del agua. Cuanto mayor sea la cantidad de sales disueltas en el agua, mayor será el valor de la conductividad eléctrica.

La conductividad eléctrica se expresa normalmente en miliohms por centímetro ($m\Omega/cm$) o deciSiemens por metro (dS/m) o microSiemens por centímetro (1.e. $1dS/m = 1000\mu S/cm$).

3.1.2.4.- Potencial espontáneo en función de la salinidad

La curva de potencial espontáneo o potencial natural (SP) es un registro de la diferencia de potencial de un electrodo móvil colocado dentro del pozo y un electrodo fijo colocado en superficie.

En la práctica la medición del SP se obtiene mediante un electrodo que va colocado en la misma sonda que se utiliza para poder determinar otras propiedades de las formaciones a partir de mediciones con diferentes instrumentos o sensores. Todos los sensores se colocan de tal forma que el arreglo permite hacer en un solo viaje diferentes mediciones de las propiedades de las rocas atravesadas por el pozo.

La curva del SP permite:

- a) Determinar valores de resistividad del agua de formación (R_w).
- b) Determinar ambientes de depósito.
- c) Determinar aspectos litológicos y texturales de los sedimentos.
- d) Conocer cualitativamente el contenido arcilloso de una capa.
- e) Determinar límites entre capas.
- f) Determinar cuerpos permeables.
- g) Establecer correlación de estratos

A continuación en la **Figura 3.10** se muestra la disposición esquemática de los instrumentos para medir el potencial natural.

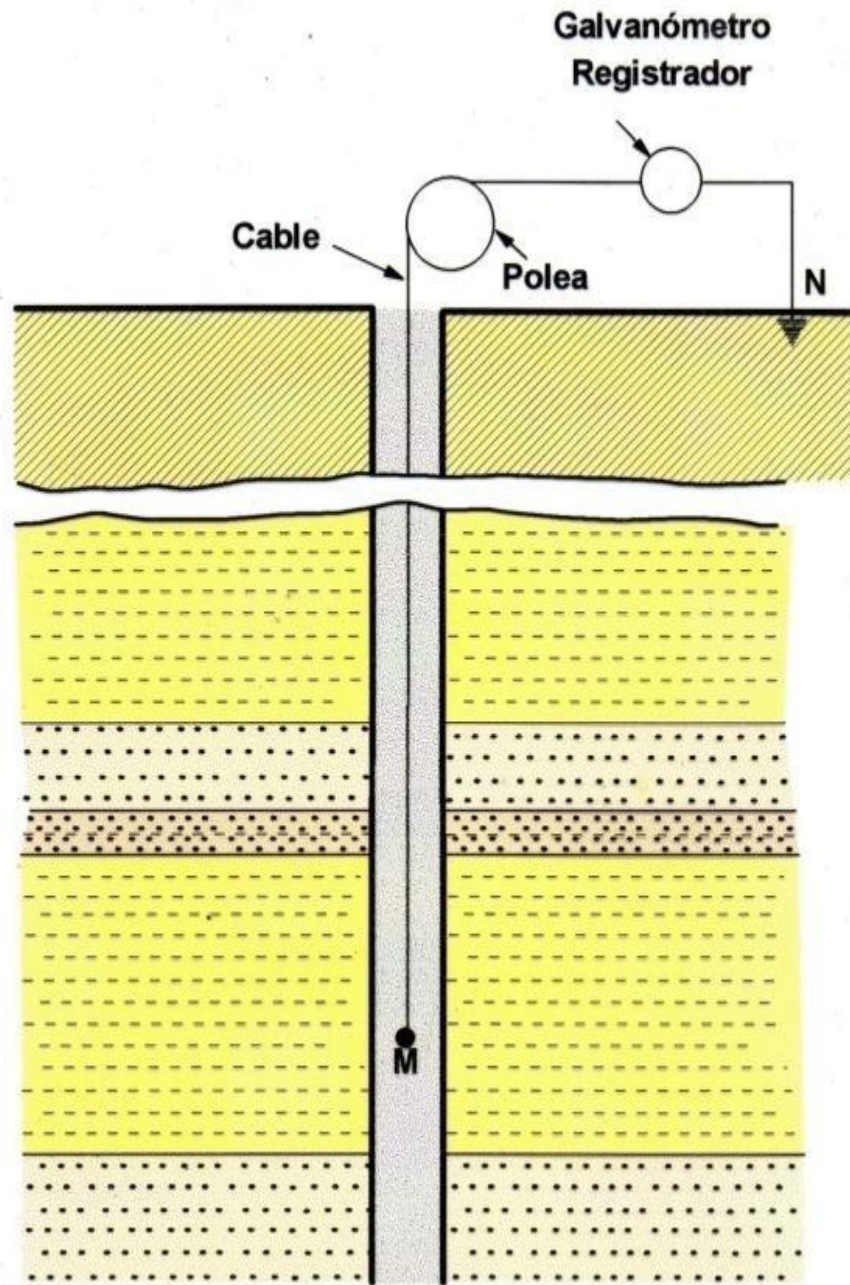


Fig. 3.10.- Diagrama del equipo para la obtención del registro SP.

El desarrollo del SP se da por el resultado de diferencia de salinidad dentro del pozo entre el fluido de control y el agua de formación; a su vez es capaz de diferenciar zonas de lutitas y cuerpos permeables, determinar las resistividad del agua de formación y determinar límites entre capas.

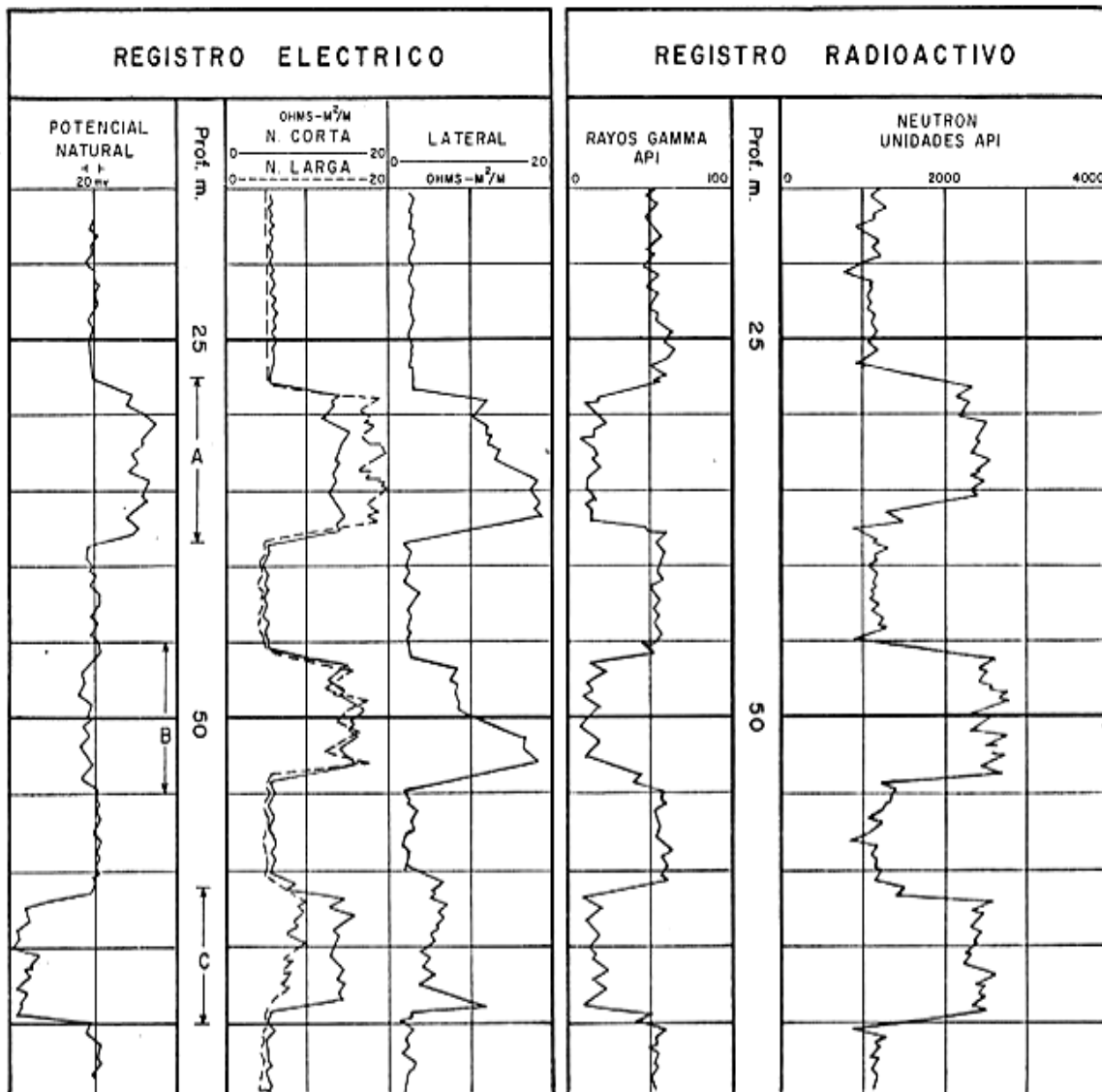


Fig. 3.11.- Comportamiento del SP en diferentes cuerpos permeables considerando las diferencias de salinidad entre el lodo y el agua de formación. Se presentan también los registros de resistividad, rayos gama y neutrón.

- A) Agua de menor salinidad a la del lodo de perforación.
- B) Agua de igual salinidad a la del lodo de perforación.
- C) Agua de mayor salinidad a la del lodo de perforación.

Cuando hay presencia de formaciones permeables, la respuesta del SP tiende a alejarse de una línea base, llamada línea de lutitas, y el que se mueva hacia la derecha o izquierda con respecto a esa línea dependerá de la salinidad propia del agua de formación, a continuación en la **Figura 3.12** se muestra un esquema que ilustra qué tipo de agua esta contenida en un intervalo.

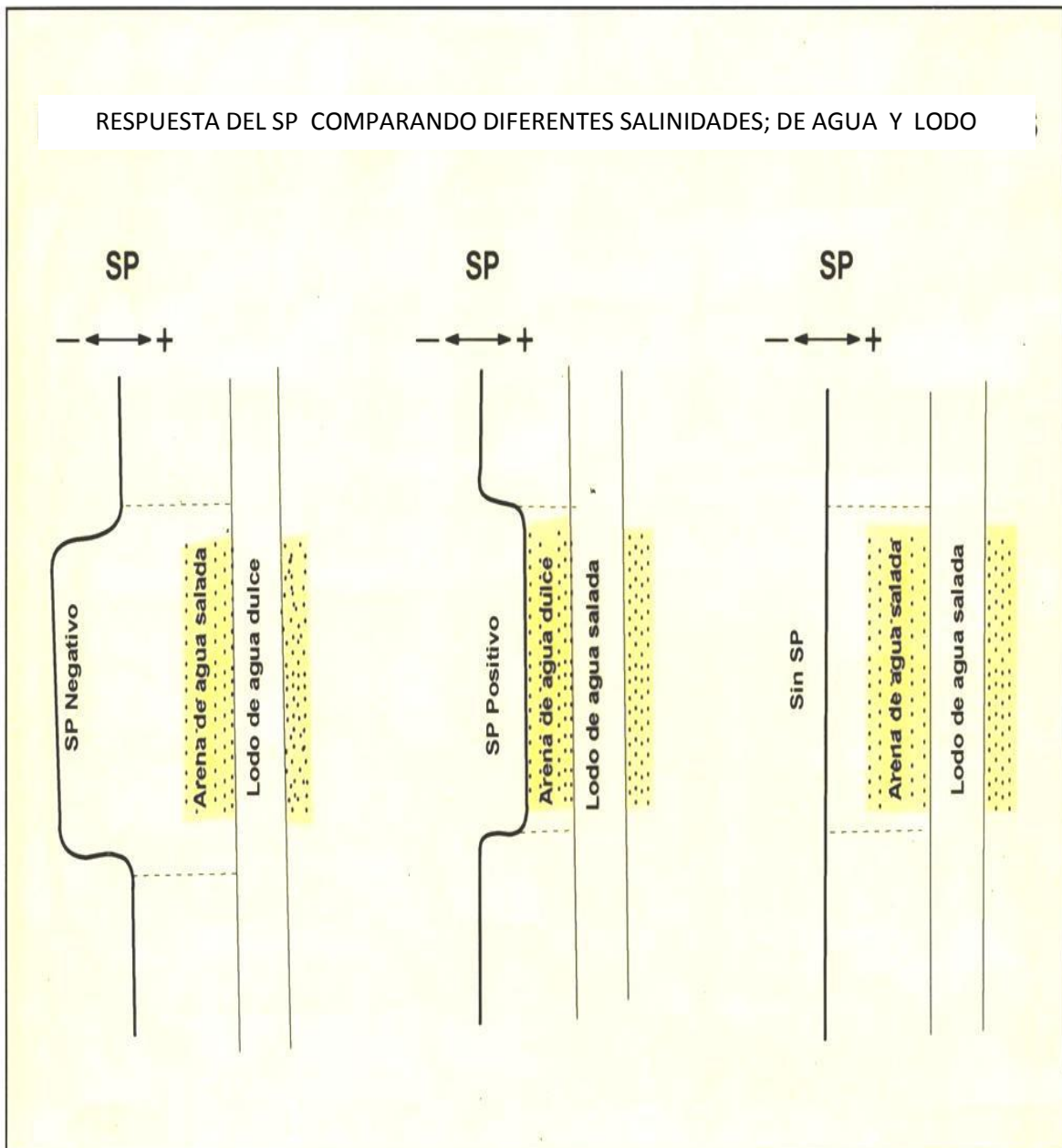


Fig. 3.12.- Respuesta del SP en función de la salinidad del agua de formación y del lodo de perforación.

En general se puede decir que la salinidad del agua de formación va aumentando conforme aumenta la profundidad; sin embargo, se presentan casos donde ésto no se cumple, por presencia de diferentes fenómenos geológicos. Se ha encontrado que la salinidad del agua asociada a los yacimientos petroleros puede variar de aproximadamente 1000 ppm hasta llegar a valores cercanos al de la concentración de saturación, de un orden aproximado de 300,000 ppm.

3.1.2.5.-Relación entre resistividad, salinidad y temperatura

A temperatura constante la resistividad de un electrolito disminuye con el aumento de la salinidad. En los análisis cuantitativos de los registros eléctricos se acostumbra usar resistividades del agua de formación que corresponden a una concentración equivalente de NaCl. Como en las diferentes aguas de formación existen otras sales además del cloruro de sodio, se han determinado unos factores que permiten encontrar su equivalente en NaCl, estos factores se muestran en la **Tabla 3.8**.

Tabla 3.8.- Factores para encontrar el equivalente a concentraciones de NaCl.

ION	FACTOR
Na	1.0
Ca	0.95
Mg	2.0
Cl	1.0
SO ₄	0.5
CO ₃	1.26
HCO ₃	0.27

Para obtener la salinidad equivalente de NaCl de una solución dada cuya composición se conoce, basta multiplicar la concentración de cada uno de los iones por su respectivo factor y luego sumar los productos parciales. La suma será la concentración equivalente de NaCl de la solución dada. La concentración de iones de una solución se expresa comúnmente en partes por millón (ppm) o bien Peso de soluto por unidad de volumen de solución (g/ml).

3.2.- Aceite

Petróleo del latín PETROLEUS (PETRA, piedra y OLEUM, aceite). Es una mezcla de hidrocarburos cuya composición está referida a cada uno de los compuestos que forman la mezcla del fluido, desde los hidrocarburos como el metano, etano, propano, butano, etc. Y los no hidrocarburos como el nitrógeno, oxígeno, helio, bióxido de carbono, ácido sulfhídrico, etc.

3.2.1.-Componentes químicos del aceite

El petróleo está constituido por hidrocarburos de la serie parafina (C_nH_{2n+2}), con menores cantidades de la serie cíclica naftenos (C_nH_{2n}) y aromáticos (C_nH_{2n-6}), pero mediante un análisis químico completo se han encontrado miles de compuestos pertenecientes a 18 series de hidrocarburos. El análisis químico completo del petróleo es una enorme y costosa tarea. Por eso se realiza un análisis químico simplificado.

El metano, comúnmente referido como C_1 , es la forma más simple de hidrocarburos encontrados en los fluidos petroleros y es el principal constituyente de las mezclas de gas natural. El término C_n es muy usado para nombrar hidrocarburos con un equivalente “n” de átomos de carbono. Por ejemplo, C_2 y C_3 se refieren a etano y propano, respectivamente. C_4 se refiere al normal e iso-butano y C_5 representa el normal, iso- y neo- pentano.

El número de isómeros incrementa rápidamente como incrementa el número de átomos de carbono, arriba de 6 en la molécula. Por esta razón, no es práctico distinguir individualmente los componentes de alto peso molecular. Convencionalmente, estos componentes son representados como C_n ($n>6$) y la suma de ellos es llamada fracción C_7+ .

Los constituyentes del rango C_n ($n>6$), están principalmente seguidos de las siguientes clases de hidrocarburos: parafinas, naftenos, aromáticos y hetero compuestos.

➤ **Parafinas**

Son hidrocarburos saturados con cadenas continuas o divididas (normal e iso-parafinas, respectivamente). Los átomos de carbono en las parafinas están enlazadas con un solo enlace covalente.

➤ **Naftenos**

Son cicloparafinas; estas moléculas contienen una estructura de anillo saturado. El anillo saturado puede tener cinco, seis, ocasionalmente 7 átomos de carbono (ciclo-pentano, ciclo-hexano y ciclo-heptano, respectivamente).

