



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

---

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

## **Propiedades Petrofísicas**

**MATERIAL DIDÁCTICO**

Que para obtener el título de

**Ingeniera Geofísica**

**P R E S E N T A N**

Ariadna Margarita Palestina Oliva

Natalia Ramírez Mayorga

**ASESOR DE MATERIAL DIDÁCTICO**

Dr. Ambrosio Aquino López



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2024

# Índice

|              |  |           |
|--------------|--|-----------|
| <b>1</b>     | <b><i>Definición</i></b> .....                             | <b>1</b>  |
| <b>2</b>     | <b><i>Parámetros petrofísicos</i></b> .....                | <b>2</b>  |
| <b>3</b>     | <b><i>Porosidad</i></b> .....                              | <b>2</b>  |
| <b>3.1</b>   | <b>Clasificación de la porosidad</b> .....                 | <b>4</b>  |
| <b>3.1.1</b> | <b>Clasificación geológica</b> .....                       | <b>4</b>  |
| <b>3.1.2</b> | <b>Clasificación ingenieril</b> .....                      | <b>5</b>  |
| <b>3.2</b>   | <b>Factores que afectan la porosidad</b> .....             | <b>5</b>  |
| <b>3.2.1</b> | <b>Factores primarios</b> .....                            | <b>5</b>  |
| <b>3.2.2</b> | <b>Factores secundarios</b> .....                          | <b>7</b>  |
| <b>3.3</b>   | <b>Medición de porosidad</b> .....                         | <b>8</b>  |
| <b>3.3.1</b> | <b>Laboratorio</b> .....                                   | <b>8</b>  |
| <b>3.3.2</b> | <b>Registros</b> .....                                     | <b>8</b>  |
| <b>3.4</b>   | <b>Saturación de fluidos</b> .....                         | <b>9</b>  |
| <b>4</b>     | <b><i>Saturación de fluidos</i></b> .....                  | <b>10</b> |
| <b>4.2</b>   | <b>Factores que afectan la saturación</b> .....            | <b>12</b> |
| <b>4.3</b>   | <b>Medición de la saturación</b> .....                     | <b>12</b> |
| <b>4.3.1</b> | <b>Métodos directos</b> .....                              | <b>13</b> |
| <b>4.4</b>   | <b>Modelo de estimación de saturación de fluidos</b> ..... | <b>14</b> |
| <b>4.4.1</b> | <b>Factor de formación</b> .....                           | <b>14</b> |
| <b>4.4.2</b> | <b>Índice de resistividad</b> .....                        | <b>16</b> |
| <b>4.4.3</b> | <b>Ecuación de Archie</b> .....                            | <b>17</b> |
| <b>5</b>     | <b><i>Mojabilidad</i></b> .....                            | <b>21</b> |
| <b>5.1</b>   | <b><i>Tensión superficial e interfacial</i></b> .....      | <b>22</b> |
| <b>5.2</b>   | <b>Tensión de adhesión</b> .....                           | <b>22</b> |
| <b>5.4</b>   | <b>Medición</b> .....                                      | <b>24</b> |
| <b>5.4.1</b> | <b>Ángulo de contacto</b> .....                            | <b>25</b> |
| <b>5.4.2</b> | <b>Índice de Amott</b> .....                               | <b>27</b> |
| <b>5.5</b>   | <b>Aplicaciones</b> .....                                  | <b>29</b> |
| <b>6</b>     | <b><i>Permeabilidad</i></b> .....                          | <b>30</b> |
| <b>6.1</b>   | <b>Clasificación de permeabilidad</b> .....                | <b>30</b> |
| <b>6.1.1</b> | <b>Clasificación geológica</b> .....                       | <b>30</b> |
| <b>6.1.2</b> | <b>Clasificación ingenieril</b> .....                      | <b>31</b> |
| <b>6.2</b>   | <b>Ley de Darcy</b> .....                                  | <b>31</b> |
| <b>7</b>     | <b><i>Relaciones porosidad-permeabilidad</i></b> .....     | <b>34</b> |
| <b>8</b>     | <b><i>Presión capilar</i></b> .....                        | <b>40</b> |
| <b>8.1</b>   | <b>Medición</b> .....                                      | <b>40</b> |

|           |   |           |
|-----------|---|-----------|
| 8.1.1     | Técnica de placa porosa (PP).....   | 40        |
| 8.1.2     | Presión capilar de inyección de Mercurio (MICP).....                              | 41        |
| 8.1.3     | Centrífuga .....  | 42        |
| 8.2       | Conversión de presión capilar y distribución del radio de garganta de poro .....  | 42        |
| 8.3       | Función J de Leverett.....  | 44        |
| <b>9</b>  | <b><i>Presión de poro (presión de formación)</i></b> .....                        | <b>45</b> |
| 9.1       | Definición de presión de poro normal y anormal.....                               | 45        |
| 9.2       | Mecanismos de presión de poro.....  | 46        |
| 9.3       | Modelos para el cálculo de la presión de poro.....                                | 48        |
| <b>10</b> | <b><i>Propiedades de las arcillas</i></b> .....                                   | <b>55</b> |
| 10.1      | Volumen de arcillas .....   | 56        |
| 10.2      | Relaciones Th/K y Th/U para la estimación de tipo de arcilla, materia orgánica .. | 57        |
| 10.3      | Tipos de distribución de la arcilla.....  | 61        |
| <b>11</b> | <b><i>Evaluación de formaciones</i></b> .....                                     | <b>63</b> |
| 11.1      | Clasificación de formaciones .....  | 63        |
| <b>12</b> | <b><i>Problema de escalamiento</i></b> .....                                      | <b>68</b> |
| <b>13</b> | <b><i>Ejercicios</i></b> .....  | <b>70</b> |
| <b>14</b> | <b><i>Referencias</i></b> .....   | <b>73</b> |

## **1 Definición**

Petrofísica es el estudio de las propiedades físicas de las rocas, y, desde el punto de vista de ciencia pura, tiene como objetivo explicar por qué las rocas tienen esas propiedades (Kennedy, 2015). Tiabb y Donaldson, 2015, consideran en su definición que además se estudia la interacción con los fluidos que contienen los poros.

La evaluación de formaciones cubre un amplio rango de mediciones y técnicas analíticas enfocadas a diferentes propósitos (Bateman, 1982):

- Determinación de estructuras grandes del orden de magnitud de  $10^4$  a  $10^6$  [m] (datos sísmicos, gravimétricos y magnéticos, estudios geológicos de cuencas, imágenes de satélite).
- Determinación de estructuras locales de órdenes de magnitud de  $10^3$  [m] (gravimetría de pozo).
- Estimar productividad y reservas del orden de magnitud de  $10^2$ - $10^1$  [m] (pruebas de formación).
- Determinación de valores de porosidad, permeabilidad, identificación de litología en rangos de magnitud de  $10^0$ - $10^{-1}$  [m] a través de mediciones en núcleo, registros geofísicos convencionales o mediciones de pozo durante la perforación.
- Mediciones de resistividad con herramientas micro resistivas y análisis en tapones de núcleo en rangos de magnitud de  $10^{-2}$  [m].

El conocimiento de las propiedades petrofísicas de las rocas pertenecientes al subsuelo ya sea somero o profundo es esencial para la exploración de yacimientos y la evaluación del potencial del yacimiento ya sea para exploración de yacimientos de hidrocarburo, la extracción de calor geotérmico, minería, geotecnia, procesos industriales o eliminación de residuos nucleares. Las propiedades petrofísicas se ocupan normalmente para la interpretación de datos geofísicos como son los registros geofísicos de pozo, generar modelos geológicos o probar modelos numéricos (Lévy et al.,2018; Scott et al.,2019; Deb et al., 2019, b; Árnason,2020).

Las propiedades petrofísicas son aquellas que caracterizan la roca y la relación roca-fluido a través del medio poroso de la misma, y éstas rigen el comportamiento de un

## *Propiedades Petrofísicas*

yacimiento, la correcta comprensión de acuerdo con Alfayei, 2021, de las propiedades petrofísicas nos ayuda a:

- Estimar la cantidad de hidrocarburos presentes en el yacimiento, por ejemplo: porosidad y saturación de fluidos.
- Comprender el flujo de fluidos como lo es el hidrocarburo desde el yacimiento hasta el pozo durante la producción, por ejemplo: permeabilidad, mojabilidad y permeabilidad relativa.

## **2 Parámetros petrofísicos**

Los parámetros petrofísicos son aquellos mediante los cuales se caracterizan las propiedades físicas, químicas y texturales de la roca, así como su sistema poroso, distribución de grano, esto en conjunto con la caracterización de los fluidos contenidos en el sistema poroso, para así poder identificar posibles prospectos de explotación, algunos son los siguientes (Figura 1):

- Porosidad
- Saturación de fluidos
- Mojabilidad
- Permeabilidad
- Presión capilar
- Volumen y tipo de arcilla
- Minerales y litología

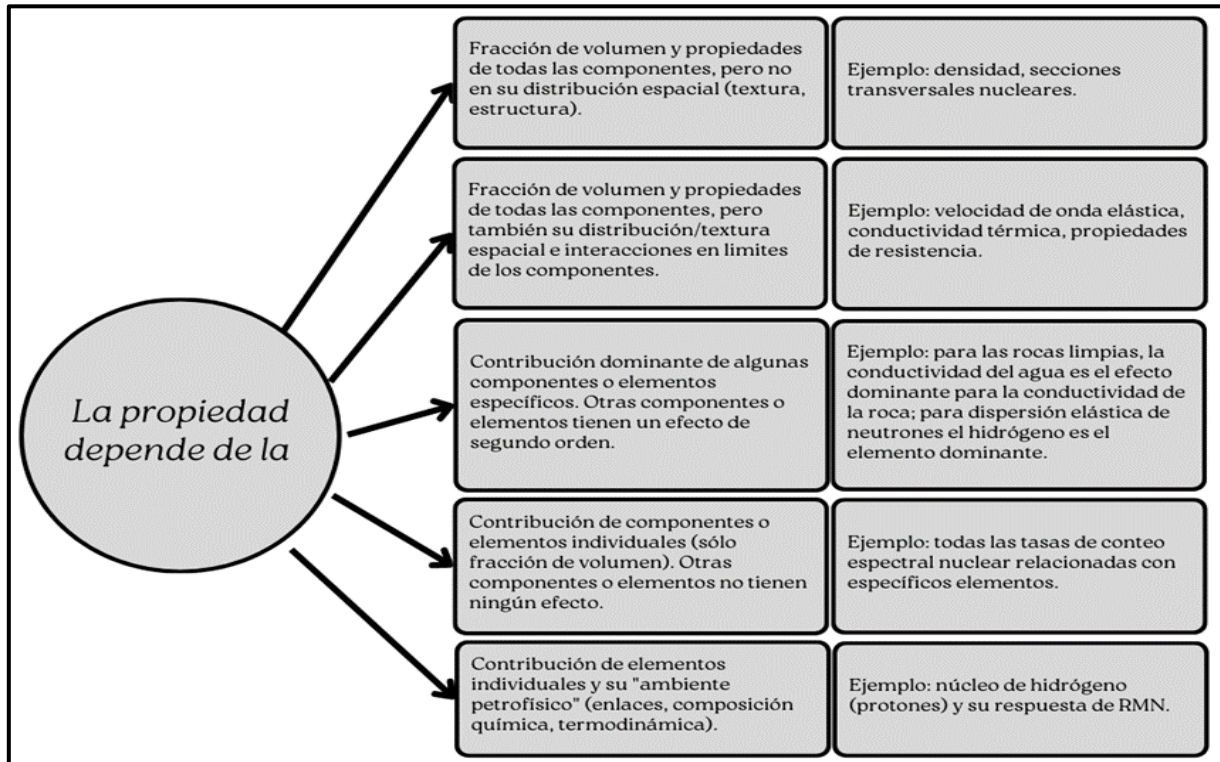
## **3 Porosidad**

La porosidad es una propiedad escalar, la cual representa la cuantificación de cuanto espacio está ocupado por fluidos, siempre se relaciona con el volumen total, es decir, cuánto de todo el interior de la roca es espacio poroso, pues ésta describe el volumen potencial de almacenamiento de los fluidos (agua, gas, petróleo) e influye en la mayoría de las propiedades físicas de la roca como la velocidad de onda elástica, resistividad eléctrica y la densidad (Schön, 2011).

## *Propiedades Petrofísicas*

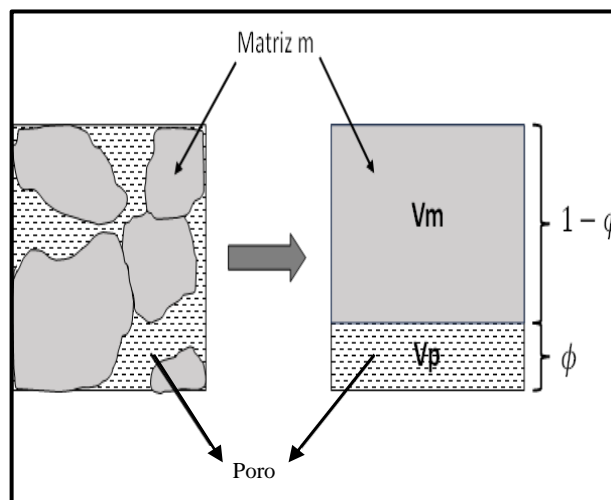
La porosidad se puede determinar de manera directa, por ejemplo, mediante técnicas de laboratorio o indirectamente mediante registros geofísicos de pozo. Ec. 1.

$$\phi = \frac{\text{volumen de poros (cm)}^3}{\text{volumen total de la roca (cm)}^3} \quad (\text{Ec. 1})$$



*Figura 1. Propiedades petrofísicas-principales dependencias e influencias (modificado de Schön et al, 2011).*

Donde al volumen de los minerales sólidos se le conoce como volumen de la matriz o de los granos que conforman la roca, y el módulo volumétrico hace referencia al volumen total de roca. Figura 2.



*Figura 2. Definición de porosidad (Schön et al, 2011).*

## *Propiedades Petrofísicas*

Es importante mencionar que en la mayoría de los casos el valor de la porosidad es multiplicado por 100, para convertirlo en un porcentaje y esto sea más representativo al momento de hablar sobre el yacimiento, sin embargo, siempre se debe de usar como una fracción en cuestiones de cálculos.

Las porosidades en los yacimientos oscilan entre el 5 y 40%, y ésta representa la cantidad de hidrocarburo o gas que pueda almacenar el yacimiento, por esto la importancia de su correcta estimación.

### **3.1 Clasificación de la porosidad**

Existen varios tipos de porosidad, clasificada de forma geológica:

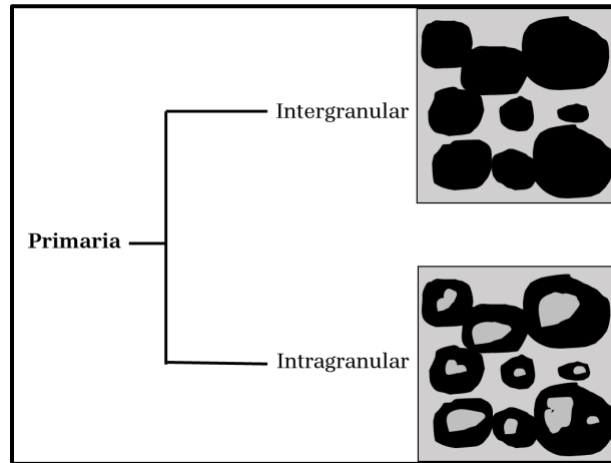
- Primaria.
- Secundaria.

Y la clasificación ingenieril:

- Total/absoluta.
- Efectiva/abierta/conectada.

#### **3.1.1 Clasificación geológica**

La clasificación geológica está basada en la génesis de la roca y se divide en dos: la primaria, y la secundaria. La porosidad primaria es la porosidad que se generó cuando se formó la roca, es decir, en el momento del depósito del material y se puede subdividir en intergranular e intragranular. La porosidad intergranular está en función del espacio vacío entre granos y es la que conforma la mayor parte de la porosidad de la roca; mientras que la porosidad intragranular se refiere a la porosidad formada dentro del mismo grano. Figura 3.



*Figura 3. Esquema sobre las diferencias entre la porosidad intergranular e intragranular.*

La porosidad secundaria se genera posterior al depósito o formación del material, y se puede generar por procesos geológicos subsecuentes o alteraciones químicas y/o biológicas como la diagénesis, la dolomitización, la disolución y el fracturamiento; que dan lugar a vóculos, fracturas, grietas o microgrietas.

### **3.1.2 Clasificación ingenieril**

En términos de clasificación de ingeniería, es decir, en términos de eficacia para extracción de fluidos de interés, se divide en total y efectiva. La porosidad total se refiere al volumen total que conforman los poros de la roca dividido por el volumen volumétrico. La porosidad efectiva es la que corresponde al volumen de poros interconectados dividido entre el volumen volumétrico de la roca.

## **3.2 Factores que afectan la porosidad**

La porosidad se puede ver afectada por diversos factores, desde el acomodo y/o empaquetamiento de los granos al momento de su depósito o por procesos externos como la presencia de otros minerales, esfuerzos y deformaciones, alteración química de los componentes de la roca, procesos biológicos, etc., éstos se pueden clasificar en primarios y secundarios.

### **3.2.1 Factores primarios**

**Empaquetamiento de granos.** Existen diferentes arreglos de porosidades teóricas basados en el empaquetamiento de los granos debido a su depositación, el modelo de



## Propiedades Petrofísicas

geometría más simple y que con frecuencia se modela es mediante granos esféricos. La Figura 4 muestra un modelo de sedimento clástico el cual puede ser arena o arenisca, ya que en este tipo de rocas debido a su depositación cuenta con poros que se pueden asemejar a esferas regulares.

La porosidad se determina a través de la definición de porosidad (Ec. 2), quedando de la siguiente manera, donde R es el radio de la esfera:

$$\Phi_{\text{empaquetamiento cúbico}} = \frac{(2R)^3 - \frac{4}{3}\pi R^3}{(2R)^3} = 1 - \frac{\pi}{6} \approx 0.48 \text{ (Ec. 2)}$$

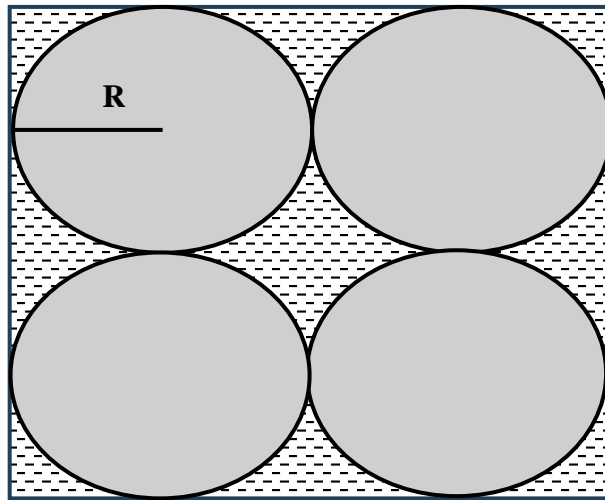


Figura 4. Representación del empaquetamiento de poros en una roca clástica limpia.

De acuerdo con la geometría del empaquetamiento la porosidad puede ser:

- Cúbica: 0.48.
- Ortorrónica (hexagonal simple): 0.40.
- Hexagonal compacto, romboédrico: 0.26.

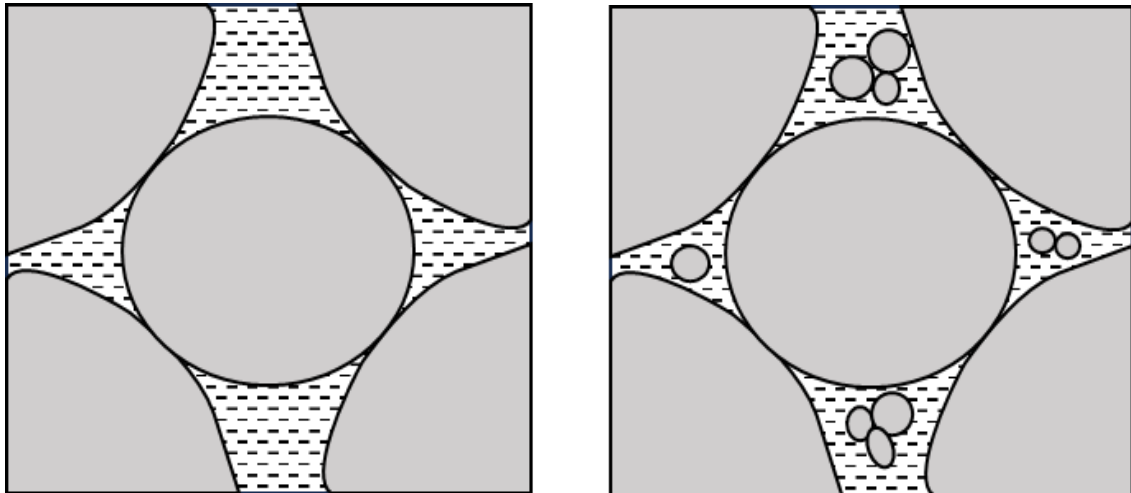
Las consideraciones de este acomodo de granos no se acercan a la realidad, pero son útiles para desarrollar modelos idealizados y establecer rangos de acuerdo con los arreglos de cada uno de los minerales.

