

Capítulo 1

Conceptos Fundamentales

1.1 Introducción

Definición 1 *Un yacimiento es la porción porosa y permeable del subsuelo que contiene aceite, gas y agua en los poros de las rocas. Para su estudio, principalmente se clasifican según lo indica la Tabla 1.1 [38, 45].*

Clasificación por	Yacimiento
Roca almacenadora	<i>Sedimentos clásticos o terrígenos:</i> Arenas; Areniscas. <i>Sedimentos carbonatados:</i> Calizas detríticas; Calizas porosas cristalinas; Calizas fracturadas; Calizas oolíticas.
Trampa	<i>Estructurales:</i> Sinclinales; Anticlinales; Domos Salinos; Fallas; Discordancias. <i>Estratigráficos:</i> Lentes de arena; Cambio de facies; Calizas o dolomías porosas; Sello asfáltico; Cambio de permeabilidad. <i>Combinados.</i>
Fluidos almacenados	Aceite y gas disuelto; Aceite, gas disuelto y gas libre; Gas seco; Gas húmedo; Gas y condensado.
Presión original	Aceite bajosaturado; Aceite saturado.
Mecanismo de producción	Expansión de los fluidos y la roca; Expansión del gas disuelto liberado, Expansión del gas; Empuje por agua; Segregación gravitacional; Empujes combinados; Empujes artificiales.
Diagrama de fases	<i>Una fase:</i> Gas; Punto de rocío (gas y condensado retrógrado); Punto de burbujeo (aceite bajosaturado). <i>Dos fases:</i> Aceite saturado con o sin casquete de gas asociado.

Tabla 1.1: Clasificaciones de los yacimientos.

Los yacimientos de arenas, cuya porosidad se debe a la textura de los fragmentos pueden ser arenas limpias o sucias (con cieno, limo, lignita, bentonita y otros materiales arcillosos); los yacimientos de areniscas son arenas con alto grado de cementación por materiales calcáreos, dolomíticos, arcillosos, etc. En el caso de los yacimientos de sedimentos carbonatados, la mayor parte de estos presentan impurezas clásticas como mezclas de arena, cuarzo, limo y arcilla, sobre todo illita, la cual no es muy notable debido a su grano muy fino.

La presencia de arcillas se puede encontrar dentro de los yacimientos descritos anteriormente ya sea en menor o mayor grado. Las arcillas están comúnmente interestratificadas con areniscas, rocas carbonatadas o ambas; por lo tanto, existen muchas probabilidades de que la arcilla y/o lutita estén presentes en un yacimiento, y que la roca almacén esté situada entre capas de arcillas. Muy pocos yacimientos de hidrocarburos están libres de minerales de arcilla.

Una formación se considera limpia si el contenido de lutita es menor del 5% del contenido total de la roca; es arcillosa si el contenido de lutita en la roca varía de 5% a 33%, y si el contenido de lutita en la roca es mayor de 33% la formación se considera muy arcillosa o lutita [24, 44].

Los yacimientos areno – arcillosos^A tienen la siguiente complejidad [12]:

- Son depósitos de baja permeabilidad,
- Tienen continuidad limitada y/o muy heterogénea, con formaciones delgadas,
- Tiene presión inicial baja y cercana a la de saturación,
- Presentan medios deformables, permeabilidad y conductividad de fractura variables,
- Presentan baja transmisibilidad vertical,
- Son formaciones reactivas a los fluidos,
- Tienen baja productividad de pozos,
- Son difíciles de representar en los modelos de simulación matemática de yacimientos debido a que tienen limitada representación de su heterogeneidad y fracturas hidráulicas.

Para que la extracción de los hidrocarburos del yacimiento, se realice en forma segura y rentable, se requiere de una caracterización del yacimiento, que describa de forma precisa las

^AEn México una formación arcillosa muy conocida es la de Chicontepec, en la cual la distribución de los estratos con hidrocarburos son del Paleoceno – Eoceno Inferior, que corresponden a cuerpos potentes de sedimentos localizados entre los 800 y 1800 m, los cuales están constituidos por una alternancia de areniscas y lutitas: lentes de sedimentos de arenas en limos y arcillas, lo que hace difícil su explotación. La formación de Chicontepec tiene los sedimentos más importantes de corriente de turbidez, tiene aproximadamente 30% de la reserva probada; pero sus hidrocarburos son difíciles de explotar. La generación, acumulación y acarreo de las turbiditas es tan rápida, que no alcanza a hacerse una buena clasificación vertical del tamaño de grano y se presenta la granulometría general de gruesos en el fondo a finos en la cima, con intercalaciones de finos [8, 45].

propiedades de los fluidos, de la roca y del sistema roca – fluidos, estos parámetros ayudan a evaluar el potencial de un yacimiento; la cantidad de hidrocarburos que tiene y sus intervalos potencialmente productores.

Las formaciones geológicas que se encuentran en los yacimientos petroleros, desempeñan funciones como elementos estructurales, recipientes de almacenamiento de hidrocarburos, agua y energía calorífica, así como barreras impermeables y medios de transporte de energía y de los fluidos. Entre las propiedades más importantes que se utilizan para describir estas funciones se encuentran las propiedades petrofísicas y eléctricas. A continuación se describen las propiedades petrofísicas y eléctricas de las rocas presentes en un yacimiento, las pruebas que se les realizan a éstas, así como propiedades y características de las arcillas y formaciones arcillosas y algunos conceptos referentes al agua de formación en los yacimientos.

1.2 Propiedades petrofísicas

1.2.1 Porosidad

Definición 2 *La porosidad de una roca, ϕ , es la relación que existe entre el volumen de los espacios vacíos o huecos de una roca y el volumen total de la misma; es decir, es la fracción o porcentaje del volumen total de una roca que es ocupada por poros o huecos. Se calcula conforme a la ecuación (1.1).*

$$\begin{aligned} \phi &: \text{porosidad, \% o frac,} \\ V_p &: \text{volumen de poros o espacios vacíos,} \\ V_r &: \text{volumen total de la roca (sólidos + poros).} \end{aligned} \quad \phi = \frac{V_p}{V_r} \quad (1.1)$$

Existen dos maneras principales de clasificar a la porosidad, de acuerdo con:

- La interconexión del espacio poroso,
- Las características geológicas de la formación.

Durante el proceso de sedimentación y litificación algunos de los poros que se desarrollaron inicialmente pudieron sufrir aislamiento debido a varios procesos diagenéticos como la cementación o compactación; por consiguiente, en la roca algunos poros se encuentran intercomunicados y otros poros se encuentran aislados. De acuerdo con esta *interconexión del espacio poroso*, la porosidad se puede clasificar en porosidad absoluta, interconectada, potencial y efectiva. Esto se observa en la Tabla 1.2.

Porosidad	Definición
Absoluta	ϕ_a : porosidad absoluta, % o frac, $\phi_a = \frac{V_{pc} + V_{pnc}}{V_r}$ V_{pc} : volumen de poros comunicados, V_{pnc} : volumen de poros no comunicados, V_r : volumen total de la roca.
Interconectada	ϕ_c : porosidad interconectada, % o frac, $\phi_c = \frac{V_{pc}}{V_r}$ V_{pc} : volumen de poros comunicados, V_r : volumen total de la roca.
Potencial	Ésta, ϕ_p , es parte de la porosidad interconectada en la cual el diámetro de los canales de conexión entre los poros es lo suficientemente grande para permitir el paso de los fluidos (más de 50μ para el aceite, y más de 5μ para el gas [30]).
Efectiva	Ésta, ϕ_e , excluye a los poros no conectados, a las arcillas y su agua ligada, y considera solamente a los fluidos libres. Sin embargo, el espacio efectivo de los poros puede contener fluidos que no son tan libres o movibles; esto significa que no toda la ϕ_e está disponible para la saturación de hidrocarburos, ya que alguna porción de la ϕ_e contiene agua irreductible unida a la superficie de los granos de arena por medio de fuerzas de tensión superficial.

Tabla 1.2: Expresiones para el cálculo de la porosidad conforme a la interconexión del espacio poroso.

La porosidad absoluta, relaciona el volumen total de poros, comunicados y no comunicados, con el volumen total de la roca; mientras que la porosidad interconectada es la relación que existe entre el volumen de los poros comunicados de una roca, con el volumen total de la misma. La porosidad interconectada indica la factibilidad de la roca para conducir fluidos, sin embargo no mide la capacidad de flujo de una roca. Este tipo de porosidad es afectado por factores litológicos como el tipo, contenido e hidratación de las arcillas presentes en la roca, entre otros.

La clasificación de la porosidad de acuerdo con las *características geológicas del yacimiento* (si la porosidad se formó inicialmente o si fue producto de una diagénesis subsecuente) se muestra en la Tabla 1.3.

La porosidad primaria o porosidad tipo 1, ϕ_1 , es la que se desarrolló al mismo tiempo en que los sedimentos fueron depositados; es decir, es el resultado de los procesos originales de formación del medio poroso (depositación, compactación, etc.). Se refiere, por lo general, a la porosidad de la matriz, ϕ_m , ya sea en una formación consolidada o en una deleznable, cuando tiene muy poco cementante o no tiene. Depende de la forma tamaño y acomodamiento de los sólidos, es la más común en rocas sedimentarias clásticas, como las areniscas detríticas; aunque

Porosidad	Origen	Tipo
Primaria, ϕ_1	Sedimentación	Intercristalina Intergranular o Interpartícula Intragranular o Intrapartícula Planos Interestratificados
Secundaria, ϕ_2	Cementación	Fenestral
$\phi_s = \phi_f = \phi_2$	Solución	Vugular Dolomitización
	Movimiento tectónico, compactación o deshidratación	Fractura
Absoluta o Total	$\phi_a = \phi_T = \phi_1 + \phi_2$	(1.2)

Tabla 1.3: Expresiones para el cálculo de la porosidad conforme a las características geológicas del yacimiento.

también algunas rocas carbonatadas, como calizas y dolomitas pueden presentar este tipo de porosidad según la forma en que fueron depositadas [39].

La porosidad primaria a su vez se clasifica en: a) **intercristalina**, se le conoce comúnmente como microporosidad, y se refiere a los espacios existentes entre los planos de un cristal o espacios vacíos entre cristales de una roca o partículas tamaño lodo. Muchos de estos poros son subcapilares, con diámetros de poros menores de 0.002 mm . Es característica de rocas ígneas y metamórficas, pero también de carbonatos que han sufrido cristalización, particularmente dolomías recristalizadas [30, 56]; b) **intergranular**, característica de las areniscas, es función del espacio vacío entre granos detríticos, e inicialmente existe en los espacios intersticiales de cualquier clase en todo tipo de roca, principalmente en las sedimentarias; pero se reduce progresivamente por la diagénesis. Esta porosidad comprende el tamaño de subcapilar a súpercapilar, con diámetros de poro mayores de 0.5 mm ; c) **intrapartícula**, característica de sedimentos carbonatados con restos fósiles, encontrándose la porosidad dentro de los granos detríticos; d) **planos interestratificados**, existe concentración de espacios vacíos de diferentes variedades paralelos a los planos de estratificación. Entre las causas de estos espacios vacíos se encuentran: diferencias en los sedimentos depositados, tamaño de las partículas, arreglos de depositación y ambientes de depósito; e) **espacios sedimentarios misceláneos**, esta porosidad se debe a la existencia de espacios vacíos resultantes de la depositación de fragmentos detríticos de fósiles y del empacamiento de oolitas; también se debe a la existencia de espacios cavernosos de tamaño irregular y variable y los creados por organismos vivos, ambos formados durante el momento

de la depositación.