Muchos naftenos en el petróleo tienen un lado de cadenas parafínicas y pueden tener más de un anillo en la molécula; por ejemplo, mono-naftenos, di-naftenos, y tri-naftenos. Los anillos también pueden estar unidos o no, si estos comparten más de un átomo de carbono.

➤ **Aromáticos**

Son componentes de hidrocarburos con al menos un anillo de benceno. Los aromáticos son clasificados por el número de anillos aromáticos que tienen en su molécula; por ejemplo, mono-aromáticos, di-aromáticos, y tri-aromáticos. Los aromáticos en el petróleo comúnmente cuentan con cadenas parafinas y pueden incluir anillos de naftenos. Los anillos aromáticos y de naftenos pueden estar solos o combinados. La complejidad de los componentes aromáticos incrementa extraordinariamente cuando el número de anillos incrementa debido a la múltiple posibilidad de arreglos de anillos aromáticos y de naftenos.

➤ **Hetero-compuestos**

Son hidrocarburos por encima de los grupos en los cuales uno o más Hetero-átomos (N, S, O₂, Ni, Fe) forman parte de la molécula. La presencia de los Hetero-átomos y su funcionalidad agregan más complejidad a los arreglos de hidrocarburos. Estos son comúnmente parte de las fracciones con pesos moleculares altos en los fluidos petroleros.

Los crudos convencionales ligeros y crudos medios tienen un alto contenido de parafinas y naftenos, para los crudos pesados y bitúmenes se tiene mayor composición de aromáticos y hetero-compuestos.

3.2.2.- Propiedades físicas del aceite

A continuación se presentan las propiedades físicas del aceite (γ_o , B_o , μ_o , RGA, C_o y ρ_o). Se pueden medir en el laboratorio a determinadas condiciones de presión y de temperatura y generalmente se reportan en los análisis estándar PVT (pruebas de presión, volumen y temperatura). Si no se disponen de datos de laboratorio, pueden calcularse usando algunas correlaciones empíricas, las cuales varían en complejidad y aproximación, según el tipo de dato disponible.

- Gravedad específica del aceite, γ_o
- Factor volumétrico del aceite, B_o
- Viscosidad del aceite, μ_o
- Relación gas-aceite, RGA
- Compresibilidad del aceite, C_o
- Densidad del aceite, ρ_o

3.2.2.1.- Gravedad específica del aceite, γ_o

La gravedad específica del aceite crudo, se define como la relación que existe entre la densidad del aceite y la densidad del agua, ambas medidas a 60°F y a presión atmosférica, por lo cual se tiene:

$$\gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_w} \quad 3.8$$

donde:

γ_o es la gravedad específica del aceite

ρ_o es la densidad del aceite en gr/cm^3

ρ_w es la densidad del agua en gr/cm^3

Aunque las propiedades de densidad y gravedad específica son muy utilizadas, para el caso del aceite se prefiere utilizar la gravedad API. Esto es una escala de gravedad específica desarrollada por el Instituto Americano de Petróleo (API por su sigla en inglés), diseñada para medir la densidad relativa de varios productos petrolíferos líquidos. La medida se expresa en grados, a mayor gravedad API el aceite es más liviano. Con la ecuación **3.9** se pueden obtener los grados API a partir de la gravedad específica del aceite.

$$^{\circ}\text{API} = \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5 \quad \mathbf{3.9}$$

Tabla 3.9.- Clasificación del aceite conforme a su densidad en g/cm³ y grados API.

Aceite Crudo	Densidad (g/cm ³)	Escala °API
Extrapesado	>1	<10.0
Pesado	1.0 - 0.92	10.0 - 22.3
Mediano	0.92 - 0.87	22.3 - 31.1
Ligero	0.87 - 0.83	31.1 - 39.0
Superligero	< 0.83	>39.0

3.2.2.2.- Factor volumétrico del aceite, B_o

El factor de volumen del aceite se define como la relación entre el volumen de aceite con su gas disuelto, en condiciones de presión y temperatura de yacimiento, y el volumen de aceite, en condiciones normales.

$$B_o = \frac{\text{Volumen de aceite con su gas disuelto @ c.y.} \left[\frac{m^3}{m^3} \right]}{\text{Volumen de aceite @ c.s}} \quad \mathbf{3.10}$$

En la **Figura 3.12** se presenta la gráfica típica del comportamiento de B_o en función de la presión a temperatura constante.

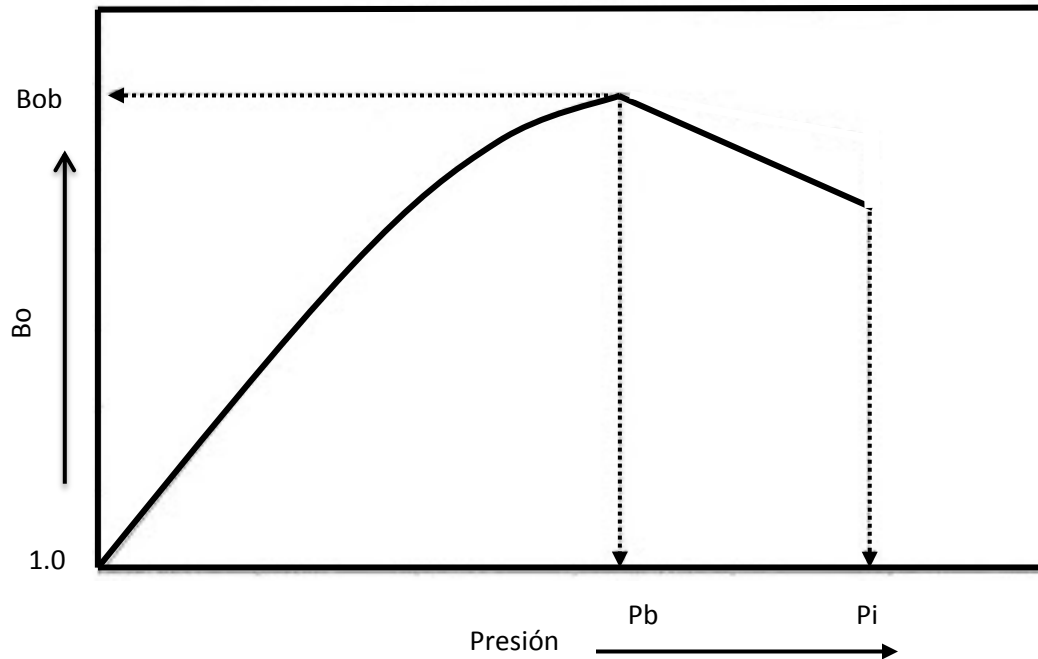


Fig.- 3.12.- Gráfica del factor volumétrico del aceite en la formación en función de la presión, a temperatura constante.

A medida que la presión se reduce por debajo de su valor inicial, P_i , el volumen de aceite aumenta debido a su expansión. Este comportamiento genera un aumento del factor de volumen del aceite en la formación y continuará hasta que alcance el punto de burbujeo. A esta presión (P_b), el aceite alcanza su máxima expansión por consecuencia, el factor de volumen del aceite, B_{ob} alcanza su máximo valor. Por debajo de punto de burbujeo, a medida que la presión disminuye se va liberando gas originalmente en solución, consecuentemente el B_o disminuye. Cuando la presión se reduce hasta llegar a la presión atmosférica y temperatura de 60 °F, el valor de B_o es igual a uno.

3.2.2.3.- Viscosidad del aceite, μ_o

La viscosidad es la propiedad que indica la resistencia de un fluido al esfuerzo cortante. Además, la viscosidad puede ser vista como la resistencia interna de un fluido a fluir y por lo tanto, depende en gran medida de la densidad y de la composición. La viscosidad del aceite, μ_o , es una característica muy importante que controla el flujo de aceite a través del medio poroso y de las tuberías.

Esta propiedad depende fuertemente de la temperatura del yacimiento, la presión, la solubilidad del gas, la gravedad específica del aceite y gas.

En la **Figura 3.13** se muestra el comportamiento típico de la viscosidad del aceite, a temperatura constante.

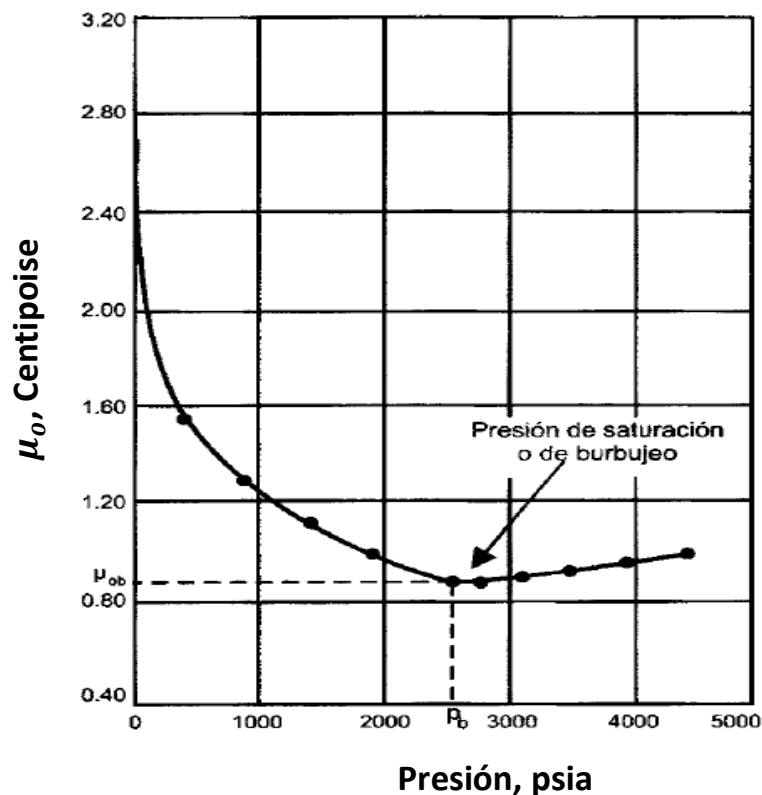


Figura 3.13.- Viscosidad del aceite en función de la presión, a temperatura constante.

Se puede observar que la viscosidad del aceite muerto (aceite libre de gas a condiciones atmosféricas) es mucho más alta que a las condiciones de yacimiento. Conforme la presión incrementa, en consecuencia la solubilidad

del gas incrementa, resultando un decremento de la viscosidad, pues el gas en solución tiene el efecto de reducir la resistencia interna que ofrece el líquido al flujo y causa, además la expansión del aceite reduciendo la densidad. Por lo tanto, a mayor cantidad de gas en solución en el aceite, mayor será la reducción de la viscosidad, alcanzándose la viscosidad mínima al punto de burbuja. Por encima de esta presión, ya no hay disponibilidad de gas libre para entrar en solución y, por lo tanto, la viscosidad aumenta.

De acuerdo con la presión, la viscosidad del aceite se clasifica en tres categorías:

- Viscosidad del aceite muerto, μ_{od} : viscosidad a la presión atmosférica (aceite sin gas disuelto) y a temperatura estándar.
- Viscosidad del aceite saturado, μ_{ob} : viscosidad a la presión de burbujeo y a la temperatura del yacimiento.
- Viscosidad del aceite bajosaturado, μ_o : viscosidad a una presión por encima del punto de burbujeo y a la temperatura del yacimiento.

3.2.2.4.- Relación gas-aceite, RGA

Relación gas-aceite o relación de solubilidad, R_s , se define como: los pies cúbicos de gas disuelto en el aceite a ciertas condiciones de presión y temperatura, por cada barril de aceite en el tanque, medidos ambos volúmenes a condiciones estándar. La solubilidad del gas natural en el aceite depende de su presión, temperatura y °API

Para un gas y un aceite que se encuentren a temperatura constante, la cantidad de gas en solución incrementa con la presión hasta la presión de burbujeo, y a presión constante, la cantidad de gas disminuye conforme aumenta la temperatura. Para cualquier temperatura y presión, la cantidad de gas en solución incrementa conforme las composiciones del gas y del aceite se aproximen una a la otra, eso sucedería cuando se tuviera alta gravedad específica de los gases y altos grados °API en el aceite.

Un aceite es saturado con gas a cualesquiera valores de presión y de temperatura si se hace una ligera reducción de presión y aparece una burbuja de gas; si ninguna burbuja de gas de la solución se libera, el aceite a esa presión se le llama aceite bajo saturado.

En la **Figura 3.14** muestra una curva típica de solubilidad del gas en función de la presión a temperatura constante para un aceite bajo saturado. Se observa que, a medida que la presión se reduce desde la presión inicial del yacimiento, P_i hasta la presión de burbuja, P_b no se desprende gas del aceite y en consecuencia, la solubilidad del gas permanece constante a su valor máximo, R_{sb} ; por debajo del punto de burbuja, el gas en solución se libera y el valor de R_s disminuye con la presión.

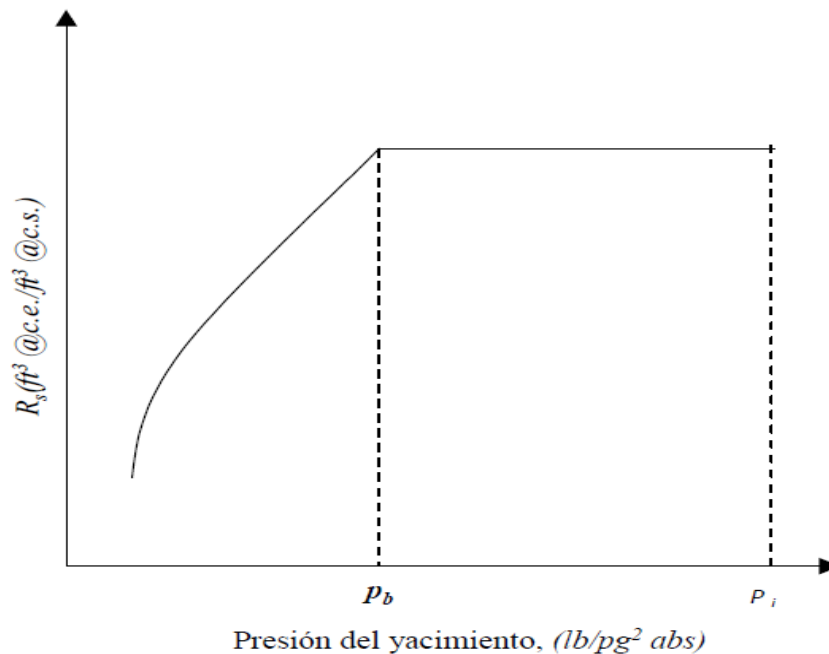


Fig.- 3.14.- Comportamiento de la relación gas-aceite, en función de la presión a temperatura constante.

3.2.2.5.- Compresibilidad del aceite, C_o

La compresibilidad o coeficiente isotérmico de compresibilidad del aceite es el cambio unitario de volumen con variación de presión a temperatura constante, lo cual se representa mediante la ecuación **3.11**

$$C_o = -\frac{1}{V_o} \left(\frac{\partial V_o}{\partial P} \right)_T \quad \mathbf{3.11}$$

Para un sistema de petróleo crudo, el coeficiente isotérmico de compresibilidad de la fase aceite, C_o , se define para presiones por encima del punto de burbujeo por una de las siguientes ecuaciones:

$$C_o = -\left(\frac{1}{B_o} \right) \left(\frac{\partial B_o}{\partial P} \right)_T \quad \mathbf{3.12}$$

$$C_o = -\left(\frac{1}{\rho_o} \right) \left(\frac{\partial \rho_o}{\partial P} \right)_T \quad \mathbf{3.13}$$

donde:

C_o es la compresibilidad isotérmica del aceite.

ρ_o es la densidad del aceite.

B_o es el factor volumétrico del aceite.

Para presiones por debajo del punto de burbujeo, se define como:

$$C_o = \frac{-1}{B_o} \frac{\partial B_o}{\partial P} + \frac{B_g}{B_o} \frac{\partial R_s}{\partial P}$$

donde:

B_g es el factor volumétrico del gas.

R_s es la relación de solubilidad.

3.2.2.6.- Densidad del aceite, ρ_o

La densidad del petróleo crudo se define como la relación de la masa de aceite con su gas disuelto entre su volumen. La densidad varía con la temperatura y presión.

$$\rho_o = \frac{\text{Masa aceite @ c.y.}}{\text{Vol, aceite @ c.y.}} = \frac{m(\text{aceiteconsugasdis.})}{v(\text{aceiteconsugasdis.})} \left[\frac{\text{gr}}{\text{cm}^3} \right] \quad \mathbf{3.14}$$

Se han propuesto varias correlaciones empíricas para obtener la densidad del aceite, a determinadas condiciones de presión y de temperatura, las cuales utilizan los datos PVT como parámetros de correlación. A continuación se presentan las más utilizadas.