**Clasificación.** Se refiere a los diferentes rangos de tamaños de los granos que conforman las rocas, en especial las sedimentarias. Estos diferentes tamaños de granos están asociados al transporte y la depositación de acuerdo con la velocidad en que se transportaron y el medio de transporte. Cuando las partículas son todas del mismo tamaño se dice que están “bien seleccionadas” mientras que cuando no son todas del mismo

## *Propiedades Petrofísicas*

tamaño se les conoce como “mal seleccionadas”. Las partículas que tienen un mismo tamaño de partículas, es decir, las bien clasificadas tienden a tener porosidades más altas en comparación con las mal clasificadas.

Por ejemplo, una arenisca bien seleccionada con granos del mismo tamaño tiende a tener mayor porosidad que una arenisca mal seleccionada que contiene granos lo suficientemente pequeños para rellenar sus poros, como se muestra en la Figura 5.



*Figura 5. Esquema que muestra el efecto de la clasificación de los granos, de lado izquierdo se tiene un medio bien clasificado y de lado derecho un medio mal clasificado, un medio de este tipo tiende a tener una baja porosidad debida al acomodo de sus granos y a diferencia de un medio bien clasificado.*

### **3.2.2 Factores secundarios**

**Materiales cementantes.** La presencia de materiales cementantes: silíceos, carbonáticos, ferruginosos, estalactita, esparita y botroidal, son formados posterior a la depositación de los clastos y la matriz, resultado de la precipitación a partir de soluciones iónicas o coloidales que circulan e interactúan con la roca, estos materiales cementantes afectan a la porosidad disminuyéndola ya que su presencia comienza a ocupar el espacio vacío o bien espacio poroso que estaba disponible para el almacenamiento de fluidos, como por ejemplo hidrocarburos.

**Presión de sobrecarga (compactación).** También conocida como esfuerzo efectivo, definida como el peso acumulativo proveniente del acopio de sedimentos en una columna estratigráfica. Durante el proceso de depositación y sedimentación, el peso

acumulativo de los sedimentos generado ocasiona que estos se compacten, expulsen los fluidos contenidos en el sistema poroso y reduciendo la porosidad.

**Vúgulos, disolución y fracturas.** Estos se originan posterior a la depositación y sedimentación generando un aumento en la porosidad de las rocas. La disolución se refiere a cuando los minerales entran contacto con el agua y son disueltos por ésta con el tiempo, pero sin reaccionar con ella químicamente. Los vúgulos son poros grandes causados por la disolución de material soluble (como los fragmentos de concha), posterior a que se haya formado la roca y suelen tener formas irregulares. Las fracturas son generadas cuando una roca rígida, por ejemplo, el carbonato es sometida a un esfuerzo más allá de su límite elástico ocasionando una grieta, es decir, una separación de la formación rocosa. Las fuerzas que producen esta separación o ruptura están en una dirección constante, por lo que todas las fracturas están alineadas. Las fracturas a menudo son una fuente importante de permeabilidad en yacimientos de carbonato de baja porosidad.

### **3.3 Medición de porosidad**

#### **3.3.1 Laboratorio**

**Medidas directas:** se hace en un laboratorio, directamente en la muestra que se esté examinando, a través de la determinación del volumen volumétrico y sólido, la expansión de gas utilizando el porosímetro de gas o técnicas de desplazamiento de fluido. Las muestras pueden ser desde afloramientos en superficies o para el análisis de núcleo con un diámetro entre 25 [mm] - 40 [mm], éstas son extraídas directamente del yacimiento utilizando un instrumento de fondo de pozo.

#### **3.3.2 Registros**

**Medidas indirectas:** se usan registros geofísicos de pozo y métodos sísmicos, basados en la sensibilidad de las respuestas de propiedades físicas como: la densidad, respuesta a los neutrones y velocidad de onda sísmica. La porosidad también se puede derivar de las medidas de NMR (Resonancia Magnética Nuclear), basado en que los núcleos de hidrógeno se encuentran en moléculas fluidas de agua e hidrocarburo y su entorno físico que sería el espacio poroso donde estén contenidos.

### 3.4 Saturación de fluidos

La saturación de fluidos se puede representar y explicar con un recipiente lleno de diferentes fluidos como se muestra en la Figura 6.

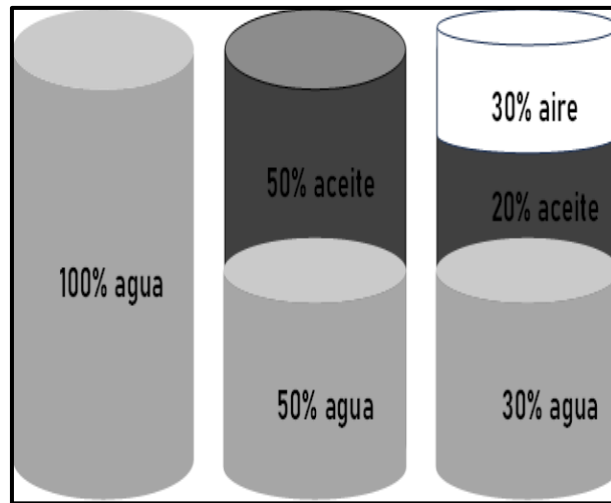


Figura 6. Esquema que representa recipientes idénticos saturados con diferentes fluidos.

De la misma forma que las rocas contienen uno o más fluidos dentro de su sistema poroso, la saturación de fluidos nos ayuda a cuantificar el contenido de hidrocarburo o agua en la roca. Se puede clasificar en:

- $S_w$  = saturación de agua.
- $S_o$  = saturación de aceite.
- $S_g$  = saturación de gas.
- $S_h$  = saturación de hidrocarburo =  $S_o + S_g$ .

La saturación de la formación se define como la fracción de volumen de poros (porosidad) ocupado por uno o más fluidos dados. Se expresa como porcentaje o fracción, sin embargo, siempre debe usarse como una fracción para los cálculos y se representa de la siguiente manera:

$$\text{Saturación} = \frac{\text{Volumen de uno o más fluidos}}{\text{Volumen poroso}} = \frac{V_w}{V_p} \text{ (Ec. 3)}$$

$S_w$ : la saturación de agua es adimensional;  $V_w$ : el volumen de agua contenido en el espacio poroso [ $\text{cm}^3$ ];  $V_p$ , el volumen de poros en [ $\text{cm}^3$ ].

## *Propiedades Petrofísicas*

Una saturación de agua del 75% en un yacimiento con una porosidad del 20% contiene agua equivalente al 15% de su volumen. Del mismo modo, la saturación de aceite  $S_o$ , es el volumen de aceite dividido por el volumen de los poros  $V_p$ .

$$S_o = \frac{V_o}{V_p} \text{ (Ec. 4)}$$

La suma de las saturaciones de todos los fluidos en un depósito tiene que ser 1, ya que los poros tienen que ser ocupados por al menos un fluido. Si un yacimiento contiene agua, aceite y gas, entonces la ecuación de saturación se convierte en:

$$\frac{V_w+V_o+V_g}{V_p} = S_w + S_o + S_g = 1 \text{ (Ec. 5)}$$

Sin embargo, si el yacimiento sólo contiene agua y aceite la ecuación se reducirá:

$$S_w + S_o = 1 \text{ (Ec. 6)}$$

### **4 Saturación de fluidos**

Las diferentes saturaciones se pueden clasificar de acuerdo con sus procesos diagenéticos y condiciones químicas:

- Saturación de agua irreductible.
- Saturación de aceite remanente – saturación residual.
- Agua connata.
- Agua intersticial.

Y dependiendo de las condiciones a las que se encuentren los diferentes fluidos:

- Saturación absoluta.
- Saturación parcial.
- Saturación crítica.

**Saturación de agua irreductible.** Representa la fracción de volumen del espacio poroso ocupado por agua en un yacimiento de máxima saturación de hidrocarburos, en una formación es la saturación mínima inducida por el desplazamiento, donde la fase de humectación se vuelve discontinua.

## Propiedades Petrofísicas

Las rocas de granos grandes tienen una baja saturación de agua irreducible en comparación con las formaciones de granos pequeños, debido a que la presión capilar es menor. Es la saturación más baja que puede obtenerse en una muestra de núcleo mediante el desplazamiento del agua por el aceite o gas y queda atrapada por la adherencia a las superficies rocosas.

**Saturación de aceite remanente – residual.** Representa la fracción del volumen del espacio poroso ocupado por aceite en un yacimiento en el que se aplicó el proceso de desplazamiento del aceite y se utilizó un fluido en específico, que normalmente es agua. Esta fracción está representada como el punto final de las curvas de permeabilidad relativa en la simulación de yacimientos como se muestra en la Figura 7.

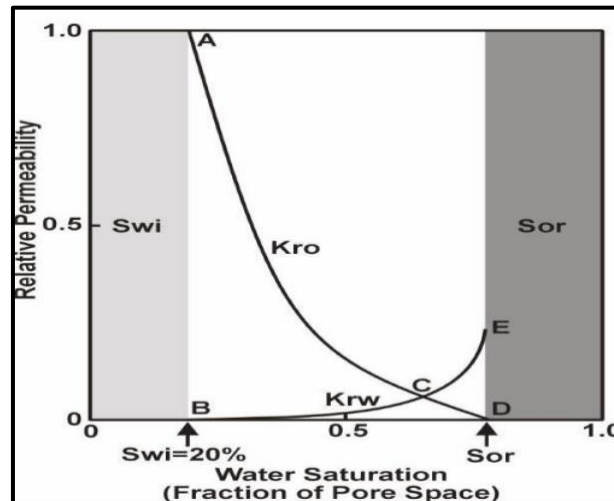


Figura 7. Curva típica de permeabilidad relativa de una inundación de agua (Glover, [s.f]).

**Saturación de agua connata.** También conocida como agua fósil o agua congénita, ésta se refiere al agua que queda atrapada en los poros de una roca durante su formación en el proceso de sedimentación.

**Saturación de agua intersticial.** El agua de formación o intersticial está compuesta por el agua connata más el agua que pudo haber migrado a la formación posterior a la depositación de los sedimentos.

**Saturación de agua inicial.** Saturación referida a las condiciones iniciales del yacimiento, está asociada al agua congénita, ya que esta saturación se refiere a las condiciones y medios acuosos en los que se formó tanto la roca como los hidrocarburos.

**Saturación de agua residual.** Se refiere a la saturación resultante posterior a un período de explotación de la formación de interés, dependiendo del movimiento de fluidos que ocasione, procesos de inyección u otros a los cuales es sometido el yacimiento y el tiempo, ésta puede resultar menor o en algunos casos mayor a la saturación inicial.

**Saturación de agua crítica.** Se refiere a aquella saturación a la cual un fluido inicia su movimiento dentro del sistema poroso, es decir, la saturación mínima para que exista ese movimiento de fluido dentro del yacimiento. En la industria petrolera este término es aplicado principalmente al gas.

#### **4.2 Factores que afectan la saturación**

La saturación de cualquier fluido está ligada con la porosidad existente en la formación, por lo que la distribución del sistema poroso y tamaño de poros es uno de los factores que depende el contenido de fluidos, así como la profundidad a la que se encuentre debido a los efectos que se encuentra de presión y temperatura.

**Garganta de poro.** Se refiere al espacio poral pequeño, en donde se unen dos granos, los cuales conectan dos volúmenes porales más grandes, este espacio permite el flujo de fluidos a través de ellos y se mide en micras.

#### **4.3 Medición de la saturación**

Los tipos de mediciones de saturación de fluidos se pueden clasificar en dos tipos: directa e indirecta. Las mediciones directas como su nombre lo indica se refiere a las técnicas convencionales de análisis directamente en núcleos, tales como son los métodos de extracción (destilación de recuperación y el método Dean-Stark); mientras que las relaciones indirectas se basan en relaciones con otras propiedades (eléctricas, presión capilar).

### **4.3.1 Métodos directos**

**Método de extracción por destilación de retorta.** Para este método se coloca una muestra de núcleo pulverizada en una cámara y se calienta alrededor de 1 100 [°F] (593 [°C]) para evaporar todos los fluidos contenidos en el sistema (gas y agua). Una vez que se tiene tanto el volumen de aceite y agua de este método, conociendo el volumen de poros de la muestra, podemos calcular la saturación de agua y aceite con Ec. 5 y Ec. 6. Una de las desventajas de este método es que daña la muestra y ya no puede ser utilizada para análisis posteriores.

**Método de extracción: Dean-Stark.** También se conoce como extracción con disolvente, se utiliza una muestra de núcleo en la parte superior de un matraz de disolvente, los disolventes que se utilizan normalmente son tolueno (solvente de hidrocarburos) o una mezcla de tolueno y metanol, el metanol se puede utilizar en presencia de agua salada. El disolvente se calienta alrededor de 230 [°F] (110 [°C], punto de ebullición del tolueno), de tal modo que el agua presente se evapora cuando la temperatura en el sistema excede el punto de ebullición de estos fluidos.

El vapor del tolueno removerá el aceite del núcleo y viajará hacia arriba a medida que el tolueno es miscible con el aceite. Una vez que el vapor suba, éste llegará al tubo de condensación con agua de refrigeración circundante. Ambos fluidos (agua y disolvente) caerán en el cilindro graduado, debido a que el agua es más densa que el disolvente ésta se asentará en la parte inferior del tubo graduado, mientras que el disolvente condensado al ser menos denso quedará en la parte superior. Este método puede medir el volumen de agua directamente y la saturación de agua se puede calcular conociendo el volumen poroso mediante la Ec. 5.

Para obtener el volumen de aceite es necesario implementar más cálculos utilizando el balance de materiales, ya que mediante este método no se puede medir directamente debido a que el disolvente se mezcla con el aceite formando otro fluido con propiedades diferentes al aceite contenido inicialmente.

Una de las ventajas de este método es que no daña la muestra de núcleo y ésta puede ser utilizada para otros análisis posteriores. Una de las desventajas es que depende de la permeabilidad de la muestra, además de que solo podemos medir directamente la saturación de un fluido que es el agua.



## **4.4 Modelo de estimación de saturación de fluidos**

### **4.4.1 Factor de formación**

Se define como la relación que existe entre la resistividad de una muestra de roca saturada 100% con agua (sin contenido de hidrocarburos o arcilla), con cierto contenido de salinidad, proporcional a la resistividad del agua saturante de dicha roca. A esa constante de proporcionalidad se le conoce como factor de resistividad de formación F.

$$F = \frac{R_o}{R_w} \text{ (Ec. 7)}$$

Donde:

- F = Factor de formación
- $R_o$  = Resistividad de la roca totalmente saturada con agua [ $\Omega$  m]
- $R_w$  = Resistividad del agua contenida en el espacio poroso de la roca [ $\Omega$  m]

A una porosidad constante, F es constante y si la porosidad incrementa,  $R_o$  decrece y F decrece. Sobre la base de observaciones experimentales, el factor de formación también se puede expresar como:

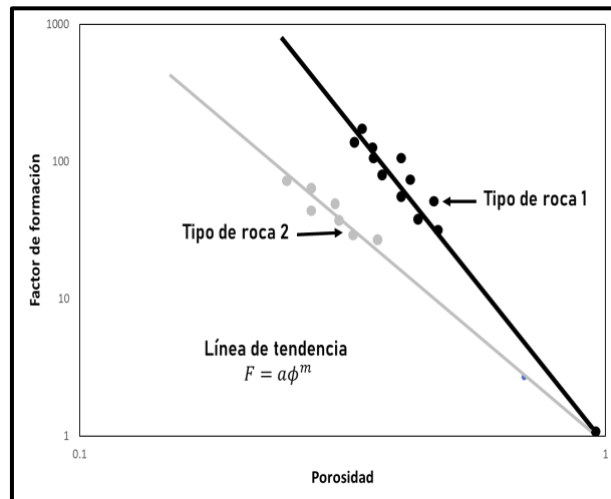
$$F = \frac{R_o}{R_w} = a * \phi^{-m} = \frac{a}{\phi^m} \text{ (Ec. 8)}$$

Donde:

- a = Constante empírica (sin dimensiones) y generalmente es igual a 1.
- $\Phi$  = Porosidad (sin dimensiones).
- m = Factor de cementación o exponente y generalmente es igual a 2 (cuanto mayor es la cementación en una roca, mayor es el valor de m).

## Propiedades Petrofísicas

Consideremos dos tipos de roca con diferentes grados de cementación, tomamos muestras de núcleo de cada tipo de roca (con diferentes porosidades), las saturamos todas con agua con cierto contenido de sal (salmuera) y se mide la resistividad de cada roca respectivamente. Con dichas mediciones se puede crear un gráfico de registro del factor de formación en función de la porosidad como se muestra en la Figura 8.



*Figura 8. Se muestra el factor de formación en función de la porosidad de dos tipos de roca mediante el trazado de  $F$  y  $\Phi$  en una escala log-log. El exponente  $m$  se puede encontrar trazando una línea de tendencia de potencia y una lineal (Alfayei et al., 2021).*

Podemos observar que mientras mayor sea la porosidad de una roca o formación menor será su resistividad ( $R_o$ ) y su factor de formación ( $F$ ) por lo que se confirma que el factor de formación está inversamente relacionado con la porosidad. Esto se debe a que a medida que la porosidad se acerca a 1, la resistividad de la roca saturada ( $R_o$ ) se acerca a la resistividad del fluido saturante, que en este caso es agua ( $R_w$ ), lo que indica que el sistema actúa como un tanque de agua. Basándose en esta correlación, es posible utilizar las reglas logarítmicas o logarítmicas naturales para determinar los parámetros. La correlación que se utilizara más adelante es:

$$\log F = \log a - m \log \phi \text{ (Ec. 9)}$$

Esta ecuación se asemeja a la ecuación de la línea recta, donde  $-m$  es la pendiente de la recta. Es posible resolver la ecuación con  $m$  para encontrar  $a$ . Se debe tener en cuenta que  $m$  es positiva y el signo negativo tiene en cuenta la pendiente negativa.

#### 4.4.2 Índice de resistividad

Archie comparó  $R_o$  con  $R_w$ , que es resistividad verdadera de un núcleo que puede contener tanto agua como hidrocarburos a diferentes saturaciones, como se muestra en la Figura 9, a diferencia de  $R_o$ , que tiene un 100% de saturación de agua. La relación de  $R_o$  sobre  $R_w$  se conoce como el índice de resistividad (I) o el índice/ecuación de saturación. Matemáticamente, el índice de resistividad se expresa como:

$$I = \frac{R_t}{R_o} \text{ (Ec. 10)}$$

Donde:

- $I$  = Índice de resistividad (sin dimensiones).
- $R_t$  = Resistividad verdadera de una muestra de núcleo [ $\Omega$  m].
- $R_o$  = Resistividad del núcleo cuando está saturado 100% con agua [ $\Omega$  m].

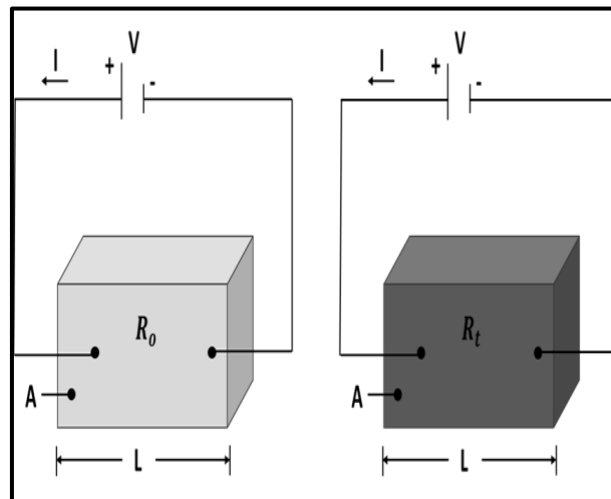


Figura 9. Esquema que muestra una caja con una longitud ( $L$ ) y un área de sección transversal ( $A$ ), con la figura del lado izquierdo simula una roca con cierta porosidad que está llena completamente de agua ( $S_w=1$ ) y la resistividad de esa caja es  $R_o$  y la del lado derecho es la misma roca, pero ahora saturado con aceite y agua, la resistividad de esta caja es  $R_t$ .