La porosidad secundaria o post – depósito, ϕ_s , se debe a los procesos geológicos o artificiales posteriores a la depositación de los sedimentos que experimenta el medio poroso; por lo tanto, la magnitud, forma, tamaño e interconexión de los poros podría no tener relación directa con la forma de las partículas sedimentarias originales. Se le conoce también como porosidad de las fracturas, ϕ_f , porosidad tipo 2, ϕ_2 , o doble porosidad. Esta porosidad se debe a la disolución de la matriz por acción del agua de formación, lo cual da lugar a la formación de cavernas, vesículas y/o vóculos; también se debe a los esfuerzos mecánicos que dan origen a fracturas y fisuras. La cantidad de espacios porosos en los carbonatos es considerablemente menor y la forma del poro es mucho más variada; por lo tanto, la mayoría de las rocas carbonatadas son de escasa porosidad – menor que la porosidad de las arenas –, siendo ésta principalmente de tipo secundario (intergranular, intercristalina, móldica, vugular, brechoide, en fracturas, cavernosa y múltiple) [37].

La porosidad secundaria se clasifica en: a) **fenestral**, ocurre en fragmentos de arenas carbonatadas, donde se gradúa en porosidad primaria, pero es más característica en lodos con pellets, laminitas de algas y lodos homogéneos de origen intermarea y lagunar. Esta porosidad también se debe a los espacios secundarios creados por arrecifes, linchamientos y llanos, y a los espacios vacíos causados por brechas submarinas y conglomerados que resultan de movimientos gravitatorios del material del fondo marino después de litificación parcial [30,56]; b) **vugular o de disolución**, es la porosidad integrada por los canales resultantes de la disolución del material rocoso o de organismos, como los caparazones de pequeños crustáceos, por acción de corrientes subterráneas de agua ligeramente ácida o soluciones calientes o tibias que circulan a través de la roca; a estos canales se les llama vóculos. De esta manera, las aperturas causadas por meteorización (como las cavernas) y espacios vacíos causados por organismos vivientes pueden sufrir alargamiento debido a esta disolución [39,56]; c) **de dolomitización**, proceso mediante el cual la caliza se transforma en dolomita; este es un proceso importante ya que algunas rocas carbonatadas están constituidas solamente por calizas. Si el agua circulante a través del espacio poroso contiene cantidades suficientes de sal de magnesio, el calcio en la roca puede intercambiarse por el magnesio en solución. Debido a que el reemplazo se efectúa átomo por átomo y mol por mol, y como el volumen de un mol de dolomita es 12% menor que el de la calcita, el resultado es que hay una reducción en el volumen de la matriz (ya es dolomita) y un

aumento correspondiente en el volumen de los poros de 12% [39, 56]; d) **de fractura**, se debe a la tensión originada por actividades tectónicas como doblamientos, plegamientos, intrusión de domos salinos y creación de fallas (juntas, fisuras, fracturas) que permanecen abiertas después de su formación. Las fracturas no tienen gran influencia en el aumento de la porosidad de la roca; pero si son de gran importancia para el aumento de su permeabilidad. Las porosidades de fractura normalmente son menores del 1% en los carbonatos.

La porosidad total, ϕ_T , es la suma de la porosidad primaria más la porosidad secundaria, y es la misma que la porosidad absoluta, como se indica en la ecuación (1.2).

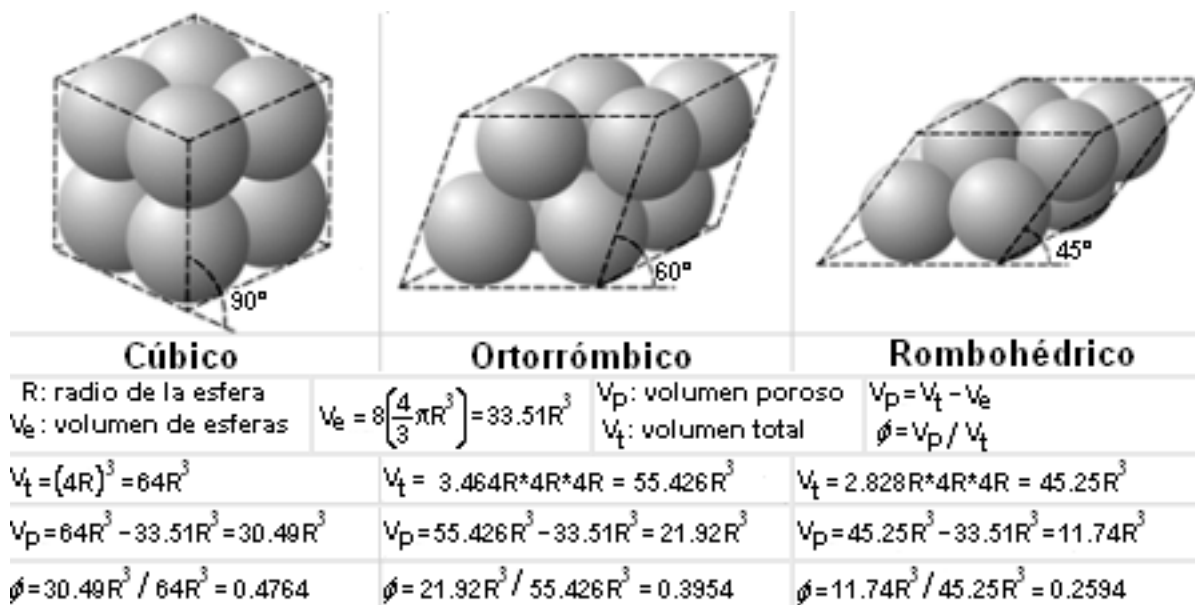


Figura 1.1: Forma esquemática en la cual el empaquetamiento de los granos afecta a la porosidad.

Factores que afectan a la porosidad

Entre los factores que afectan a la porosidad de una roca se encuentran: el acomodo, geometría, distribución y selección de los granos, el grado de cementación o consolidación de la roca, la presión de las capas suprayacentes, y la presencia de partículas finas, como las arcillas. Esto se muestra en la Figura 1.1, en la que al cambiar el arreglo geométrico de cúbico a ortorrómbico, la porosidad disminuye un 8%. El arreglo cúbico, su valor de porosidad (teórica) es el máximo. Por otro lado, la Figura 1.2 muestra la variación de la porosidad con la profundidad en arenas cuarzosas; esto es debido a la presión de las capas suprayacentes.

La porosidad es una de las propiedades físicas más importantes en las rocas almacedoras de hidrocarburos, ya que nos permite determinar la distribución del espacio poroso en

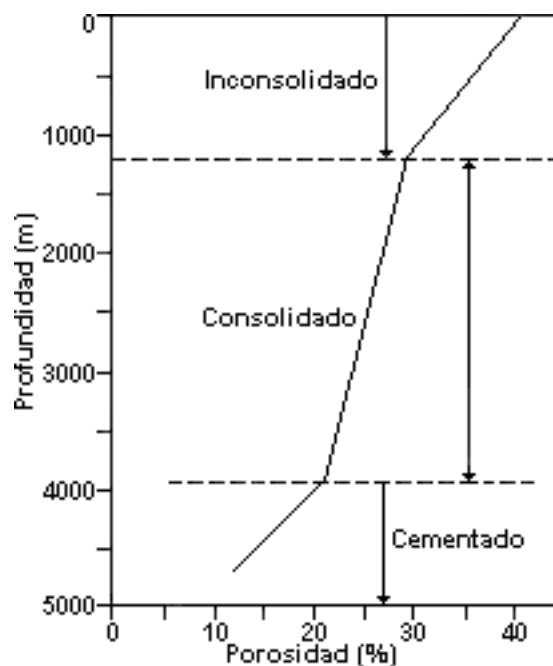


Figura 1.2: Diagrama porosidad – profundidad para arenas cuarzosas.

el yacimiento, así como de los fluidos que lo saturan, volumen de hidrocarburos, estimación de reservas de hidrocarburos, calibración de registros de porosidad, y otros diversos estudios de yacimientos. Se estima a través de mediciones directas con el análisis de núcleos en el laboratorio y en forma indirecta a través de los registros eléctricos. Los yacimientos de rocas sedimentarias clásticas tienen porosidades que van del 5% al 30%, porosidades entre el 25% y 35% se consideran excelentes para los yacimientos de hidrocarburos o acuíferos. Debemos tomar en cuenta que la porosidad varía con el tiempo ya que el medio poroso es compresible.

Medición de la porosidad en el laboratorio

La medición de la porosidad generalmente se realiza en muestras de diámetro pequeño (entre 25 – 40 mm) extraídas de los núcleos. Las principales técnicas de medición en el laboratorio consisten en determinar dos de los tres parámetros básicos de la roca: volumen total de la roca, V_r , volumen poroso, V_p , o el volumen de los granos (sólidos), V_s . Se puede expresar como una fracción (0.4764) o en porcentaje (47.64%). Si se miden V_r y V_p , la ecuación será: $\phi = V_p/V_r$; si se miden V_r y V_s , la porosidad se obtiene con: $\phi = (V_r - V_s)/V_r$, y si medimos V_p y V_s , con la ecuación $\phi = V_p/(V_p + V_s)$ obtendremos la porosidad.

Para muestras de geometría regular el volumen de roca, V_r , se determina directamente

a partir de sus dimensiones; para muestras de forma irregular su volumen se mide a partir de la cantidad de fluidos que desplaza la muestra (Principio de Arquímedes), empleando un método gravimétrico o un método volumétrico. Para determinar el volumen de poros, V_p , los métodos se basan en la extracción o saturación con un fluido en el medio poroso de la muestra; existen el método de inyección de mercurio, método del porosímetro de helio, y método de saturación de Barnes. Para determinar el volumen de sólidos (granos), V_s , existen métodos basados en la Ley de Boyle, método de Melcher – Nuting, método del porosímetro de Stevens, y método de la densidad promedio de los granos.

Por otro lado, para determinar la porosidad absoluta y la porosidad total se puede observar en un microscopio una fotografía ampliada de una sección de una lámina delgada de roca, a la cual se le coloca una retícula cuadrada. Con base en el número total de nodos o cruces de líneas de la retícula, N_t , y el número de nodos que caen en el espacio poroso que indica la fotografía, N_p , la porosidad absoluta se puede obtener con la siguiente expresión: $\phi_a = N_p/N_t$. La porosidad secundaria se determina con la medición de la porosidad total, ϕ_T , en un núcleo grande y de la porosidad de la matriz, ϕ_m , en una muestra pequeña tomada del núcleo grande, aplicando la siguiente ecuación: $\phi_s = \phi_T - \phi_m$.