Correlación de Standing

Para calcular la densidad del aceite a presiones iguales o por debajo de la presión de burbujeo puede utilizarse la ecuación de balance de materia;

$$B_o = \frac{62.4\gamma_o + 0.0136R_s\gamma_g}{\rho_o} \quad 3.15$$

Despejando, se obtiene la densidad del aceite

$$\rho_o = \frac{62.4\gamma_o + 0.0136R_s\gamma_g}{B_o} \quad 3.16$$

Standing presentó que el factor de volumen del aceite en la formación puede expresarse matemáticamente por la siguiente ecuación:

$$B_o = 0.9759 + 0.000120 \left[R_s \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0.5} + 1.25(T - 460) \right]^{1.2} \quad 3.17$$

Finalmente, combinando la ecuación 3.16 con la 3.17, que depende de la solubilidad del gas, R_s , la gravedad específica del aceite a condiciones normales, γ_o , la gravedad específica del gas en solución, γ_g , y de la temperatura del sistema, T, en °R.

$$\rho_o = \frac{62.4\gamma_o + 0.0136R_s\gamma_g}{0.972 + 0.000147 \left[R_s \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0.5} + 1.25(T - 460) \right]^{1.2}} \quad 3.18$$

Correlación de Vásquez y Beggs

$$\rho_o = \rho_{ob} \exp \left[-A \ln \left(\frac{p}{p_b} \right) \right] \quad 3.19$$

donde:

$$A = 10^{-5} [1433 + 5R_{bs} + 17.2(T - 460) - 1180\gamma_{gs} + 12.61API]$$

SINTESIS DEL CAPITULO III RELACIONADO A LAS PROPIEDADES ELECTRICAS DE LAS ROCAS

En el estudio de la mojabilidad solamente se considera al aceite y al agua como posibles fases mojantes en un yacimiento petrolero. La preferencia de mojabilidad de la roca por el agua o por el aceite, se debe a muchos factores, por ej.: la presión, la temperatura, la composición mineralógica de la roca del yacimiento, la química de la salmuera, incluyendo su composición iónica y su pH, así como la composición química del aceite. En el Capítulo III se definen las propiedades físicas y la composición química tanto del agua como del aceite, con el fin de entender la interacción que existen entre los componentes del sistema roca/aceite/agua del yacimiento. Es importante señalar que las características físicas del agua y del aceite, dependerán de la composición química, así como de sus condiciones de temperatura y presión.

El objetivo específico del trabajo propuesto y desarrollado es analizar el efecto que se genera en las propiedades eléctricas de las rocas de los yacimientos petroleros mojadas por agua y mojadas por aceite. Es por ello de la importancia de estudiar las propiedades físicas y la composición química de cada una de las posibles fases mojantes (agua y aceite).

El agua tiene la capacidad de conducir la corriente eléctrica; su conductividad estará en función de su salinidad, cuanto mayor sea la cantidad de sales disueltas en el agua, mayor será el valor de la conductividad eléctrica y menor el de resistividad, para el caso del aceite es todo lo contrario al agua, ya que es considerado como un dieléctrico, un aislante; o sea, no tiene la capacidad de conducir corriente eléctrica. El agua y el aceite por lo tanto generarán efectos distintos en la resistividad eléctrica de un medio poroso. Por ejemplo en una roca mojada por agua, la salmuera se mantiene en fase continua y se tiene una cierta resistividad, pero aumenta la resistividad al disminuir la saturación de salmuera porque se reduce el área transversal por donde se conduce el flujo eléctrico sin perder la continuidad del fluido conductor, y en una roca mojada por aceite, la salmuera va perdiendo continuidad eléctrica al disminuir su saturación, sobre todo a saturaciones bajas, de manera tal que la resistividad va aumentando, en este caso, más rápidamente que cuando el agua es el fluido mojante.

Capítulo 4:

Mojabilidad en los Yacimientos Petroleros

4.- MOJABILIDAD EN LOS YACIMIENTOS PETROLEROS

4.1.- Mojabilidad

La mojabilidad se define como "la tendencia de un líquido a extenderse o adherirse a una superficie sólida en presencia de otros líquidos inmiscibles." En un sistema roca/aceite/salmuera, el término mojabilidad describe la preferencia que tiene la roca por estar en contacto con el aceite o con el agua.

Una gota de un líquido preferentemente mojante desplazará a otro líquido, tal que, se dispersará por la superficie. Contrariamente, si un líquido no mojante se deja caer sobre una superficie ya cubierta por el líquido mojante, formará gotas, reducirá su contacto con el sólido. Si la condición en un sistema aceite/agua/sólido no es fuertemente mojable por agua ni fuertemente mojable por aceite, el equilibrio de las fuerzas del sistema aceite/agua/sólido dará como resultado un ángulo de contacto, θ , entre los líquidos en la superficie sólida. Como se muestra en la **Figura 4.1**. El ángulo de contacto se mide dentro de la fase más densa.

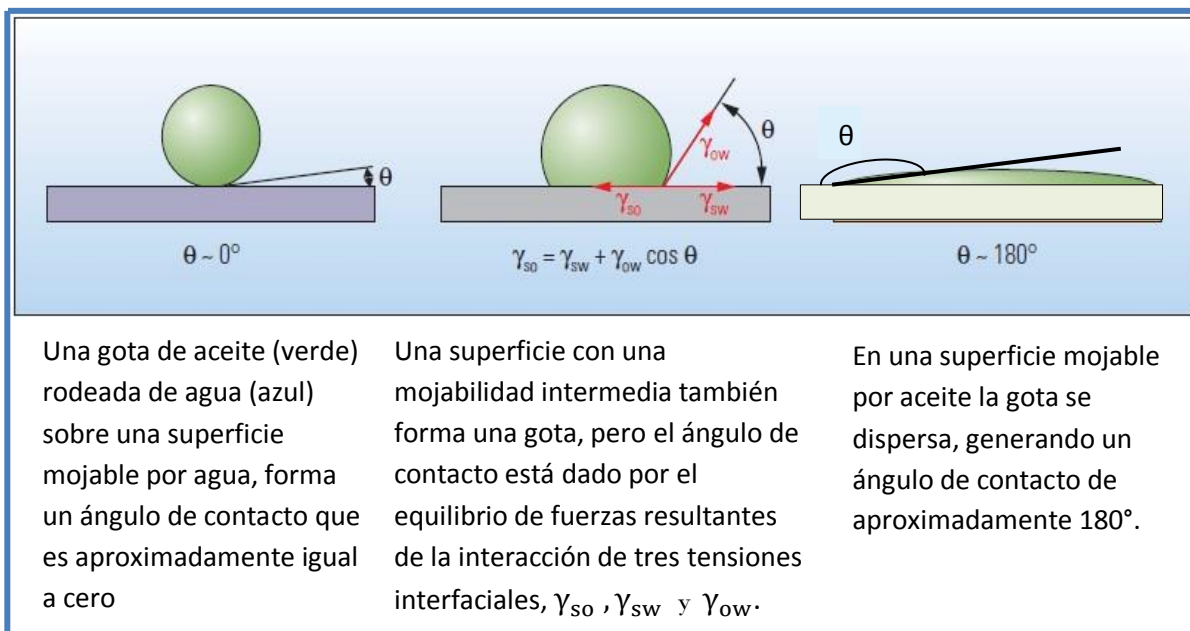


Fig. 4.1.- Equilibrio de fuerzas del sistema agua/aceite/sólido.

La roca de un yacimiento de hidrocarburos inicialmente mojada por agua puede ser alterada por la adsorción de compuestos polares y/o la depositación de materia orgánica que estuvo originalmente en el aceite crudo. Además de la composición química del aceite, la alteración de la mojabilidad es también determinado por la presión, la temperatura y la composición mineral del yacimiento, así como la química de la salmuera, incluyendo su composición iónica y su pH.

Los cambios en la mojabilidad de la roca han demostrado que afectan a: la presión capilar, las permeabilidades relativas de la roca, la saturación de agua irreductible, la saturación de aceite residual, así como a las propiedades eléctricas. Varios investigadores han encontrado que algunos componentes polares afectan la mojabilidad de la roca y a los carbonatos de diferentes maneras. La química de la salmuera puede también alterar la mojabilidad. Los cationes multivalentes algunas veces mejoran la absorción de surfactantes sobre la superficie mineral. El pH de la salmuera es también importante en la determinación de la mojabilidad y otras propiedades interfaciales del sistema roca/salmuera/aceite.

4.1.1.- Tipos de mojabilidad

La mojabilidad es una propiedad importante en la caracterización de una formación, debido a que la roca puede ser mojada por agua o por aceite, si el sólido no tiene una fuerte preferencia por un líquido o el otro, la condición se denomina mojabilidad intermedia o neutra. Se usará el término "mojabilidad mixta" para cualquier material cuya mojabilidad no es homogénea. Las rocas de yacimientos son estructuras complejas porque a menudo están constituidas por una diversidad de tipos de minerales. Cada mineral tiene diferentes propiedades químicas superficiales y una mojabilidad diferente, lo que hace que el carácter de la mojabilidad de la roca compuesta sea difícil de describir. Los constituyentes primarios de los yacimientos como el cuarzo, el carbonato y la dolomía son mojables por agua antes de la migración del petróleo.

4.1.1.1.- Mojabilidad fraccional

En la mojabilidad fraccional, los componentes del aceite son fuertemente absorbidos en ciertas áreas de la roca, así que una porción de la roca está fuertemente mojada por aceite, mientras el resto está fuertemente mojado por agua. La mojabilidad fraccional también es llamada mojabilidad heterogénea, moteada o dalmata (Anderson, 1986).

4.1.1.2.- Mojabilidad mixta

Salathiel (1973) introduce el término mojabilidad mixta como un tipo especial de mojabilidad fraccional, la cual, durante el drenaje primario, el aceite invade los poros más grandes mojados por una capa de agua, formando trayectorias continuas a través de caminos entrelazados y los poros más pequeños son los que permanecen mojados por agua sin contener aceite. Entonces los poros invadidos con el crudo pueden envejecer gradualmente de manera que se van absorbiendo sobre sus superficies sustancias tensoactivas contenidas en el aceite tales como los compuestos asfálticos, y cambiar su mojabilidad, de esta manera la superficie de los poros se particiona en zonas continuas mojadas por aceite y en zonas que se mantienen mojadas por agua. Este tipo de mojabilidad ha sido relacionada con la producción de crudo y altos niveles de recuperación.

4.1.1.3.- Mojabilidad neutra

A lo largo del medio continuo en un sistema poroso, rigen diversos grados de mojabilidad, pero si la roca no tiene una preferencia marcada por la fase agua o la fase aceite, se considera como un sistema de mojabilidad intermedia o mojabilidad neutra.

4.1.2.-Métodos para determinar la mojabilidad

Se ha demostrado que la mojabilidad afecta a casi todas las propiedades petrofísicas, por consiguiente, los parámetros más confiables y exactos que predicen el comportamiento de un yacimiento se pueden obtener sólo cuando las mediciones se hacen en estado natural, donde la mojabilidad del yacimiento se conserva, bajo condiciones simuladas de temperatura y presión.

Es necesario por lo anterior determinar la mojabilidad de la roca de una manera exacta. A través de los años se han propuesto muchos métodos para medir la mojabilidad de un sistema, no obstante ningún método ha sido aceptado al cien por ciento. Estos métodos se clasifican en cualitativos y cuantitativos.

- Métodos Cualitativos
 - Método de imbibición
 - Examinación microscópica
 - Método de flotación
 - Método de permeabilidad relativa
 - Relaciones permeabilidad/saturación
 - Curvas de presión capilar
 - Desplazamiento de presión capilar
 - Medición de mojabilidad fraccional y mixta
 - Liberación nuclear magnética
 - Absorción de colorante

- Métodos Cuantitativos (estos son los más usados)
 - Método de ángulo de contacto.
 - Método de Amott (Imbibición y desplazamiento forzado).
 - Método U.S.B.M. (United States Bureau of Mines).
 - Método combinado de Amott/ U.S.B.M.

De los métodos antes mencionados, sólo se explicarán los métodos cuantitativos de Ángulo de contacto y el de Amott.

Método de Ángulo de contacto

El ángulo de contacto es el mejor método de medición de mojabilidad cuando se emplean fluidos puros y muestras de rocas (núcleos), debido a que no hay la posibilidad de que existan surfactantes u otros componentes que alteren la mojabilidad. El método también se emplea para determinar si un aceite crudo puede alterar la mojabilidad y para examinar los efectos de la presión, temperatura y química de la salmuera sobre la mojabilidad.

Existen algunos problemas en la medición del ángulo de contacto, uno de ellos es el tiempo, debido a los agentes surfactantes presentes en el aceite crudo, se requiere una cantidad significativa de tiempo para que el ángulo de contacto alcance el equilibrio. Otro problema en la medición del ángulo de contacto es la histéresis, ya que generalmente se ha encontrado experimentalmente que una gota de líquido sobre la superficie puede tener diferentes ángulos de contacto estables. Johnson, Dettre y Adamson establecieron que parece ser que hay tres diferentes causas de la histéresis del ángulo de contacto: superficies rugosas, superficies heterogéneas y superficies estáticas a una escala macromolecular.

Se usan muchos métodos para medir el ángulo de contacto, entre los que se tiene: el método de la placa inclinada, el de las burbujas ó de la gota sésil, el método de la varilla, el método tensiométrico, método de cilindro y el método capilar. La mayoría de estos métodos no se usan en la industria del petróleo, debido a que se necesita esperar un tiempo considerable para que el ángulo de contacto alcance el equilibrio por causa de los agentes activos de superficie del crudo. De los anteriores métodos los que más se utilizan en la industria del petróleo son el de la gota sésil y una forma modificada de éste descrita por Leach y Treiber.

En el método de la gota sésil se coloca una gota de petróleo crudo en el extremo de un tubo capilar y se pone en contacto con la superficie plana del mineral (ver **Figura 4.2**). La gota se deja madurar un tiempo considerable, por medio de un goniómetro acompañado de un microscopio se podrá medir el ángulo de contacto de la gota a partir de una vista lateral.

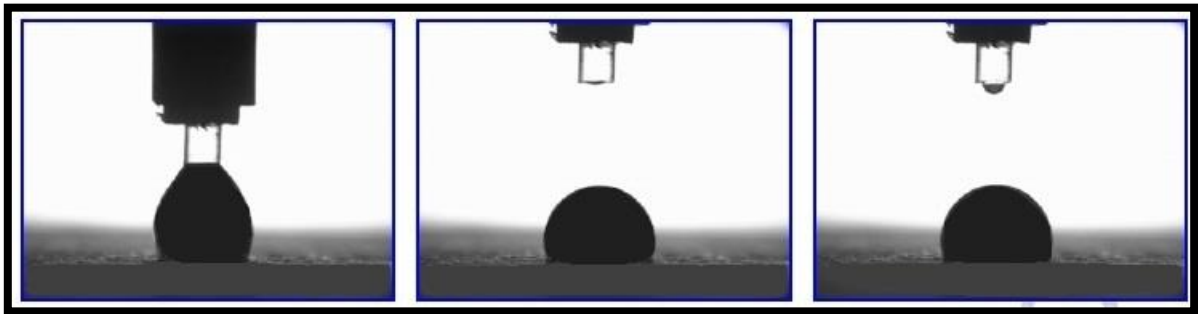


Fig. 4.2.- Gota de aceite en contacto con un cristal mineral pulido y plano. Método de la gota sésil.

Método de Amott

El método de Amott combina la imbibición y el desplazamiento forzado para medir el promedio de la mojabilidad de un núcleo. Este método se basa en el hecho de que el fluido mojante generalmente se embebe espontáneamente dentro del núcleo, desplazando al fluido no mojante. La relación de la imbibición espontánea a imbibición forzada es utilizada para reducir la influencia de otros factores, como la permeabilidad relativa, viscosidad y saturación inicial de la roca.

La muestra se prepara por centrifugación bajo salmuera hasta que se alcanza la saturación residual de aceite. La medida de mojabilidad de Amott consiste básicamente en los seis siguientes pasos:

- i. Se sumerge la muestra en aceite y se mide el volumen de agua desplazado por imbibición espontánea de aceite, después de 20 horas.
- ii. Se centrifuga la muestra en aceite hasta que se alcanza la saturación de agua irreductible, se mide la cantidad total de agua desplazada.
- iii. Se determina la cantidad total de agua desplazada por imbibición espontánea y por desplazamiento forzado.

- iv. Se sumerge la muestra en salmuera y se mide el volumen de aceite desplazado espontáneamente por imbibición de agua, después de 20 horas.
- v. Se centrifuga la muestra en salmuera hasta alcanzar la saturación de aceite residual y se mide la cantidad total de aceite desplazado.
- vi. Se determina la cantidad total de aceite desplazado por imbibición espontánea y por desplazamiento forzado.

Los resultados de la prueba son expresados por:

1. “La relación de desplazamiento por aceite”, es la relación de volumen de agua desplazada por imbibición espontánea de aceite (V_{wsp}), al total desplazado por imbibición de aceite y desplazamiento centrifugo (V_{wt}).

$$\delta_o = \frac{V_{wsp}}{V_{wt}} \quad \mathbf{4.1}$$

donde:

δ_o = Relación de desplazamiento por aceite (adimensional).

2. “La relación de desplazamiento por agua”, es la relación de volumen de aceite desplazado por imbibición espontánea de agua (V_{osp}), al total de volumen de aceite desplazado por imbibición y desplazamiento centrifugo (V_{ot}).

$$\delta_w = \frac{V_{osp}}{V_{ot}} \quad \mathbf{4.2}$$

donde:

δ_w es la relación de desplazamiento por agua (adimensional).

Tabla 4.1.- Relaciones aproximadas entre mojabilidad, ángulo de contacto y los índices de mojabilidad de Amott.

	Mojado por agua	Mojabilidad neutra	Mojado por aceite
Ángulo de contacto			
Mínimo	0°	60-75°	105-120°
Máximo	60-75°	105-120°	180°
Índice de Mojabilidad de Amott			
Relación de desplazamiento por agua	Positivo	Cero	Cero
Relación de desplazamiento por aceite	Cero	Cero	Positivo

Como se observa en la **Tabla 4.1**, los núcleos preferencialmente mojados por agua tienen un desplazamiento positivo por relación de agua y un desplazamiento cero por relación de aceite. Similarmente, los núcleos mojados por aceite tienen un desplazamiento positivo por relación de aceite y un desplazamiento cero por relación de agua. Ambas relaciones son igual a cero para núcleos de mojabilidad neutra.