Basado en la observación empírica (experimental), el índice de resistividad también es igual a:

$$I_r = \frac{R_t}{R_o} = S_w^{-n} = \frac{1}{S_w^{-n}} \text{ (Ec. 11)}$$

Para analizar el índice de resistividad, se obtiene un gráfico del índice de resistividad en función de la saturación del agua a una escala de log-log. Figura 10, los

## Propiedades Petrofísicas

puntos de datos de una curva representan un núcleo de diferentes saturaciones de agua, esto se puede lograr en laboratorio. A diferencia del factor de formación se usan varios núcleos, aquí sólo un núcleo es utilizado para la medición del índice de resistividad. Podemos aplicar las reglas logarítmicas en la Ec. 11 y obtener lo siguiente:

$$\log I_r = -n \log S_w \text{ (Ec. 12)}$$

Donde -n es la pendiente de la recta. De nuevo, n se debe usar como positiva, el signo negativo es sólo para neutralizar el decrecimiento de la pendiente.

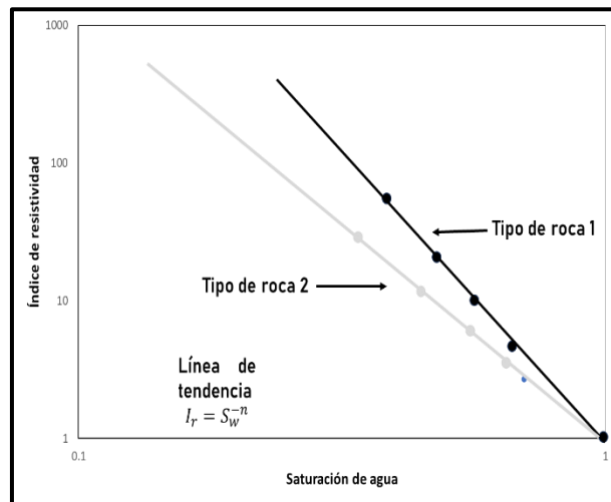


Figura 10. Esquema que muestra el índice de resistividad en función de la saturación de agua para dos tipos de rocas mediante el trazado:  $I_r$  y  $S_w$  en escala log-log (Alfayei et. al, 2021).

### 4.4.3 Ecuación de Archie

Archie con Shell Oil Company en 1942 presentó en Dallas, Texas los conceptos utilizados como base para la interpretación de registros cuantitativos. Los experimentos de Archie demostraron que la resistividad de una formación saturada con agua ( $R_o$ ) está relacionada con la resistividad del agua saturante ( $R_w$ ) a través de la constante antes mencionada:

$$R_o = F R_w \text{ (Ec. 13)}$$

Sus experimentos también revelaron que el factor de formación es inversamente proporcional con la porosidad de la formación estableció la siguiente relación:

$$F = \frac{a}{\phi^m} \text{ (Ec. 14)}$$

Donde:

- a = Llamada constante litológica (factor de tortuosidad).
- $\Phi$  = Porosidad.

## Propiedades Petrofísicas

- $m$  = Exponente de cementación el cual varía con el tamaño y distribución de grano.

**Factor de tortuosidad.** Se refiere a la complejidad de las trayectorias entre los poros, cuanto mayor sea este valor mayor será el exponente “ $m$ ” de cementación. El valor de tortuosidad “ $a$ ” se establece comunmente entre 1.0, pero en algunas ocasiones este varía según las condiciones de la formación.

La saturación de agua “ $S_w$ ” se determina a partir de la resistividad del fluido saturante (agua con cierta salinidad) “ $R_w$ ” y la resistividad de la formación verdadera “ $R_o$ ”, mediante la siguiente relación:

$$S_w^n = \frac{R_o}{R_t} \text{ (Ec. 15)}$$

Donde:

- $n$  = Exponente de saturación, y es una constante empírica, cuyo valor suele variar de 1.8 a 2.5.

Despejando el exponente de saturación queda de la siguiente manera:

$$S_w = \left( \frac{R_o}{R_t} \right)^{\frac{1}{n}} \text{ (Ec. 16)}$$

Al combinar las Ec. 13 y 16, la fórmula agua – saturación se puede reescribir de la siguiente manera:

$$S_w = \left( \frac{F \cdot R_w}{R_t} \right)^{\frac{1}{n}} \text{ (Ec. 17)}$$

Ésta es la fórmula que se conoce como ecuación de Archie para la saturación de agua ( $S_w$ ). Todos los métodos usados actualmente de interpretación que implican curvas de resistividad se derivan de esta ecuación, cada uno de ellos bajo ciertas condiciones, para Archie son arenas consolidadas y arenas libres de contenido de arcilla. Regresando a la ecuación anterior, la ecuación de Archie se escribe de manera general de la siguiente manera sustituyendo  $F$ :

$$S_w = \left( \frac{a}{\phi^m} \frac{R_w}{R_t} \right)^{\frac{1}{n}} \text{ (Ec. 18)}$$

En la Tabla 3.1 se muestra el rango de valores para “ $a$ ” y “ $m$ ”. En una interpretación inicial (de primer paso), a nivel de reconocimiento, o cuando no hay conocimientos de los parámetros locales, se pueden utilizar los siguientes valores para obtener una estimación inicial de la saturación de agua:

## *Propiedades Petrofísicas*

$$a = 1; m = n = 2 \text{ (Ec. 19)}$$

Utilizando los valores mencionados la ecuación puede escribirse de la siguiente manera:

$$S_w = \sqrt[n]{\left(\frac{1}{\phi^2} \frac{R_w}{R_t}\right)} \text{ (Ec. 20)}$$

| <i>a = Factor de tortuosidad</i> | <i>m = Exponente de cementación</i> | <b>Comentarios</b>  |
|----------------------------------|-------------------------------------|---|
| 1.0                              | 2.0                                 | Carbonatos.   |
| 0.81                             | 2.0                                 | Arenas consolidadas.  |
| 0.62                             | 2.15                                | Arenas no consolidadas (fórmula de Humble).   |
| 1.45                             | 1.54                                | Arenas promedio (después de Carotheres, 1968).  |
| 1.65                             | 1.33                                | Arenas arcillosas (después de Carotheres, 1968).  |
| 1.45                             | 1.70                                | Arenas calcáreas (después de Carotheres, 1968).   |
| 0.85                             | 2.14                                | Carbonatos (después de Carotheres, 1968).   |
| 2.45                             | 1.08                                | Arenas de plioceno, sur de California (después de Carotheres y Porter, 1970).                 |
| 1.97                             | 1.29                                | Arenas del mioceno, Costa del Golfo de Texas-Luisiana (después de Carotheres y Porter, 1970). |
| 1.0                              | $\phi^{(2.05-\phi)}$                | Formaciones granulares limpias (después de Sethi, 1979).                                      |

*Tabla 1. Diferentes exponentes y factores para el cálculo de F. Modificado (Asquith, 1980).*

**Zona invadida.** Es la zona donde gran parte del fluido original se reemplaza por filtrado de lodo. Consiste en una zona (de resistividad  $R_{xo}$ ) y una zona de transición o anillo (de resistividad  $R_i$ ), la zona de descarga se produce cerca del pozo (Figura 11) donde el filtrado de lodo ha eliminado casi por completo los hidrocarburos y/o agua ( $R_w$ ) de una formación. La transición o zona de anillo, donde se mezclan los fluidos y el filtrado de lodo de una formación, se produce entre la zona lavada y la zona no invadida (de resistividad  $R_t$ ). La zona no invadida se define como el área más allá de la zona invadida donde los fluidos de una formación no están contaminados por el filtrado de lodo.

**La profundidad de la invasión de filtrado de lodo en la zona invadida.** Se conoce como diámetro de la invasión ( $d_i$  y  $d_j$ ) (Figura 11). El diámetro de la invasión se mide en [pg] o se expresa en una proporción  $d_j/d_h$  donde  $d_h$  representa el diámetro del agujero. La cantidad de invasión que tiene lugar depende de la permeabilidad de la formación de revoque (mud cake) y no de la porosidad de la roca.



## *Propiedades Petrofísicas*

Los cambios son las resistividades  $R_{xo}$  y  $R_{mf}$ , donde  $R_{mf}$  se refiere a la resistividad del filtrado de lodo la cual es medida usualmente en la superficie, y  $R_{xo}$  se refiere a la resistividad de la zona lavada y es medida a través de la herramienta MSLF (microesférico enfocado). La ecuación queda de la siguiente manera:

$$S_{xo} = \sqrt[n]{\frac{aR_{mf}}{\phi^m R_{xo}}} \quad (\text{Ec. 21})$$

**Otras relaciones.** Relación de la saturación de agua entre la relación de la saturación de la zona invadida cuando “n” es igual a 2 queda de la siguiente manera:

$$\frac{S_w}{S_{xo}} = \left( \frac{R_{xo}/R_t}{R_{mf}/R_w} \right)^{\frac{1}{2}} \quad (\text{Ec. 22})$$

$$S_{xo} \approx S_w^{\frac{1}{5}} \quad (\text{Ec. 23})$$

## **5 Mojabilidad**

La mojabilidad se refiere a la preferencia de un sólido para estar en contacto con un fluido sobre otro en un sistema de dos o más fluidos inmiscibles. En nuestra vida diaria podemos observar el concepto de mojabilidad, por ejemplo, cuando una gota de agua se extiende sobre un papel de seda, en este caso podemos decir que el papel de seda está mojado con agua, lo que representa que el papel de seda prefiere mantenerse en contacto con el agua en lugar de con cualquier otro líquido. Del mismo modo, la tela utilizada para hacer los paraguas no permite estar en contacto con el agua, es por ello, que las gotas se deslizan fácilmente de los paraguas, en este caso, se sabe que la tela no está mojada con agua. De esta misma forma sucede con las rocas del yacimiento, las cuales tienden a preferir estar en contacto con el agua o con el aceite.

Conocer la mojabilidad es muy importante para comprender el comportamiento del flujo cuando se está inyectando agua para desplazar el aceite. Por ejemplo, si se está inyectando agua (inundación de agua) en una roca húmeda de agua, el flujo será diferente del caso de una roca húmeda de aceite. Esto se debe a la baja movilidad del agua en una roca húmeda por agua, ya que el agua tiende a adherirse a la superficie por fuerzas moleculares, mientras que el aceite se expulsa fácilmente.



## **5.1 Tensión superficial e interfacial**

La tensión superficial (ST) se produce entre el agua y el gas o entre un sólido y un fluido (líquido o gas). La tensión interfacial (IFT), por otro lado, tiene lugar entre dos líquidos, y cuanto menor sea la tensión interfacial entre dos fluidos, más cerca estarán los fluidos de ser miscibles (la miscibilidad es la capacidad de dos fluidos para mezclarse). En cualquier caso, se define como la energía por unidad de área o la fuerza por unidad de longitud [N/m], que se puede expresar como [dina/cm], donde una dina es igual a  $10^{-5}$  [N] con el símbolo “ $\sigma$ ”.

A continuación, se muestran algunos valores típicos de ST/IFT para conjuntos de fluidos específicos en condiciones ambientales, unidades [mN/m]:

- Aire/Mercurio: 480.
- Gas/Aceite: 24.
- Gas/Agua salada: 72.
- Aceite/Agua salada: 32.

## **5.2 Tensión de adhesión**

Las moléculas en estado líquido experimentan una fuerza de atracción molecular, cuando se habla de fuerzas moleculares podemos hablar de dos tipos de fuerzas: cohesivas y adhesivas. Las fuerzas cohesivas son fuerzas de atracción entre moléculas similares, mientras que las fuerzas adhesivas son fuerzas de atracción entre diferentes moléculas (Alyafei et al., 2021).

Por ejemplo, si un tubo de vidrio se satura con agua, las fuerzas de adhesión entre el agua y las paredes del tubo son más fuertes que las fuerzas cohesivas que mantienen unidas las moléculas de una gota de agua y se dice que está mojado en agua, esto genera un mecanismo de elevación del agua sobre las paredes del tubo, lo que significa que las fuerzas adhesivas son más fuertes que las fuerzas de cohesión.

Esta tensión de adhesión nos va a provocar la acción capilar la cual se refiere a la capacidad de un fluido de fluir en un sistema poroso, esto ayuda al fluido en este caso agua a transportarse a lo largo de las paredes del contenedor donde se encuentre. Otro ejemplo, es cuando la pintura se adhiere a un muro, el aceite al adherirse al papel o la tinta a un cuaderno.

## *Propiedades Petrofísicas*

Para el caso de un sistema con dos fluidos inmiscibles, es decir, que no se puedan mezclar entre sí, quedan en fases separadas (el agua y el aceite), estos dos fluidos se encuentran en contacto con un sólido y existe una diferencia de tensión superficial de cada fluido con el sólido, sin embargo, si se toma que están en equilibrio termodinámico éstas diferencias son equivalentes, como resultado en una superficie sólida que es estática, el producto de la tensión interfacial entre dos fluidos y el coseno del ángulo de contacto de la interfaz fluido/fluido/sólido, queda expresada de la siguiente manera:

$$\sum F_x = \sigma_{so} - \sigma_{sw} + \sigma_{wo} \cos \theta = 0 \text{ (Ec. 24)}$$

Donde:

- $\sum F_x$  = Sumatoria de fuerzas en el plano horizontal.
- $\sigma_{so}$  = Tensión superficial entre el sólido y el aceite [N/m].
- $\sigma_{sw}$  = Tensión superficial entre el sólido y el agua [N/m].
- $\sigma_{wo}$  = Tensión superficial entre el agua y el aceite [N/m].
- $\theta$  = ángulo de contacto entre la gota de agua y la superficie.

La tensión de adhesión se define como la diferencia entre dos tensiones superficiales de sólido/fluido y se expresa así:

$$A_T = \sigma_{so} - \sigma_{sw} = \sigma_{wo} \cos \theta \text{ (Ec. 25)}$$

Una tensión de adhesión positiva indica que la fase más densa, en este caso sería el agua, humecta la superficie, y si ésta fuese negativa sería el caso contrario. En caso de que la tensión de adhesión fuese cero esto indicaría que el sistema tiene una afinidad neutral hacia ambos fluidos.

### **3.5.3 Clasificación de mojabilidad**

La evaluación de la mojabilidad relativa de agua/aceite de los espacios porosos de una roca es de gran importancia dentro de la caracterización del yacimiento de hidrocarburo, debido a que tiene una gran influencia en las tasas de producción de hidrocarburo, las tasas de producción de aceite con técnicas de recuperación mejorada y la saturación residual del aceite de un yacimiento en la etapa de abandono, por lo tanto, la mojabilidad se puede dividir en 4 categorías.

## *Propiedades Petrofísicas*

**Mojado en agua.** Representa el escenario donde la superficie de la roca es mojable en agua, es decir, prefiere ser recubierta por ésta, entonces la roca tiene una alta afinidad hacia el agua debido a que ésta presenta una tendencia a que el agua ocupe los pequeños poros y es así como el agua entra en contacto con la mayor parte de la superficie de la roca, generando que el agua se extienda hasta la superficie. Esto representa que el ángulo de contacto será inferior a  $90^\circ$  a medida que el agua se extienda hacia la superficie.

**Intermedio húmedo o neutro-húmedo.** En este caso la superficie de la roca tiene una tendencia casi igual para ser recubierta por uno de los fluidos, esto significa que el ángulo de contacto es de alrededor de  $90^\circ$  ya que la superficie tiene la misma afinidad tanto para el aceite como para el agua.

**Mojado en aceite.** Aquí la superficie de la roca prefiere estar en contacto con el aceite, en este caso el ángulo de contacto será superior a  $90^\circ$  debido a que la superficie prefiere estar en contacto con el aceite sobre el agua, en este caso las fuerzas cohesivas entre las moléculas de agua son mayores que las fuerzas adhesivas entre las moléculas de agua y la superficie, las gotas de agua se pegarán formando una esfera, debido a que estas tienen la superficie más pequeña y el sistema tiende ir hacia el estado de energía más bajo.

**Mojabilidad fraccional.** También conocida como mojabilidad heterogénea, manchada o dalmata propuesta por Brown y Fatt et.al., en este escenario ciertas partes de la superficie de la roca prefieren estar cubiertos por agua y otras por aceite, aquí el ángulo de contacto varía dependiendo de la sección de la roca (Anderson, 1986).

Es importante recordar, que, si se tiene un núcleo de arenisca sin contenido de arcilla y está saturado con aceite, a pesar de que la superficie de la roca está cubierta por este fluido, la arenisca sigue siendo preferentemente mojable en agua. Esto significa a que el término de mojabilidad se refiere a la preferencia del sólido en este caso roca de estar humectado con determinado fluido, y no se refiere necesariamente a si está completamente saturado con algún otro. Figura 12.

### **5.4 Medición**

Debido a lo antes mencionado, se ha llevado a cabo una gran investigación sobre la mojabilidad a partir de la década de 1930. Se han desarrollado varios métodos para

## Propiedades Petrofísicas

evaluar la mojabilidad, basados precisamente en las características de la interacción de agua-aceite con la roca.

| Clasificación     | Ángulo de contacto (grados) | Yacimientos silicatados | Yacimientos Carbonatados |
|-------------------|-----------------------------|-------------------------|--------------------------|
| Mojado en agua    | 0 a 75                      | 13                      | 2                        |
| Intermedio-húmedo | 75 a 105                    | 2                       | 1                        |
| Mojado en aceite  | 105 a 180                   | 15                      | 22                       |

Figura 12. Distribución de las capacidades de mojabilidad del yacimiento en función del ángulo de contacto realizado en estudios de laboratorio (Treiber et al., 1972).

La determinación de la mojabilidad se puede realizar a través de un análisis cuidadoso del ángulo de contacto de las superficies, además varios métodos indirectos proporcionan índices respecto a la mojabilidad, tal es el caso del índice de Amott, que se basa en las cantidades de fluidos absorbidas por una muestra de roca en diferentes condiciones (Anderson, 1986).

### 5.4.1 Ángulo de contacto

El ángulo de contacto entre un líquido y una superficie de contacto queda determinado por un balance de fuerzas adhesivas del líquido con respecto a la superficie y la cohesión propia del mismo líquido, por ejemplo, un tubo capilar. La interfaz se cruza con la superficie sólida en un ángulo, que es una función de la tensión de adhesión relativa de los líquidos con respecto al sólido como se mencionó anteriormente, dicho ángulo se describe con la ecuación de Young, expresada de la siguiente manera:

$$\cos \theta = \frac{\sigma_{so} - \sigma_{sw}}{\sigma_{wo}} \text{ (Ec. 26)}$$

Donde:

- $\sigma_{so}$  = Tensión superficial entre el sólido y el aceite [N/m].
- $\sigma_{sw}$  = Tensión superficial entre el sólido y el agua [N/m].
- $\sigma_{wo}$  = Tensión superficial entre el agua y el aceite [N/m].
- $\theta$  = ángulo de contacto entre la gota de agua y la superficie.

Mediante la consideración de la histéresis que se refiere al estado de un sistema en este caso trifásico que depende de su historia (secuencia de flujo), donde se eliminan las tensiones sólido-fluido para obtener la relación medible de los 3 ángulos de contacto, quedando tres relaciones de la siguiente manera:

## Propiedades Petrofísicas

- Agua-sólido-aceite:  $\sigma_{so} = \sigma_{sw} + \sigma_{wo} \cos \theta_{wo}$
- Agua-gas-sólido:  $\sigma_{sg} = \sigma_{sw} + \sigma_{wg} \cos \theta_{wg}$
- Gas-aceite-sólido:  $\sigma_{sg} = \sigma_{so} + \sigma_{og} \cos \theta_{og}$

Si se eliminan las tensiones interfaciales sólido-fluido queda la ecuación de la siguiente manera:

$$\sigma_{wo} \cos \theta_{wo} = \sigma_{wg} \cos \theta_{wg} = \sigma_{og} \cos \theta_{og} \text{ (Ec. 27)}$$

A medida que el ángulo de contacto disminuye, las características de mojabilidad del líquido respecto a la superficie aumentan. La mojabilidad completa se reflejaría en un ángulo de contacto igual a cero y la no mojabilidad se representaría como un ángulo de contacto igual a 180°. En los yacimientos con el conjunto de rocas y fluidos que lo conforman, por las fuerzas de atracción, la fase de mojabilidad o humectación tiende a ocupar los poros más pequeños y la fase de no mojabilidad o no humectación ocupa los canales más abiertos.