Medición de la porosidad a partir de registros de pozos

La porosidad puede obtenerse a partir de los registros de Densidad, Neutrón o Sónico, en el caso de que se conozca la litología de la formación. Si no se conoce la litología y si existen mezclas de minerales conocidos, se puede utilizar una combinación de dos o más registros sensibles a la litología y a la porosidad, a fin de definirla mejor y obtener su valor de manera más precisa. En general, la porosidad verdadera de una formación se obtiene con la ecuación: $\phi_{verdadera} = \phi_{aparente} - x$; donde $\phi_{aparente}$ es la que lee el registro, y x representa el término de corrección por efecto de lutitas presentes. Los registros de porosidad leen una porosidad que es demasiado alta.

El registro de Densidad es un registro radiactivo que mide la densidad total de la formación al bombardear rayos gamma a ésta; cuando la densidad aumenta la porosidad disminuye y viceversa, para una litología conocida. El registro Sónico es un registro de propagación de ondas elásticas que mide el tiempo mínimo requerido para que una onda acústica viaje verticalmente a través de un pie de formación adyacente al agujero. Cuando el tiempo de tránsito

de este registro aumenta, la porosidad aumenta y viceversa.

El registro Neutrón responde de manera principal a la presencia de átomos de hidrógeno en la formación, cuando se bombardean neutrones a la misma. Si el espacio poroso de la formación está lleno de fluidos, la respuesta del registro es primordialmente una medición de ϕ expresada por lo general en una escala de unidades de ϕ con base en una matriz de caliza o arenisca. Cuando el ritmo de conteo del registro neutrón incrementa, la concentración de hidrógeno disminuye, y la porosidad también disminuye (y viceversa).

1.2.2 Permeabilidad

Definición 3 *La permeabilidad, K , es una propiedad física de un medio poroso, que indica la facilidad con la que un fluido puede moverse a través de ese medio. La Figura 1.3 permite entender más fácilmente este concepto.*

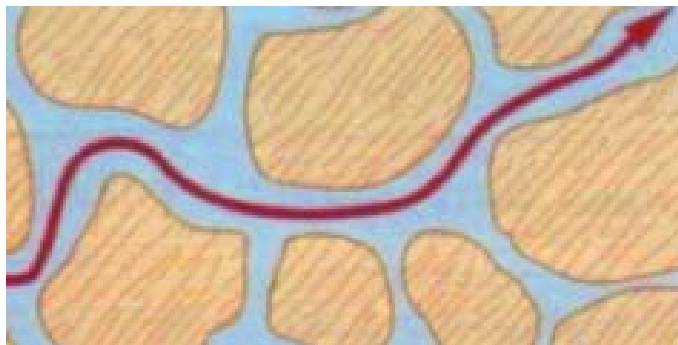


Figura 1.3: Representación esquemática de la permeabilidad de una roca.

La permeabilidad se expresa en darcys^B (D); pero para fines prácticos, en rocas de yacimientos petroleros es más común expresarla en milidarcys (mD). Un mD es igual a $0.001 D$, en la Tabla 1.4 se muestran algunos intervalos generales. Así como en el caso de la porosidad, también se presentan varios tipos de permeabilidad, como se muestra en la Tabla 1.5.

La permeabilidad es una propiedad que nos permite determinar la capacidad de flujo de una zona de interés (intervalo, formación o yacimiento), zonificar un yacimiento tanto vertical como horizontalmente; así como la determinación de otros parámetros petrofísicos. En general, la permeabilidad de un yacimiento es mucho mayor en la dirección paralela que en la dirección

^BUn darcy es el valor de la permeabilidad que tiene un medio poroso cuando un fluido con viscosidad de un centipoise fluye con un gasto de un centímetro cúbico por segundo por una sección transversal de un centímetro cuadrado del medio poroso bajo una caída de presión de una atmósfera por centímetro de longitud [44].

Clasificación	Unidades		Roca no consolidada	Arcilla no consolidada y materia orgánica	Roca consolidada
	K, cm^2	K, mD			
Permeable	0.001	10^{+8}	Grava continua (o redondeada)		Muy fracturada
	0.0001	10^{+7}			
	10^{-5}	10^{+6}	Arena continua o mixta		
	10^{-6}	10^{+5}			
Semi-permeable	10^{-7}	10000	Arena fina, cieno Loess, Loamm	Turba	Petroleras
	10^{-8}	1000		Estrato arcilloso	
	10^{-9}	100	Arcilla expansiva		Arenisca
	10^{-10}	10			
Impermeable	10^{-11}	1			Sedimentaria, Dolomía
	10^{-12}	0.1			
	10^{-13}	0.01			Granito
	10^{-14}	0.001			
	10^{-15}	0.0001			
$1 D = 10^{-8} cm^2$					

Tabla 1.4: Intervalos generales para la clasificación de la permeabilidad.

Permeabilidad	Descripción
Absoluta, K_a ,	Depende exclusivamente de las características físicas de la estructura porosa. <i>Primaria, K_p</i> : Es la que tiene la roca durante el proceso de su formación. <i>Secundaria, K_s</i> : Es la permeabilidad debida a fracturas, cavernas o fisuras. <i>Matriz, K_m</i> : Es la permeabilidad intergranular de la roca. <i>Total, K_T</i> : Es la suma de la K_m más la K_s : $K_T = K_m + K_s$ (1.3)
A un fluido	Ésta, K_f , es aquella que indica la facilidad de flujo de un fluido a través de un de un medio poroso cuando dicho medio está saturado al 100% con tal fluido. Puede haber en un yacimiento permeabilidad al aceite, K_o , permeabilidad al gas, K_g , y permeabilidad al agua, K_w .
Al líquido	Ésta, K_L , es la permeabilidad de un medio poroso, obtenida con el método de Klinkenberg. El valor de la K_L es prácticamente igual al valor de la K_a .
Efectiva a un fluido	Ésta, K_{ef} , es la facilidad con la que un fluido se mueve a través de un medio poroso, cuando el medio no está saturado al 100% con ese fluido. Puede haber permeabilidad efectiva al aceite, al gas o al agua (K_{eo} , K_{eg} , K_{ew} , respectivamente). Además: $0 \leq K_{eo}, K_{eg}, K_{ew} \leq K$
Relativa a un fluido	Ésta, K_{rf} , es la relación de la permeabilidad efectiva a tal fluido entre la permeabilidad absoluta o la permeabilidad al líquido del medio poroso. Puede existir permeabilidad relativa al aceite, al gas, o al agua (K_{ro} , K_{rg} , o K_{rw} , respectivamente). La permeabilidad relativa depende de la geometría del espacio poroso, mojabilidad, distribución de fluidos, saturaciones e historia de saturación. $K_{rf} = k_{ef}/k_a \quad (1.4)$

Tabla 1.5: Tipos de permeabilidad.

perpendicular a las capas, ya que diferentes capas pueden variar en alto grado su permeabilidad; $K_H > K_V$.

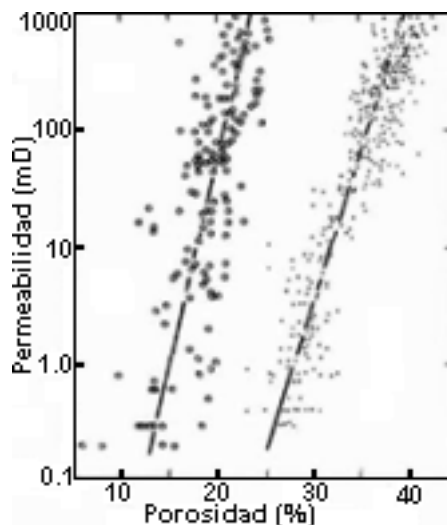


Figura 1.4: Relación porosidad – permeabilidad en arenas.

Las propiedades que influyen sobre la porosidad, lo hacen de la misma manera sobre la permeabilidad; la única excepción a esta regla es la granulometría ya que mientras que la porosidad se incrementa hacia los tamaños de grano más finos, la permeabilidad disminuye. El motivo de esta diferencia es que las rocas de grano fino no tienen elevada porosidad potencial, debido a que el tamaño de la garganta de poro es muy pequeño; además de que el poro suele estar ocupado por agua fuertemente adsorbida a la superficie de los granos lo que dificulta aún más el paso de los fluidos. La Figura 1.4 muestra la relación porosidad – permeabilidad en arenas. Como puede observarse, en este tipo de rocas la porosidad y la permeabilidad muestran una muy estrecha relación directa.

1.2.3 Saturación de fluido

Definición 4 La saturación de un fluido, S_f , es la cantidad de ese fluido que se encuentra en los poros de una roca. Se expresa en fracción o en porcentaje del volumen de fluido con respecto al volumen total de poros, como lo indica la ecuación (1.5).

S_f : saturación de fluido (aceite, gas o agua), frac ó %,

V_f : volumen de fluido a condiciones del medio poroso,

V_p : volumen de poros (proveniente de la ϕ_e).

$$S_f = \frac{V_f}{V_p} \quad (1.5)$$

En un yacimiento los poros nunca están vacíos, por las condiciones de formación del mismo; de este modo, se puede tener aceite, gas y agua; aceite y agua; o gas y agua. La suma de las saturaciones de todos los fluidos en el medio poroso debe ser igual a 1 o al 100%, dependiendo de las unidades que se manejen.

$$S_h + S_w = \Sigma S = 1 \quad (1.6)$$

S_h : saturación de hidrocarburos: aceite y/o gas,

S_w : saturación de agua,

ΣS : suma de todas las saturaciones existentes en el medio poroso.

El agua siempre está presente (salvo raras excepciones) en los yacimientos, presenta variaciones desde $S_w = 100\%$ en el acuífero asociado que está por debajo del intervalo de transición; en la zona de transición agua – aceite varía desde una saturación de agua del 100% hasta un mayor contenido de aceite, y se reduce gradualmente hasta la saturación de agua irreductible, S_{wi} , en la zona de aceite limpio. El contacto agua – aceite (o agua – hidrocarburos) se encuentra en la zona de transición y, por lo mismo, no siempre es claro.

Una formación con S_{wi} producirá hidrocarburos sin presencia de agua; dentro de la zona de transición agua – aceite, se producirá un poco de agua junto con el aceite; mientras que debajo del intervalo de transición la S_w será del 100% (acuífero) y solamente se producirá agua. En una formación que contiene hidrocarburos y agua, S_w es la fracción del volumen poroso que ocupa el agua de formación, y como la suma de saturaciones debe ser igual a 1, entonces de la ecuación (1.6) podemos expresar la saturación de hidrocarburos como:

$$S_h = 1 - S_w \quad (1.7)$$

Saturación de agua irreductible La saturación de agua congénita irreductible, S_{wi} , es el valor mínimo de saturación del agua, la cual no puede ser desplazada ni reducida por el aceite y que depende en gran parte de las características físicas de la roca, principalmente de la mojabilidad y de la capilaridad; por lo mismo, siempre estará presente en el yacimiento. Se le llama saturación de agua irreductible cuando el medio poroso está mojado por agua, y saturación de agua residual, cuando el fluido mojante es el aceite.

Saturación de aceite residual De igual manera, existe una cantidad de hidrocarburos que no puede ser recuperada y producida por los métodos de desplazamiento más comunes,

quedando atrapada en el medio poroso; a esta saturación se le conoce como saturación de hidrocarburos residuales, o en el caso del aceite: saturación de aceite residual, S_{or} .