4.2.- Factores que originan la Mojabilidad

El estudio de los fenómenos de fuerzas intermoleculares, de interacción roca-fluido (mojabilidad), dependen de factores como son: las fuerzas intermoleculares de los materiales en contacto; la fuerza de adhesión entre el líquido y el sólido provoca que el líquido se extienda por la superficie, mientras que la de cohesión del líquido hace que éste se abulte y tienda a evitarla. Está muy relacionada con la capilaridad, porque algunas sustancias disueltas en el agua pueden modificar su tensión superficial y por lo tanto su mojabilidad.

El ángulo de contacto θ , es el ángulo que forma la tensión interfacial de los líquidos respecto a la superficie de contacto con el sólido y está determinado por la resultante de las fuerzas de adhesión y cohesión. Las fuerzas interfaciales se representan en la **Figura 4.3**.

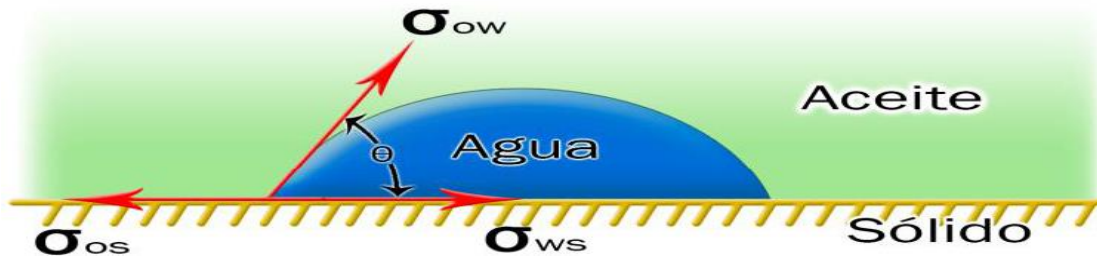


Fig. 4.3.- Tensiones interfaciales de un sistema en equilibrio.

De acuerdo a la **Figura 4.3** se tiene:

$$\sigma_{os} = \sigma_{ws} + \sigma_{ow} \cos\theta \quad 4.3$$

$$\cos\theta = \frac{\sigma_{os} - \sigma_{ws}}{\sigma_{ow}} \quad 4.4$$

donde:

σ_{ow} es la tensión interfacial del contacto aceite-agua

σ_{ws} es la tensión interfacial del contacto agua-sólido

σ_{os} es la tensión interfacial del contacto aceite-sólido

A continuación se presentan dos factores importantes para definir la mojabilidad.

4.2.1.- Interfase sólido-líquido

Un factor muy importante para definir la mojabilidad es el ángulo de contacto entre dos fases (sólido-líquido). Por ejemplo, en la **Figura 4.4** se representa el comportamiento que puede tener una gota de agua sobre una superficie sólida.

Posiblemente el líquido no se extenderá por completo, sino que sus bordes formarán un ángulo.



Fig. 4.4.- Gota de agua sobre tres diferentes superficies sólidas, sistema sólido/agua/aire. De A a C disminuye la atracción por el líquido.

$$\gamma_{s/a} = \gamma_{s/l} + \gamma_{l/a} \cos\theta \tag{4.5}$$

Young en 1805 estableció la ecuación 4.5. La componente $\gamma_{l/a}$ es un valor que se mide experimentalmente y se reporta como tensión superficial de un líquido, mientras que $\gamma_{s/a}$ representa un trabajo de adsorción y $\gamma_{s/l}$ representa un trabajo de adhesión. Las componentes $\gamma_{s/a}$ y $\gamma_{s/l}$ son valores de interfases y no hay muchos valores reportados.

En 1869 Dupré, utilizando la ecuación de Young y con lo desarrollado en la termodinámica de superficies para el trabajo de adhesión (w_{sla}), desarrolló la ecuación 4.6 (ecuación de Young – Dupré), la cual está en función de parámetros que se pueden medir experimentalmente. En algunos textos, a la fase aire en la expresión general de Young y de Dupré, se le sustituye por vapor.

$$w_{sla} = \gamma_{l/a} [1 + \cos\theta] \tag{4.6}$$

Si el ángulo de contacto es mayor de 90°, se dice que el líquido “no mojará al sólido”; en tal caso, la gota de líquido tiende a moverse con facilidad sobre la

superficie y no entrará por capilaridad a los poros. Por otra parte, se considera que un líquido moja un sólido únicamente si el ángulo de contacto θ , es cero, valor que es una limitante en el sentido geométrico, esta aseveración es para indicar que el líquido está totalmente esparcido o extendido sobre la superficie.

Las superficies tienen heterogeneidades debidas a impurezas o a que son sólidos policristalinos; en este caso se habla de un ángulo de contacto aparente θ' , para una superficie compuesta, denominada así porque se compone de la fracción f_1 con ángulo de contacto θ_1 y la fracción f_2 con ángulo de contacto θ_2 . Estas variables están relacionadas con la ecuación 4.7.

$$\gamma_{l/a} \cos \theta' = f_1 [\gamma_{s1/v} - \gamma_{s1/l}] + f_2 [\gamma_{s2/v} - \gamma_{s2/l}] \quad \mathbf{4.7}$$

La ecuación 4.7 es conocida como la ecuación de Cassie y se escribe en forma más general como:

$$\cos \theta' = f_1 \cos \theta_1 + f_2 \cos \theta_2 \quad \mathbf{4.8}$$

Muchos de los investigadores comentan que la heterogeneidad de las superficies causa estado de equilibrio metaestable, permitiendo así que se obtengan numerosos ángulos de contacto. Esta observación es muy importante porque indica que se debe tener cuidado de describir lo más exactamente posible la forma en que se realizó la medición del ángulo de contacto "aparente θ' " en una superficie, en virtud de que se está trabajando con superficies policristalinas y cada especie cristalina tiene un ángulo de contacto diferente.

4.2.2.- Histéresis del ángulo de contacto

Un segundo factor es el valor del ángulo de contacto, el cual depende de si el líquido avanza sobre una superficie sólida o retrocede por ella (en general el valor es mucho mayor cuando el líquido avanza que cuando retrocede), en este caso se dice que el ángulo de contacto presenta histéresis, la cual es estimada por la diferencia entre los ángulos de contacto medidos en avance y en retroceso.

Una explicación de este fenómeno de histéresis es que el trabajo de adherencia entre el líquido y la superficie sólida es diferente si estuvo seca o si estuvo mojada previamente, debido a que el líquido es adsorbido en la superficie del sólido en la cual penetra hasta cierta distancia y que esta adsorción aumenta en vez de reducir la tensión superficial de la superficie sólido/aire.

Por los datos de que se disponen, parece evidente que cuanto más seca está la superficie tanto menor es la histéresis del ángulo de contacto. Un ángulo de contacto de poca adherencia entre el líquido y el sólido, se debe a la presencia de alguna película que impide al líquido adherirse bien al sólido; después del contacto con el líquido, esta película se elimina parcial o totalmente, y ahora el contacto entre el líquido y el sólido es más complejo y el trabajo de adherencia aumenta, con la consiguiente disminución del ángulo de retroceso.

En la **Figura 4.5**, se muestra un ejemplo de la variabilidad de un ángulo de contacto cuando presenta histéresis, en una placa de vidrio se extiende una traza de Titanio (TiO_2) a su vez colocando cantidades variables de un surfactante para recubrirlo.

Cualitativamente se observa que el ángulo de avance está determinado por la porción de superficie de menor rugosidad y heterogeneidad química, mientras que el agua se adhiere y el ángulo de retroceso está influenciado por la porción de superficie de mayor rugosidad y heterogeneidad química.

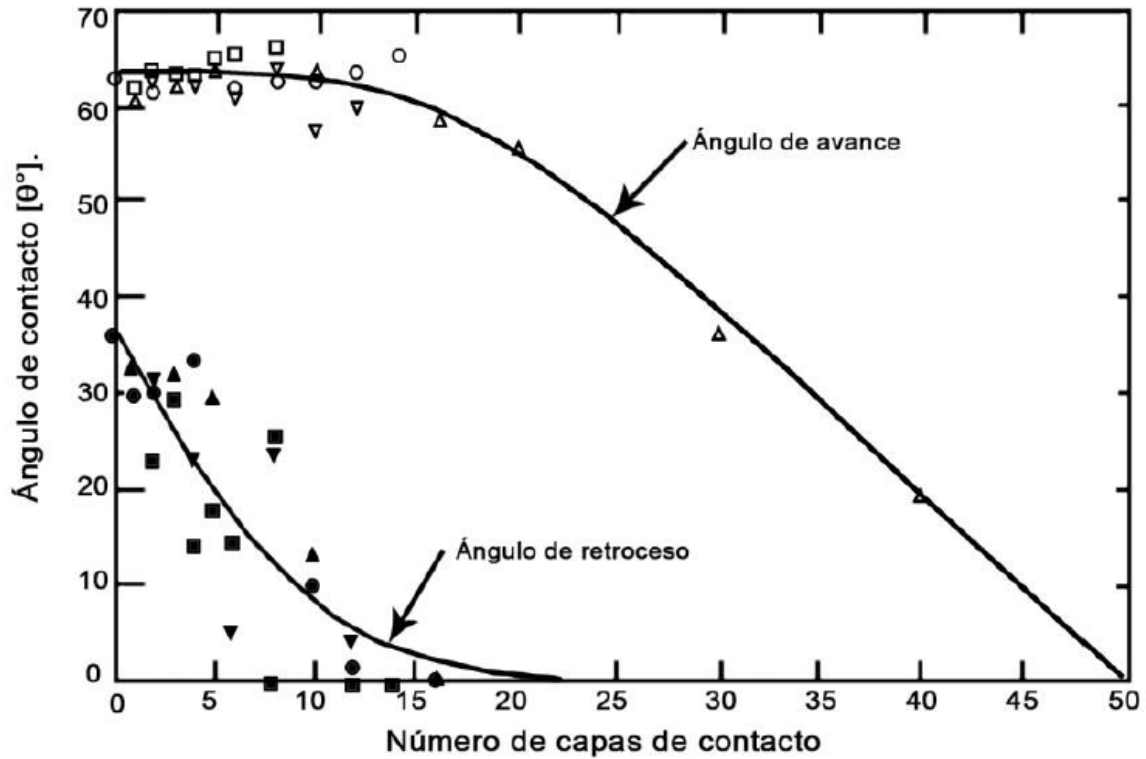


Fig. 4.5.- Ángulo de contacto de agua sobre vidrio recubierto con Titanio, después de tratar la superficie con Trimetiloctadecilcloruro de Amonio en función del número de tratamientos de recubrimiento con PolidibutilTitanato al 1.1%

4.3.- Influencia de la Mojabilidad en el espacio poroso

La variación de la mojabilidad afecta las mediciones de las propiedades de la roca, lo cual puede ser comprobado mediante un análisis de núcleos. De manera que un factor muy importante a tenerse en cuenta con relación al sistema roca/fluido, son las propiedades de la formación, únicamente si la preferencia de mojabilidad en la muestra es la misma que la de la formación.

4.3.1.- Influencia de la mojabilidad sobre la presión capilar

Anteriormente se definió que la presión capilar en los medios porosos, es la diferencia de presión que existe a través de la interfase que separa a dos fluidos inmiscibles, uno de los cuales moja preferencialmente la superficie de la roca. En el laboratorio se mide la presión capilar, como la presión necesaria para aplicarla al fluido desplazante para desplazar al fluido que satura al medio poroso.

Hay dos tipos básicos de procesos de presión capilar: drene e imbibición (**Figura 4.6**). En un proceso de drene el fluido no mojante desplaza al fluido mojante, mientras que el proceso inverso ocurre para la imbibición. Generalmente, hay un proceso de histéresis en la presión capilar cuando la saturación del fluido está variando, haciendo diferentes a las curvas de drene e imbibición. Para establecer una curva de presión capilar de drene, la saturación de la fase mojante es reducida de su máximo valor hasta la mínima, conocida como irreductible al incrementarse la presión capilar por etapas desde cero hasta un máximo valor positivo.

Para generar una curva de presión capilar de imbibición, la saturación de la fase mojante se incrementa. Es importante notar que hay dos diferentes porciones de la curva de presión capilar de imbibición. La primera es la curva de imbibición espontánea, la cual es determinada inmediatamente después de medir la presión capilar de drene.

La presión capilar se reduce a cero, permitiendo a la fase mojante embeberse; la segunda porción es la curva de imbibición forzada, donde la presión capilar es disminuida desde cero hasta un valor negativo.

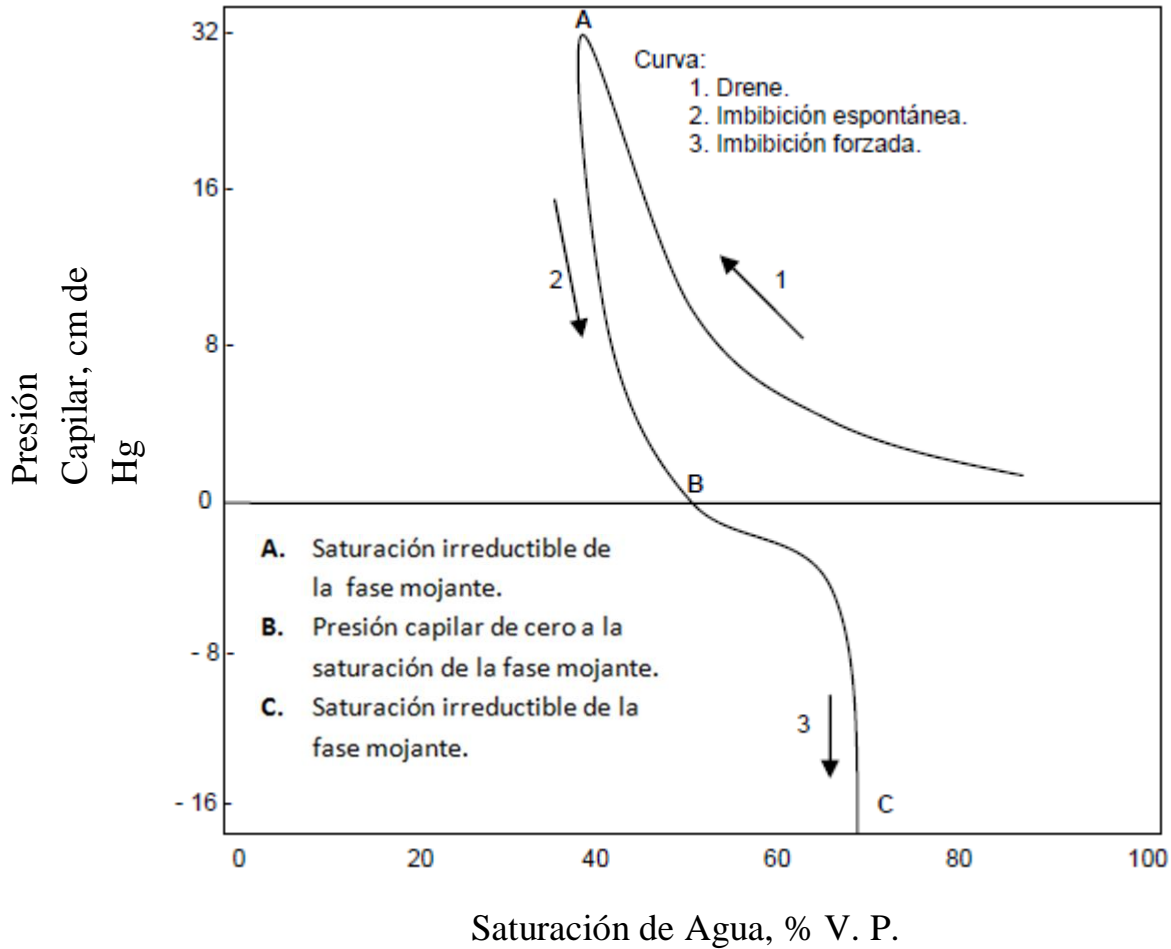


Fig. 4.6.- Comportamiento de las curvas de presión capilar para un sistema mojado por agua.

- Curva 1

La presión capilar por drenaje (curva 1) es medida por un aumento gradual de la presión capilar, lo cual reduce la saturación de la fase mojante, en este caso el agua. El proceso de drene se lleva a cabo cuando el fluido no mojante invade el medio poroso desplazando al fluido que moja.

- Curva 2

Es la curva de presión capilar por imbibición espontánea, en donde la presión capilar disminuye hasta 0, mientras aumenta la saturación de la fase mojante.

- Curva 3

Es la presión capilar por imbibición forzada, la cual se obtiene disminuyendo la presión capilar desde 0 hasta un valor negativo relativamente alto alcanzándose así la saturación irreducible de la fase no mojante (aceite) en el momento que esta fase pierda su continuidad.

Cuando el aceite es el fluido mojante, las funciones del aceite y del agua son contrarias a las que cumplen en el caso de mojado por agua, en la **Figura 4.7** se observa que las curvas son graficadas versus saturación de aceite y con presiones capilares hacia arriba para tomar en cuenta la diferencia de mojabilidad y observar las similitudes de las características durante el drenaje y durante la imbibición.