Por otro lado, como método directo se tiene el tensiómetro digital el cual mide el ángulo de contacto entre el líquido y la superficie sólida a través de una cámara de alta resolución conectada a un ordenador como se muestra en la Figura 13, cabe mencionar que éste aparte contiene tres componentes fundamentales como son: mecánica, óptica y tratamiento de imagen. Una vez tomada la imagen de la gota del líquido en la superficie deseada con el dispositivo previamente calibrado, se procesa la imagen mediante un software.

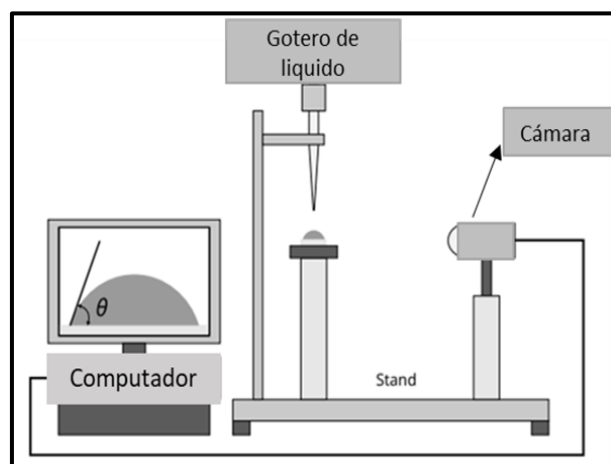


Figura 13. Esquema del aparato experimental para medir el ángulo de contacto, en caso el ángulo de contacto de una gota de agua rodeada de aire (Alfayei et. al, 2021).

### **5.4.2 Índice de Amott**

Este índice se basa en la imbibición espontánea y el desplazamiento forzado de aceite y agua de los núcleos con el cambio de saturación total mediante un proceso de inundación. Las pruebas de medición de la mojabilidad media de núcleo, utilizando la imbibición de Amott-Harvey constan de 5 pasos:

1. La prueba comienza con la saturación irreductible de aceite, por lo tanto, los fluidos se reducen a  $S_{or}$  por desplazamiento forzado del aceite.
2. El núcleo se sumerge en aceite con un mínimo de 10 [h], y la cantidad de agua desplazada por la impregnación de aceite, si la hay, se registra como  $V_{wsp}$ .
3. El agua se desplaza a la saturación de agua irreductible  $S_{iw}$  con aceite, y la cantidad total desplazada por la impregnación de aceite y por el desplazamiento forzado se registra como  $V_{wt}$ .
4. El núcleo se sumerge en agua con cierto contenido de sales durante mínimo 10 [h], y el volumen de aceite desplazado, si lo hay, por la impregnación de agua se registra como  $V_{osp}$ .
5. El aceite que queda en el núcleo es desplazado por el agua hasta llegar a la saturación de aceite irreductible  $S_{or}$  y la cantidad total de aceite desplazado por la impregnación de agua y el desplazamiento forzado, se registra como  $V_{ot}$ .

Los desplazamientos forzados de  $S_{or}$  y  $S_{iw}$  se pueden llevar a cabo mediante una centrífuga o montando el núcleo en el equipo de flujo de fluidos y bombeando los fluidos de desplazamiento en el núcleo.

El índice de mojabilidad de Amott se expresa como un índice de mojabilidad relativa definido como la relación desplazamiento por aceite, menos la relación del desplazamiento por agua, quedando de la siguiente manera:

$$(V_{osp}/V_{ot} = \delta_w) - (V_{wsp}/V_{wt} = \delta_o) \text{ (Ec. 28)}$$

Reacomodando la ecuación queda de la siguiente manera:

$$I_w = (V_{osp}/V_{ot}) - (V_{wsp}/V_{wt}) = \delta_w - \delta_o \text{ (Ec. 29)}$$

## *Propiedades Petrofísicas*

Donde:

- $I_w$  = Índice de mojabilidad.
- $V_{osp}$  = Volumen de aceite desplazado por la imbibición espontánea de agua.
- $V_{ot}$  = Volumen de aceite desplazado por el agua.
- $V_{wsp}$  = Volumen de agua desplazado por la imbibición espontánea del aceite.
- $V_{wt}$  = Volumen total de agua desplazado por el aceite.
- $\delta_w$  = Relación de desplazamiento por aceite.
- $\delta_o$  = Relación de desplazamiento por agua.

Los resultados oscilan entre el rango de +1 lo cual representa que es fuertemente mojable por agua y -1 que es fuertemente mojable en el aceite.

En la Oficina de Minas de EUA (USBM) se llevó a cabo una prueba de mojabilidad a partir de la presión capilar por medio de un centrifugador, el cual hace girar las muestras de núcleo en aumentos graduales de velocidad. En este tipo de prueba se lleva a cabo los siguientes pasos:

1. La prueba comienza en un estado de saturación de agua irreductible ( $S_{wi}$ ) en un tubo lleno de agua, se aplican diferentes intervalos de velocidad de rotación hasta que la muestra alcance el estado de saturación de aceite irreductible o residual ( $S_{or}$ ).
2. Una vez que la muestra se encuentra en estado de aceite residual se coloca ahora en un tubo lleno de aceite para llevar a cabo otras mediciones.
3. Se calculan las áreas existentes entre cada una de las curvas de presión capilar y la línea de presión capilar cero. La relación entre las áreas bajo las curvas de presión capilar ( $S_{wi}$  y  $S_{or}$ ) da como resultado el índice de mojabilidad de USBM.

$$I_w = \log \left( \frac{A_1}{A_2} \right) \text{ (Ec. 30)}$$

Donde:

- $A_1$  = Área del agua desplazada por aceite  $S_{or}$  a  $S_{wi}$ .
- $A_2$  = Área del aceite desplazado por agua  $S_{wi}$  a  $S_{or}$ .

## *Propiedades Petrofísicas*

El aumento de los valores positivos a  $+\infty$  indica un aumento de la mojabilidad preferencial del agua a la mojabilidad infinita del agua, un valor cero representa la preferencia de humectación para ambos fluidos (agua y aceite) la cual hace referencia a la mojabilidad neutra. Finalmente, el aumento de los valores negativos a  $-\infty$  indica el aumento de la mojabilidad preferencial hacia el aceite a la mojabilidad infinita del aceite. La mayor parte de los resultados oscilan entre (+1) y (-1).

Tanto el método de Amott-Harvey como la prueba de USBM se pueden combinar utilizando el centrifugador en lugar de la inundación forzada. El índice de Amott-Harvey se basa en los cambios relativos producidos por las diferentes saturaciones y la prueba USBM proporciona la energía necesaria que implica la centrifugación para poder lograr el desplazamiento forzado de determinado fluido. Ambos son indicadores de la mojabilidad relativa pero cada uno independiente.

### **5.5 Aplicaciones**

La mojabilidad tiene varias aplicaciones, desde la simplicidad con objetos de nuestra vida cotidiana como son los paraguas, los impermeables de todo tipo, las toallas, hasta los animales, por ejemplo, la lana sobre las ovejas; hasta el lado más complejo como su acción en yacimientos petroleros, acuíferos, en cuanto a su saturación, recuperación primaria y recuperación mejorada de aceite, etc.

A lo largo de los años se ha reconocido la gran influencia que tiene la mojabilidad en la recuperación de hidrocarburos del subsuelo. Nutting y otros autores en 1934 observaron que algunas formaciones productoras estaban mojadas en aceite, aunque muchos colaboradores afirman que la mayoría de los yacimientos de hidrocarburos estaban mojados en agua debido a las condiciones de formación de la roca existente. Desde el punto de vista termodinámico, se consideró que el sílice puro y limpio debe ser humedecido por agua en lugar de cualquier hidrocarburo. Es importante mencionar que las rocas que conforman un yacimiento son normalmente complejas debido a su estructura, condiciones y por ende propiedades, al estar compuestas éstas de diferentes minerales cada uno puede tener una mojabilidad diferente, además de los fluidos contenidos en éstas.



## *Propiedades Petrofísicas*

Como se mencionaba anteriormente la mojabilidad es un factor importante ya que controla la ubicación, el flujo y la distribución de los fluidos en el yacimiento. Por lo tanto, la mojabilidad tiene impacto en algunas propiedades petrofísicas como son la presión capilar, la permeabilidad relativa, el comportamiento de la inundación de agua, y las propiedades eléctricas.

La humectabilidad de la roca del yacimiento originalmente mojable en agua puede ser alterada por la adsorción de compuestos polares (compuestos cuyos electrones no son distribuidos por igual en los enlaces químicos) estos son utilizados como aditivos en muchos compuestos de petróleo y/o depósito de materia orgánica que estaba originalmente en el petróleo crudo (Anderson, 1986), el grado de alteración lo define los componentes del aceite, la superficie del mineral y la química de las sales disueltas en el fluido.

Además, en cada una de las capas de las formaciones se pueden mostrar diferentes estados de mojabilidad debido a la alternancia de litologías, existen variaciones aun difíciles de explicar, por ejemplo, en Medio Oriente existe una variedad de mojabilidad y aún no se logra explicar el mecanismo que da origen a esta heterogeneidad.

## **6 Permeabilidad**

El valor de la permeabilidad es un indicador de la capacidad de conducir un fluido o no a través de una roca, es una medida de la facilidad con la que los fluidos fluyen en el sistema poroso de la roca. La velocidad de flujo de fluido a través de una formación depende de:

- La caída de presión, la cual es una propiedad del yacimiento.
- La viscosidad del fluido.
- La permeabilidad, una roca debe tener una porosidad asociada para exista la permeabilidad.

### **6.1 Clasificación de permeabilidad**

#### **6.1.1 Clasificación geológica**

**Primaria (o permeabilidad de matriz).** Generada durante el proceso de depositación y litificación (formación de la roca).

**Secundaria.** Al igual que la porosidad y al estar ligada a ésta, se genera una permeabilidad secundaria debido a procesos químicos, biológicos y geológicos subsecuentes a la formación de la roca como son cementación, compactación, fracturamiento y disolución.

### **6.1.2 Clasificación ingenieril**

**Permeabilidad absoluta.** Permeabilidad de un solo fluido; cuando se tiene un solo fluido en la roca.

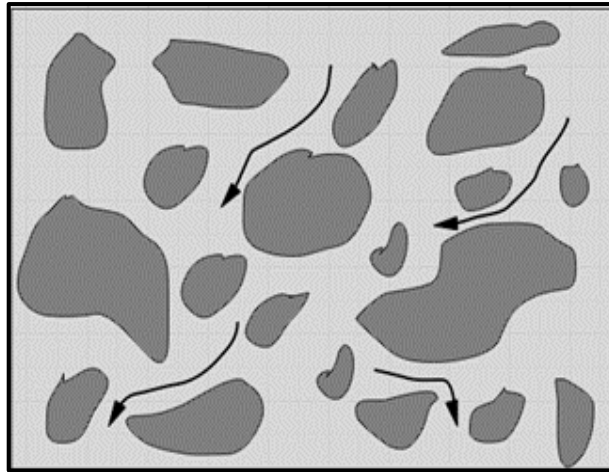
**Permeabilidad relativa.** Cuando se tiene más de un fluido en la roca, en caso de que se tengan dos fluidos imagínese una competencia entre estos en cual llegará más rápido al final de su trayectoria, y ésta siempre será menor que cuando se mide la permeabilidad de un solo fluido, es decir la absoluta.

**Permeabilidad efectiva.** Cuando se tiene tres fluidos o más de un sistema poroso, cada uno va a fluir con una permeabilidad efectiva diferente.

## **6.2 Ley de Darcy**

El concepto de permeabilidad fue introducido por primera vez por el ingeniero civil francés Darcy, en 1856 cuando realizó un experimento el cual llevó a cabo un en una barra de vidrio que contenía en la parte superior agua, y en la parte inferior arenas, representadas en forma de líneas y puntos, respectivamente en la Figura 14, lo que Darcy dejó de introducir el agua contenida en la parte superior en la columna de arena, el agua va a permear dependiendo de que tan comprimida o no esté la arena, por lo que se irá filtrando y quedará en la parte inferior de la columna de arena.

Del lado derecho de la Figura en la parte inferior se tiene una salida de agua y en la parte izquierda de forma paralela a la columna de arena está otro tubo, el cual va a dar un nivel de agua parecido al efecto de la presión capilar, en este sistema el agua baja por la fuerza de gravedad, sin embargo, se va a generar un diferencial de presión al principio y final de la arena, ese diferencial de presión se refleja en cuánto de ese fluido (agua) sube en el tubo paralelo a la columna de arena, refiriéndose al principio de Arquímedes, ese nivel de agua representado como  $h_2$  va a depender del diferencial de presión que se crea al principio de la arena y al final.



*Figura 14. Permeabilidad de la roca.*

Cuando Darcy realiza este experimento y mide la velocidad de drenaje de fluido, es decir, cuánto sale de agua por unidad de tiempo, y es a lo que se le conoce como velocidad de Darcy ( $u$ ), la cual, si se realiza el experimento en diferentes tipos de arenas se observará que ésta va a variar, porque el flujo va a depender de que tan compacta o no esté la arena, a partir de esto deduce su ecuación donde está involucrada la permeabilidad, la cual está dada de la siguiente manera:

$$u_y = \frac{q}{A} = -\frac{k}{\eta} \frac{\partial P}{\partial y} \text{ (Ec. 31)}$$

Donde:

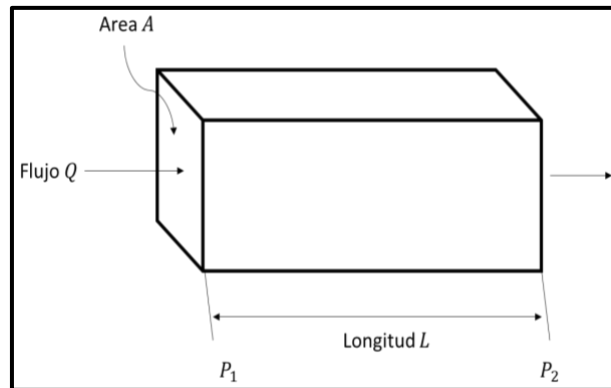
- $u$  = “Velocidad de Darcy”, velocidad del fluido.
- $q$  = Tasa de flujo volumétrico [ $\text{m}^3/\text{s}$ ].
- $A$  = Área de la sección transversal [ $\text{m}^2$ ].
- $k$  = Permeabilidad [ $\text{m}^2$ ].
- $\eta$  = Viscosidad [ $\text{Pa S}$ ].
- $P$  = Presión [ $\text{Pa}$ ].
- $y$  = Dirección de fluido [ $\text{m}$ ].

De acuerdo con la ecuación de Darcy, se representa que la velocidad del fluido es proporcional al diferencial de presión, siempre y cuando se coloque una constante, llamada permeabilidad, aquí la tasa de flujo se puede cambiar alterando los parámetros de la siguiente manera (Figura 15):

$$\begin{aligned} Q &\propto P_1 - P_2 \\ Q &\propto 1/L \end{aligned}$$

## *Propiedades Petrofísicas*

$$\begin{aligned}
 Q &\propto A \\
 Q &\propto 1/\eta \\
 Q &\propto \frac{A(P_1 - P_2)}{\eta * L} \\
 Q &= \text{constante} * \frac{A(P_1 - P_2)}{\eta * L} \\
 Q &= \frac{k A(P_1 - P_2)}{\eta * L} \text{ (Ec. 32)}
 \end{aligned}$$



*Figura 15. Esquema de la forma final del experimento de Darcy para un sistema lineal incompresible en una sección transversal.*

Sin embargo, no es del todo constante ya que la permeabilidad no es un escalar, sino un valor que va a depender de la dirección en que se mide el flujo de fluido, ya que el flujo de fluido se puede dar en cualquier dirección, por lo que la mejor manera de caracterizar la permeabilidad es como un tensor como se muestra en la siguiente ecuación:

$$\vec{u} = -\frac{k}{\eta} \Delta P = -\frac{k}{\eta} \left( \frac{\partial P}{\partial x} \hat{x} + \frac{\partial P}{\partial y} \hat{y} + \frac{\partial P}{\partial z} \hat{z} \right) \text{ (Ec. 33)}$$

La cual también se puede representar de manera matricial ya que ésta es direccional, es decir, no sólo en la dirección xx, yy o zz sino que se puede tener en xy, xz, yx, yz, etc.

La unidad medida estándar que se utiliza para este parámetro de permeabilidad es [Darcy], aunque de acuerdo con el análisis dimensional de la ecuación queda como [m<sup>2</sup>], sin embargo, no representa que ésta sea un área, si no que como en toda ecuación la dimensión va de acuerdo con el factor de proporcionalidad (Figura 16). Normalmente en la industria lo que se observan son valores en el orden de milidarcys [mD].

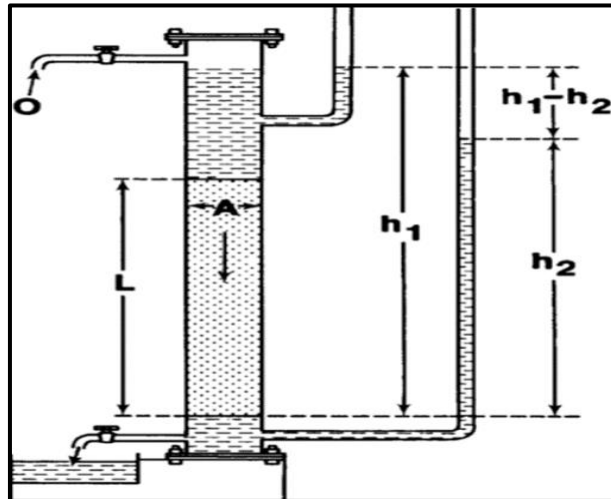


Figura 16. Diagrama esquemático modificado del aparato experimental de Darcy (Modificado de Folk).

## 7 Relaciones porosidad-permeabilidad

En algunos casos es posible tener una porosidad muy alta, pero tener una permeabilidad prácticamente nula, como es el caso de las arcillas, éstas son las rocas con más porosidad, sin embargo, son impermeables debido a que su porosidad no está conectada, es decir, su porosidad efectiva es casi igual a 0, también se puede dar el caso inverso, que se tengan altas permeabilidades sin tener altas porosidades como es el caso de algunos yacimientos fracturados. Chilingarian en 1992 mostró que la composición granulométrica de las arenas se ven afectadas en su relación de porosidad-permeabilidad.

La Figura 17 es una representación de que a pesar de que una formación se considere muy uniforme y homogénea no muestra una línea de tendencia definida con respecto a la porosidad, por lo que, en este caso la relación entre éstas sería cualitativa y no es directa o indirectamente proporcional de manera cuantitativa.

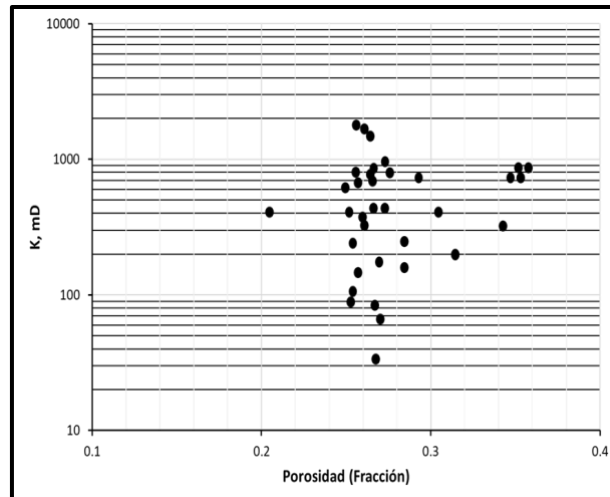


Figura 17. Relación permeabilidad-porosidad obtenidos de un gran número de muestras de una formación de arenisca (Tiab y Donalson, 2004).

Se han realizado numerosas correlaciones relacionadas con la permeabilidad, porosidad, tamaño de garganta de poros, tamaños de poros, el área de la superficie específica, la saturación de fluido irreductible entre otras variables.

**Correlación de Kozeny.** Kozeny fue quien determinó una de las correlaciones más importantes y fundamentales que expresan la permeabilidad en función de la porosidad y el área de superficie específica. Considere que una muestra de roca porosa del área de la sección transversal “A” y la longitud “L” está hecha de número, “n”, de tubos capilares rectos en paralelo, con los espacios entre los tubos sellados por un material de cementación. Si los tubos capilares son todo del mismo radio “r” [cm] y longitud “L” [cm], la tasa de flujo “q” [cm<sup>3</sup>/s] a través de este haz de tubos, (Tiab y Donaldson et al., 2004) desarrollaron una serie de pasos para el desarrollo de la correlación de Kozeny, parte de acuerdo con la ecuación Poiseuille:

$$q = \frac{n\pi r^4}{8\mu} \frac{\Delta p}{L} \text{ (Ec. 34)}$$

$\Delta p$  = Es la presión ejercida sobre L [dinas/cm<sup>2</sup>].