La saturación de fluidos en un yacimiento nos permite determinar parámetros de suma importancia, tales como los volúmenes de los fluidos y su distribución en el yacimiento, las profundidades de los contactos agua – aceite (o hidrocarburos) y gas – aceite; entre otros parámetros de caracterización [44].

1.2.4 Tortuosidad

Definición 5 *La tortuosidad, τ , es la relación de la longitud media de las líneas de flujo que existen en la estructura porosa, definidas por los poros o espacios interconectados, entre la longitud del medio poroso. Ésta la comprendemos mejor con la ecuación (1.8) y la Figura 1.5.*

τ : tortuosidad,

L_a : longitud media de las líneas de flujo $\tau = \frac{L_a}{L}$ (1.8)

L : longitud total del medio poroso.

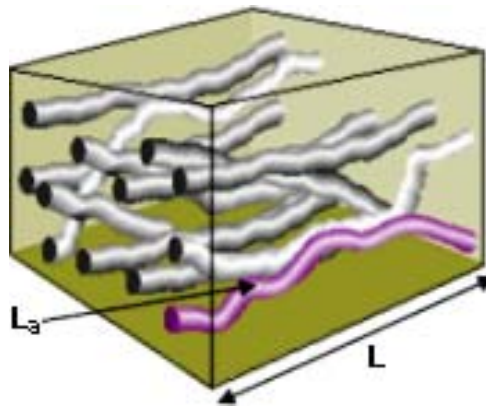


Figura 1.5: Representación esquemática de las líneas de flujo de una roca.

Entre más tortuosidad tenga una roca la permeabilidad de la misma disminuye. Las aplicaciones principales de la tortuosidad son la determinación de las características del medio poroso, en especial de la estructura porosa, como su geometría.

1.3 Propiedades eléctricas

1.3.1 Conductividad y resistividad

En general, el flujo de electricidad a través de un conductor es debido a un transporte de electrones. Según la forma de llevarse a cabo este transporte, los conductores eléctricos pueden ser de dos tipos: conductores metálicos o electrónicos y conductores iónicos o electrolíticos. A este segundo tipo pertenecen las disoluciones acuosas. En ellas la conducción de electricidad al aplicar un campo eléctrico se debe al movimiento de los iones en disolución.

Definición 6 *La conductividad eléctrica es un fenómeno de transporte en el cual una carga eléctrica (en forma de electrones o iones) se mueve a través de un sistema debido a que experimenta una fuerza eléctrica proporcionada por un campo eléctrico en el conductor (sistema) que transporta la corriente. De esta manera, podemos expresar a la conductividad eléctrica como lo indica la ecuación: $C = i/E$, donde E es la magnitud del campo eléctrico. Cuanto mayor es la densidad de corriente, i , que fluye, para un campo eléctrico dado, la conductividad, C , es mayor.*

El inverso de la conductividad es la resistividad, denotada como $1/C$ ó R .

Definición 7 *La resistividad eléctrica, R , de un conductor es la resistencia que opone un volumen unitario del conductor al paso de la corriente eléctrica. Se expresa conforme a la ecuación (1.9) .*

R : resistividad eléctrica del conductor, *ohms – m*,

r : resistencia eléctrica del conductor, *ohms*,

A : área de la sección transversal del conductor, m^2 ,

L : longitud del conductor, m .

$$R = r \frac{A}{L} \quad (1.9)$$

En el yacimiento podemos tener resistividad eléctrica de la roca seca, la cual es infinitamente alta, y de la salmuera (agua con sales como el cloruro de sodio), el aceite y el gas no son considerados ya que son compuestos que no conducen la electricidad. Existen, en el yacimiento, por lo tanto los siguientes tipos de resistividad:

En análisis de núcleos:

- Resistividad de la roca solamente cuando el núcleo está 100% saturado con agua, R_o .
- Resistividad de la roca cuando la saturación de agua en el núcleo es menor al 100%, R_t .
- Resistividad del agua, R_w .

En registros geofísicos de pozos:

- Resistividad verdadera de la formación, R_t ; la cual es la resistividad que tiene la roca.
- Resistividad aparente de la formación, R_a , que se obtiene de los registros geofísicos de pozos, y a la cual se le deben aplicar factores de corrección para llegar a la R_t .

En una formación limpia la electricidad puede pasar a través de la formación solamente debido al agua conductiva que contenga dicha formación atravesando las diferentes zonas perpendiculares al pozo, presentando diferentes resistividades al paso de la corriente eléctrica en cada una de ellas [30]. La Figura 1.6 muestra el esquema de resistividades en una formación invadida de interés de resistividad verdadera R_t .

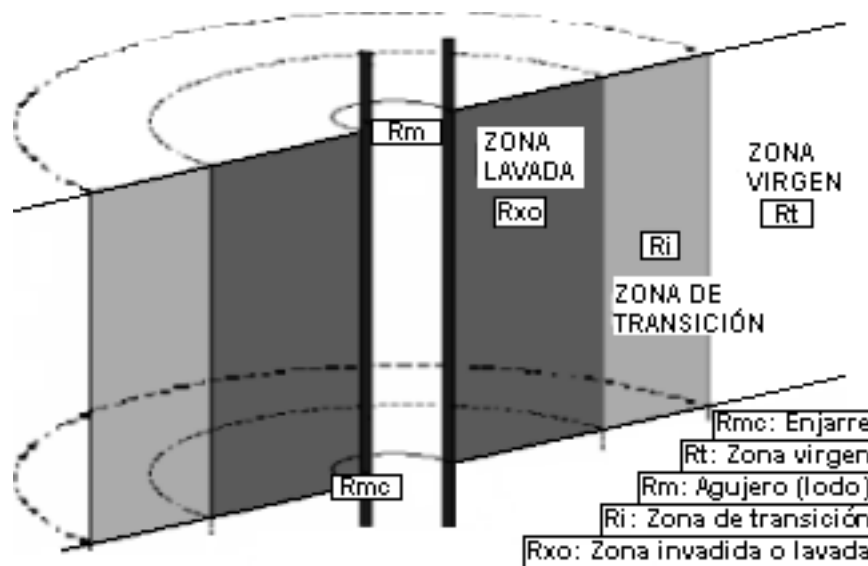


Figura 1.6: Esquema de resistividades en las zonas adyacentes a un pozo en una formación invadida.

En los registros eléctricos una alta resistividad indica que existe un fluido que no conduce la electricidad, como es el caso del aceite, o que existe una roca de baja porosidad; entonces un yacimiento con alta R indica que en éste si podemos hallar hidrocarburos, mientras que en uno de baja resistividad (alta conductividad) no hay [30].

En una formación que contiene agua e hidrocarburos, la resistividad es una función de R_w , S_w y del factor de formación^C, F . Conocer la resistividad es muy importante, ya que con ella podemos determinar:

- El grado de saturación de agua, y por lo tanto el grado de saturación de hidrocarburos de un intervalo, de un estrato o de todo el yacimiento;

^CDefinición del factor de formación, F , en la sección 1.3.3: Relación entre las propiedades eléctricas de una roca con otras de sus propiedades físicas.

- La profundidad del contacto agua – hidrocarburos;
- Apoyar la interpretación de registros geofísicos de pozos para obtener la saturación de agua y de hidrocarburos.

En un yacimiento, la matriz de la roca no tiene conductividad (ya que al estar seca no conduce la corriente eléctrica), tampoco los hidrocarburos. En ocasiones la roca tiene materiales que ayudan al paso de la corriente eléctrica como son las arcillas cuando están en contacto con el agua. Por otro lado, el agua en el yacimiento sí es muy conductora de la corriente eléctrica, debido a que en el yacimiento está presente en forma de salmuera; es decir, tiene sales en solución que la convierten en un conductor de tipo electrolítico; si fuera agua pura, conduciría muy pobremente a la corriente.

Por lo tanto, la conducción eléctrica en las rocas de yacimientos sin contenido significativo de arcilla (formaciones limpias) resulta de la presencia del agua salada. Esto quiere decir que en medio poroso y permeable, a mayor cantidad de fluido conductor se va a tener una mayor conductividad y una menor resistividad. Para una formación arcillosa, la resistividad depende de:

- Porosidad y permeabilidad de la roca,
- Resistividad del agua de formación,
- La cantidad de agua presente (saturación de agua),
- La geometría estructural de los poros (tortuosidad),
- Mineralogía de la formación,
- Contenido de arcilla,
- Conductividad de la arcilla.

Obtención en laboratorio de la resistividad eléctrica en muestras de roca

Para determinar el valor de la resistividad a una muestra de roca, de geometría definida con área de sección transversal a un flujo constante (A), se le satura con salmuera, se le pasa la corriente eléctrica y se mide la resistencia (r) que existe en una distancia establecida (L).

Para medir la resistencia se emplea un reóstato llamado resistivímetro, el cual mide la resistencia eléctrica de una roca con geometría regular, por ejemplo un cilindro o un paralelepípedo, saturado con un fluido conductor, que es la salmuera. El aparato, que está basado en la ley de Ohm, sirve para pasar corriente eléctrica, de manera directa o alterna, a través

de la muestra para así poder determinar su resistencia con la ecuación: $r = V_{ab}/i$; donde r es la resistencia eléctrica del conductor medida en *ohms*, V_{ab} es la caída de potencial entre dos puntos del conductor medida en volts, e i es la intensidad de corriente que pasa por el conductor, medida en Ampères. Posteriormente se aplica la ecuación (1.9), para obtener la resistividad.

1.3.2 Factores que afectan a la resistividad eléctrica de la roca y del agua salada en el yacimiento

Resistividad del agua salada, R_w

- **Salinidad.** Cuando la salinidad aumenta, la R_w disminuye. Entre más sales disueltas tenga el agua, la R_w va a disminuir porque los iones disociados hacen al agua más conductora de la electricidad. Sin embargo, a salinidades mayores el exceso de sal provoca un incremento en la viscosidad y de ahí un aumento en la R_w .
- **Temperatura.** Cuando la temperatura aumenta, la R_w disminuye. Al aumentar la temperatura aumenta la energía cinética del $NaCl$ de la salmuera, con lo que la viscosidad disminuye; esto ocasiona que los electrones pasen más fácilmente por la salmuera, con lo que la R_w disminuye.
- **Presión.** Cuando la presión aumenta, la R_w aumenta. Al aumentar la presión aumenta la viscosidad, lo que ocasiona que el flujo de electrones tenga dificultad para pasar por el agua salada.

Resistividad de la roca con $S_w = 100\%$, R_o , sin contenido significativo de arcillas

- **Salinidad.** Cuando la salinidad aumenta, la R_o disminuye.
- **Temperatura.** Cuando la temperatura aumenta, la R_o disminuye.
- **Presión.** Cuando la presión aumenta, la R_o aumenta.
- **Porosidad.** Cuando la porosidad aumenta, la R_o disminuye porque hay más agua.
- **Permeabilidad absoluta.** Cuando la K_a aumenta, la R_o disminuye.
- **Tortuosidad.** Cuando la tortuosidad aumenta, la R_o aumenta.
- **Magnitud y geometría del espacio poroso.** La resistividad de un conductor depende de la longitud y área de sección transversal para un mismo material, como se observa en la ecuación de la resistividad (1.9).