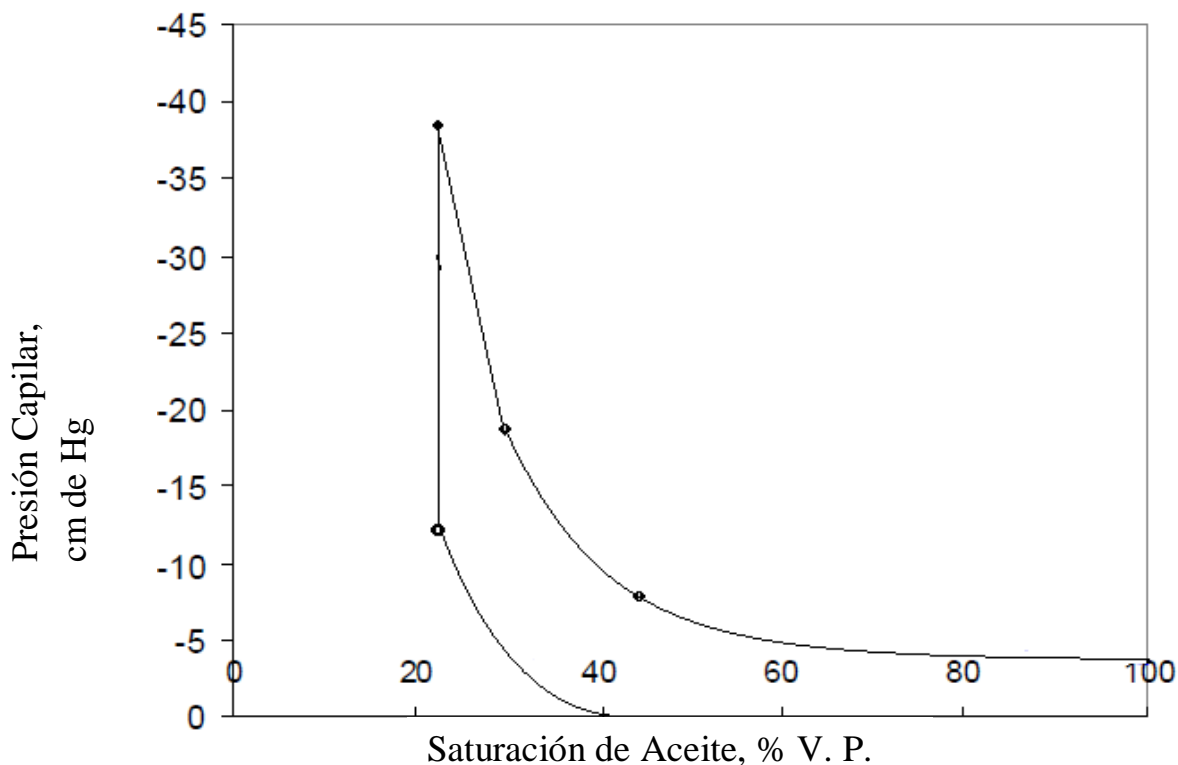


Fig. 4.7.- Comportamiento de la curva de presión capilar en sistemas mojados por aceite.

El área bajo la curva de presión capilar por drenaje se reduce a medida que el sistema roca/aceite/salmuera llega a ser mojado neutralmente. Esto ocurre porque se disminuye la preferencia de la roca por la fase mojante y se reduce el trabajo necesario en el drenaje.

Los experimentos sobre los efectos de la mojabilidad en sistemas de mojabilidad uniforme, han demostrado que la presión capilar por drenaje es insensible a variaciones de mojabilidad cuando el ángulo de contacto es menor de 50°. Esto se ha demostrado en mediciones con núcleos de teflón mojados uniformemente y por el uso de mediciones de presión capilar con mercurio en muestras de yacimientos. Similarmente, la curva de presión capilar por imbibición natural (presión capilar positiva) medida en un núcleo mojado uniformemente es insensible a la mojabilidad cuando el ángulo de contacto es menor de 20° grados. Esta insensibilidad es el resultado de los efectos de la geometría porosa y de las superficies extremadamente rugosas del medio poroso, las cuales hacen que el ángulo de contacto tienda a un valor de cero.

En las mediciones de presión capilar sobre paquetes de arena con mojabilidad fraccional, se concluye que mientras se aumenta la fracción de los granos mojados por aceite, entonces se disminuye el área bajo la curva de drenaje, lo que indica que el desplazamiento del agua por aceite es más fácil.

4.3.2.- Influencia de la mojabilidad sobre la permeabilidad relativa

La permeabilidad relativa es una medición directa de la facilidad del sistema poroso para conducir un fluido cuando más fluidos están presentes. Estas propiedades de flujo son el efecto combinado de la geometría del poro, mojabilidad, distribución de los fluidos y el comportamiento de la presión capilar en función de la saturación del fluido mojante. La mojabilidad afecta a la permeabilidad relativa ya que es el principal factor en el control de la localización, flujo y distribución espacial de los fluidos en el núcleo.

Considerando una roca fuertemente mojada por agua a una S_{wi} , el agua, que es la fase mojanante, ocupará los poros pequeños y formará una delgada película sobre la superficie de los granos. El aceite, que es la fase no mojanante, ocupará el centro de los poros más grandes. Esta distribución de fluidos ocurre debido a que es energéticamente más favorable. Cualquier aceite ubicado en los poros pequeños será desplazado al centro de los poros más grandes mediante la imbibición espontánea, debido a esto disminuirá la energía del sistema.

Durante un desplazamiento por agua de un sistema mojado por agua, el agua se mueve a través del medio poroso como un frente bastante uniforme. El agua inyectada tenderá a embeberse dentro de cualquier poro de tamaño pequeño a medio, moviendo al aceite a los poros más grandes donde es fácilmente desplazado. Solamente el aceite es movido a la cabeza del frente. En la zona frontal, cada uno de los fluidos se mueve a través de su propia red de poros, pero con algo de fluido mojanante localizado en cada poro. En esta zona, donde el aceite y el agua están fluyendo, una porción de aceite existe en canales continuos, mientras que el aceite remanente es atrapado en glóbulos discontinuos.

En una roca fuertemente mojada por aceite, la roca está preferentemente en contacto con el aceite, y la localización de los dos fluidos es inversa al caso de la roca mojada por agua. El aceite generalmente se encontrará en los poros pequeños y como una delgada película sobre la superficie de los granos, mientras que el agua se localizará en el centro de los poros más grandes. La saturación de agua intersticial aparecerá localizada como gotas en el centro del espacio poroso en algunos yacimientos fuertemente mojados por aceite. Un desplazamiento por agua en un sistema fuertemente mojado por aceite, será menos eficiente que en una roca fuertemente mojada por agua. Cuando el desplazamiento por agua es iniciado, el agua formará canales continuos o "dedos" a través del centro de los poros más grandes, empujando al aceite a la cabeza. El aceite es dejado en los poros más pequeños. El aceite remanente se encontrará como;

- 1) Llenando los poros más pequeños.
- 2) Como una película continua sobre la superficie de los granos.
- 3) Como porciones grandes de aceite atrapado y rodeado por agua.

Ya que la permeabilidad relativa es una función del comportamiento de la presión capilar versus la saturación del fluido mojante, la histéresis es generalmente observada en las curvas de permeabilidad relativa cuando se comparan al aumentar y disminuir la saturación del fluido mojante. La imbibición es regularmente utilizada para referirse al flujo que resulta al incrementar la saturación del fluido mojante mientras que el drene se refiere al flujo cuando disminuye la saturación de la fase mojante. Por ejemplo, el desplazamiento por agua en una roca mojada por agua es un proceso de imbibición, mientras que el desplazamiento por agua en una roca mojada por aceite es un proceso de drene.

Craig presentó varias reglas prácticas, mostradas en la **Tabla 4.2** la cual indica la diferencia en las características de la permeabilidad relativa de núcleos fuertemente mojados por agua y fuertemente mojados por aceite. Estas reglas son demostradas en la **Figura 4.8**, tomadas de Craig, las cuales muestran ejemplos de permeabilidad relativa en sistemas fuertemente mojados por agua y por aceite.

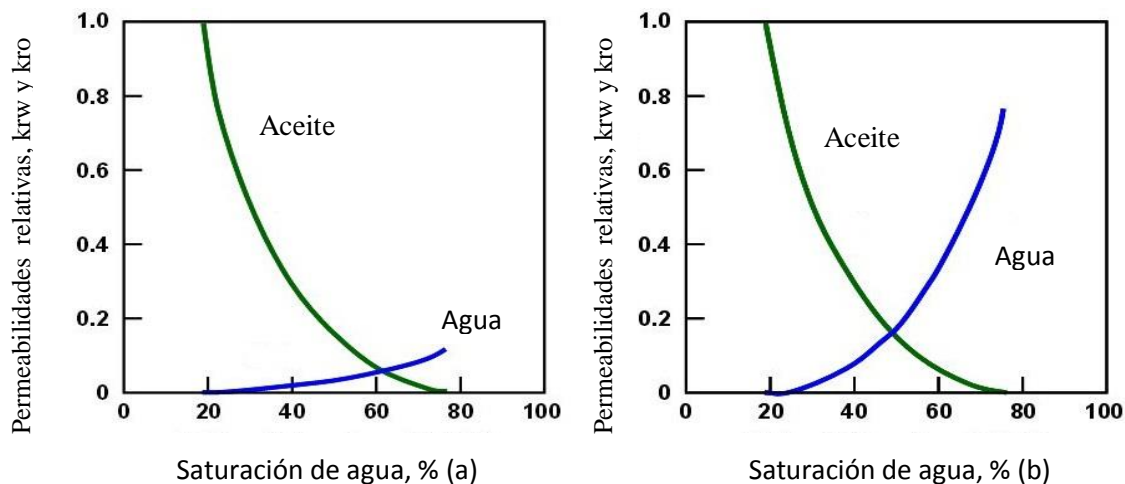


Fig. 4.8.- Curvas de permeabilidad relativa agua/aceite basadas sobre la permeabilidad efectiva al aceite a la saturación de agua irreductible; (a) roca fuertemente mojada por agua, (b) roca fuertemente mojada por aceite.

La permeabilidad efectiva (y relativa) a un fluido es una función de la movilidad de esa fase a una saturación dada. Es decir, la movilidad es una función de las propiedades mojantes y del área promedio de la sección transversal de los canales de flujo. El fluido mojante tiene una baja movilidad comparado con el fluido no mojante, debido a que el fluido mojante está localizado junto a la pared de los poros, mientras que el fluido no mojante está localizado en el centro de los poros.

Tabla 4.2.- Reglas prácticas de Craig para determinar la mojabilidad con base en las permeabilidades relativas.

	Mojado por agua	Mojado por aceite
S_{wi}	Usualmente mayor que 20 a 25% P. V.	Generalmente menor que 15% P. V. Frecuentemente menor de 10%
Saturación a la cual las permeabilidades relativas al aceite y al agua son iguales.	Mayor del 50% de saturación de agua.	Menor del 50% de saturación de agua.
Permeabilidad relativa al agua a la máxima saturación de agua, con base a la permeabilidad efectiva al aceite.	Generalmente menor del 30%	Mayor del 50%

La regla final de Craig fue que la saturación de agua irreductible era menor del 15% en un sistema mojado por aceite y mayor al 20-25% en un sistema mojado por agua. Para una roca mojada por agua, la saturación de agua irreductible llena los poros pequeños y forma una delgada película sobre la superficie de la roca; por lo tanto, la saturación de agua es relativamente alta. Por otro lado, la saturación de agua irreductible en algunas rocas fuertemente mojadas por aceite se encuentra como gotas dispersas en el centro de los poros más grandes. Debido a que no hay requerimientos de que

el agua cubra la superficie de los granos, la saturación de agua irreductible usualmente es mucho menor. Adicionalmente, la saturación de agua irreductible es también una función de la permeabilidad y la estructura del poro, particularmente para rocas fuertemente mojadas por agua.

Las reglas prácticas de Craig dan una buena indicación de la mojabilidad de la roca, pero hay excepciones. Una razón es que la permeabilidad relativa es también dependiente de la saturación inicial y la geometría del poro. Caudle y colaboradores encontraron que las curvas de permeabilidad relativa medidas en una arena mojada por agua fueron dependientes de la saturación inicial de agua. Disminuyendo la saturación inicial de agua cambiaba la localización y forma de la curva. Craig estableció que la saturación inicial de agua influye fuertemente en las curvas de permeabilidad relativa en rocas fuertemente mojadas por agua, pero tiene poco efecto en las curvas de permeabilidades relativas en rocas mojadas por aceite cuando la saturación de agua congénita sea menor del 20%.

La geometría del poro puede tener también un fuerte efecto sobre la medición de las curvas de permeabilidad relativa, incluyendo factores como el punto de cruce. Morgan y Gordon midieron las permeabilidades relativas en núcleos limpios y mojados por agua, encontrando significativas diferencias en rocas con poros grandes y bien interconectados comparados con rocas que contenían mayor cantidad de poros más pequeños y menos comunicados. En estos núcleos mojados por agua, los poros pequeños están llenos con agua, la cual incrementa la S_{wi} , pero contribuye muy poco al flujo de agua. Cuando se comparan dos muestras con la misma permeabilidad absoluta, la roca que contiene mayor cantidad de poros (pero más pequeños) tiene una mayor S_{wi} y el punto de cruce de las curvas de permeabilidad relativa ocurre a una mayor saturación de agua. Hay otros factores que pueden tener influencia sobre las curvas de permeabilidad relativa, por lo que es preferible hacer mediciones independientes de mojabilidad más que solo confiar en las reglas prácticas de Craig para evaluar la mojabilidad.

4.4.- Distribución de fluidos de los poros

La distribución de fluidos en el sistema poroso de un yacimiento es función de la saturación de los fluidos y de las características de mojabilidad de la roca. En general, en un sistema de mojabilidad uniforme en equilibrio y considerando una saturación suficientemente alta del fluido mojante, la distribución de los fluidos en los poros será así: el fluido mojante tiende a ocupar los capilares de menor diámetro y, en consecuencia, la fase mojante será difícil de movilizar a través del medio poroso. De esta manera estará en contacto con la superficie de la roca. De una forma contraria el fluido no mojante tiende a ocupar los capilares de mayor diámetro y, generalmente, se ubica en el centro de los mismos (ver **Figura 4.9**), en consecuencia, la fase no mojante es más móvil.

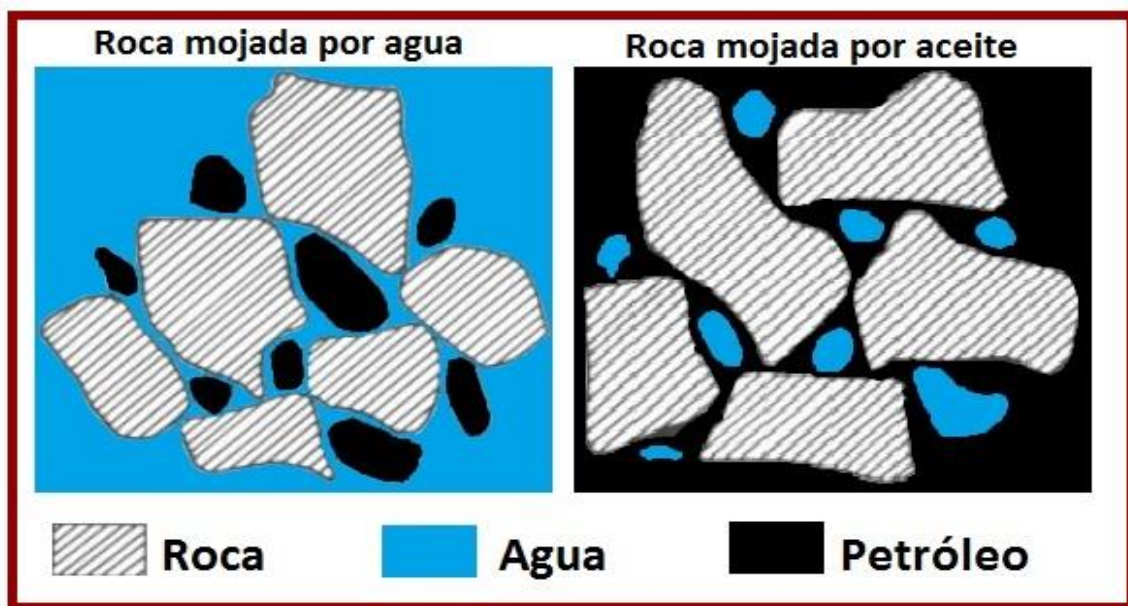


Fig. 4.9.- Distribución de fluidos en un sistema poroso mojado por agua y en uno mojado por aceite.

El fluido mojante, a una baja saturación, presentará una baja movilidad debido a la adhesión que tiene en la superficie de la roca, mientras que el fluido no mojante que ocupa el resto de los poros tendrá una mayor movilidad debido a su ubicación más favorable que le permite fluir con mayor facilidad sobre la película mojante.

Síntesis de la mojabilidad relacionada a las propiedades eléctricas de las rocas.

Los yacimientos petroleros se rigen de diversos grados de mojabilidad, debido a la composición mineralógica de las rocas de yacimiento, la presión, la temperatura, la composición química del aceite y del agua incluyendo su composición iónica y su pH. En un yacimiento de hidrocarburos es importante entender el concepto de la mojabilidad, ya que al modificar este parámetro se altera el comportamiento del yacimiento (al alterar sus propiedades físicas, químicas y termodinámicas). Los cambios en la mojabilidad de la roca han demostrado que afecta la presión capilar, permeabilidad de la roca, saturación de agua irreductible, saturación de aceite residual, así como las propiedades eléctricas.