La ley de Darcy también puede aproximar el flujo de fluidos a través de “n” capilares:

$$q = \frac{kA_c}{\mu} \frac{\Delta p}{L} \text{ (Ec. 35)}$$

$A_c$  = Es el área total de la sección transversal, incluidas zonas cementadas.

## *Propiedades Petrofísicas*

Igualando las dos ecuaciones anteriores se tiene que:

$$q = \frac{n\pi r^4}{8\mu} \frac{\Delta p}{L} = \frac{kA_c}{\mu} \frac{\Delta p}{L} \text{ (Ec. 36)}$$

Con la igualdad anterior, podemos despejar  $k$  (permeabilidad) queda de la siguiente manera:

$$k = \frac{n\pi r^4}{8A_c} \text{ (Ec. 37)}$$

Por definición la porosidad se expresa como:

$$\phi = \frac{V_p}{V_t} \text{ (Ec. 38)}$$

Tomando en cuenta las definiciones anteriores respecto a  $A_c$  que representa el área total de la sección transversal y que la roca porosa está conformada por “ $n$ ” cantidad de tubos capilares con radio  $r$ , podríamos igualar la ecuación que representa la porosidad con la definición de las componentes que conforman el sistema de poros de esta roca, quedando de la siguiente forma:

$$\phi = \frac{V_p}{V_t} = \frac{n\pi r^2}{A_c} \text{ (Ec. 39)}$$

Despejando  $A_c$  de la ecuación anterior queda de la siguiente manera:

$$A_c = \frac{n\pi r^2}{\phi} \text{ (Ec. 40)}$$

Ahora sustituyendo  $A_c$  de la Ec. 37 que determinaba la permeabilidad tenemos que:

$$k = \frac{n\pi r^4}{8 \frac{n\pi r^2}{\phi}} \text{ (Ec. 41)}$$

Realizando las operaciones correspondientes se puede obtener una relación más simple entre la permeabilidad y la porosidad para poros del mismo tamaño y radios iguales, quedando de la siguiente manera:

$$k = \frac{\phi r^2}{8} \text{ (Ec. 42)}$$

## Propiedades Petrofísicas

Donde:

- $k$  = Es la permeabilidad en  $[\text{cm}^2]$  ( $1 [\text{cm}^2]$  es igual a  $1.013 \times 10^8$  [Darcys]).
- $\Phi$  = Porosidad en fracción.

Si se asigna que “ $S_{vp}$ ” sea el área de superficie interna por unidad de volumen de poro, donde el área de superficie “ $A_s$ ” en cuanto “ $n$ ” a tubos capilares es:

$$A_s = n(2\pi rL) \text{ (Ec. 43)}$$

Y el volumen de poros  $v_p$  es:

$$2v_p = n(\pi r^2 L)$$

Entonces  $S_{vp}$  quedaría de la siguiente manera:

$$S_{vp} = \frac{A_s}{v_p} = \frac{n(2\pi rL)}{n(\pi r^2 L)} = \frac{2}{r} \text{ (Ec. 44)}$$

Si se toma que  $S_{vp}$  representa el área de superficie específica de un material poroso o el área total expuesta dentro del espacio poroso por unidad de volumen de grano. Para un paquete de tubos capilares, el área total expuesta  $A_t$ , es equivalente al área de superficie interna  $A_s$ , y el volumen de grano es igual a:

$$v_{gr} = A_c L(1 - \Phi) \text{ (Ec. 45)}$$

Por lo tanto:

$$S_{vgr} = \frac{n(2\pi rL)}{A_c L(1-\Phi)} = \frac{2\pi nr}{A_c(1-\Phi)} = \frac{\pi nr^2}{A_c} \left(\frac{2}{r}\right) \frac{1}{(1-\Phi)} \text{ (Ec. 46)}$$

Combinando con la ecuación anterior queda lo siguiente:

$$S_{vgr} = S_{vp} \left(\frac{\Phi}{1-\Phi}\right) \text{ (Ec. 47)}$$

Reescribiendo en términos de la permeabilidad y sustituyendo  $S_{vp}$  se obtiene:

$$k = \left(\frac{1}{2S_{vgr}}\right) \frac{\Phi^3}{(1-\Phi)^2} \text{ (Ec. 48)}$$



## *Propiedades Petrofísicas*

Posterior de que el área de superficie especificada por unidad de volumen de poro  $S_{vp}$ , se determina a partir de datos capilares o análisis de imágenes petrográficas (PIA).

**Unidades de flujo.** Las unidades de flujo son resultado del ambiente de depósito y del proceso diagenético, ya que éstas representan zonas de yacimientos como contenedores de almacenamiento y conductos para el flujo de fluidos. La unidad hidráulica (poro geométrico) fue definida como el volumen elemental representativo de la formación total del yacimiento dentro del cual las propiedades geológicas y petrofísicas no cambian (Bear et al., 1972).

Ebans et. al., 1987 la definió como una parte mapeable del yacimiento dentro de la cual las propiedades geológicas y petrofísicas que afectan al flujo de fluido son consistentes y previsiblemente diferentes de las propiedades de otro volumen de roca del yacimiento. Heart et. al., las definió como una zona de depósito que es continua lateral y verticalmente, y tiene propiedades petrofísicas similares como es la porosidad y permeabilidad. Y Gunter et. al., 1997 las definió como un intervalo estratigráficamente continuo de un proceso de yacimiento similar que destaca el marco geológico y mantiene la característica del tipo de roca. A partir de estas definiciones (Tiab y Donalson, 2004) definieron entonces que las unidades de flujo tienen las siguientes características:

1. Una unidad de flujo es un volumen específico de yacimiento, compuesto por una o más litologías de calidad de yacimiento.
2. Una unidad de flujo es correlativa y mapeable en la escala de intervalos.
3. Una zonificación de la unidad de flujo es reconocible en el registro wire-line.
4. Una unidad de flujo puede estar en comunicación con otras unidades de flujo.

Gunter, Finnerian, Hartman y Miller et. al., 1997 introdujeron un método gráfico para cuantificar las unidades de flujo del yacimiento basado en el marco geológico, tipos de roca/poros petrofísicos, capacidad de almacenamiento, capacidad de flujo y velocidad del proceso del yacimiento. De acuerdo con ellos los 5 pasos para identificar y caracterizar una unidad de flujo son los siguientes:

1. Identificar el tipo de roca e ilustra el gráfico cruzado de porosidad y permeabilidad de Winland como se muestra en las Figuras 18 y 19.

## Propiedades Petrofísicas

2. Construir el gráfico estratificado modificado de Lorenz (SMPL) calculado sobre una base de pie a pie, el porcentaje de capacidad de flujo (espesor de permeabilidad) y el porcentaje de almacenamiento de flujo (grosor de porosidad).
3. Seleccionar los intervalos de las unidades de flujo basados en los puntos de inflexión de SMLP. Esas unidades de flujo deben de calibrarse utilizando un marco geológico SFP R35 (radio de garganta de poro calculado [ $\mu\text{m}$ ] al 35% de saturación de mercurio y la relación  $k/\phi$ ).
4. Preparar el perfil de flujo estratigráfico final (SFP) con curva de correlación, relación de permeabilidad-porosidad  $k/\phi$ , R35, porcentaje de almacenamiento y porcentaje de capacidad.
5. Construir un MI (gráfico de Lorenz modificado) ordenando las unidades de flujo finales en velocidad de unidad decreciente (FUS).

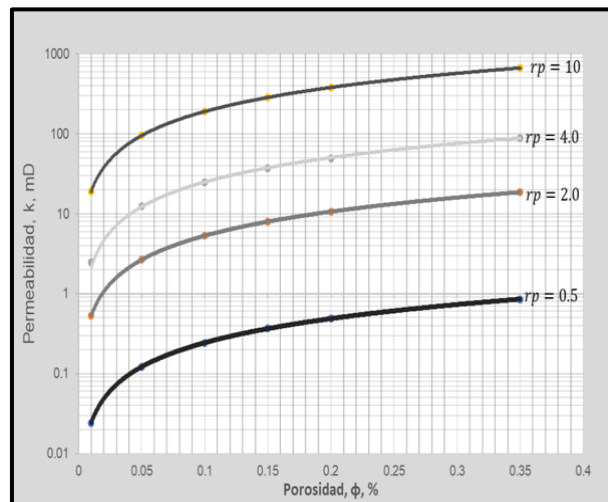


Figura 18. Gráfico de  $k/\Phi$  de Winland.

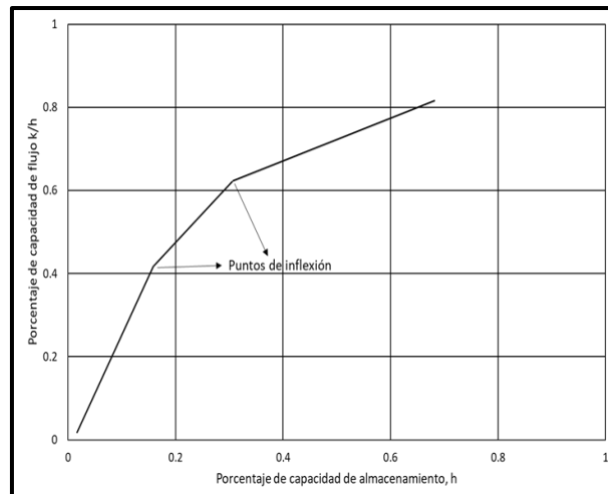


Figura 19. Gráfico estratificado modificado de Lorenz (SMPL).

## **8 Presión capilar**

La presión capilar se define como la diferencia de presión entre las fases de dos fluidos inmiscibles, las cuales dependen de la tensión superficial y ésta a su vez de la fuerza intermolecular del líquido. Cuando en un recipiente contenido con dos líquidos (fases) en este caso agua y aceite, el aceite queda en la parte superior debido a la diferencia de densidades, y el agua al ser más densa queda en la parte inferior, si se vierte un tubo capilar de vidrio en el recipiente y en este caso el agua sube por el tubo capilar es debido a que la fuerza intermolecular adhesiva entre el líquido y el tubo capilar es mayor, siendo así el líquido ascenderá hasta alcanzar el equilibrio de la tensión superficial y se formará una curva cóncava en su superficie, la cual es necesaria para que pueda existir esa diferencia de presiones o lo que llamamos presión capilar entre esas dos fases y determinará que es un líquido mojante ya que el agua prefiere estar en contacto con la superficie húmeda en agua.

Pasa algo similar en las rocas, pero en este caso ese tubo capilar lo formará el sistema rocoso de la roca a través de las conexiones generadas por las gargantas de poro y la tensión superficial tendrá el mismo papel de determinar la saturación del fluido en el medio poroso por encima del nivel del agua.

Para el caso contrario donde el tubo capilar está húmedo en el aceite, el agua tenderá a caer por debajo del nivel del agua esto debido a la tensión de adhesión que está en función de la humedad, esto pasa regularmente en la parte superior del yacimiento de petróleo, ya que la mayor parte de la superficie del de la roca es contactada por el aceite.

### **8.1 Medición**

Las mediciones de la presión capilar se pueden llevar a cabo en laboratorio bajo las pruebas utilizando la técnica de placa porosa (PP), presión capilar de inyección de mercurio (MICP) y la centrífuga.

#### **8.1.1 Técnica de placa porosa (PP)**

Para esta medición se utilizará una placa porosa la cual se refiere a un disco de cerámica de baja permeabilidad húmedo con agua que distinguirá entre ambas fases (agua y aceite) reteniendo el aceite en el núcleo y éste hará que el agua pase a través de la salida.

## *Propiedades Petrofísicas*

Debido a que en este sistema se tiene una muestra de núcleo húmedo con agua la presión capilar será la presión del aceite menos la presión del agua dado que la presión de entrada será la del aceite y la presión de salida será la del agua, recordando que la presión capilar representa la diferencia entre la fase de no humectación y la fase de humectación. Mientras se va desaturando el núcleo por medio de la placa porosa en los diferentes intervalos de presión aplicada se va registrando el peso de la muestra para determinar la cantidad de pérdida de líquido y la presión del gas y aceite incrementa, este proceso continúa hasta llegar a la saturación de agua irreductible del núcleo.

### **8.1.2 Presión capilar de inyección de Mercurio (MICP)**

El MICP es el método experimental para medir la presión capilar más rápido, sin embargo, es destructivo ya que el mercurio daña el núcleo debido a que éste no se puede eliminar de manera segura dejándolo inservible para análisis posteriores, además, éste no utiliza fluidos de depósito como por ejemplo agua-aceite a diferencia de la placa porosa, por consiguiente, requiere de una conversión para que los resultados sean representativos.

En este método el mercurio actúa como la fase no humectante (mojante), éste se inyecta a través de una bomba a la muestra de núcleo colocada dentro de una cámara de presión, y el aire será quien actúe como la fase de humectación (mojable), para realizar la prueba se limpia y se seca el núcleo y se determina el volumen y permeabilidad de los poros para poder comenzar con la inyección de mercurio; mientras se inyecta se va calculando el volumen de mercurio inyectado, así como la presión, es importante mencionar que la saturación de mercurio puede alcanzar una saturación de fase no humectable (mojable). La saturación de la fase de humectación (mojable) será de uno menos la saturación de la fase no mojable.

La cantidad de datos depende de las mediciones que se tomen, estos datos se pueden utilizar para determinar la distribución del tamaño de poros y así poder estudiar el comportamiento de las curvas de presión capilar infiriendo la geometría de los poros. Para poder normalizar los datos de presión capilar de mercurio y ponerlos en condiciones de agua-aceite o agua-aire se utiliza la función de “J” de Leverett que se hablará más adelante.

### **8.1.3 Centrífuga**

En este método, el núcleo es colocado en una taza que contiene un tubo de pequeño diámetro calibrado donde se recogen los fluidos desplazados de núcleo por fuerza centrífuga, en los cuales se pueden medir curvas de presión capilar tanto de drenaje como de inundación (imbibición). Esta centrífuga trabaja por intervalos de velocidad comenzando de baja a alta, a través de estos intervalos el fluido es desplazado y en cada cambio de velocidad se va registrando hasta que se detiene el desplazamiento del fluido para posteriormente por medio de ecuaciones específicas se convierta la velocidad de rotación en presión. En el primer paso el núcleo se satura con la fase humectante, en este caso es agua con cierta salinidad, se aplican los intervalos de velocidad hasta que el aceite desplace el agua llegando a su saturación de agua irreductible, se registra su curva de presión capilar de drenaje, y posterior se invierte el núcleo y ahora éste está saturado con aceite; se aplican nuevamente los intervalos de velocidades hasta que el agua desplace al aceite llegando a su saturación de aceite irreductible para posterior registrar la curva de presión capilar asociada a la imbibición.

La ventaja de este método es que se puede utilizar fluido de depósito por lo que los resultados son más representativos, y el tiempo para generar una curva de presión capilar se encuentra entre el de la placa porosa y el MIC, sin embargo, la presión de este método no es tan alta como en el de la placa porosa (Alvafei, 2021).

## **8.2 Conversión de presión capilar y distribución del radio de garganta de poro**

El tamaño de garganta de poro se refiere a la conexión existente entre los poros de una roca, los cuales se encuentran conectados por una especie de tubo capilar que permitirá el flujo de fluidos por medio de éstos.

La distribución del tamaño de garganta de poro se estudia mediante el método de inyección de mercurio (MIC). Washbrun, 1921, fue quien presentó la primera técnica para relacionar la presión capilar, a la tensión superficial del mercurio, el ángulo de contacto del mercurio en el aire y el radio de garganta de poro, la cual está dada de la siguiente manera:

## *Propiedades Petrofísicas*

$$P_{c\text{lab}} = -2\sigma_{\text{lab}}(\cos \theta_{\text{lab}})/r \text{ (Ec. 49)}$$

Donde:

- $P_c$  = Presión capilar obtenida en laboratorio utilizando pares de fluidos específicos.
- $\sigma$  = Tensión interfacial obtenida de laboratorio.
- $\theta$  = Ángulo de contacto obtenido de laboratorio.
- $r$  = Radio de garganta de poro en [ $\mu\text{m}$ ].

Y despejando el radio de garganta de poro, la ecuación queda de la siguiente forma:

$$r = -2\sigma(\cos \theta)/P_c \text{ (Ec. 50)}$$

Si la presión capilar  $P_c$  está en [ $\text{lb/pg}^2$ ] en lugar de [ $\text{dyna/cm}^2$ ], para que el cálculo del radio de la garganta de poro en micras queda de la siguiente manera:

$$r = -2(0.147)\sigma(\cos \theta)/P_c \text{ (Ec. 51)}$$

Teniendo los cálculos a partir de las variables obtenidas en condiciones de laboratorio, se obtiene de éstas a partir de las condiciones de yacimiento, quedando de la siguiente manera:

$$P_c = -2\sigma(\cos \theta)/r \text{ (Ec. 52)}$$

Una vez obtenidos ambos parámetros, podemos igualar ambas ecuaciones para obtener el radio de la garganta de poro, quedando así:

$$\frac{-2\sigma_{\text{lab}}(\cos \theta_{\text{lab}})}{P_{c\text{lab}}} = \frac{-2\sigma(\cos \theta)}{P_c}$$

Reorganizando la ecuación, para convertir la presión capilar en condiciones de yacimiento, queda de la siguiente manera:

$$P_c = P_{c\text{lab}} \frac{-2\sigma(\cos \theta)/r}{-2\sigma_{\text{lab}}(\cos \theta_{\text{lab}})} \text{ (Ec. 53)}$$

A continuación, se muestran en la siguiente tabla, Tabla 2, la clasificación de la geometría de los poros y su relación con los diferentes tamaños de garganta de poro.

## Propiedades Petrofísicas

| Geometría de poro          | Intergranular |        |         |       | Intercristalina |        |         |       | Vugular/móldica |       | Fractura/grietas |       |
|----------------------------|---------------|--------|---------|-------|-----------------|--------|---------|-------|-----------------|-------|------------------|-------|
| Tamaño de puerto(garganta) | MEGA          | MACRO  | MESO    | MICRO | MEGA            | MACRO  | MESO    | MICRO | MEGA            | MICRO | MEGA             | MICRO |
| $r_{35}$ (micras)          | > 10          | 10 – 2 | 2 – 0.5 | < 0.5 | > 10            | 10 – 2 | 2 – 0.5 | < 0.5 | > 10            | < 0.5 | 10 +/-           | < 0.1 |

*Tabla 2. Clasificación de la geometría de los poros y la relación con los diferentes tamaños de garganta de poros (De Marin et al, y Hartmann y Beaumont, 1999).*

### 8.3 Función J de Leverett

Esta función J propuesta por Leverett se utiliza para convertir los datos de presión capilar obtenidos en laboratorio con diferentes propiedades específicas, ya sea de roca o de fluido a los que se tienen de muestras directamente de campo, es decir, poder correlacionar y describir las heterogeneidades de la roca combinando tanto la porosidad como la permeabilidad. La función J se puede obtener mediante un análisis adimensional o usando la sustitución de la ecuación de presión capilar de Carman-Kozeny, expresadas de la siguiente manera:

$$P_c = \frac{\sigma \cos \theta}{(k/\phi)^{(1/2)}} ; P_c = \sqrt{\frac{k}{\phi}} \sigma \cos \theta \text{ (Ec. 54)}$$

Se puede llegar a esta expresión haciendo el análisis adimensional, donde la permeabilidad está en términos de área  $L^2$ , la porosidad es adimensional por lo que en este caso el radio de la garganta de poro podría quedar en términos de la permeabilidad y porosidad de la siguiente manera:

$$(k/\phi)^{(1/2)} \text{ (Ec. 55)}$$

O bien en términos de la función J, quedando:

$$J = P_c \frac{(k/\phi)^{(1/2)}}{\sigma \cos \theta} ; J = \frac{P_c}{\sigma \cos \theta} \sqrt{\frac{k}{\phi}} \text{ (Ec. 56)}$$

Para que la función J esté en unidades de campo petrolíferas se tiene que agregar la constante de conversión, quedando de la siguiente manera:

$$J = (0.21645) \frac{P_c}{\sigma \cos \theta} \sqrt{\frac{k}{\phi}} \text{ (Ec. 57)}$$

Donde:

- $J$  = Función  $J$  de Leverett [Adimensional].
- $P_c$  = Presión capilar [Pa].
- $\sigma$  = Tensión interfacial en [N/m].
- $\theta$  = Ángulo de contacto [°].
- $\Phi$  = [Adimensional].
- $k$  = Permeabilidad en [mD].