Resistividad de la roca con $S_w < 100\%$, R_t , para porosidad constante sin contenido significativo de arcillas

- Salinidad. Cuando la salinidad aumenta, la R_t disminuye.
- Temperatura. Cuando la temperatura aumenta, la R_t disminuye.
- Presión. Cuando la presión aumenta, la R_t aumenta.
- Permeabilidad absoluta. Cuando la K_a aumenta, la R_t disminuye.
- Tortuosidad. Cuando la tortuosidad aumenta, la R_t aumenta.
- Saturación de agua. Cuando la S_w aumenta, la R_t disminuye. Al aumentar la cantidad de agua la corriente eléctrica fluirá más fácilmente, y como hay un menor contenido de hidrocarburos, entonces la R_t disminuirá^D. A mayor saturación de agua, cuando la mayoría del espacio poroso está ocupado por fluidos conductores, la R_t disminuirá enormemente [5].
- Mojabilidad^E. Para una cierta saturación de agua, porosidad y permeabilidad, la R_t en un medio mojado por aceite es mayor que en un medio mojado por agua. En el caso del medio poroso mojado por aceite éste ocupa sus paredes, mientras que el agua está en la parte central de los poros^F; como la roca y los hidrocarburos no conducen la electricidad, entonces la R_t será mayor.

1.3.3 Relación entre las propiedades eléctricas de una roca con otras de sus propiedades físicas

Se considera un cubo de agua, de resistividad R_w , de 1 m de lado y dos cubos de roca porosa, exactamente iguales en la geometría porosa, también de 1 m por lado, uno de ellos 100% saturado con agua de resistividad R_w y el otro con $S_w < 100\%$, también con resistividad R_w . Esto lo podemos observar en las Figura 1.7 y Figura 1.8.

Observando la Figura 1.8, si se pasa corriente eléctrica en los 3 cubos:

Para el cubo de agua la resistencia será: $r = \frac{R_w \cdot L}{A}$.

^DSi la saturación de hidrocarburos incrementa, la R_t incrementa; sin embargo, en un medio poroso verdadero este incremento no es directamente proporcional al contenido de hidrocarburos. Por otro lado, la R_t será más grande que la R_o debido a que los hidrocarburos son no – conductivos.

^ELa mojabilidad es la capacidad que posee un fluido para adherirse y esparcirse sobre un sólido, en presencia de otros fluidos. Es función del tipo de fluido y de la superficie sólida.

^FDe esta manera la corriente eléctrica pasa más fácilmente, con lo que la resistividad del agua será menor en el medio mojado por aceite.

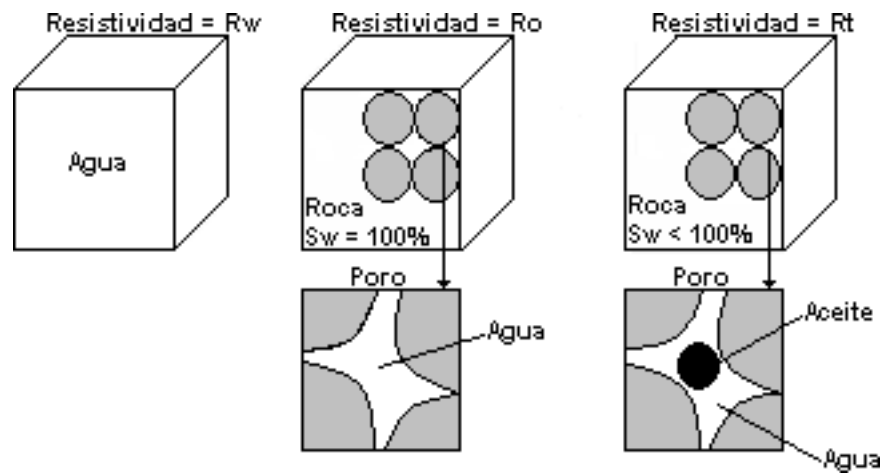


Figura 1.7: Resistividades del agua y de la roca. Resistividad del agua en los tres casos, R_w .

Para el cubo de roca con $S_w = 100\%$, si los sólidos no son conductores de la corriente eléctrica, ésta pasará solamente por un área de sección transversal A_a y recorrerá una longitud L_a , la cual es la longitud promedio que un ión debe recorrer pasando a través de los canales de los poros. La resistencia de este espacio poroso 100% saturado con agua será: $r_1 = \frac{R_w \cdot L_a}{A_a}$.

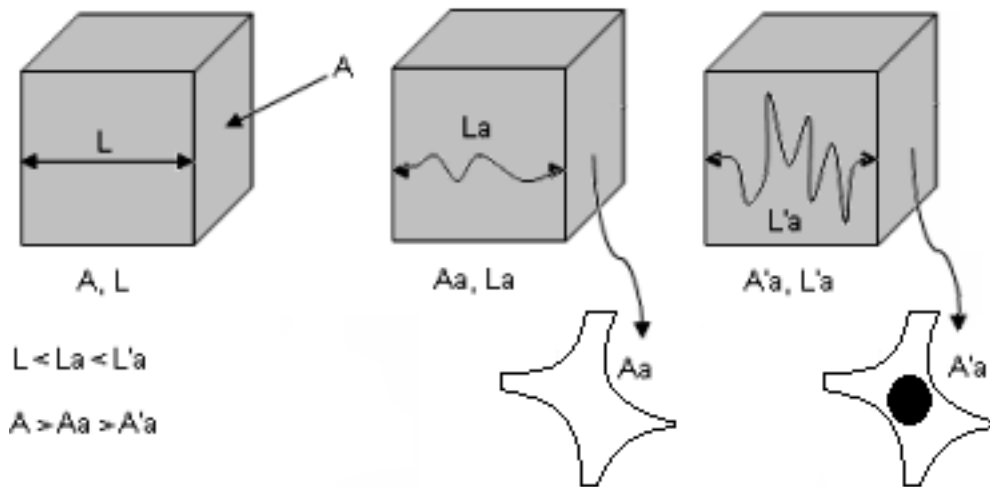


Figura 1.8: Trayectoria de flujo de corriente en los tres casos de resistividad.

Por definición, R_o es la resistividad de una roca cuando $S_w = 100\%$, por lo tanto:

$$R_o = \frac{r_1 \cdot A}{L}$$

$$R_o = \frac{R_w \cdot L_a \cdot A}{L \cdot A_a} \tag{1.10}$$

Factor de formación

De manera experimental, se ha establecido que la resistividad de una formación pura con contenido de agua (sin hidrocarburos ni arcillas), es proporcional a la resistividad del agua con la cual está completamente saturada, siendo la constante de proporcionalidad el factor de formación [39].

Definición 8 Archie introdujo el concepto de “factor de resistividad de la formación” por medio del cual relaciona la resistividad de una arena saturada 100% de agua (R_o), con la resistividad del agua saturante (R_w); como se indica en la ecuación (1.11).

$$F = \frac{R_o}{R_w} \quad (1.11)$$

sustituyendo (1.10) en (1.11):

$$F = \frac{R_w \cdot L_a \cdot A}{R_w \cdot L \cdot A_a}$$

simplificando:

$$F = \frac{(L_a/L)}{(A_a/A)} = \frac{\tau}{(A_a/A)}$$

donde τ es la tortuosidad. Para algunos casos, $A_a/A = \phi$. El valor de F depende principalmente de la porosidad de la roca, de la tortuosidad y de la permeabilidad.

Para el cubo de roca con $Sw < 100\%$; es decir, cuando tiene tanto agua como hidrocarburos, la resistencia será:

$$r_2 = \frac{R_w \cdot L'_a}{A'_a} \quad (1.12)$$

La resistividad de una roca parcialmente saturada con agua se define como:

$$R_t = \frac{r_2 \cdot A}{L} \quad (1.13)$$

sustituyendo (1.12) en (1.13):

$$R_t = \frac{R_w \cdot L'_a \cdot A}{L \cdot A'_a} \quad (1.14)$$

Índice de resistividad

Definición 9 El índice de resistividad de la formación, I , se define como la relación entre la resistividad de la roca saturada con agua e hidrocarburos y la resistividad de la roca totalmente saturada con agua. Esto se expresa en la ecuación (1.15).

$$I = \frac{R_t}{R_o} \quad (1.15)$$

Por lo tanto:

$$I = \frac{A_a/A'_a}{L_a/L'_a} \quad (1.16)$$

La ecuación (1.16) también puede expresarse como:

$$I = \frac{L'_a \cdot A_a}{L_a \cdot A'_a} = \frac{L'_a}{L_a} \cdot \frac{1}{(A'_a/A_a)}$$

pero como:

$$\frac{A'_a}{A_a} = S_w$$

queda, finalmente:

$$I = \frac{L'_a}{L_a \cdot S_w}$$

Tanto el factor de formación como el índice de resistividad son funciones de la longitud de la trayectoria efectiva (tortuosidad) y del área de sección transversal efectiva. Cabe señalar que la presencia de hidrocarburos está indicada por el valor del índice de resistividad y no por el valor absoluto de R_t [5]. Con base en las mediciones de laboratorio de F y ϕ sobre muestras de núcleos, Archie estableció las siguientes relaciones empíricas:

$$F = \frac{1}{\phi^2} \quad (1.17) \quad I = \frac{1}{S_w^2} \quad (1.18)$$

De manera general, Archie estableció las siguientes relaciones:

$$F = \frac{a}{\phi^m} \quad (1.19) \quad F = \frac{1}{S_w^n} \quad (1.20)$$

- **a**: factor geométrico relacionado con la geometría del espacio poroso y la litología. Varía de 0.35 a 4.78 en arenas.
- **m**: exponente de cementación el cual varía principalmente con el grado de consolidación de la roca, también depende de la litología o estructura porosa. Varía de 1.14 a 2.52 en arenas, y puede llegar a 2.9 o mayor en formaciones carbonatadas.
- **n**: exponente de saturación que depende del tipo de roca principalmente de la interconexión del espacio poroso. Para arenas limpias y consolidadas, el valor de n parece estar cercano a 2.0; en la literatura se ha reportado que los valores de n varían en un rango de 1 a 2.5; pero se demostró que n asume valores más altos en formaciones mojadas por aceite.

La conductividad en función del factor de formación, a partir de las ecuaciones (1.11) y (1.17), se expresa con la ecuación (1.21):

$$C_o = \frac{C_w}{F} \approx \phi^2 \cdot C_w \quad (1.21)$$

1.4 Las arcillas en los yacimientos de petróleo

1.4.1 Lutitas y arcillas

Definición 10 La *lutita* es una roca sedimentaria compuesta por una combinación de minerales y sedimentos que se depositaron en ambientes de baja energía. Los sedimentos constan de partículas finas, la mayoría arcillas y sílice (cuarzo), con pequeñas cantidades de carbonatos y otros minerales no arcillosos. Los sólidos de una lutita típica pueden consistir en alrededor del 50% de arcilla, 25% de sílice, 10% de feldespato, 10% de carbonatos, 3% de óxido de hierro, 1% de material orgánico y 1% de otros minerales; también puede contener del 2% al 40% de agua por volumen [2].

Las lutitas son bastante finas, tienen alta radiactividad, son impermeables y ofrecen alta resistencia a la migración de fluidos. Su tamaño de grano varía de de 0.0020 mm a 0.00006 mm de diámetro^G, es decir, tamaño de clase arcilla, inferiores a 4 μ . A pesar de este tamaño, las partículas arcillosas tienen una gran superficie y son capaces de acumular grandes fracciones de agua en ellas.