La determinación de la resistividad eléctrica del medio poroso depende en gran parte de la mojabilidad y de la historia de saturación debido a que estos factores controlan la localización y distribución de los fluidos.

Para obtener datos de resistividades de la roca se utilizan registros de resistividades, los cuales utilizan un trayecto eléctrico continuo a través de las rocas, debido a la fase agua. En una formación mojable por aceite, el agua puede no ser continua. Esto afecta en el exponente de saturación (n) de la ecuación de Archie, que relaciona la saturación con la resistividad.

Otro aspecto importante que se debe mencionar es cómo la mojabilidad afecta la respuesta dieléctrica de la roca, ya que el agua posee una permitividad eléctrica relativa alta y el aceite tiene una permitividad eléctrica relativa baja, por lo que se esperan diferencias considerables en el espectro dieléctrico de rocas con diferente mojabilidad.

Capítulo 5:

Resistividad o Conductividad Eléctrica en las Rocas de los Yacimientos Petroleros

5.- RESISTIVIDAD O CONDUCTIVIDAD ELECTRICA EN LAS ROCAS DE LOS YACIMIENTOS PETROLEROS

Introducción

La magnitud de la resistividad eléctrica de un medio poroso depende, en gran parte, de la mojabilidad, del grado de saturación de fluidos y de la historia de esta saturación, debido a que estos factores controlan la localización y la distribución de los fluidos.

En un sistema roca/aceite/agua, el único conductor de la corriente eléctrica es el agua, por lo tanto, la resistividad eléctrica del núcleo es una función de su geometría externa e internamente de la longitud y del área de la sección transversal de los caminos por donde existe el agua a través del medio poroso.

Una alta resistividad en un medio poroso se debe a que los caminos por donde fluye la corriente eléctrica son largos y tienen áreas de sección transversal pequeñas. Además, la presencia de la roca misma y de altas saturaciones de hidrocarburos ayuda a incrementar la resistividad eléctrica del sistema.

En una roca mojada por agua, la salmuera ocupa los poros más pequeños y forma una película continua sobre toda la superficie de los sólidos, en cambio, en una roca mojada por aceite, la salmuera se localiza en el centro de los poros más grandes, alejada de los sólidos. Esta diferencia en la distribución de la salmuera, causada por la mojabilidad, llega a ser muy importante sobre todo a medida que se disminuye la saturación de la salmuera.

En una roca mojada por agua, la salmuera se mantiene en fase continua y se tiene una cierta resistividad, pero aumenta la resistividad de la roca al disminuir la saturación de salmuera porque se reduce el área transversal por donde se conduce el flujo eléctrico sin perder la continuidad del fluido

conductor, y en una roca mojada por aceite, una parte de la salmuera pierde continuidad eléctrica al disminuir su saturación, de manera que la resistividad aumenta, en este caso, más rápidamente.

5.1.- Parámetros eléctricos

En el laboratorio se determinan parámetros eléctricos tales como el exponente de saturación de Archie y el factor de resistividad de la formación, los cuales junto con los datos de resistividad obtenidos de los registros de pozos juegan un papel importante en el cálculo de la saturación de hidrocarburos de una formación. En la **Tabla 5.1** se muestran los parámetros eléctricos relacionados a la saturación de agua de la formación. Relacionados a partir de la ecuación de Archie (**5.3**).

$$R_o = F_R * R_w \quad \mathbf{5.1}$$

donde:

$$F_R = \frac{a}{\phi^m}$$

$$S_w^{-n} = \frac{R_t}{R_o} = I_R \quad \mathbf{5.2}$$

Combinando la ecuación **5.1** y **5.2** y sustituyendo F_R , se obtiene la ecuación **5.3**

$$S_w^n = \frac{R_o}{R_t} = \frac{F_R * R_w}{R_t} = \frac{a}{\phi^m} * \frac{R_w}{R_t}$$

Finalmente queda;

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{a}{\phi^m} * \frac{R_w}{R_t}} \quad \mathbf{5.3}$$

Tabla 5.1. Parámetros eléctricos que se miden en el laboratorio.

Parámetros		Unidades
R_w	Resistividad del agua de formación	Ohm-metro
R_o	Resistividad de la formación saturada 100% con salmuera	Ohm-metro
R_t	Resistividad de la formación con $S_w < 100\%$	Ohm-metro
$F_R = \frac{R_o}{R_w}$	Factor de resistividad de la formación	Adimensional
$I_R = \frac{R_t}{R_o}$	Índice de resistividad	Adimensional
a	Factor de la tortuosidad	Adimensional
m	Exponente de cementación	Adimensional
n	Exponente de saturación	Adimensional

Resistividad del agua de formación, R_w

La resistencia de una salmuera r_w , en un recipiente de longitud L que tiene una sección transversal de área A al flujo de la electricidad, es determinada midiendo el voltaje generado E, en volts, a través del líquido generado por la cantidad de corriente I, en Amperes, que se aplicó.

De acuerdo a la ley de Ohm la resistencia r_w es igual a:

$$r_w = \frac{E}{I} \quad 5.4$$

Por lo que la resistividad de la salmuera es:

$$R_w = \frac{E A}{I L} = r_w \frac{A}{L} \quad 5.5$$

La resistividad del agua de formación, R_w , se debe a varios factores como son: la salinidad del agua, la temperatura y la presión de la formación.

Resistividad de la formación saturada 100% con salmuera,

R_o .

Considerando un bloque de roca porosa (arena limpia) con longitud L y sección transversal constante A y 100% saturado con salmuera, al aplicarle una corriente eléctrica I se presentará una caída de potencial E en la longitud L , por lo que la resistividad de la arena 100% saturada de salmuera es:

$$R_o = \frac{E A}{I L} = r_o \frac{A}{L} \quad 5.6$$

La resistividad de una formación 100% saturada con salmuera es proporcional a la resistividad del fluido con la que está saturada, la constante de proporcionalidad se conoce como factor de resistividad de la formación o como factor de formación. En la **Figura 5.1** se muestra una formación saturada 100% con salmuera, la resistividad del agua de formación, R_w , es baja, debido a que el agua salina es capaz de conducir la corriente eléctrica. La resistividad de la formación por lo tanto dependerá de R_w y de algunos otros factores, como el factor de resistividad de la formación.

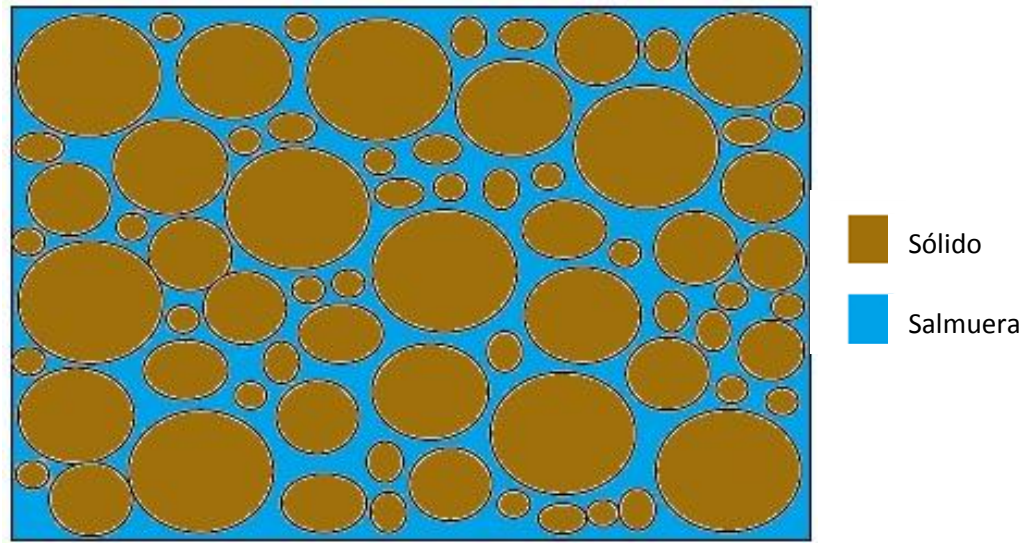


Fig. 5.1.- Medio poroso 100 % saturado con salmuera cuya resistividad es R_o .

En la **Figura 5.2** se muestra el comportamiento de la resistividad de la formación 100% saturada con agua salada, R_o , en función de la porosidad.

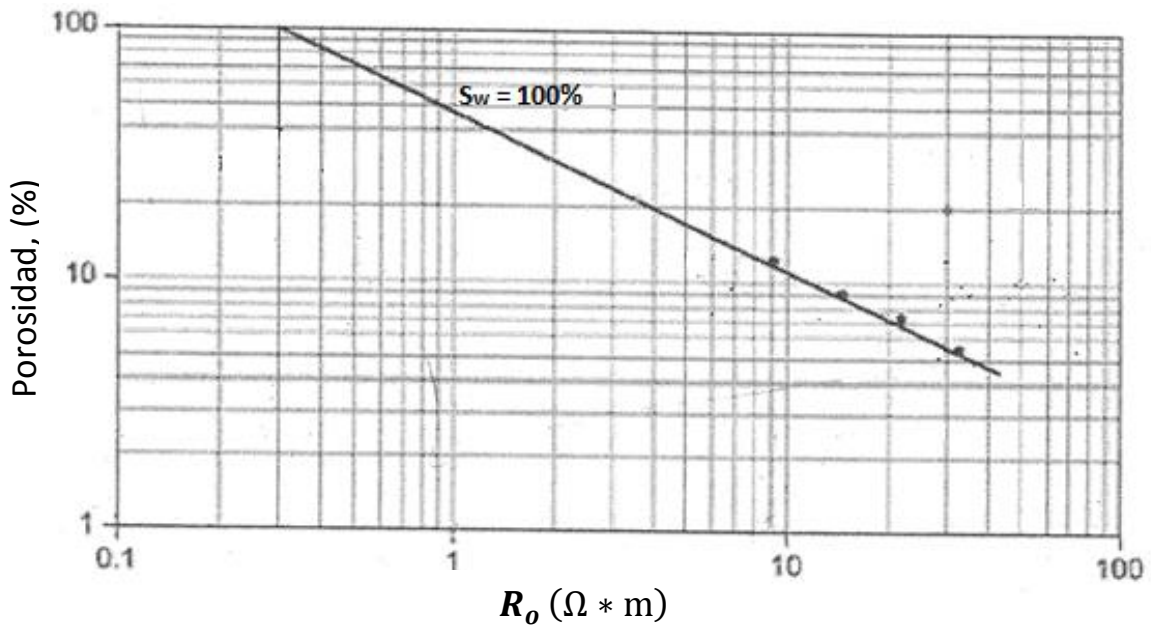


Fig. 5.2.- Gráfico logarítmico que reproduce una línea recta con pendiente $-1/m$, siendo m el factor de cementación, para zonas saturadas de agua 100%.

Resistividad de la formación con $S_w < 100\%$, R_t .

Cuando un medio poroso se encuentra saturado con dos fluidos (agua y aceite) o sea $S_w < 100\%$ (ver **Figura 5.3**), la resistividad de la roca es función de la magnitud y geometría del espacio poroso y de los fluidos contenidos. Esta resistividad para $S_w < 100\%$ también es llamada resistividad verdadera de la formación en interpretaciones de registros geofísicos de pozos.

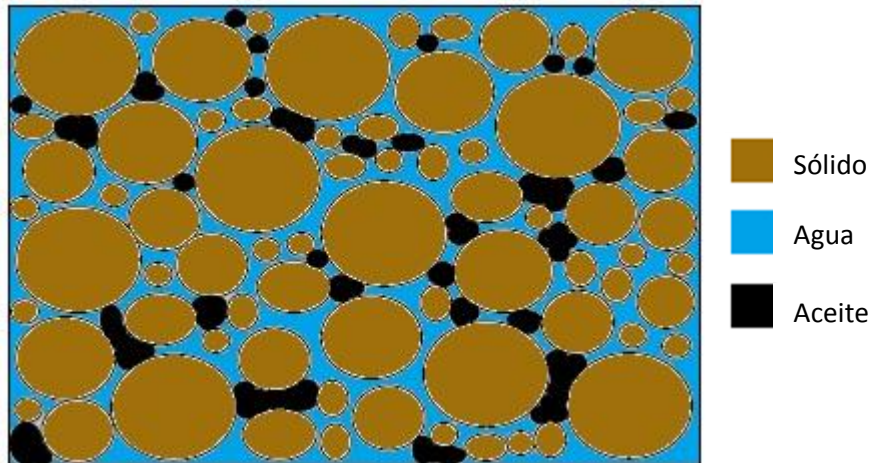


Fig. 5.3.- Medio poroso con saturación de agua menor a 100%.

Factor de resistividad de la formación, F_R .

Archie relacionó R_o y R_w y lo definió como el factor de resistividad de la formación.

$$F_R = \frac{R_o}{R_w} \quad 5.7$$

Los cambios en el factor de resistividad de la formación (F_R) ocurrirán sólo con cambios en la resistividad total de la formación (R_o). La única forma en la cual R_o puede cambiar en una formación de R_w constante es por el cambio en la cantidad de fluido disponible para conducir corriente eléctrica. Esto va acompañado de cambios en porosidad, conforme la porosidad disminuye, la cantidad de agua disponible para conducir la corriente eléctrica disminuye también, resultando un incremento en la resistividad de la formación. Por lo

que, el factor de resistividad de la formación (F_R) es inversamente proporcional a la porosidad.

$$F_R = \frac{1}{\phi} \quad \mathbf{5.8}$$

El factor de formación es esencialmente constante para arenas y calizas limpias. Para arenas arcillosas el factor de resistividad de la formación varía; por ejemplo, para un tipo de salmuera saturando la roca, F_R disminuye conforme la cantidad de arcillas en la formación se incrementa y por lo tanto la resistividad de la formación saturada 100 % con salmuera disminuye debido a que el agua ligada a la arcilla actúa como un conductor. Este efecto depende del tipo, cantidad y de la distribución de la arcilla en la roca.

De todos los parámetros medidos por las herramientas de registros geofísicos, la resistividad es esencial debido a que es usada para determinar la saturación del agua, la cual es empleada para calcular el volumen de hidrocarburos.

Índice de resistividad, I_R .

I_R es la relación entre la resistividad de la roca con $S_w < 100\%$ (R_t) y la resistividad de la misma roca saturada 100% con agua (R_o). El índice de resistividad puede ser expresado como;

$$I_R = \frac{R_t}{R_o} \quad \mathbf{5.9}$$

El índice de resistividad se relaciona con la saturación de agua mediante el exponente de saturación, n , y es un componente clave de la ecuación de Archie.

$$I_R = S_w^{-n} \quad \mathbf{5.10}$$

Factor de la tortuosidad, α .

Es la relación de la longitud media de las líneas de flujo que existen en la estructura porosa o espacios interconectados entre la longitud del medio porosos (**Figura 5.4**), que es definido por:

$$\alpha = \frac{L_a}{L} \quad \mathbf{5.11}$$

donde:

α es el factor de tortuosidad

L es la longitud de la muestra

L_a es la longitud real del patrón de flujo de fluidos o de corriente eléctrica dentro de la muestra.

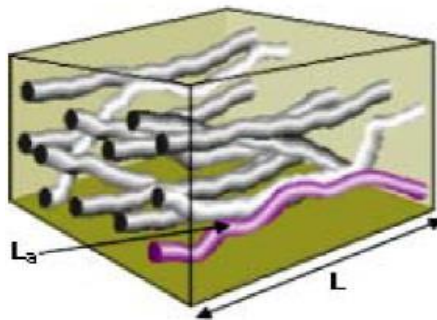


Fig.- 5.4.- Representación esquemática de las líneas de flujo de una roca.

Exponente de cementación, m .

El nivel de cementación de las partículas de arena depende de la naturaleza, cantidad y distribución de los diversos materiales cementantes incluyendo sílice, carbonato de calcio y variedades de arcillas. Las arenas menos cementadas tienen alta porosidad y bajos valores de resistividad. Conforme las arenas están más cementadas, la porosidad decrece y por lo tanto, F_R incrementa. Archie dedujo, de mediciones de laboratorio sobre muestras de roca, una relación entre estas tres variables:

$$F_R = \frac{1}{\phi^m} \quad \mathbf{5.12}$$

El exponente m , el cual es conocido como factor de cementación es una función de la forma y distribución de los poros y puede determinarse de una gráfica log-log del factor de resistividad F_R contra la porosidad ϕ . Dicha gráfica muestra que la relación entre esos parámetros generalmente se aproxima a una línea recta teniendo como pendiente a m , como se muestra en la **Figura 5.5**.