Reorganizando la ecuación de la función  $J$  para determinar la presión capilar en conjunto ya de las propiedades de la roca y del fluido, queda de la siguiente manera:

$$P_c = \sqrt{\frac{k}{\phi}} \sigma \cos \theta J \text{ (Ec. 58)}$$

## **9 Presión de poro (presión de formación)**

Las presiones existentes en una formación como son la de sobrecarga, presión de poro y gradiente de fractura son esenciales para el entendimiento del comportamiento del yacimiento durante la explotación del recurso, puesto que son la base para el diseño de la ventana operativa de perforación, a través de éstas es posible:

- Derivar la perforación del pozo.
- Diseño de lodos de perforación (densidad de lodo).
- Control de pozo.
- Evitar pérdidas de circulación durante la perforación.
- Evitar el colapso del pozo.

### **9.1 Definición de presión de poro normal y anormal**

Las rocas sedimentarias, son las más abundantes en la parte más superficial de la corteza, son las que contienen mayor cantidad de yacimientos de recursos minerales de interés como el agua y los hidrocarburos; son porosas y por lo tanto contienen fluidos dentro de ese espacio poroso y la presión de poro está definida como la presión que ejercen esos fluidos confinados en ese sistema poroso sobre la roca.

Se refiere a presión de poro normal cuando está en función de la profundidad, se genera a partir de la presión hidrostática ejercida por la columna de fluido que está por



## *Propiedades Petrofísicas*

encima de la formación rocosa, por lo que la presión de poro queda establecida de la siguiente manera:

$$P_{pn} = \int_0^D \rho_f(z)gdz \text{ (Ec. 59)}$$

Donde:

- $P_{pn}$  = Presión de poro normal.
- $\rho_f$  = Densidad del fluido.
- $g$  = Aceleración gravitacional.
- $z$  = Profundidad.

Si se considera un fluido con cierto contenido de salmuera como es el agua de mar, la densidad de éste oscila entre los 1.03 a 1.07 [g/cm<sup>3</sup>]; por lo que el aumento de la presión de poro normal con respecto a la profundidad es de aproximadamente 0.45 [psi/ft], de igual manera que el esfuerzo efectivo en donde su aumento en función de la profundidad debida al peso acumulativo de los sedimentos es de 0.45 [psi/ft].

Sin embargo, debido a la heterogeneidad de la roca y las diferentes condiciones a las que se encuentra, esta presión de poro se desvía del valor normal y existen numerosos yacimientos de hidrocarburos, por ejemplo, situados en formaciones de sobre presión anormalmente altas. Entonces, la presión de poro anormal representa cualquier valor que ésta fuera de la tendencia normal, referente a la presión ejercida por la columna de agua (presión hidrostática) (Dickinson, 1953). Las presiones de poro anormales pueden aumentar en gran medida el tiempo de perforación no productivo, ya que si no se predice con precisión ésta puede causar grandes incidentes como son afluencia del fluido de perforación, daños en la estabilidad del pozo, colapsos y brotes.

### **9.2 Mecanismos de presión de poro**

En las rocas que conforman el yacimiento existen dos esfuerzos primarios:

- Esfuerzo efectivo (grano a grano).
- Presión de poro.

La sobrecarga se genera por el peso acumulativo de los sedimentos conforme se van depositando, es decir, ésta se trasmite a las capas subyacentes por medio de los dos esfuerzos antes mencionados.

## *Propiedades Petrofísicas*

En condiciones normales conforme se va dando el depósito de los sedimentos debido a esa carga litostática, este esfuerzo efectivo va aumentando y los fluidos se van expulsando de su sistema poroso, por lo que el aumento del esfuerzo efectivo es directamente proporcional a la disminución de la presión de los poros, este mecanismo es asociado a una presión de poro normal.

Cuando algunas de las condiciones de depósito debido a la heterogeneidad de la roca cambian, la presión de poro ya no será directamente proporcional al esfuerzo efectivo, generando así que la roca sea geopresurizada o se genere una presión de poros anormalmente baja ya que las condiciones mecánicas de las rocas dependen de las condiciones en las que se formaron.

Las condiciones para que la presión de poro marque una tendencia anormal están asociadas a procesos tanto físicos, químicos, geológicos, geoquímicos y mecánicos. Identificar los mecanismos asociados a las presiones anormalmente bajas es mucho más complicado de identificar a los que generan la sobrepresión, por esto se han estudiado e identificado con mayor ocurrencia los asociados a las presiones anormalmente altas. Swarbrick y Osborne (1998) consideraron tres categorías de mecanismos asociados a la generación de la presión anormal:

1. Esfuerzos en la roca
  - a. Desequilibrio en la compactación.
  - b. Actividad tectónica.
2. Expansión de volumen de fluidos
  - a. Expansión del agua por temperatura.
  - b. Transformación de minerales.
  - c. Generación de hidrocarburos.
3. Por movimientos de fluidos y flotación
  - a. Represionamiento o recarga.
  - b. Fenómenos osmóticos.
  - c. Nivel piezométrico del fluido.
  - d. Flotación debido al contraste de densidades.

## *Propiedades Petrofísicas*

Uno de los primeros estudios acerca de las presiones anormales se llevó a cabo utilizando datos del Golfo de México en secuencias clásticas por Dickinson (1943). Se asoció la generación de presión anormal a la deshidratación incompleta de los sedimentos. Posterior a esto otros autores como Baker (1972) plantearon que se debía a efectos térmicos en la roca. Por otro lado, Hunt y otros en (1994 y 1998) mencionaron que la generación de gas debido a la situación del Golfo de México sería otro de los mecanismos asociados a la sobrepresión de poro.

El desequilibrio en la compactación según Swarbrick y Osborne (1998) está asociado a altas tasas de sedimentación de rocas de baja permeabilidad como son las lutitas, éstas debido a su casi nula expulsión de fluidos conforme sucede el proceso de enterramiento (esfuerzo efectivo) genera un represionamiento en su sistema poroso, por lo que el parámetro que controla este tipo de mecanismo es la permeabilidad, debido a que ésta es la que controla la capacidad de una roca de actuar como un sello, es decir que impide la migración ascendente del hidrocarburo.

Bayer-lee en 1993 concluyó que las áreas tectónicamente activas y la reactivación de esas fallas podrían ser el mecanismo de liberación de fluidos si se llega a una fractura, sin embargo, si la presión de poro alcanza la presión de fractura de la roca en rocas sobrepresionadas la roca se fracturará hidráulicamente y se generarán grandes pérdidas de volumen de fluido, liberando a la roca de esa sobrepresión de poro y posterior a ello llegar al sello de esas fracturas.

El aumento del esfuerzo debido al peso acumulativo de los sedimentos durante su depositación en un caso ideal, hace que las rocas se compacten liberando el fluido contenido en el sistema poroso reduciendo así su volumen de los poros (Pumply, 1980).

### **9.3 Modelos para el cálculo de la presión de poro**

**Tendencia a la compactación normal.** La compactación causada por el peso acumulativo de los sedimentos, es decir, la sobrecarga, se describió clásicamente por Terzaghi y Pech en 1948 con un recipiente que contenía un resorte y un fluido, en el que simularon la compactación de la arcilla que contenía agua, el esfuerzo de sobrecarga fue simulado por un pistón. En dicho experimento se demostró que el esfuerzo de sobrecarga

## *Propiedades Petrofísicas*

S estaba soportado por el esfuerzo  $\sigma$ , y la presión del fluido  $p$ , por lo tanto, se estableció la siguiente ecuación de equilibrio en la compactación:

$$S = \sigma + p \text{ (Ec. 60)}$$

Donde:

- $S$  = Sobrecarga.
- $\sigma$  = Esfuerzo.
- $p$  = Presión del fluido.

Esto representa que si el fluido logra escapar del sistema poroso significa que  $S$  aumentará, mientras que  $p$  permanece como la presión hidrostática. Sin embargo, si el fluido no logra escapar,  $p$  debe de aumentar a medida que aumenta  $S$ .

Hubbert y Rubey analizaron esta ecuación y demostraron que, a medida que el esfuerzo de sobrecarga aumentaba como resultado de la depositación y entierro de los sedimentos, la porosidad de una roca disminuía. Por lo tanto, parte del líquido que estaba en el sistema poroso al momento de su depositación es expulsado como resultado de la compactación. Sin embargo, en muchas ocasiones esto no sucede así, puesto que no siempre hay una ruta de escape para el fluido, y esto a su vez generará que el fluido se sobrepresione.

**Esfuerzo vertical.** La magnitud del esfuerzo vertical en los pozos marinos es igual a la presión ejercida por el peso de la columna de agua desde la superficie hasta el fondo marino más el peso de la columna de sedimento a una profundidad específica. El esfuerzo vertical se puede determinar integrando datos del registro de densidad de la superficie. Es importante determinar los esfuerzos verticales utilizando datos específicos del sitio. La mayoría de los registros de densidad no suelen llegar hasta el fondo del mar, por lo tanto, se debe estimar la densidad promedio desde la superficie hasta la parte superior del registro de densidad. Un método alternativo, por ejemplo, es el registro sísmico.

Si no hay datos de densidad disponibles, aplique un gradiente de esfuerzo vertical aproximado de 1 [psi/pie] o 22.63 [MPa/km], pero teniendo en cuenta que este valor podría ocasionar una evaluación incorrecta del análisis de fractura.

## *Propiedades Petrofísicas*

El esfuerzo, es una fuerza que actúa sobre un área determinada y puede tener componentes tanto normales como de cizallamiento, el esfuerzo normal actúa de manera perpendicular a un plano, y la de corte o de cizalla actúa a lo largo de la cara del plano. Una roca bajo la influencia de esfuerzo responde a través de varios tipos de deformación (Shön, 2015). La expresión matemática que representa el esfuerzo vertical esta dado por presión de sobrecarga y queda de la siguiente manera:

$$\sigma_{\text{vertical}} = g \int_0^z \rho(z) dz \text{ (Ec. 61)}$$

Donde:

- $g$  = Aceleración gravitacional de la Tierra.
- $\rho$  = Densidad.
- $z$  = Profundidad.

**Perfil de porosidad normal para lutitas.** Construir un perfil de porosidades en las lutitas no es una tarea fácil, se puede derivar a través de registros geofísicos de pozo, sin embargo, convertir las lecturas de los registros en valores de porosidad no es sencillo.

Las porosidades están relacionadas linealmente con las densidades, sin embargo, respecto a los principios de mediciones de los registros de densidad a menudo se ven perturbados por cavernas, y estos son sensibles a los cambios de litología, por ejemplo, el registro de neutrones además es sensible a los cambios en la mineralogía, los registros sísmicos no están linealmente relacionados con la porosidad.

El modelo original que refleja un perfil de porosidad es el de Athy (1930) en donde demuestra una disminución exponencial regular de la porosidad entre 0.50 en la superficie y 0.05 a 2.3 [km] (7000 [ft]):

$$\phi = \phi_0 \cdot e^{-cz} \text{ (Ec. 62)}$$

Donde:

- $\Phi$  = Porosidad normal (debida exclusivamente a la compactación mecánica).
- $\Phi_0$  = Porosidad de la roca en la superficie o fondo marino.
- $c$  = Constante de compactación.
- $z$  = Profundidad a partir del nivel del terreno o fondo marino.

## *Propiedades Petrofísicas*

Esta ecuación es ampliamente usada debido a que es matemáticamente simple, en muchas ocasiones perfiles de porosidad normal en lutitas, han mostrado una curvatura cóncava hacia abajo, por ejemplo (Weller, 1959; Perrier y Quiblier, 1974; Rieke y Chilingarian, 1974; Magara, 1980). Sin embargo, hay muchas pruebas de que esta ecuación no es del todo satisfactoria, puesto que la porosidad en superficie contemplada en la curva original de Athy de 0.50 es debida a la erosión de la roca, la cual es significativamente menor que la porosidad en superficie de las lutitas, la cual generalmente oscila entre 0.70 y 0.80 por ejemplo (Meade, 1966).

**Modelos para rocas clásticas.** De acuerdo con Burrus et. al., 1992 y estudios de simulaciones numéricas sobre el análisis de los modelos de presión de poro en rocas clásticas, demostraron que los modelos de compactación basados en el esfuerzo-porosidad explican de manera correcta las sobrepresiones en cuencas que se hundan rápidamente como son el delta de Mahakam en Indonesia, la costa del Golfo de EE.UU debido a que las sobrepresiones en este tipo de cuencas se encuentran controladas principalmente por la permeabilidad vertical de las facies de lutita donde se observan.

Para el cálculo de la presión de poro en rocas clásticas, primero se debe de definir el intervalo de las lutitas, esto mediante el registro de tiempo de tránsito y/o el registro de resistividad, los cuales son sensibles a la presencia de minerales arcillosos, para poder marcar la línea base se utiliza el registro de rayos gamma, una vez marcada tanto para el registro de rayos gamma (RG) como el de potencial espontáneo (SP), se debe de marcar la lectura correspondiente tanto para el tiempo de tránsito como el de la resistividad, es decir, donde comienza haber variación de la tendencia normal de compactación, los puntos de lutita se unen para definir el comportamiento de la porosidad en la lectura de los registros utilizados, y sobre es alinea se traza la tendencia normal de compactación para el cálculo de la presión de poro.

Dentro de los diferentes modelos de predicción de presión de poro existen varios métodos, los más utilizados dentro de la industria debido a que son métodos convencionales y utilizan información de fácil acceso son:

- Método de Hoffman and Johnson.
- Método de Foster y Whalen o de profundidad equivalente.
- Método de Eaton.
- Método del exponente DC.

## *Propiedades Petrofísicas*

**Método de Hoffman and Johnson (H&J).** En 1965 Hoffman y Johnson presentaron un método para predecir la presión de poro a través de los valores de tiempo de tránsito (sónico) o de resistividad, así como de las presiones de formación reales medidas en el Mioceno y Oligoceno de las costas de Texas y Luisiana, estos autores realizaron dos correlaciones empíricas para determinar la presión de poro, es importante mencionar que estas técnicas sólo son aplicables en áreas donde la generación de geopresiones es principalmente debido al resultado de la compactación en respuesta al esfuerzo efectivo de sobrecarga.

1. A partir de la identificación de zonas de lutita en los registros de litología, se correlacionan con los registros de tiempo de tránsito y/o resistividad, éstas últimas zonas deberán ser graficadas en un formato de profundidad contra lectura de tiempo de tránsito o unidades de resistividad.
2. En la gráfica anteriormente trazada y tomando como referencia la tendencia se marcará una línea de tendencia normal que deberá ser extrapolada hasta la profundidad de interés o total.
3. En el intervalo de análisis se leerán los valores de tránsito y/o resistividad de la curva de tendencia normal y de la curva graficada con los valores del registro.
4. Identificados dichos valores, se calculará la diferencia de lecturas de tiempo de tránsito o la relación de valores de resistividades.
5. Obtenidas estas diferencias y/o relaciones se procede a emplear la correlación de Hoffman y Johnson para determinar el gradiente de presión de poro.
6. Finalmente, el gradiente de presión de poro obtenido en el paso anterior se multiplica por las profundidades de interés, para obtener así, la presión de poro de dicha profundidad.

**Método de Foster y Whalen o de profundidad equivalente.** Se basa en el principio que establece que formaciones con el mismo valor de la propiedad dependiente (tiempo de tránsito, la resistividad, la densidad, etc.) de la porosidad, se encuentran bajo el mismo esfuerzo efectivo por lo tanto se tiene el siguiente procedimiento:

1. A partir de la unión de las lecturas de los puntos de lutitas limpias se gráfica la profundidad contra el tiempo de tránsito o resistividad. Esta información deberá ser analizada igual al método de Hoffman and Johnson, hasta el

## *Propiedades Petrofísicas*

trazado extrapolado a profundidad de las gráficas de tendencia y datos verdaderos.

2. A una profundidad de interés denominada “D” se le leerán los valores observados y extrapolados de tiempo de tránsito y/o resistividad, posteriormente, empleando la lectura de los datos observados se traza una línea vertical hasta interceptar la línea de tendencia normal y se lee esta profundidad denominada “Dn”.
3. Se calcula el esfuerzo efectivo a la profundidad anterior “Dn”. La cual, es igual al esfuerzo efectivo en la profundidad de interés, por lo tanto, la presión de poro es igual a:

$$P_{p(Dn)} = \frac{\rho_{FF} - D_n}{10} \text{ (Ec. 63)}$$

Donde:

- $\rho_{FF}$  = Es la densidad del fluido de formación en la zona de presión de poro normal, la cual se considera igual a aprox. 1.03 [g/cm<sup>3</sup>] cuando no se tiene información disponible de la densidad del fluido de formación de pozos por correlación.
- A partir de esos valores se calcula la presión de poro a profundidad de interés mediante la siguiente ecuación:

$$P_{p(D)} = S_{(D)} - \sigma_{(D)} \text{ (Ec. 64)}$$

**Método de Eaton.** Basado en el mismo método principio que establece que la tendencia normal de compactación es alterada en las zonas de presión anormal. Eaton utilizó una gran cantidad de datos de registros geofísicos y mediciones de presiones de poro de diferentes áreas geológicas para desarrollar una serie de ecuaciones, éstas relacionan directamente la presión de poro, con la magnitud de desviación entre los valores observados y calculados de la tendencia normal de compactación extrapolada, el método consiste en los siguientes pasos:

1. A partir de la unión de las lecturas de puntos de lutitas limpias se grafica la profundidad contra el tiempo de tránsito o resistividad.
2. Se traza la línea de tendencia normal extrapolada hasta la profundidad total.



## Propiedades Petrofísicas

3. A la profundidad de interés “D” se lee el valor observado en el tiempo de tránsito, y el valor extrapolado, es decir, el calculado. Posteriormente con la lectura observada se traza una línea vertical hasta interceptar la línea de tendencia normal y se lee la profundidad correspondiente “Dn”.
4. Se calcula la presión de poro a la profundidad anterior “D”. Dependiendo del registro que se tenga con las siguientes ecuaciones:

Si se tiene el registro sísmico (tiempo de tránsito):

$$P_{p(D)} = S_{(D)} - (S_{(D)} - P_{P(Dn)}) * \left( \frac{\Delta t_{un}}{\Delta t_{lu}} \right)^{3.0} \quad (\text{Ec. 65})$$

Si se tiene el registro resistivo:

$$P_{p(D)} = S_{(D)} - (S_{(D)} - P_{P(Dn)}) * \left( \frac{R_o}{R_{on}} \right)^{1.2} \quad (\text{Ec. 66})$$

Si se tiene el registro de conductividad:

$$P_{p(D)} = S_{(D)} - (S_{(D)} - P_{P(Dn)}) * \left( \frac{C_{on}}{C_o} \right)^{1.2} \quad (\text{Ec. 67})$$

**Método del exponente DC.** Basado en el modelo de Bingham, para normalizar el ritmo de penetración “R” considerando los efectos ocasionados por el cambio del peso sobre la barrena “W”, las revoluciones por minuto de la mesa rotaria “N” y el diámetro “Dh”, se obtiene el cálculo del exponente “dc”:

$$dc = \frac{\log\left(\frac{R}{18.29*N}\right)}{\log\left(\frac{12*W}{454*d_b}\right)} \quad (\text{Ec. 68})$$

Donde:

- R = Ritmo de penetración [m/h].
- N = Revoluciones por minuto de la mesa rotaria [RPM].
- W = Peso de la barrena [Ton].
- $d_b$  = Exponente [pg].
- $\rho_{lodo}$  = Densidad equivalente de circulante durante la perforación.
- $\rho_{FF}$  = Densidad del fluido de formación.
- $d_{mod}$  = dc modificado.

## *Propiedades Petrofísicas*

Para corregir el “dc” por cambios en la densidad del lodo Rehm y McClendon propusieron la siguiente ecuación:

$$dc_{\text{mod}} = dc \frac{\rho_{\text{FF}}}{\rho_{\text{lodo}}} \text{ (Ec. 69)}$$

Por otro lado, si nos basamos en el principio que establece que la tendencia normal de compactación es alterada en la zona de presión anormal, el método de “dc” consiste en lo siguiente:

1. Calcular los exponentes “dc” y “dc<sub>mod</sub>” durante la perforación de lutitas, los datos obtenidos que no sean esta litología deben ser eliminados.
2. Se grafica la profundidad contra el exponente “dc<sub>mod</sub>”.
3. Se traza una línea de tendencia normal y se extrapola hasta la profundidad total.
4. Ahora tenemos que la profundidad “D” se leen los valores del exponente “dc<sub>mod</sub>” y en la tendencia normal “dc<sub>modn</sub>”, además para el valor “dc<sub>mod</sub>” se tiene que leer la profundidad equivalente en la zona de presión normal “Dn”.
5. Se calcula la presión de poro a la profundidad de interés usando la ecuación de Eaton:

$$P_{p(D)} = S_{(D)} - (S_{(D)} - P_{p(Dn)}) * \left( \frac{dc_{\text{mod}}}{dc_{\text{modn}}} \right)^{1.2} \text{ (Ec. 70)}$$

### **10 Propiedades de las arcillas**

A lo largo de los años se ha utilizado indistintamente los términos “lutita” y “arcilla”, no ha sido por falta de conocimiento, si no debido a las diferentes formas en que se miden las propiedades, sin embargo, es importante conocer y definir sus propiedades tanto físicas como químicas.