Definición 11 Las *arcillas* son partículas sedimentarias de grano muy fino, compuestas principalmente de silicatos de aluminio hidratados, cuya fórmula general es $X(Al_2O_3) \cdot Y(SiO_2) \cdot Z(OH)$; además contienen cantidades pequeñas de otros elementos como magnesio, potasio, sodio, hierro y titanio (en orden decreciente de prevalencia). Su composición es muy variada ya que está condicionada al ambiente, temperatura, humedad y acidez. El hidrógeno presente es parte de la estructura de cristalización para la formación de la arcilla y no contribuye a la conductividad de la formación.

Los minerales de arcilla tienen estructura en forma de plaquetas o láminas de tetraedros de silicio (SiO_4) u octaedros de aluminio (Al_2O_6), de espesor muy delgado^H de 0.5 a 1 nm, no obstante llegan a tener una extensión de 1000 nm a lo largo y ancho. Estas plaquetas están acomodadas en forma de capas, una sobre otra como si fueran las tejas de un tejado, con separaciones de 2 a 10 nm. Las estructuras básicas de los minerales de arcilla se muestran en la Figura 1.9.

^GDe 9 a 14 unidades phi (Φ), respectivamente, según la escala de Wentworth para el análisis granulométrico: $\Phi = -\log_2 d$, donde d es el diámetro en mm.

^H1 nm = 0.1 Å

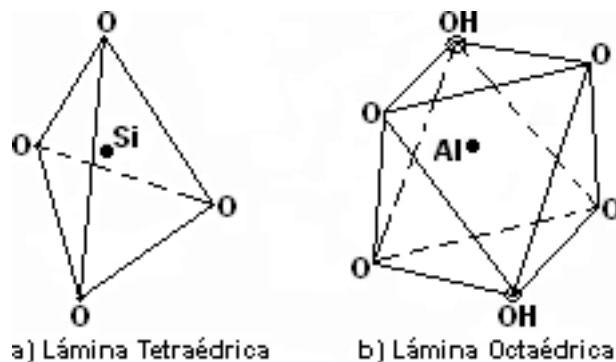


Figura 1.9: Estructuras fundamentales de las arcillas.

- **Tetraedro de silicio** (SiO_4 , silicatos). Es una lámina de átomos de silicio (Si) y oxígeno (O) en un arreglo tetraédrico;
- **Octaedro de aluminio** (Al_2O_6 , aluminatos). Es una lámina de átomos de aluminio (Al), oxígeno (O) e hidróxido (OH) en un arreglo octaédrico.

Estas estructuras se repiten indefinidamente para formar láminas, capas unitarias, cristales y finalmente minerales de arcilla, los cuales permiten el almacenamiento de agua en su espacio interlaminar. La porosidad interna de las láminas de arcilla y su carga electrostática asociada son adecuadas para la absorción de especies tales como los cationes de potasio (K^+), magnesio (Mg^{2+}) y amonio (NH_4^+), entre otros [15].

Los principales minerales arcillosos, de acuerdo con las rocas sedimentarias, son: montmorillonita (esmeclita), illita, clorita y caolinita¹. En la Figura 1.10 se muestra la construcción de estos minerales y en la Tabla 1.6 se presentan sus propiedades más importantes para la caracterización de formaciones. En la Tabla 1.7 se presenta la clasificación general de las lutitas, con composición variable de los distintos tipos de minerales de arcilla para cada clase de lutita.

1.4.2 Características y propiedades fisicoquímicas de las arcillas

Entre las características principales de las arcillas podemos mencionar:

- Presentan una carga neta negativa (deficiencia local de carga), ésto es debido a que las superficies de sus láminas presentan actividad química y eléctrica. Debido a ésto, las arcillas son capaces de variar su composición química interna;

¹Ver referencias [2] y [5].

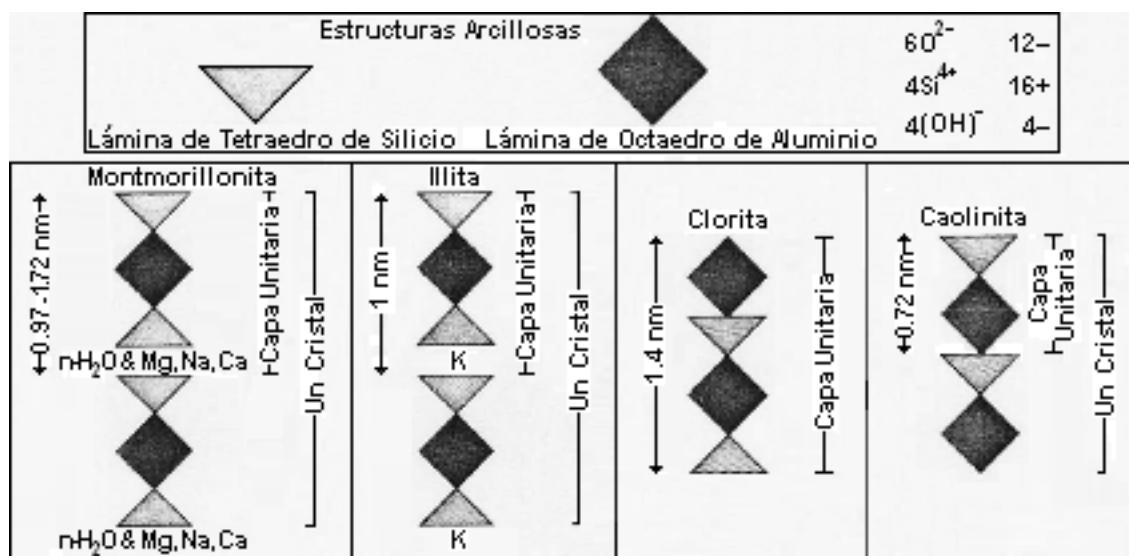


Figura 1.10: Construcción de los cuatro principales grupos de arcillas.

Tipo de arcilla	CEC <i>meq/g</i>	ϕ_{CNL}	ρ_{prom} <i>g/cm³</i>	Elementos menores	Componentes del registro espectral		
					K %	U <i>ppm</i>	Th <i>ppm</i>
Montmorillonita	0.8 – 1.5	0.24	2.45	Ca, Mg, Fe	0.16	2 – 5	14 – 24
Illita	0.1 – 0.4	0.24	2.65	K, Mg, Fe, Ti	4.5	1.5	2
Clorita	0 – 0.1	0.51	2.80	Mg, Fe	–	–	–
Caolinita	0.03 – 0.06	0.36	2.65	–	0.42	1.5 – 3	6 – 19

Tabla 1.6: Características de los principales grupos de arcillas.

Clase	Textura	CEC	Contenido de agua	% _{peso} agua	Contenido de arcilla	% _{peso} arcilla	Densidad
A	suave	20 – 40	libre y ligada	25 – 70	montmorillonita e illita	20 – 30	1.2 – 1.5
B	firme	10 – 20	ligada	15 – 25	illita y láminas mezcladas de montmorillonita – illita	20 – 30	1.5 – 2.2
C	dura	3 – 10	ligada	5 – 15	trazas de montmorillonita – illita	20 – 30	2.2 – 2.5
D	quebradiza	0 – 3	ligada	2 – 5	illita, caolinita y clorita	5 – 30	2.5 – 2.7
E	firme dura	10 – 20	ligada	2 – 10	mezcla de láminas de montmorillonita – illita	20 – 30	2.3 – 2.7

Tabla 1.7: Clasificación general de las lutitas con composición variable de minerales de arcilla.

- Pueden adsorber moléculas en el interior de su espacio interlaminar; dependiendo de éstas, las arcillas también pueden adsorber y retener en el interior de su estructura una cierta cantidad de moléculas de agua; reduciendo con ello la permeabilidad al aceite en una arenisca;
- Se comportan como una malla molecular, ya que el mineral acepta o rechaza la penetración de las moléculas en su estructura interna en función del tamaño de las mismas;
- Tienen la capacidad de intercambiar iones, en particular cationes con los fluidos presentes en el espacio poroso;
- Los cambios físicos de su estructura, como el hinchamiento, son reversibles.

Entre las propiedades fisicoquímicas de las arcillas, podemos mencionar las siguientes:

Área superficial Llamada también superficie activa, superficie expuesta o superficie específica, es la superficie del grano que está en contacto con los fluidos por unidad de volumen de roca. En el caso de las arcillas, la superficie que está en contacto con los fluidos es el área de la superficie de cada una de las plaquetas o láminas que constituyen a la arcilla; por lo tanto, las áreas superficiales de los granos en las arcillas son más grandes en magnitud que las de las arenas, aunque sus diámetros de poro son mucho más pequeños.

Capacidad de absorción Es un proceso físico que indica la facilidad con la cual las arcillas pueden retener agua u otras moléculas en su espacio interlaminar o en sus canales estructurales; un ejemplo de absorción es la retención por capilaridad.

Capacidad de adsorción Es un proceso químico que se presenta cuando interaccionan la arcilla (adsorbente) y el compuesto, en forma líquida o gaseosa, adsorbido (llamado adsorbato); esto ocasiona que parte del compuesto se una a la superficie arcillosa, formando una o más capas de moléculas asociadas al adsorbente. Las unidades de la capacidad de adsorción se expresan en porcentaje de adsorbato con respecto a la masa y depende, para una misma arcilla, del fluido que se trate.

Capacidad de intercambio catiónico Esta propiedad^J indica la facilidad de intercambiar los cationes que existen en la superficie arcillosa, en su espacio interlaminar o en sus canales estructurales por otros cationes existentes en la solución acuosa donde se encuentren las arcillas.

Densidad Se refiere a la densidad promedio de la arcilla seca.

^JLa definición formal de esta propiedad se presenta en el Capítulo 2.

Hidratación Esta propiedad, característica de la montmorillonita (esmectita), se refiere a la adsorción de moléculas de agua en su superficie arcillosa. Es independiente del tipo de catión de cambio presente, aunque el grado de hidratación sí está relacionado con la naturaleza del catión interlaminaar y con la carga de la lámina.

Hinchamiento Esta propiedad característica de la montmorillonita es consecuencia de la adsorción de agua en el espacio interlaminaar; depende del balance electrostático entre el catión y la lámina, y la energía e hidratación del catión. Entre más capas de agua se intercalen, la separación entre las láminas arcillosas aumenta, al igual que las fuerzas de repulsión electrostática lámina – lámina, lo que da lugar a que el proceso de hinchamiento pueda llegar a disociar completamente unas láminas de otras. El catión interlaminaar que contribuye a que las montmorillonitas tengan una gran capacidad de hinchamiento es el sodio; mientras que con el calcio o el magnesio, el hinchamiento de la arcilla será mucho menor. La propiedad de hinchamiento es una función de la afinidad de la arcilla por el agua. Cuando se hinchan, las arcillas se separan de la superficie porosa [26].

Plasticidad Es la propiedad de las arcillas de ser “envueltas” por el agua en sus partículas laminaares, lo que produce un efecto lubricante que facilita el deslizamiento de unas partículas sobre otras, cuando se ejerce un esfuerzo sobre ellas.