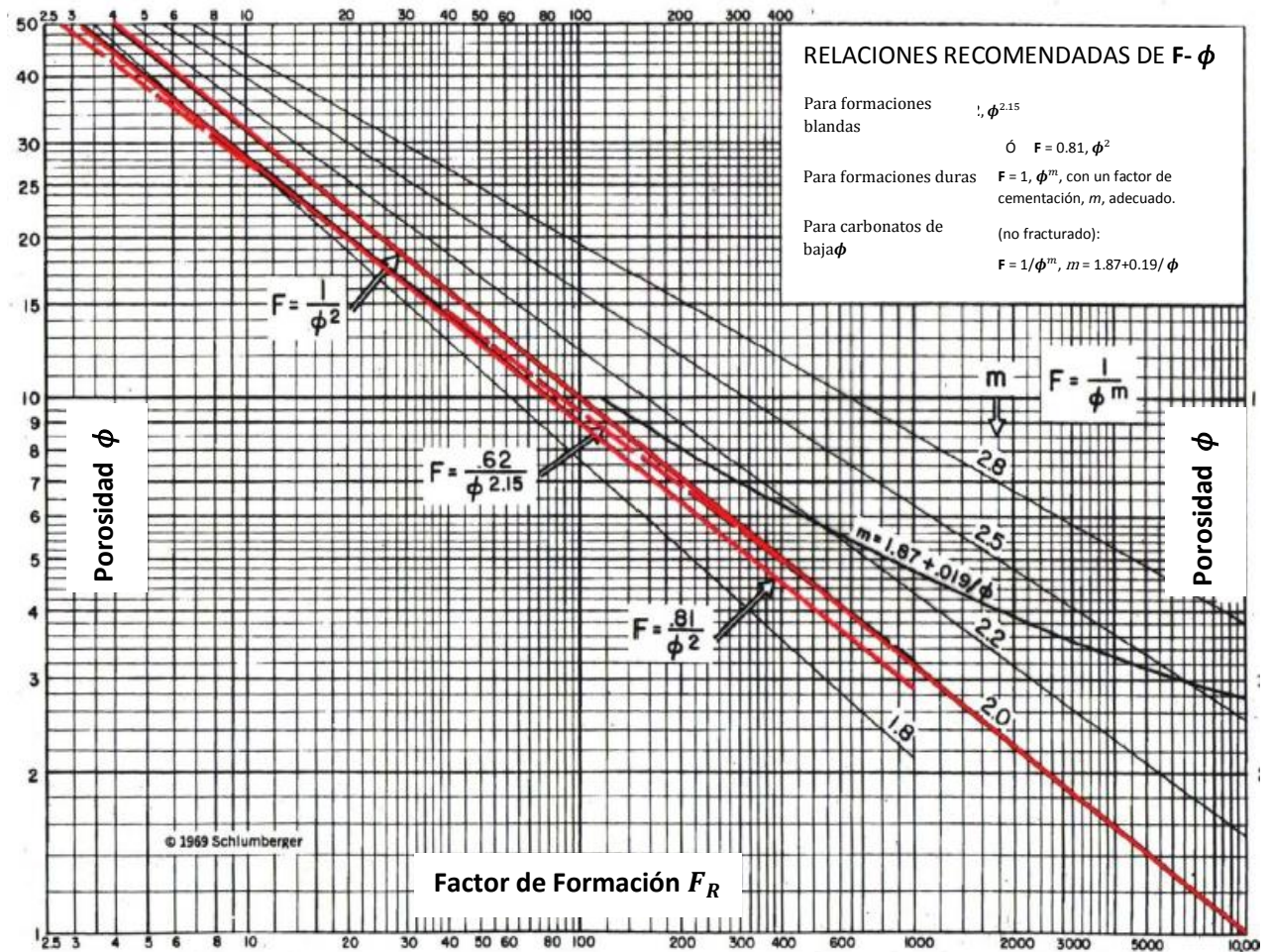


Fig. 5.5.- Gráfica log-log del factor de formación F_R contra la porosidad ϕ que muestra varios valores de m .

El factor de resistividad de la formación, F_R , puede variar con el tipo de yacimiento. Esos cambios son expresados por el factor de tortuosidad (a) y el exponente de cementación (m). Para las calizas del experimento de Archie, los factores de tortuosidad y exponente de cementación fueron siempre constantes ($a=1.0$, $m=2.0$), sin embargo, éste puede no ser el caso para todos los yacimientos. Existe un conjunto de valores para el factor de tortuosidad y el exponente de cementación, dependiendo de la litología y la porosidad. Esos valores habituales se presentan en la **Tabla 5.2**.

Tabla 5.2.- Valores del factor de tortuosidad y del factor de cementación, para diferentes litologías y porosidades.

	CARBONATOS	ARENAS	
		Porosidad > 16% (Humble)	Porosidad < 16% (Tixier)
a	1.0	0.62	0.81
m	2.0	2.15	2.0

Exponente de saturación, n .

El exponente de saturación, n , es determinado experimentalmente saturando una muestra completamente con salmuera y midiendo la resistividad de la roca, R_o . Posteriormente la salmuera es desplazada por etapas con aire, nafta o aceite y la resistividad R_t es medida después de cada desplazamiento. La saturación de agua S_w es determinada midiendo el volumen de agua producida y aplicando una ecuación de balance de materia.

Con los datos anteriores se prepara en una gráfica la relación R_t/R_o contra la saturación de agua en escala logarítmica, en la que se ajusta una línea recta de pendiente $-n$. La **Figura 5.6** muestra la determinación del exponente de saturación, n .

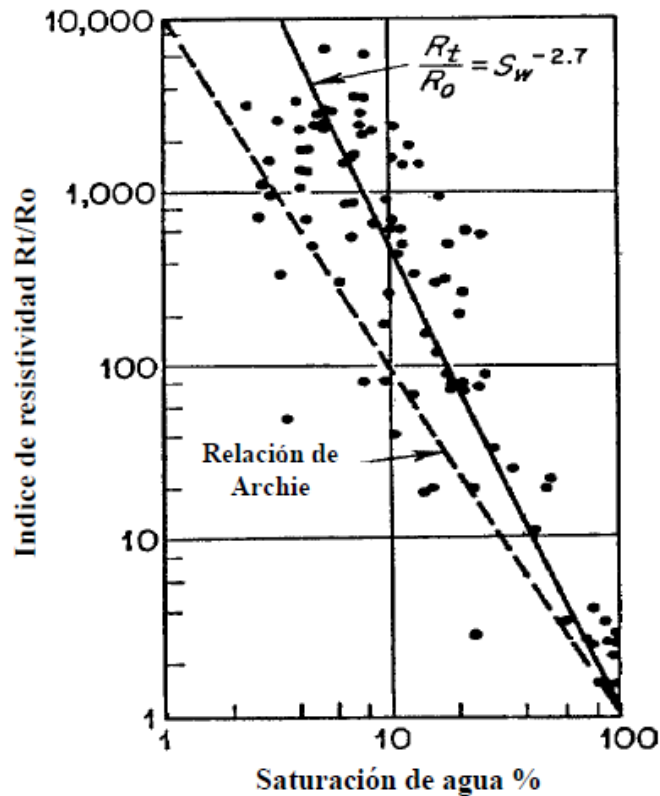


Fig. 5.6.- Gráfica del índice de resistividad vs la saturación de agua, donde la pendiente negativa de las tendencias rectas es $-n$.

En la **Figura 5.7** se muestra el efecto que tiene el exponente de saturación, n , ya que se tienen diferentes saturaciones de agua para un mismo valor de I_R .

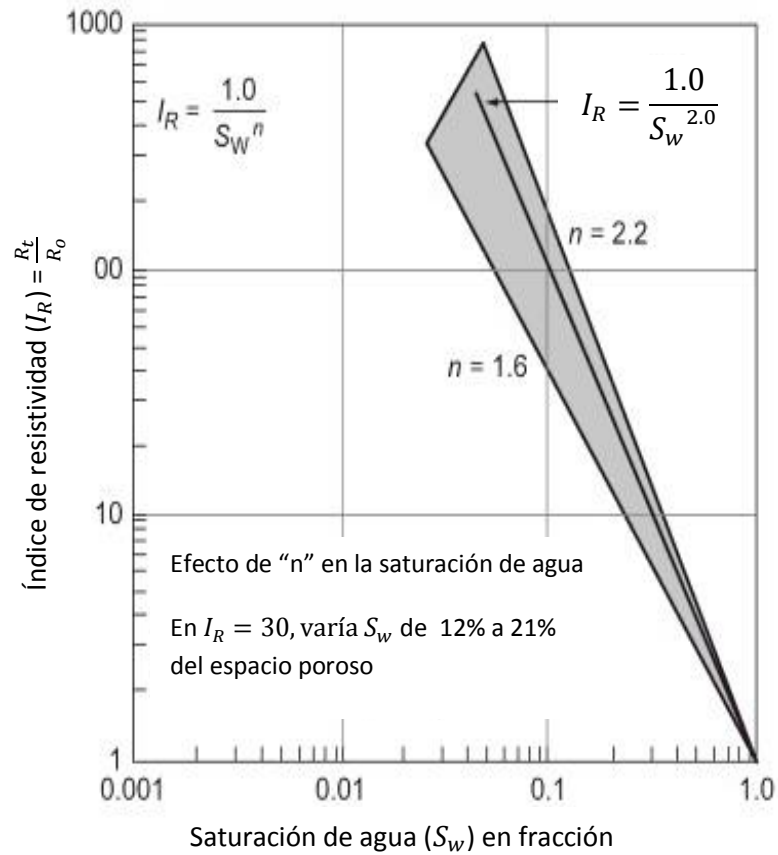


Fig. 5.7.- Índice de resistividad contra la saturación de agua.

5.2.- Efectos de la mojabilidad sobre los parámetros eléctricos de las rocas

Efecto sobre el exponente de saturación de Archie

La saturación de hidrocarburos en una formación generalmente se estima a partir de datos de resistividad tomados de registros de pozos y haciendo uso de la ecuación de Archie para formaciones limpias; o sea, sin arcillas. La ecuación que determinó Archie es:

$$S_w^n = \frac{R_o}{R_t} = \frac{1}{I_R} \quad \mathbf{5.13}$$

donde:

S_w es la saturación de salmuera en el medio poroso, [porcentaje o fracción].

R_o es la resistividad de la formación saturada 100% con salmuera, [Ohm-metro].

R_t es la resistividad del medio poroso con $S_w < 100\%$, [Ohm-metro].

n es el exponente de saturación de Archie, [Adimensional].

I_R es el índice de resistividad, [Adimensional].

El exponente de saturación de Archie, n , es un parámetro que se determina experimentalmente en laboratorio sobre muestras de roca. Generalmente tiene un valor aproximado a 2 para formaciones o núcleos mojados por agua.

Mungan y Moore, señalan que la ecuación de saturación de Archie asume tres suposiciones implícitas:

1. La relación saturación-resistividad es única, o sea que a una determinada saturación de agua siempre será medida solamente una resistividad.
2. El parámetro “n” es constante para cada medio poroso.
3. La salmuera establece el flujo de la corriente eléctrica.

Se ha demostrado que estas suposiciones son válidas solamente cuando, en ambos casos, el yacimiento y la muestra, son fuertemente mojados por agua, debido a que el exponente de Archie, n , depende de la distribución y ubicación de la fase conductora en el medio poroso y, por consiguiente, de la mojabilidad.

Para una S_w , cuando la mojabilidad es alterada, el cambio de distribución de los fluidos (agua y aceite) modifica la longitud y el área transversal de los caminos conductores de la corriente eléctrica a través del núcleo, ocasionando cambios de resistividad. Lo anterior implica que la ecuación de Archie no sea única cuando se altera la mojabilidad, ya que se pueden medir diferentes resistividades a la misma saturación de agua.

Debido a que el exponente de saturación depende de la mojabilidad, el parámetro “n” debe ser medido a las mismas condiciones mojantes del yacimiento, para evitar obtener valores incorrectos de saturación de agua a partir de datos de registros de pozos

En un sistema mojado por agua siempre habrá continuidad de la salmuera o sea de la fase conductora de corriente eléctrica y el valor de n será del orden de 2; sin embargo, en un sistema mojado por aceite cuando se disminuye la saturación de salmuera, se hacen más importantes los efectos de la mojabilidad sobre el exponente de saturación de Archie a causa de que en

tal sistema, se presenta discontinuidad y aislamiento de porciones de salmuera, el aceite que las rodea actúa como aislante evitando que la salmuera aislada continúe sirviendo de conductora de corriente eléctrica.

El valor de n se ve muy afectado por la mojabilidad, o sea por la naturaleza y distribución microscópica de los fluidos en el yacimiento.

Anderson examinó los efectos de mojabilidad en el exponente de saturación y encontró que:

- n es esencialmente independiente de la mojabilidad cuando existe una saturación de agua lo suficientemente alta para formar una película continua sobre la superficie de los granos del medio poroso y, en consecuencia, para proporcionar un camino continuo para un flujo de corriente. Esta continuidad es común en los sistemas mojados con agua, el valor del exponente de saturación (n) en estos sistemas es aproximadamente de 2.
- En el sistema mojado con aceite con saturaciones bajas de agua, se deben esperar valores grandes del exponente de saturación, 10 o superiores.

Los efectos de la mojabilidad en núcleos de carbonato fueron investigados por Sweeney y Jennings. Ellos encontraron que el exponente de saturación fue de 1.6 a 1.9 para núcleos mojados con agua, mientras que los núcleos mojados por aceite muestran dos tipos diferentes de comportamiento como se muestra en la **Figura 5.7**. En algunos núcleos, n era aproximadamente de 8, incluso cuando la saturación de agua era muy alta. En otros núcleos el comportamiento de n , para S_w alta correspondió a casos con mojabilidad neutra y sus valores estuvieron en un rango de $1.5 < n < 2.5$, pero para saturaciones de salmuera bajas del orden de 35%, el valor de n se incrementa rápidamente a 12.

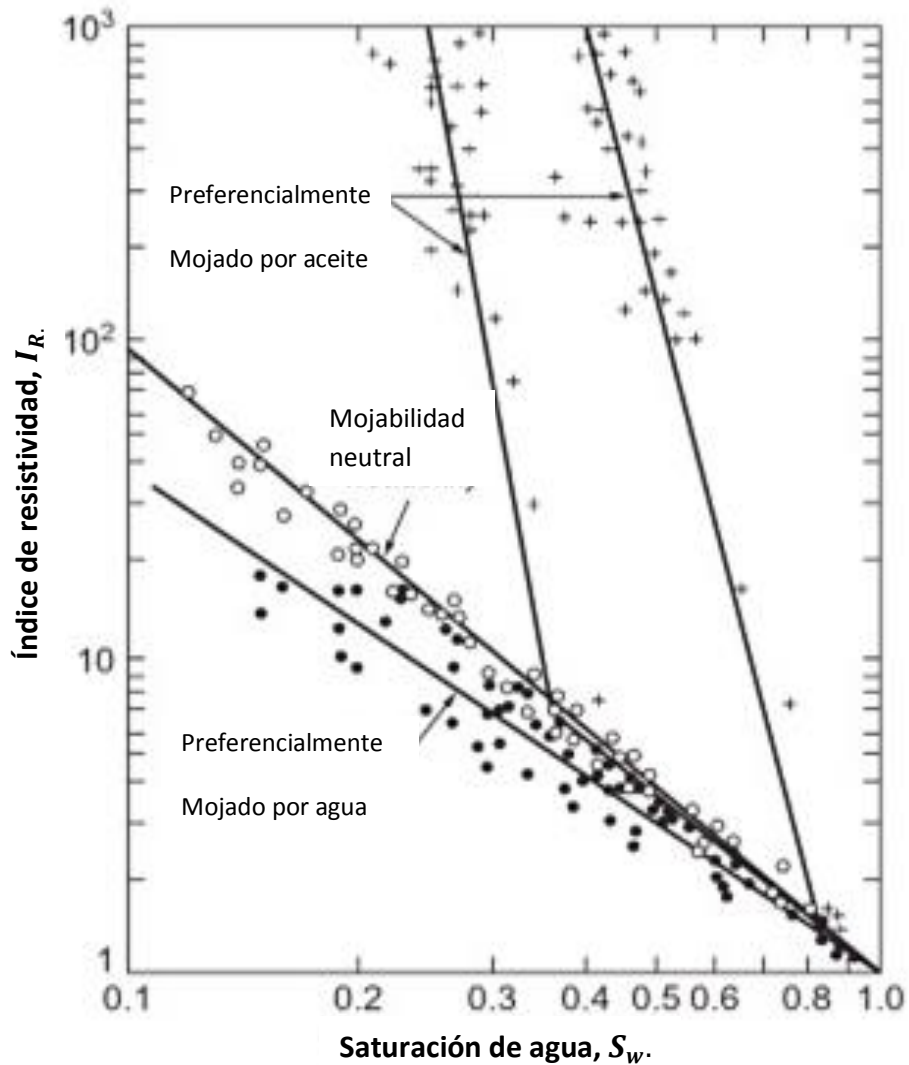


Fig. 5.7.- Índice de resistividad contra la saturación de agua en núcleos de carbonato, que muestra valores de n para distintas mojabilidades.

En la **Figura 5.8** se representan de manera ilustrativa, el efecto que tiene la saturación de agua en el valor de n , cuando la roca es mojada por aceite.