La arcilla en términos de tamaño de grano es aquella partícula inferior a 0.0625 [mm] y los minerales principales que la conforman son silicatos de aluminio hidratados con pequeñas cantidades de magnesio, hierro potasio entre otros elementos, éstas pueden estar presentes tanto en arenas, limolitas y conglomerados, mientras que las lutitas son una mezcla de minerales de arcilla entre otras partículas de grano fino depositados normalmente por decantación.

Debido a la sustitución iónica en la estructura cristalina de las arcillas, éstas se encuentran cargadas negativamente, es por esta deficiencia por lo que las arcillas en una

## *Propiedades Petrofísicas*

solución salina mantendrán algunos cationes sueltos, por ejemplo, el sodio, potasio y calcio en una capa difusa en su superficie.

La presencia de lutitas en los yacimientos de hidrocarburos tiene un gran impacto en la estimación de reservas y productibilidad. Las arcillas están normalmente interstratificadas tanto en areniscas como rocas carbonatadas o en ambas, éstas representan el 50% de las rocas sedimentarias existentes en la superficie terrestre, por lo que en la mayoría de los yacimientos es común encontrar arcillas y/o lutitas, además de que éstas se encuentran en capas entre la roca almacén ya que debido a su porosidad aislada y por lo tanto casi nula permeabilidad funcionan en muchas ocasiones como roca sello dentro del sistema petrolero, al igual que como roca generadora debido a su alto contenido en materia orgánica. Sin el conocimiento específico de los minerales arcillosos presentes en un yacimiento, existe el riesgo de afectar la permeabilidad de la formación al introducir fluidos inadecuados.

Las arcillas son el sedimento más abundante debido a que la composición promedio de la corteza continental superior es una granodiorita, la cual está principalmente compuesta por feldespato, y la arcilla es el mineral principal resultante de la meteorización química de los feldespatos. Las arcillas son altamente heterogéneas tanto en su composición como en su comportamiento fisicoquímico, debido a esto es su presencia tiene un gran impacto en las diferentes formaciones y generan incertidumbre en las mediciones y modelos de propiedades físicas, es por ello que es de suma relevancia el entendimiento de las propiedades y características de las arcillas.

### **10.1 Volumen de arcillas**

Las arcillas provenientes de la meteorización de la roca madre y diferentes procesos posteriores como es la hidrólisis, en donde algunos minerales se desestabilizan generando que algunos elementos químicos que son muy móviles en los fluidos, comienzan a desplazarse junto con el fluido (agua), generando soluciones ricas en iones como son calcio, potasio, sodio y magnesio, debido a esto se consideran una combinación de sedimentos con partículas finas, y minerales, su mecanismo de depósito es por medio de la decantación, lo que significa que se depositan normalmente en ambientes de baja energía.

## *Propiedades Petrofísicas*

Los volúmenes de arcilla se determinan escalando alguna función de lectura de registro entre valores mínimos y máximos, los cuales se toman para representar entre el 0% y 100% de contenido de arcilla. Cabe mencionar que, a efectos de la interpretación del registro de rayos gamma, el término mica, generalmente se refiere a los minerales que no contribuyen al volumen de arcilla  $V_{cl}$ , esto se debe a que la capacidad de intercambio de cationes de esta familia de arcillas es baja. Por otro lado, la illita y glauconita las cuales tienen una capacidad de intercambio relativamente alta de intercambio de cationes sí contribuyen al volumen de arcilla  $V_{cl}$  (Ellis, Singer et al, 2008).

Los diferentes tipos de arcillas que se pueden derivar dependen del clima (temperatura, humedad) y con esto la degradación del feldespato y son:

- Illita: Producto de la degradación de la moscovita.
- Kaolinita: Condiciones climáticas de abundante inundación, clima húmedo.
- Esmectita: Climas cálidos.
- Moscovita: Climas secos, árticos.

Muchas propiedades de la lutita están controladas por la componente de la arcilla, por ejemplo, rayos gamma, propiedades eléctricas, capacidad de intercambio catiónico (CEC), porosidad de neutrón, permeabilidad.

### **10.2 Relaciones Th/K y Th/U para la estimación de tipo de arcilla, materia orgánica**

La radioactividad natural de las rocas es el resultado de la presencia de isótopos naturales como son el potasio ( $K^{40}$ ), uranio ( $U^{238}$ ,  $U^{234}$ ,  $U^{235}$ ) y torio ( $Th^{232}$ ). Hassan et. al., 1976, examinaron la mineralogía y la composición química de alrededor de 500 muestras de rocas sedimentarias de diferentes litologías, así como de diferentes ambientes de depósito, concluyeron que las rocas sedimentarias están asociadas a los aluminosilicatos y por ende tendrían esa variabilidad y respuesta en las mediciones y relaciones tanto de Uranio, Torio y Potasio.

Los minerales típicos que forman los yacimientos catalogados como limpios (cuarzo, calcita, dolomita) no tienen radioactividad gamma. Por otro lado, los minerales

## *Propiedades Petrofísicas*

de la arcilla en general se caracterizan por un contenido más alto con una gran dispersión y un contenido de diferentes tipos de arcilla individuales. Cabe mencionar que la mica (biotita o muscovita) y el feldespató potásico también muestran una alta concentración generando radiación gamma natural.

Los índices de torio (Th) y potasio (K) están dominados por la composición mineral, mientras que el uranio (U) está controlado más por el ambiente sedimentario, y los componentes orgánicos (Schön, 2011). La medición espectral de estos componentes también ayuda a detectar feldespató potásico, mica o glauconita, los cuales pueden originar una alta radiación, como es el caso de algunas areniscas sin estar asociadas a contenido de minerales arcillosos. En el caso de los carbonatos particularmente el valor registrado de radiación gamma está asociado a la presencia de uranio, es decir, a contenido de materia orgánica en lugar de contenido de arcilla.

**Relación Th/K.** A partir de la relación de estos isotopos podemos determinar (Klaga, 2016):

- Reconocimiento de diferentes litologías representando varias facies.
- Determinación de cambios diagenéticos en sedimentos de arcilla.
- Determinación del tipo de minerales arcillosos; si la relación de Th/K aumenta en la siguiente dirección: glauconita → muscovita → illita → minerales de capa mixta → kaolinita → clorita → bauxita.

La determinación del tipo de minerales de arcilla se limita a 5 minerales típicos:

- Clorita.
- Glauconita.
- Illita.
- Kaolinita.
- Esmectita.

Debido a que estos minerales se forman en ambientes tanto marinos como continentales influyen en la variabilidad de su composición química. La relación Th/K también depende de la estructura cristalina del mineral, los procesos diagenéticos que le dieron lugar, así como la acidez probablemente proveniente de exhalaciones volcánicas,

## *Propiedades Petrofísicas*

reacción de aguas magmáticas y oxidación o descomposición de la materia orgánica del ambiente en el que se formaron.

El tipo de minerales arcillosos se puede determinar sobre la base de la gráfica cruzada de torio (Th) a potasio (K), y estos valores se pueden obtener a través del registro SGR (Spectral Gamma Ray), este registro de espectro de rayos gamma se basa en usar las proporciones de los contenidos de las principales fuentes radioactivas (Glover, 2000), se beneficia de su alta resolución vertical pero es importante mencionar que la relación Th/K no es adimensional, ya que el torio (Th) se mide en [ppm] y el potasio (K) en %, así que si se tienen valores de Th=15 [ppm] y K=3% la relación Th/K queda como Th/K=5, generalmente las unidades no se mencionan pero realizando el análisis da como resultado partes por cada diez mil [ppm/%].

El Th se asocia principalmente en rocas sedimentarias por aluminosilicatos, componentes de las arcillas, por esto es un buen indicador del volumen de minerales de arcillas (Hassan et al., 1976). En la mayoría de los casos se ha vinculado, que, valores de Th/K > 12 se asocian con arcillas caoliníticas, y Th/K > 3.5 [ppm/%] a illita debido a que predomina el feldespato y tiene mayor contenido de potasio.

En una capa porosa, permeable y limpia (libre de contenido de minerales arcillosos) normalmente un registro de rayos gamma mostrará una curva asociada a valores bajos, pero si ésta llegase a marcar valores altos podría estar asociado a que el agua contenida en su sistema poroso es salada con contenido de sales de potasio disueltas.

**Relación Th/U.** El uranio y el torio forman parte de la familia de los actínidos, además de que tienen propiedades químicas similares. Su relación es utilizada para datación de materiales carbonatados hasta de 500,000 años ya que las muestras actuales no producirán estos elementos debido a las bajas concentraciones de Th<sup>230</sup>, por esto también es ampliamente utilizado para el reconocimiento de paleoambientes sedimentarios, tipo de roca, mineralogía, así como en procesos químicos como la oxidación, ya que el uranio es móvil en condiciones oxidantes o erosivas.

Las rocas sedimentarias derivadas de rocas ígneas tienen alto contenido de uranio y torio, sin embargo, pueden ocurrir separaciones debido a los procesos de interacción roca-fluido (agua). Por ejemplo, las lutitas negras pueden contener de 10 a 100 [ppm] de

## *Propiedades Petrofísicas*

U y su relación Th/U es cercana a 2, debido al enriquecimiento de procesos geoquímicos altamente reductores a los que se encuentra este material.

Existe evidencia mostrada por Hurley, y otros de 1950, respecto a que el Th y el U en muchos granitos se generan en los intersticios y fracturas minerales o en los minerales accesorios como el circón, allanita, monacita, apatita y el esfeno. De hecho, Adams y Weaver, (1958) llegaron a la conclusión de que el T y el U forman facies geoquímicas o elementales en las rocas sedimentarias.

Las diferentes especies de U también pueden ser absorbidas en los minerales de arcilla puesto que como se menciona es geoquímicamente más móvil y soluble que el Th, por lo que es más propenso en la diagénesis del mineral de arcilla, por lo que, en condiciones de reducción  $U^{6+}$  adquiere la valencia más baja ( $U^{4+}$ ) volviéndose insoluble generando una baja relación de Th/U. En condiciones de oxidación, por el contrario, donde el  $UO_2$ , permanece con su número de oxidación +6 y el contenido de Th es alto se presenta una alta relación de Th/U de alrededor de 20, ejemplo de esto son las bauxitas, lateritas y las arcillas residuales (Suchnyder et al., 2006; Klaja y Dudek, 2016). Es la oxidación el mecanismo más importante en donde se producen las separaciones del U y Th, ya que éste no es soluble debido a que tiene sólo un estado de valencia, mientras que el U al ser más soluble es fácilmente lixiviado.

**Materia orgánica.** La materia orgánica generalmente se caracteriza por un aumento en los rayos gamma procedentes del U, este aumento y/o cantidad dependen tanto del contenido de materia orgánica como de su madurez. El U se produce tanto de rocas químicas como detríticas, por ejemplo, lutitas, conglomerados arenosos, calizas, fosforitas y tufas. Es altamente soluble en agua de mar como ion uranilo ( $UO_2^{2-}$ ) y precipita como  $UO_2$ , en presencia de materia orgánica reductora, es por ello por lo que se asocia mayormente con la materia orgánica pues crea compuestos orgánicos como por ejemplo ácidos húmicos, en lugar de con los minerales arcillosos. Las rocas madres están fuertemente enriquecidas de uranio debido a la absorción de este elemento en la materia orgánica depositada en los fondos marinos por parte de vegetales o animales, además, de estar unido a la ventilación restringida del agua encima del sedimento en el momento del depósito (Geysler Fernández). Sin embargo, existen factores distintos del contenido de

materia orgánica como la disponibilidad del U y la aparición de éste en los sedimentos, tal y como lo mencionan (Berstad y Dypvik, 1982).

### **10.3 Tipos de distribución de la arcilla**

La forma en cómo se distribuye la arcilla tiene afectaciones en las mediciones de los diferentes registros geofísicos de pozo y por lo tanto en las propiedades petrofísicas de la roca como la porosidad, permeabilidad y saturación de fluidos, es por ello por lo que se clasificaron en 3 tipos:

- Laminar.
- Estructural.
- Dispersa.

**Laminar.** Ésta aparece en forma de capas discretas intercaladas de arcilla de origen detrítico con una arenisca limpia, la cual va reduciendo tanto el volumen de la matriz como el de la porosidad efectiva, así como el de la permeabilidad vertical, la cual debido a su estructura laminar actúa como barrera provocando además deficiencia en la recuperación de aceite del yacimiento.

Estas estructuras se han descrito también como capas de arcilla dentro de la arena, debido a su laminación, normalmente se debe a ambientes de baja energía en los cuales éstas fueron depositadas por medio de la decantación, donde hubo decremento de la velocidad del fluido. Este tipo de distribución de arcilla afecta principalmente a registros geofísicos de pozo como los rayos gamma e inducción, debido a los elementos radiactivos que posee.

**Estructural.** Las partículas estructurales de la arcilla forman parte de la matriz de la roca y se distribuyen dentro de ella, debido a esto la porosidad no se ve afectada, sin embargo, la productibilidad de la formación sí se ve afectada ya que los granos de arcilla reemplazan a los granos de arena, aunque son poco comunes se toman con las mismas propiedades que la arcilla laminar. Este tipo de arcilla, debido al reemplazamiento que existe, son de origen diagenético.

**Dispersa.** Este tipo de distribución de arcilla afecta principalmente a la porosidad, ya que ésta se encuentra entre los espacios abiertos entre los granos de la matriz clástica,



## *Propiedades Petrofísicas*

es decir, en el espacio poroso reemplazando el fluido (agua en este caso) que estaba contenido en el sistema poroso, desde el punto de vista del yacimiento este tipo de distribución causa un daño mucho más severo en la formación que la distribución laminar.

Este tipo de arcillas se desarrollan después de la depositación, donde debido a la presencia del fluido en el sistema poroso de la arenisca, por procesos químicos, comienza a interactuar debido a su alta capacidad de intercambio catiónico con los elementos que conforman a la arena como lo son los feldespatos, formando este tipo de minerales de arcilla, es por ello por lo que esta distribución es la más pura y cristalina, es decir, es de origen autógeno.

Los minerales arcillosos que presentan el comportamiento anteriormente mencionado son la illita, clorita y la montmorillonita debido a su alta capacidad de intercambio catiónico y por ende a su alta conductividad, para la toma de mediciones de registros geofísicos de pozos eléctricos tendrá un incremento, por eso debe de considerarse en la conductividad del fluido, para ello Waxman y Smith (1967,1968) desarrollaron un modelo basado en la arcilla dispersa, en donde contemplan esa conductividad generada por el intercambio catiónico en la interfaz del mineral de arcilla con un electrolito (agua contenida en el sistema poroso). (Schön, 2011).

Neasham (1977) documentó que la illita en el sistema poroso actúa cruzando los poros y la clorita marca los poros. Schön y Georgi (2003) desarrollaron un modelo basado en capilares para este tipo de distribución dispersa, en su modelo ellos tratan de explicar la reducción que genera en la porosidad este tipo de distribución y la disminución del área de la sección transversal de los poros con el contenido de la arcilla dispersa junto con el agua inmóvil presente a través de una analogía con la ecuación de Waxman-Smits para las propiedades eléctricas. Parten de la Ley de Hagan-Poiseuille en donde se menciona que el caudal del flujo de una sección transversal se reduce mediante una película de partículas de arcilla.

La permeabilidad de una arena arcillosa se puede calcular en función de la permeabilidad de la arena limpia y el contenido de arcilla dispersa, quedando de la siguiente forma:

$$K_{\text{arena-arcillosa}} = K_{sd} \left( 1 - \alpha \cdot \frac{V_{sh}}{\phi} \right)^2 \quad (\text{Ec. 71})$$

Donde:

- $K_{\text{arena-arcillosa}}$  = Permeabilidad de la arena con contenido de arcilla dispersa.
- $K_{\text{sd}}$  = Permeabilidad de la arena limpia.
- $\alpha$  = Factor que representa la sección transversal que reduce el efecto de la arcilla, ya que no se describe completamente por el volumen “seco” de arcilla.
- $V_{\text{sh}}$  = Volumen de arcilla.
- $\Phi$  = Porosidad.

El volumen de arcilla se puede calcular a través del uso de la medición de los rayos gamma, quedando de la siguiente manera:

$$K_{\text{arena-arcillosa}} = K_{\text{sd}} \left( 1 - \frac{\alpha}{\phi} \cdot \frac{\text{GR} - \text{GR}_{\text{min}}}{\text{GR}_{\text{max}} - \text{GR}_{\text{min}}} \right)^2 \text{ (Ec. 72)}$$

## **11 Evaluación de formaciones**

El objetivo principal de la evaluación de formaciones es determinar de manera cuantitativa y cualitativa la capacidad de almacenamiento y producción del yacimiento. La evaluación de formaciones geológicas es un proceso que involucra la recopilación, análisis y evaluación de datos geológicos, geofísicos y petrofísicos para comprender las características de las capas de roca en el subsuelo, especialmente aquellas con capacidad para contener hidrocarburos. Esta evaluación busca determinar la adecuación de una formación geológica como yacimiento de petróleo o gas y proporcionar información valiosa para la exploración y producción. En este contexto, se realizan mediciones de propiedades petrofísicas como la porosidad, permeabilidad y la saturación de fluidos para evaluar la capacidad de las formaciones.

### **11.1 Clasificación de formaciones**

Las rocas sedimentarias debido a su origen y condiciones permiten la acumulación de algún fluido de interés económico. Es por ello, que la búsqueda o las acumulaciones de algún recurso natural comienzan con el reconocimiento de las probables provincias geológicas, basadas en un tipo de roca en especial según lo que se desee extraer o explotar.

Las rocas sedimentarias son las más relevantes y de mayor interés económico sobre todo para la industria del petróleo y para fines hidrológicos (aguas subterráneas),

## *Propiedades Petrofísicas*

agricultura, cimientos de los edificios; forman parte del 75% de las rocas en la superficie de la Tierra, provienen de una roca madre, y están formadas por una secuencia de procesos físicos, químicos y biológicos, y se dividen en 2 categorías:

- Clásticas (detríticas) formadas por rocas preexistentes y transportadas por agua, hielo, viento o gravedad, para posteriormente ser depositadas.
- Químicas y bioquímicas formadas por la precipitación inorgánica de minerales en soluciones acuosas y por la acumulación, degradación y precipitación de restos orgánicos.

El proceso final que da lugar a la roca es la litificación, es decir, la consolidación, ésta se genera cuando el material sedimentario se compacta; de acuerdo con Best, 1995, en este proceso las soluciones de poros acuosos interactúan con las partículas del sedimento previamente depositadas para generar nuevos materiales diagenéticos.

**Rocas clásticas (detríticas).** Se han estimado de diversas formas que las lutitas y areniscas, ambas de la derivación mecánica, representan entre el 75 y 95% de todas las rocas sedimentarias. Las rocas clásticas se forman a partir de los siguientes procesos:

- Erosión, remoción y transporte de los fragmentos de roca provenientes de la roca madre, normalmente los relieves.
- Depositación y sedimentación del material.
- Compactación y procesos diagenéticos.

Las rocas clásticas están compuestas en gran parte por cuarzo, feldespatos, fragmentos de roca (líticos), minerales de arcilla y mica, estos son químicamente estables y forman espacios de poros intergranular. Este tipo de rocas se subdivide o clasifica de acuerdo con su tamaño de grano, la escala del tamaño se divide en 4 clases:

- Gravetas, tamaño más de 2 [mm].
- Arenas, tamaño de 1/16 a 2 [mm].
- Limos, tamaño de 1/16 a 1/256 [mm].
- Arcillas, tamaño menos a 1/256 [mm].

Los conglomerados se componen principalmente de grava redondeada, mientras que las brechas se componen principalmente de grava angular. Las areniscas se componen principalmente de cuarzo redondeado o angular, feldespatos y granos líticos cementados

## *Propiedades Petrofísicas*

por una matriz lodosa de sílice o calcita entre los granos más grandes, dependiendo del medio de transporte y depósito. Las lutitas están compuestas por al menos un 50% de partículas de limo y arcilla.