Tixotropía Es un fenómeno que consiste en la pérdida de la resistencia de un coloide, al amasarlo, y en su posterior recuperación con el tiempo. Esta propiedad hace que las arcillas, originalmente sólidas, pierdan su cohesión y se conviertan en un líquido.

1.4.3 Orígenes de las arcillas y sus modelos de distribución en el yacimiento

Las arcillas pueden ser de origen autógeno o detrítico.

Origen autógeno

La arcilla autógena se desarrolla en el lugar después de la depositación de la arena, como resultado de interacciones químicas entre el fluido del poro y los constituyentes menores de la arena, como los feldespatos. Se le llama también de origen in – situ, y por esta razón las arcillas de este tipo de origen tienden a ser más puras y cristalinas. Su composición puede

variar radicalmente de las arcillas de tipo detrítico en las vecindades de las capas de lutita. Los minerales de arcilla autógenos no se pueden volver a disolver fácilmente una vez depositados con los fluidos de los poros, por lo que afectan especialmente a los yacimientos de areniscas. Se caracteriza por ser de varios tipos, según la forma en que se genera en el poro: partículas discretas, partículas de revestimiento y/o partículas de tapón, como se observa en la Figura 1.11.

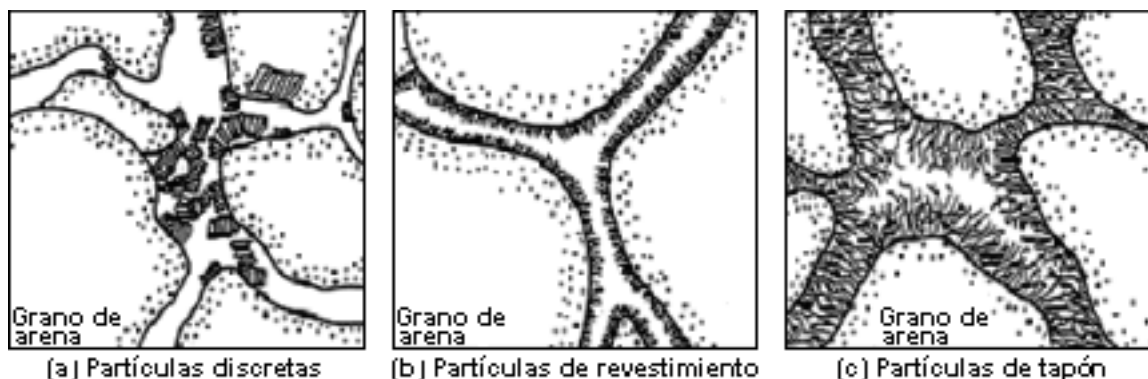


Figura 1.11: Forma en que las arcillas autógenas se generan en el poro.

- **Partículas discretas.** Éstas presentan una estructura de plaquetas aisladas creciendo aleatoriamente dentro del poro, ocasionando una pequeña disminución de la porosidad efectiva y de la permeabilidad. Por lo general la caolinita es partícula discreta. Los cristales de caolinita presentan esta morfología en el espacio poroso.
- **Partículas de revestimiento.** Estas partículas cubren los granos y forman microporos que entranpan una gran parte del agua del poro, reducen la porosidad efectiva y tienen un efecto pequeño en la permeabilidad. Se unen a las paredes del poro, a menudo forman una capa de mineral de arcilla bastante continua y delgada. Los minerales de arcilla que forran los poros tienen una alta capacidad de intercambio catiónico y por lo tanto una alta conductividad. La illita, clorita y montmorillonita tienen esta morfología en el espacio poroso, siendo la clorita la más común.
- **Partículas de tapón.** En esta morfología, las arcillas sirven de puente entre los poros, ya que forman filamentos que se extienden a través de los poros. Estas partículas producen microporosidad o cierran totalmente el poro, por lo que disminuyen de manera significativa la porosidad efectiva y también disminuyen drásticamente la permeabilidad al crear trayectorias tortuosas de flujo de fluido. Representa el más alto contenido de arcilla y la reducción más grande de la porosidad. También se incluyen la illita, clorita y montmorillonita en esta morfología, siendo la illita la más común.

Origen detrítico

La arcilla de origen detrítico se debe al intemperismo de la roca, su composición es muy variada, depende del ambiente y de las condiciones de temperatura, humedad y acidez. Se le conoce también como arcilla de transporte, ya que se obtiene de diversos tipos de rocas y arenas, conteniendo dos o más minerales de arcilla. Se forma externamente al trabajo de formación de la arena. También se le llama arcilla laminadas o lutita [5].

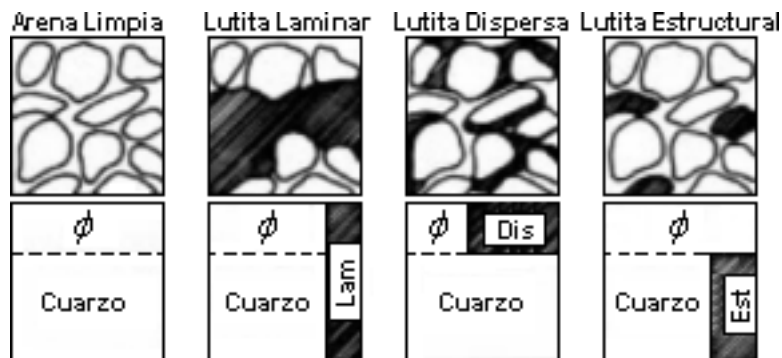


Figura 1.12: Forma esquemática en la cual se puede distribuir la lutita en los sedimentos.

En los yacimientos de arenas arcillosas, la arcilla o lutita puede estar depositada en la arena de tres formas: laminar, dispersa y estructural, como se puede observar en la Figura 1.12.

Modelo de distribución laminar

En este modelo la lutita se presenta intercalada (alternada) con arena limpia en láminas de algunos centímetros de espesor, que siguiendo la depositación tienden a ser homogéneas por el trabajo de los organismos y la infiltración de partículas de arcilla dentro de la arena por el movimiento del agua. Por lo general, la arcilla en una lutita laminar es de origen detrítico. Una lutita laminar no tiene porosidad efectiva ni permeabilidad por lo que su presencia en el yacimiento reduce los valores, teóricamente en proporción a su porcentaje de volumen en la formación, de porosidad efectiva y de permeabilidad. Por ejemplo una arena con 40% de lutita teóricamente reduce los valores de la porosidad efectiva y de la permeabilidad hasta en un 60%.

Modelo de distribución dispersa

En este modelo la arcilla está diseminada en el espacio poroso de la arena, reemplazando al fluido que debería ocupar su lugar; por lo que su presencia es dañina ya que una pequeña cantidad de arcilla cierra los poros, reduce la porosidad efectiva y la permeabilidad de la formación a valores

no producibles. La mayoría de la arcilla dispersa es de origen autógeno. En este modelo las arcillas se encuentran recubriendo los granos de arena, según las tres morfologías de la arcilla autógena (discretas, revestimiento, tapón). En el yacimiento, es más dañino este modelo que el laminar. Puede causar un severo daño a la formación.

Modelo de distribución estructural

Este modelo es el menos frecuente, en él los granos de arcilla toman el lugar de los granos de arena. No afecta a la interpretación de registros; pero la disposición de la arcilla afecta considerablemente a la productividad de la formación. Este tipo de distribución es más dañino que el modelo laminar. La porosidad y permeabilidad de la arena son muy poco afectadas. Sus propiedades son similares a las de la lutita laminar y a las de las lutitas masivas cercanas.

Todos estos modelos pueden encontrarse simultáneamente en una misma formación.

La lutita matriz dispersa en los espacios porosos de la roca del yacimiento está sujeta únicamente a la presión hidrostática, debido a que la misma roca del yacimiento no ha sufrido la misma compactación que las capas de lutitas adyacentes. Por lo tanto la lutita dispersa retiene mayor cantidad de agua que la lutita laminar, y afecta la porosidad del yacimiento y consecuentemente su respuesta en los registros de pozos, ya que el SP es reducido.

1.4.4 Conductividad en las arcillas

Para rocas limpias y formaciones de agua relativamente limpias, la resistividad de la roca está relacionada con la resistividad del agua de formación por medio del factor de formación, como se observa en las ecuaciones (1.11) y (1.21). Como puede observarse en la Figura 1.13, una gráfica de la conductividad de una roca arcillosa con $S_w = 100\%$ vs la conductividad del agua de formación es no lineal a bajas concentraciones de C_w ; mientras que con el incremento en la conductividad de la solución en equilibrio, la conductividad de la arena aumenta linealmente. Para un valor específico de C_w , el valor medido de C_o es mucho más grande que el valor que debería ser esperado para una formación de arena limpia. Ése aparente incremento en la conductividad, C_{cl} , se debe al hecho de que las arcillas contribuyen a la conductividad total de la roca, mientras que la ecuación (1.21) supone una formación limpia.

Las arcillas y lutitas contribuyen a la conductividad de la formación, debido a que en el yacimiento están inmersas en una solución electrolítica (el agua de formación), con la

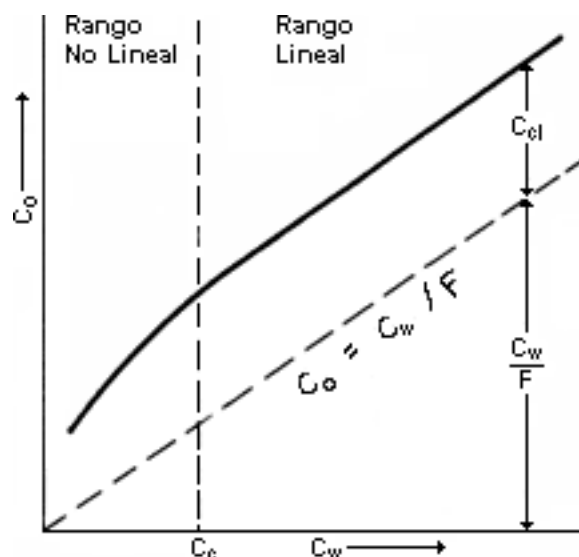


Figura 1.13: Conductividad de la arena arcillosa con $S_w = 100\%$ en función de la conductividad del agua de formación.

cual pueden intercambiar iones que se mueven bajo la influencia de un campo eléctrico que se encuentra entre los sitios de intercambio de la superficie de las partículas de arcilla. Este exceso de conductividad observado en las arcillas, el cual se debe a los cationes que permanecen ligados a una capa difusa en la arcilla, contribuye a la disminución de la R_t debido al agua que pueden retener estos minerales. Las arcillas con altos valores de CEC juegan un rol principal en la conducción eléctrica de lutitas y arenas arcillosas.

La presencia de lutita o minerales de arcilla complica de manera significativa la caracterización de las formaciones que contienen hidrocarburos. Los efectos de la presencia de arcillas en arenas, calizas y dolomías incluyen:

- Reducción de la porosidad efectiva,
- Reducción de la permeabilidad,
- Alteración en la resistividad.

1.5 El agua en los yacimientos de hidrocarburos

1.5.1 Agua de formación

Definición 12 *El agua de formación de un yacimiento petrolero es el agua total que está presente en la roca junto con los hidrocarburos (inmediatamente antes de la perforación), y que*

presenta un alto contenido de sólidos disueltos en ella. El agua de formación también se conoce como salmuera, agua salada, agua congénita o agua intersticial.