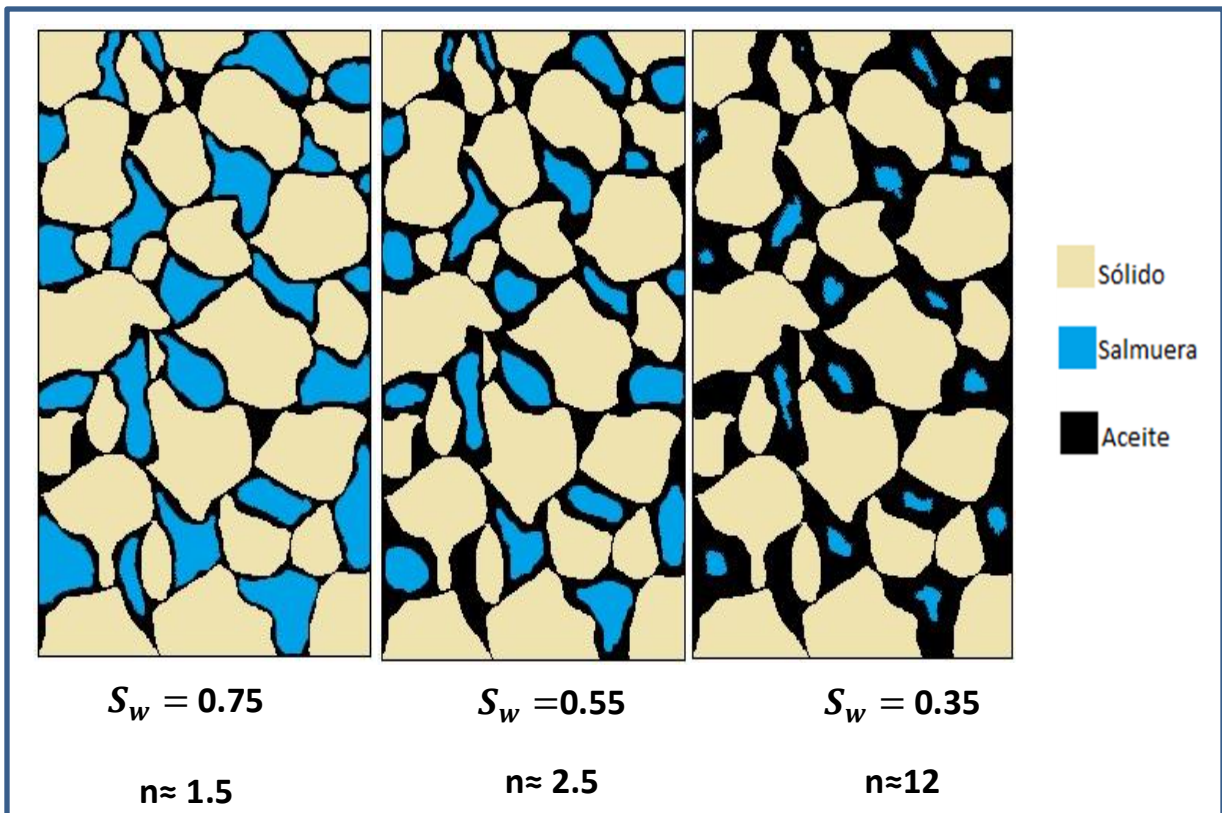


Fig. 5.8.- Efecto de saturación de agua en el exponente de saturación en un núcleo mojado por aceite.

Longeron y Lewis mostraron que la historia de saturación de la formación tiene un efecto considerable en el exponente de saturación, particularmente en sistemas porosos mojados por agua. Realizaron estudios en los ciclos de drenaje e imbibición. En el estudio de drenaje, es decir, cuando la saturación de agua disminuye, describe el proceso que probablemente tiene lugar cuando los hidrocarburos migran desde la roca madre a la trampa del yacimiento. Durante el drenaje en núcleos de arenisca mojados por agua, encontraron que n es esencialmente igual a 2. En el estudio de imbibición, prueba en la que se incrementa la saturación de agua, el valor de n es una función de la saturación de salmuera, para $0.28 < S_w < 0.40$, $n = 2.56$, y para $0.40 < S_w < 0.58$, $n = 1.56$ (ver **Figura 5.9**).

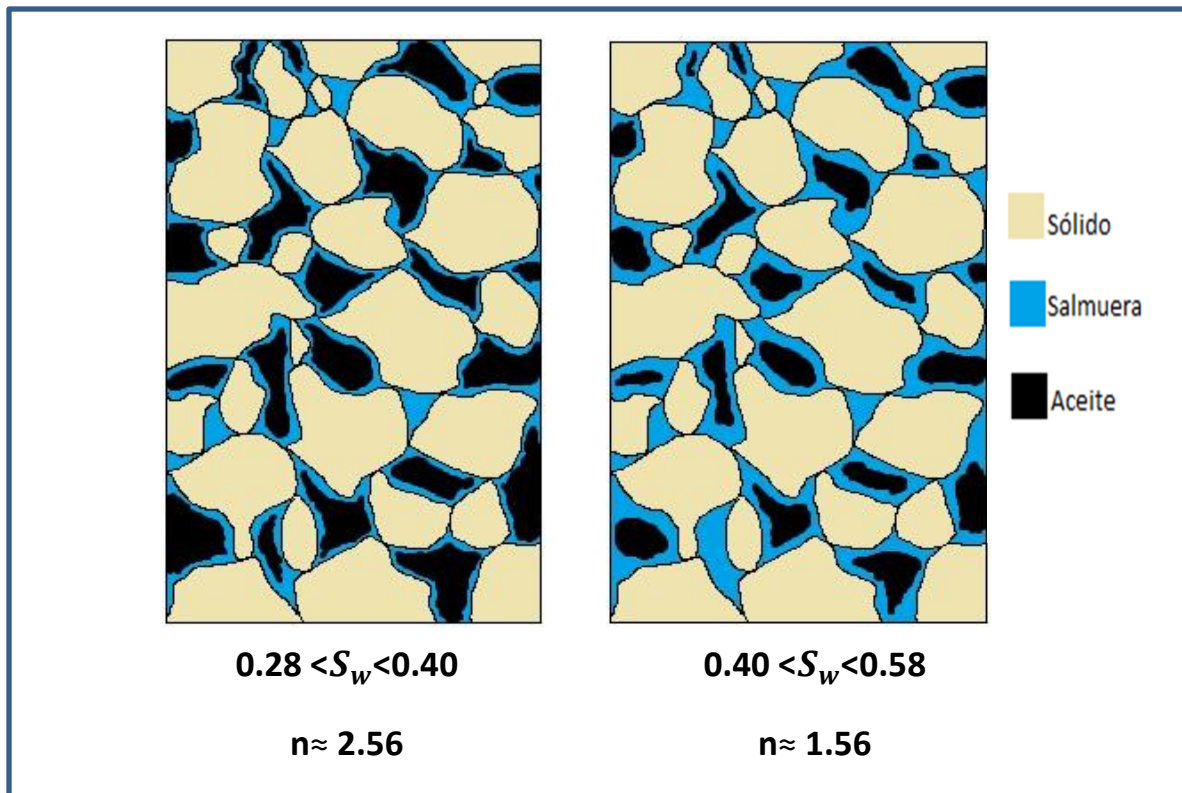


Fig. 5.9.-Efecto de saturación de agua en el exponente de saturación en un núcleo mojado por agua.

Efecto sobre el factor de resistividad de la formación.

Archie determinó empíricamente la ecuación 5.7 que relaciona la resistividad de un núcleo saturado al 100% con salmuera y la resistividad de la salmuera:

$$F_R = \frac{R_o}{R_w} \quad 5.7$$

donde:

F_R es el factor de resistividad de la formación, [Adimensional].

R_o es la resistividad del núcleo 100% saturado con salmuera, [ohm-metro].

R_w es la resistividad de la salmuera saturante, [ohm-metro].

A continuación se enlistan los resultados que algunos autores que obtuvieron, para demostrar si existe efecto sobre el factor de resistividad de la formación cuando se altera la mojabilidad.

- Sweeney y Jennings encontraron que el factor de resistividad de formación cambió después de que se alteró la mojabilidad de un núcleo. Debido a que su tratamiento químico con ácidos nafténicos fue suficientemente drástico, otras propiedades básicas como la porosidad también se alteró, no está claro si se demostraron efectos de mojabilidad.
- Rust comparó núcleos de arenisca que se limpiaron bien utilizando agua en algunos y en otros una solución de clorosilano orgánica (aceite), no logro encontrar diferencias significativas en los factores de formación.
- Mungan y Moore no encontraron efectos sobre el factor de la formación en sus núcleos de teflón. Se dieron cuenta, que ésto no era una prueba concluyente debido a la composición uniforme y mojabilidad del teflón.

Debido a que son pocos los trabajos desarrollados para estudiar los efectos de la mojabilidad sobre este parámetro, no se puede afirmar que el F_R cambie cuando se altera la mojabilidad de una formación o un núcleo ya que solamente se tiene un fluido (agua). Podrán existir cambios por otros factores, por ejemplo si la formación tiene arcilla, se puede presentar el hinchamiento y dispersión de las arcillas, el intercambio iónico, así como cambios en la porosidad efectiva y variaciones en la conductancia de las superficies; todos estos cambios afectan a la vez los valores medidos de R_o y F_R .

Capítulo 6:

Conclusiones y Recomendaciones

6.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

Se ha demostrado que los cambios de mojabilidad en las rocas acumuladoras de hidrocarburos afectan, en ocasiones notablemente, a las propiedades eléctricas, aspecto básico del trabajo presentado sobre las propiedades eléctricas de rocas de yacimientos petroleros mojadas por agua y mojadas por aceite. Algunas conclusiones alcanzadas en este estudio son las siguientes:

- Cuando la mojabilidad es alterada, el cambio de distribución de los fluidos mojantes en el yacimiento (agua y aceite) modifica la longitud y el área transversal de los caminos conductores de la corriente eléctrica a través del núcleo, ocasionando cambios de resistividad. Lo anterior implica que la ecuación de Archie no sea única cuando se altera la mojabilidad, ya que se pueden medir diferentes resistividades a la misma saturación de agua.
- En una roca mojada por agua, la salmuera ocupa los poros más pequeños y forma una película continua sobre toda la superficie de la roca, en cambio, en una roca mojada por aceite, la salmuera se localiza en el centro de los poros más grandes. Esta diferencia en la distribución de la salmuera causada por la mojabilidad llega a ser muy importante a medida que se disminuye la saturación de la salmuera.
- En un sistema mojado por aceite con saturaciones bajas de agua se deben esperar valores altos del exponente de saturación, 10 o superiores. Esto se produce porque se presenta discontinuidad y aislamiento de porciones de salmuera, el aceite que las rodea actúa como aislante evitando que la salmuera aislada sirva de medio conductor de electricidad.

- El exponente de saturación, n , es esencialmente independiente de la mojabilidad para cualquier grado de saturación de agua, inclusive cuando existe una saturación de agua mínima pero suficiente para formar una película continua sobre la superficie de los granos del medio poroso y, en consecuencia, proporcione un camino continuo para el flujo de corriente eléctrica. Esta continuidad es común en los sistemas porosos mojados por agua, el valor del exponente de saturación (n) en estos sistemas es aproximadamente de 2.
- Aunque no hay conclusiones definitivas sobre los efectos de mojabilidad en el factor de formación, F_R , es probable que se vea afectado por los cambios en la mojabilidad
- La composición del aceite es clave para alterar la mojabilidad de una superficie naturalmente mojabla por agua, esta alteración se debe a los compuesto polares de las resinas y los asfáltenos, debido a que los surfactantes del aceite están compuestos por un gran número de componentes complejos que representan sólo una pequeña fracción del crudo, no ha sido posible identificar cada componente que afecta la mojabilidad.
- Los componentes del agua que influyen en la mojabilidad son la salinidad y el pH, debido a que afectan la carga superficial de la roca y la interferencia de fluidos, que a su vez pueden afectar la adsorción de los surfactantes, por ej. cuando las superficies silíceas poseen carga negativa por encima de un pH de aproximadamente de 2, pueden adsorber especies químicas básicas, por el contrario, las superficies de calcita tiene carga positiva por debajo de un pH de 9.5, pueden adsorber especies ácidas.

- Las rocas de yacimiento comprenden una diversidad de tipos de minerales, cada mineral puede tener una mojabilidad diferente, por lo que hace que el carácter de la mojabilidad sea difícil de describir, por ej. el cuarzo tiende a volverse más mojable por aceite a temperaturas más elevadas. Los depósitos de carbonato son típicamente más mojables por aceite que los de arenisca.

Recomendaciones

- La variación de la mojabilidad en las rocas afecta las mediciones de sus propiedades eléctricas, lo cual puede ser comprobado mediante análisis de núcleos, por lo que se recomienda un manejo apropiado de las muestras de rocas para garantizar la preservación de la mojabilidad, desde que se extrae de la formación hasta el laboratorio, y se realicen mediciones confiables.
- Se recomienda estudiar a fondo el trabajo realizado por Donaldson y Siddiqui, quienes analizaron el efecto de la mojabilidad en el exponente de saturación de Archie a dos temperaturas distintas, también muestran el cambio de un sistema mojable al agua el cual ocurre cuando la temperatura aumenta.
- Analizar la alteración de la mojabilidad de sistemas roca/agua/aceite en los que se considere la interacción con fluidos de perforación.
- Debido a que el exponente de saturación depende de la mojabilidad, se recomienda que el parámetro n debe ser medido a las mismas condiciones mojantes del yacimiento, para evitar obtener valores incorrectos de saturación de agua a partir de datos de registros de pozos
- Para realizar una prueba de laboratorio en núcleos, se recomienda no usar tratamiento químicos con ácidos nafténicos al momento de la limpieza de los núcleos, ya que estos ácidos son muy agresivos, lo que provoca un cambio en la mojabilidad, como también provocando alteraciones en propiedades básicas de la roca como la porosidad, propiedad importante puesto que el factor de resistividad de la formación (F_R) está en función de la porosidad, por consecuencia se tendrá un valor diferente de F_R .

BIBLIOGRAFÍA

1. Abhijit Y. Dandekar, **“Petroleum Reservoir Rock and Fluid Properties”**. Gulf Professional Publishing, 2006.
2. Amyx W. James, **“Petroleum Reservoir Engineering”**. McGraw-Hill, New York City, 1960.
3. Amott E. **“Observations Relating to the Wettability of Porous Rock”**. Paper SPE 1167-G. Trans. AIME, 1959.
4. Anderson W. G. **“Wettability Literature Survey – Part 3: The Effects of Wettability on the Electrical Properties of Porous Media”**. Paper SPE 13934, JPT. December, 1986.
5. Archie G. E. **“The Electrical Resistivity as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics”**. Trans. AIME, 1942.
6. Cornelis Klein, Cornelius S. Hurlbut, Jr. **“Manual de Mineralogía”**. 4ª Edición Española, Basado en la Obra de J. D. Dana, Editorial Reverté, S.A., 1997.
7. Craft y Hawkins. **“Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos”**. Editorial Tecnos, Madrid
8. Dajnov V. N. **“Petróleo y Gas en las Rocas”**. Editorial Reverté, 1982.
9. Donaldson E. C. y Siddiqui T. K. **“Relationship Between the Archie Saturation exponent and Wettability”**. Paper SPE 16790, ATC, 1987.
10. Escobar Macualo Freddy Humberto. **“Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos”**. Editorial Universidad Surcolombiana, 1ª Edición, 2004.

11. Forrest F. Craig Jr. **“Aspectos de Ingeniería de la Inyección de Agua”**. Monografía Impresa en Febrero de 1982 para la SPE.
12. Garaicochea P. Francisco, **“Apuntes de Comportamiento de los Yacimientos”**. Impreso en 1972 por la Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería.
13. González B. C. **“Mojabilidad: medición del ángulo de contacto por el método de la gota cautiva”**. Tesis impresa en 2014, UNAM, Facultad de Ingeniería.
14. <http://portalweb.sgm.gob.mx/museo/es/minerales/propiedades-fisicas>
15. Kharaka Y. K. **“Stable isotope geochemistry and origin of water in sedimentary basins”**. Isotope Signatures and Sedimentary Records, Berlin, 1992.
16. Lakubovskii IU. V. **“Exploración Eléctrica”**. Versión Española de la 3ª Edición Rusa, Editorial Reverté, S.A., México, 1980.
17. Magdalena Paris de Ferris. **“Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos”**. Ediciones Astro Data, 2009, Maracaibo, Venezuela.
18. Martell A. B. **“Apuntes de la Asignatura de Petrofísica y Registros de Pozos”**. Facultad de Ingeniería, UNAM. México 2009.
19. McCain W. D. **“The Properties of Petroleum Fluids”**. Penn Well Corporation, 1990.
20. Montes R. C. Fco. J. **“Efecto de la Rugosidad y Heterogeneidad Superficial en Fenómenos de Mojado”** Tesis doctoral, Universidad de Granada, España, 2009.
21. Mungan N. and Moore E.J. **“Certain Wettability Effects on Electrical Resistivity in Porous Media”**. J. Cdn. Pet. Tech. January-March, 1968.

22. Orellana S. E. **“Prospección Geoeléctrica en Corriente Continua”** 2ª Edición, S.A. Ediciones Paraninfo, 1982.
23. PEP. **“Clasificación de los yacimientos petroleros”** Pemex, Abril, 2008.
24. Pettijohn F. J. **“Sedimentary Rocks”**. Harper and Row, New York, 3ª Edición, 1975.
25. Santillán P. N. **“Apuntes de la Asignatura de Geología de Yacimientos”**. Facultad de Ingeniería, UNAM. México 2008.
26. Schlumberger. **“Los fundamentos de la mojabilidad”**. Schlumberger Educational Services, USA, 2007.
27. Schlumberger. **“Valor del Agua de Formación”**. Schlumberger Educational Services, USA, 2011.
28. Sweeney S. A. and Jennings H. Y. **“The Electrical Resistivity of Preferentially Water-Wet and Preferentially Oil-Wet Carbonate Rocks”**. Producers Monthly, 1960.
29. TiabDjebbar, **“Petrophysics”**. 2ª Edición, Gulf Professional Publishing, New York City, 2004.
30. Warren JK: **“Evaporites: Sediments, Resources and Hydrocarbons”**. Berlin, Alemania, 2006.
31. www.geovirtual.cl/geologiageneral/ggcap05f.htm
32. www.imp.mx/petroleo/?imp=tipos
33. www.natureduca.com/geol_mineral_propied7.php