Agua congénita Casi todas las rocas sedimentarias están depositadas en agua, en capas una sobre la otra; no como material que componga el sedimento, pero sí como una parte natural de él. El agua depositada con un sedimento desde el inicio es llamada agua congénita, y es por esto que la mayoría de las rocas sedimentarias son inherentemente mojadas por agua.

Agua libre Donde las rocas sedimentarias ahora contienen aceite o gas, éstos desplazaron algo del agua que anteriormente estaba ocupando los espacios porosos en las rocas. El agua que el aceite o gas es capaz de desplazar se llama agua libre.

Agua intersticial Mucha agua resiste el desplazamiento por invasión de hidrocarburos, debido a que ella ocupa espacios porosos demasiado finos para que los hidrocarburos entren y puedan aún adherirse a la superficie de los granos de rocas. A esta agua que quedó atrapada durante la sedimentación se le conoce como agua intersticial, típicamente ocupa del 10 al 40% o más del total del espacio poroso en la roca. Puede haber tres tipos de agua intersticial: singenética, epigenética y diagenética^K.

Puede sumarse a la lista de aguas que componen el agua de formación, el agua meteórica que pudiera infiltrarse desde el afloramiento, hacia las formaciones que estén abiertas al mismo^L.

1.5.2 Principales componentes del agua de formación

Todas las aguas de formación contienen sólidos disueltos, principalmente cloruro de sodio. Los cationes disueltos comúnmente encontrados en el agua de formación de los yacimientos de hidrocarburos son Na^+ , Ca^{2+} , y Mg^{2+} ; ocasionalmente están presentes K^+ , Ba^{2+} , Li^+ , Fe^{2+} , Sr^{2+} , B^{2+} y Al^{3+} . Los aniones más comunes son Cl^- , SO_4^{2-} , y HCO_3^- ; también a menudo están presentes CO_3^{2-} , NO_3^- , Br^- , I^- , F^- , BO_3^{2-} , y S^{2-} . Frecuentemente se presentan cantidades traza de otros 30 o 40 iones en estas salmueras y, además de estas sales disueltas, usualmente están presentes microorganismos de diferentes especies cuyo origen no es del todo conocido.

^KLos tres tipos de agua intersticial son: singenética, formada simultáneamente con la sedimentación, como el agua congénita; epigenética, originada por la subsecuente infiltración en las rocas, y diagenética, que se ha alterado química, física o bacteriológicamente antes, durante o después de la consolidación de los sedimentos [28].

^LEl agua meteórica es agua de lluvia o agua que ha estado recientemente en circulación atmosférica.

El sodio Na^+ es el catión dominante en las aguas de formación con valores de concentración de hasta 80000 mg/L , lo que representa del 70% al 90% de los sólidos totales disueltos en el agua. Una fuente importante de Na^+ la constituye el agua marina de las regiones costeras, tanto por intrusión marina como por infiltración de agua de lluvia que se incorpora desde el mar. Las sales de sodio son altamente solubles, tienden a permanecer en solución y no precipitan, al igual que las sales de calcio; sin embargo, el Na^+ puede ser adsorbido en arcillas de elevada capacidad de intercambio catiónico (especialmente con el Ca^{2+}), lo que provoca una disminución en la dureza de las aguas [28].

El cloro Cl^- también se encuentra en altas concentraciones en las aguas de formación, con valores de 100 mg/L hasta 55000 mg/mL . En cuencas sedimentarias las evaporitas y rocas de origen marino también aportan una importante cantidad de Cl^- a las aguas de formación y por la elevada solubilidad de sus sales, los iones Cl^- pasan rápidamente a la fase acuosa alcanzando altas concentraciones. En aguas de formación el Cl^- forma sales de alta solubilidad, no se oxida ni se reduce, no es adsorbido significativamente, no forma parte de procesos bioquímicos, ni experimenta interacción diagenética agua – roca, por lo cual se dice que es un ión conservativo.

La halita ($NaCl$) es el mineral halógeno más común y generalmente precipita de salmueras de agua marina y evaporada. La disolución de halita es el mecanismo responsable más importante en el incremento de la concentración del Na^+ y Cl^- en salmueras con alta salinidad ($> 10000\text{ mg/L}$) presentes en cuencas sedimentarias, donde se encuentren o no evaporitas [28].

Por otra parte, los factores que controlan la solubilidad del calcio en la mayoría de los sistemas naturales son el pH y el intercambio catiónico, entre otros. El intercambio iónico entre Ca^{2+} y otros cationes retenidos en la superficie de minerales con los que entra en contacto el agua (Na^+ principalmente) se potencia en terrenos arcillosos de baja permeabilidad [28].

Los procesos de intercambio iónico también modifican la concentración de Mg^{2+} en aguas de formación; por tanto el Mg^{2+} provee información acerca de la interacción agua – roca, ya que se involucra directamente a la disolución de dolomías en la cuenca [28]. Por otro lado, el K^+ tiende a ser fijado irreversiblemente en procesos de formación de arcillas y procesos de adsorción en la superficie de minerales con capacidad de intercambio iónico.

1.5.3 Salinidad del agua de formación

Definición 13 *La cantidad o concentración de sólidos disueltos totales en el agua de formación se conoce como salinidad y está reportada de varias maneras diferentes, entre ellas se encuentran partes por millón, miligramos por litro, por ciento en peso de sólidos, y miliequivalentes por litro. La Tabla 1.8 proporciona las definiciones de éstas y otras maneras diferentes de expresar la salinidad del agua de formación [27].*

Término	Símbolo	Definición	Ecuaciones
Molalidad	C_m	g mol sól./10 ³ g agua pura	
Molaridad	C_M	g mol sól./10 ³ mL sal.	
Normalidad	C_N	peso eq. sól./10 ³ mL sal.	
Miliequivalentes por litro	$C_{meq/L}$	meq sól./10 ³ mL sal.	$C_{meq/L} = 1000 \times C_N$ $= C_{mg/L}/\text{peso eq}$
% peso de sólidos	C_W	g sól./10 ² g sal.	$C_W = C_{ppm} \times 10^{-4}$
Partes por millón	C_{ppm}	g sól./10 ⁶ g sal.	$C_{ppm} = C_W \times 10^4$ $= C_{mg/L}/\rho_w$
Miligramos por litro	$C_{mg/L}$	g sól./10 ⁶ mL sal.	$C_{mg/L} = \rho_w \times C_{ppm}$ $= \rho_w \times C_W \times 10^4$
Granos por galón	$C_{gr/gal}$	granos sól./galón sal.	$C_{gr/gal} = 17.1 \times C_{mg/L}$ $= 17.1 \times \rho_w \times C_{ppm}$

ρ_w : densidad del agua en g/cm^3 a condiciones estándar; sól.: sólido(s); sal.: salmuera.

Tabla 1.8: Resumen de la nomenclatura y unidades para la salinidad del agua de formación.

Las variaciones en las concentraciones y composiciones iónicas de las aguas de formación pueden deberse a muchos factores. Entre las teorías que se han propuesto – de las cuales una o más pueden aplicarse a un agua de formación en particular – están el origen no marino de algunos sedimentos, la dilución por agua del sedimento, la concentración a través de la evaporación por el gas de migración, la reducción de sulfatos por bacterias anaerobias o constituyentes del petróleo, la adsorción e intercambio de base de cationes con los minerales arcillosos (*CEC*), la disolución de sales minerales por migración del agua de formación, el intercambio de los iones magnesio y calcio durante la dolomitización, el cedazo (tamizado) de sales por arcillas, la precipitación de sulfatos y carbonatos de magnesio y calcio, y la reacción química con los constituyentes de los sedimentos confinados. El punto importante es que el agua contenida en una formación productora tiene diferente composición que cualquier otra

salmuera, incluso aquellas de la vecindad inmediata a esa formación [27].

Los valores de salinidad se incrementan con el tiempo geológico y con la profundidad debido a la interacción agua – roca, que hace que las aguas que se encuentran en formaciones más antiguas presenten mayores concentraciones de sólidos disueltos totales. A altas concentraciones de salinidad, el grado de disociación depende de la naturaleza y concentración de una sal particular, así como de los otros solutos en la solución.

Las aguas de formación generalmente contienen muchas más altas salinidades que las aguas de mar. Se han reportado aguas de formación con salinidades en un rango de 200 *ppm* hasta soluciones altamente concentradas, aproximadamente 300000 *ppm* o inclusive valores de hasta 600000 *ppm*, esto último se debe principalmente a la interacción entre sales que aumentan de manera considerable la concentración de Na^+ y Cl^- . El agua de mar contiene alrededor de 35000 *ppm* de salinidad; en particular las del Golfo de México se encuentran entre 36400 y 36500 *ppm* [27,28].

El agua contribuye a que la roca sea eléctricamente más conductora, debido a que es muy eficiente transportador de iones en solución; pero no así hidráulicamente, no puede ser desplazada por hidrocarburos; por eso se define a la porosidad como efectiva y como total. Como podemos observar en la Figura 1.14, la conductividad solamente aumenta linealmente en soluciones de *NaCl* y *KCl*, en soluciones de otras sales decae a partir de las 50000 *ppm* [2].

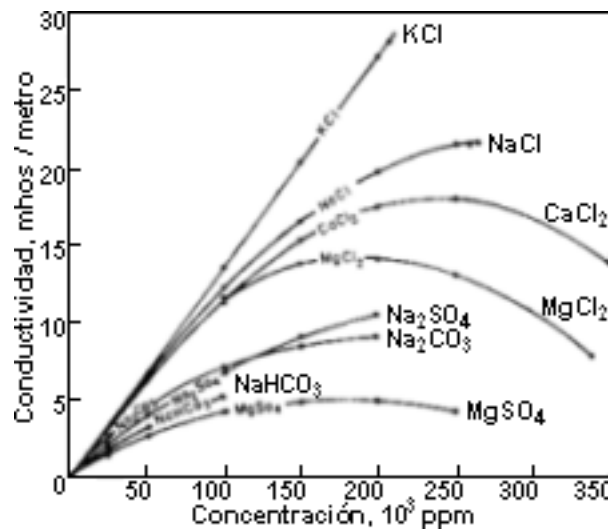


Figura 1.14: Conductividad del agua de formación en función de su concentración de sales.

1.5.4 El agua en los minerales de arcilla

El agua en minerales de arcilla depositados recientemente está presente en tres formas distintas [34]:

Agua libre También se conoce como agua interpartícula o agua de poro (pore water), la cual es retenida en el espacio poroso justo de la misma manera que el aceite y el gas. Es equivalente al agua en una arena limpia.

Agua ligada El agua ligada (bound water), interlaminar o intercapa, es retenida dentro de los espacios de la red de arcilla que son hinchables o expandibles.

Agua constitucional El agua constitucional (constitutional water) es el agua inmóvil que forma el grupo hidróxilo (OH^-) en la red mineral arcillosa. Este tipo de agua no contribuye a la conductividad eléctrica en formaciones arcillosas.

En una formación arcillosa (arena, caliza o dolomía arcillosa) se tendrán agua ligada a la arcilla y agua libre, la cual no es del todo “libre” ya que incluye al agua ligada a la capilaridad y mojabilidad; pero es equivalente al agua en una formación limpia.