Muchas propiedades físicas como la velocidad de onda elástica, resistividad eléctrica y permeabilidad muestran una fuerte correlación con la porosidad, la cual es más fácil de predecir en comparación con los carbonatos, ya que las rocas clásticas sólo presentan un tipo de porosidad que es la primaria, es decir, la que se generó durante su formación.

**Rocas químicas y bioquímicas (carbonatos).** Aunque las rocas carbonatadas representan sólo el 20% de las rocas sedimentarias, los depósitos y yacimientos de carbonatos contienen el 60% de las reservas mundiales de hidrocarburos (Chopra et al., 2005).

Los carbonatos se originaron autóctonos, esto significa que fueron formados muy cerca del sitio donde fueron depositados. Las rocas sedimentarias químicas se forman cuando los constituyentes minerales en solución se saturan y se precipitan por alteraciones químicas. Comúnmente las rocas que forman parte de las rocas sedimentarias químicas son las calizas, evaporitas, dolomitas y cherts, mientras que los minerales accesorios son fosfatos, la glauconita, anguita, siderita, feldespatos, minerales de arcilla, pirita, etc.

Pueden estar conformadas tanto por procesos químicos como biológicos, y la mayoría de éstas se forman en océanos, específicamente en las plataformas continentales poco profundas, especialmente en las regiones tropicales con arrecifes de coral. Los arrecifes son ecosistemas altamente productivos poblados por una amplia gama de organismos, muchos de los cuales utilizan iones de calcio y bicarbonato en el agua de mar para hacer minerales de carbonato en especial la calcita para sus conchas y otras estructuras

Se forman casi en su totalidad de fragmentos de organismos marinos que producen minerales de calcita ( $\text{CaCO}_3$ ) para sus conchas y otras partes duras, además según la clasificación de Dunham en 1962 describe que la caliza y la dolomita también se pueden formar por cristalización en lacustres salinos (lagos), emanaciones termales de tufa que forman travertino, estalactitas y estalagmitas.

## *Propiedades Petrofísicas*

Las evaporitas que forman parte también de las rocas químicas se forman en lagos interiores que no tienen salida de arroyo y el agua que fluye hacia ellos se evapora lentamente y ésta se concentra cada vez más en sales disueltas, hasta que finalmente se satura y posteriormente se cristaliza en esta roca, es por ello por lo que se menciona es de origen químico, unos ejemplos (Boggs, 2006; Jackson, 1997) mencionan que estos resultados evaporados pueden estar constituidos por cloruros como las siguientes:

- Halita (NaCl).
- Silvita (KCl).
- Carnalita (KMgCl<sub>3</sub>).

Por sulfatos como lo son:

- Yeso (CaSO<sub>4</sub>·H<sub>2</sub>O).
- Anhidrita (CaSO<sub>4</sub>).
- Kieserita (MgSO<sub>4</sub>).

Y los que incluyen carbonatos como:

- Dolomita (CaMg(CO<sub>3</sub>)<sub>2</sub>).
- Calcita (CaCO<sub>3</sub>).
- Magnesita (MgCaCO<sub>3</sub>).

La dolomita con frecuencia forma cristales más grandes que la calcita que reemplaza (Al-Alwadi, 2009) y forma buenas propiedades de yacimiento ya que ésta está relacionada con un aumento en la porosidad.

Las rocas de origen biológico están formadas como su nombre lo dice por actividades biológicas de organismos marinos como son los radiolarios y las diatomeas, éstas utilizan el sílice (SiO<sub>2</sub>) para construir sus pequeñas conchas y, cuando estos mueren, sus conchas se asientan lentamente hasta el fondo, donde se acumulan como chert sedimentario en capas.

Las formaciones de hierro bandeado se forman en ambientes profundos del fondo marino donde existe hierro rico en iones, esto sucede ya que el agua de mar se oxida para formar óxido de hierro en capas o bandas (Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>) (Hoffman et al., 1998). El origen y la génesis de las formaciones de hierro bandeado está asociado con las bacterias fotosintéticas

## *Propiedades Petrofísicas*

conocidas como cianobacterias (algas verdeazuladas) que consumían dióxido de carbono de la atmósfera y utilizaban energía solar para convertirlo en oxígeno en el Precámbrico hace 2 400 millones de años. Los niveles de oxígeno libre aumentaron en la atmósfera y los océanos, y se convirtieron gradualmente en hierro ferroso soluble  $\text{Fe}^{2+}$  al hierro férrico insoluble  $\text{Fe}^{3+}$ , lo que lleva a la acumulación de estas bandas (Lyons y Reinhard, 2009).

Los carbonatos son modificados por varios procesos posteriores a la depositación, ejemplos de dichas acciones son:

- Disolución.
- Cementación.
- Recristalización.
- Dolomitización.
- Sustitución por otros minerales.

Debido a lo antes mencionado es que los carbonatos son químicamente inestables, por lo que, forman sistemas de poros muy complejos controlados por varias influencias, así como la geometría del espacio poroso. La interacción de la roca con fluidos meteóricos puede resultar en la lixiviación de los granos e influir en la calidad del yacimiento en ambas direcciones, es decir, generar nuevo espacio poroso.

Las fracturas como resultado del esfuerzo y la estilolitificación son procesos diagenéticos en los carbonatos, las cuales pueden crear zonas de alta permeabilidad y barreras o reflectores de permeabilidad, dependiendo de las condiciones en que se dé, además los diferentes tipos de porosidad y las distribuciones complejas del tamaño de los poros también dan lugar a variaciones de permeabilidad para la misma porosidad total, lo que dificulta la predicción y modelado de su productividad, por lo tanto, el análisis de geometrías de los poros de carbonato es la clave para caracterizar las propiedades del yacimiento en este tipo de rocas.

Para los carbonatos se han desarrollado 2 principales tipos de clasificación:

- Clasificación texturizada de Dunham, 1992, basada en la presencia o ausencia de arcilla y soporte de grano.

## Propiedades Petrofísicas

- Clasificación del tipo de poro selectivo de la fábrica y de no fábrica por Choquette y Pray en 1979.

También se cuentan con otras clasificaciones, ejemplo de esto es la descripción fundamental de las rocas carbonatadas por Lucia, 2007, que presenta sus resultados como lo muestra la Tabla 3, donde se observa que el complejo sistema poroso de las rocas carbonatadas va desde los poros microcristalinos hasta vógelos o cavernas. Es importante mencionar que las propiedades petrofísicas de este tipo de rocas están controladas por redes conectadas de poros interpartícula (matriz), vógelos y fracturas, donde:

- La matriz ocupa la mayor parte del depósito, almacena la mayor parte del volumen del fluido, pero ésta tiene baja permeabilidad.
- Las fracturas y vógelos ocupan una pequeña parte del volumen del depósito, pero tienen una alta permeabilidad y controlan el flujo de fluido (Iwere et al., 2002).

| Clasificación de Lucía 1983      |                                  |   |
|----------------------------------|----------------------------------|---|
| Interpartícula                   | Vógelos                          |   |
|                                  | Separados                        | Conectados  |
| Tipos de poros                   |                                  |   |
| Intergranular<br>Intercristalino | Móldica<br>Intrafósil<br>Shelter | Cavernas<br>Fracturas<br>Fractura alargada por la<br>solución |

Tabla 3. Clasificación petrofísica de los diferentes tipos de poros en los carbonatos, basada en Lucia (2007).

## 12 Problema de escalamiento

Se define como escalamiento (upscaling) al aumento de escala y se refiere al efecto que ocurre en ocasiones en las rocas cuando se mide alguna de sus propiedades físicas a cierto tamaño, ya sea de mayor o menor tamaño, en muchas ocasiones esa propiedad no conserva el mismo valor. Por ejemplo, en un bloque de 1 [m] se mide una propiedad física, porosidad sea el modelo, arrojando “x” valor y si ahora se corta la muestra, es decir, se reduce el tamaño alrededor de 10 [cm] y se vuelve a medir la porosidad en múltiples ocasiones, sin embargo, esta vez no se consigue el mismo valor “x”, por lo que en la industria eso es un problema debido a que normalmente se mandan muestras a laboratorio para hacerles estudios, típicamente de porosidad y permeabilidad como se muestra en la (Figura 20) aunque puede ser cualquier otra propiedad. Siguiendo esta misma idea se puede concluir que las muestras dirigidas a laboratorio son relativamente

## Propiedades Petrofísicas

pequeñas a diferencia del bloque de interés. En el caso de yacimientos y acuíferos esto se puede extender desde cientos de metros a kilómetros de roca que se intentan analizar en muestras de centímetros, esta disyuntiva de tamaños es la que genera la problemática de valores en los resultados, aunado al medio heterogéneo e isotrópico.

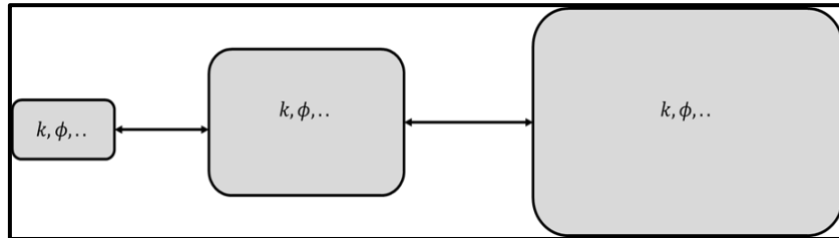


Figura 20. Representación del escalamiento de propiedades (Sandra, 2022).

Otro ejemplo, es que en la ingeniería petrolera se tienen las mediciones de las propiedades sistema roca-fluido del laboratorio y las de pozo, y se requiere escalar al tamaño del yacimiento. Los ingenieros geofísicos utilizan métodos que van desde mediciones de tamaño de laboratorio, como la caracterización de las velocidades de las ondas P y S, a mediciones más grandes como es el caso de los perfiles sísmicos verticales (VSP). Para este caso referido a las velocidades no sólo se cambia la frecuencia de mediciones, sino que se cambia el tamaño de la medición; en laboratorio como se mencionaba se manejan valores alrededor de centímetros, para el caso análisis de pozos regularmente las mediciones son de metros y la sísmica en kilómetros, por lo que el problema es como pasar las propiedades físicas de la roca que están medidas a cierta escala de laboratorio, pasarlas a escalas en las que realmente haya un interés.

En el caso de las ondas acústicas se tienen dos factores que están cambiando, la frecuencia y el tamaño de resolución, es más complicado que el ejemplo de porosidad, ya a la propiedad sólo le afecta el tamaño. El tamaño influye tanto en la propiedad que se está midiendo a diferentes tamaños como la frecuencia que está afectando la dispersión de velocidades. La longitud de onda es la longitud característica de la onda acústica y esa es la que va a determinar también el tamaño por donde se va a propagar la onda, si se tiene una longitud de onda demasiado larga que es lo que pasa con la sísmica, esa longitud de onda no se puede usar para medir cosas milimétricas. En ondas acústicas se tiene el efecto de tamaño implícitamente cuando se está midiendo a diferentes frecuencias, porque se mide a diferentes frecuencias en laboratorio, en el pozo y en la sísmica porque estamos



midiendo a diferentes tamaños, porque la longitud de onda tiene que ser diferente, para que cubra el tamaño que uno está midiendo de muestra.

### 13 Ejercicios

**1. Una muestra de núcleo tiene un volumen total de 22.3 [cm<sup>3</sup>] y un volumen de matriz de 16.8 [cm<sup>3</sup>]. Resuelva los siguientes incisos:**

- a) ¿Cuál es el volumen de poros de la muestra?
- b) ¿Cuál es la porosidad de la muestra?

#### **Resolución**

- a) A partir de la ecuación 1 se puede encontrar el volumen de poros:

$$\begin{aligned}V_t &= V_p + V_m \\22.3 \text{ [cm}^3\text{]} &= V_p + 16.8 \text{ [cm}^3\text{]} \\V_p &= 5.5 \text{ [cm}^3\text{]}\end{aligned}$$

- b) Utilizando la ecuación 1 se tiene que:

$$\phi = \frac{V_p}{V_t} = \frac{5.5 \text{ [cm}^3\text{]}}{22.3 \text{ [cm}^3\text{]}} = 0.2466 \text{ o } 24.66\%$$

**2. Usando el registro de densidad de la Figura 21**

- a) Calcule la porosidad de una formación de arenisca a una profundidad de 10 860 [ft]. Asumiendo que la formación está saturada con agua, la cual tiene una densidad de 1 [g/cm<sup>3</sup>].
- b) Con el registro de neutrón calcule la porosidad a una profundidad de 10 720 [ft].
- c) Usando el registro sísmico, calcule la porosidad de una formación de arenisca a una profundidad de 10 820 [ft], suponiendo que la formación está saturada con agua y por lo tanto un valor de tiempo de tránsito de 195 [μs/ft].

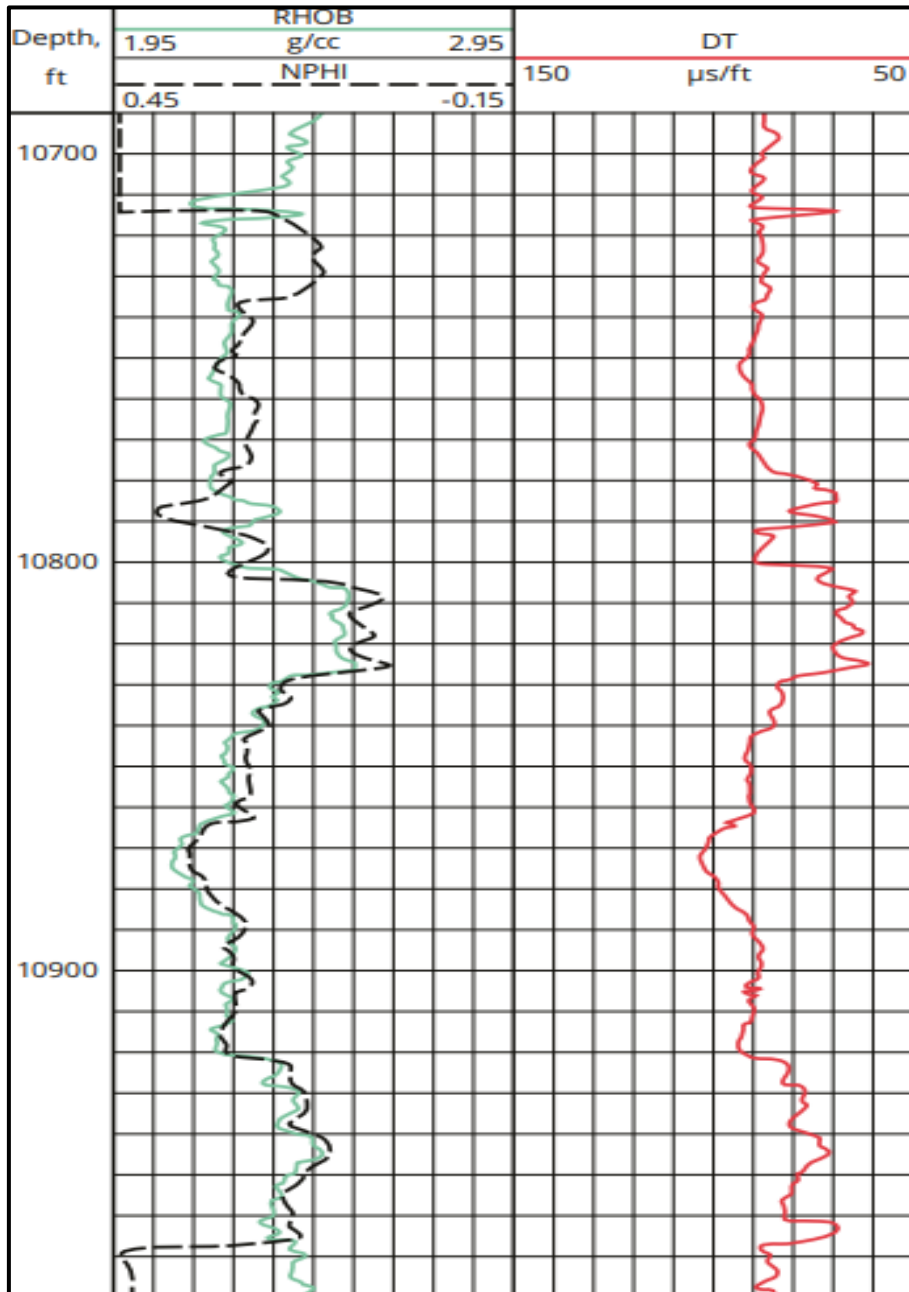


Figura. 21. Registros de porosidad: densidad (RHOB), neutrón (NPHI) y sónico (DT) (Alfayei et al., 2021).

3. Una muestra de núcleo de una formación homogénea de arenisca tiene una permeabilidad de 480 [mD] y una porosidad de 0.17. Resuelva los siguientes incisos.
- Determine el radio medio de la garganta de poros del núcleo.
  - Determine las áreas de superficie específicas  $S_{vp}$  y  $S_{vgr}$ .

## Propiedades Petrofísicas

### Resolución

- a) Primero debemos convertir las unidades de la permeabilidad de [mD] a [ $\mu\text{m}^2$ ]:

$$k = (480)(9.8717 \times 10^{-4}) = 0.4738 \text{ } [\mu\text{m}^2]$$

Suponiendo que los canales de flujo en la muestra pueden estar representados por un conjunto de tubos capilares, el radio de la garganta de poro se puede determinar a partir de la siguiente ecuación:

$$k = \frac{\phi r^2}{8}$$

Se despeja “r” y queda de la siguiente manera:

$$r = \left( \frac{\phi}{8k} \right)^{0.5}$$
$$r = \left( \frac{8k}{\phi} \right)^{0.5} = \left( \frac{8(0.4738)}{0.17} \right)^{0.5} = 4.72 \text{ } [\mu\text{m}] \text{ o } 4.72 \times 10^{-4} \text{ } [\text{cm}].$$

- b) El área de superficie por unidad de volumen de poro está dada por:

$$S_{vp} = \frac{2}{r}$$

Sustituyendo tenemos que:

$$S_{vp} = \frac{2}{4.72 \times 10^{-4} \text{ cm}} = 4237 \text{ } [\text{cm}^{-1}]$$

La superficie específica por unidad de volumen de grano se puede estimar por medio de la siguiente ecuación:

$$S_{vgr} = S_{vp} \left( \frac{\phi}{1 - \phi} \right)$$

Sustituyendo se tiene que:

$$S_{vgr} = 4237 \text{ cm}^{-1} \left( \frac{0.17}{1 - 0.17} \right) = 868 \text{ } [\text{cm}^{-1}]$$

## 14 Referencias

- Adams, A. et al. (1984).** Atlas de Rocas Sedimentarias, Mánchester: Masson.
- Almaraz, M. (2014).** Interpretación de registros geofísicos de pozos para la inyección de dióxido de carbono en la zona norte de la República Mexicana. Tesis de Licenciatura. Universidad Nacional Autónoma de México.
- Anderson, W. (1986).** Wettability literature survey, part 1: Rock/Oil/Brine interactions and the effects of core handling on wettability, JPT: octubre. SPE 13932.
- Arreola, E. (2013).** Caracterización de la presión de poro y fractura del campo Lakach. Tesis de Licenciatura. Universidad Nacional Autónoma de México
- Bateman, R. (1982).** Open-hole log analysis and formation evaluation. Boston: IHRDC, 647 p.
- Bear, J. (1972).** Dynamics of fluids in porous media. Characterization: A geologic engineering analysis, part I. 1992. Developments in petroleum science. New York: Elsevier, 639 pp.
- Chilingarian G. et al. (1996).** Carbonate reservoir: A geologic-engineering analysis, part II. [s./i]: Elsevier.
- Ebanks, J. (1987).** The flow unit concept-an integrated approach to reservoir description for engineering projects. Am. Assoc. Geol. Annual Convention. Vol. 71:5. Los Ángeles: [s./i].
- Fernández, R. (2003).** Determinación de la presión de poro, fractura, esfuerzos verticales y horizontales a partir de condiciones geomecánicas y poroelásticas de la roca. Tesis de maestría. Universidad Nacional Autónoma de México.
- González, C. (2014).** Mojabilidad: Medición del ángulo de contacto por el método de la gota cautiva. Tesis de Licenciatura. Universidad Nacional Autónoma de México.
- Gunter, G. et al. (1997).** Early determination of reservoir flow units using an integrated petrophysical method. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, TX, 5-8 October. Texas: EU. SPE 38679.
- Gupta S. et al. (2012).** Formation evaluation of fractured basement. Cambay Basin, India. *Journal of Geophysics and Engineering*. Vol. 9. 162-175 pp. [s./i].
- Gutiérrez, E. (2007).** Estimación de saturaciones de agua en carbonatos aplicando redes neuronales artificiales múltiples. Tesis de Licenciatura. Universidad Nacional Autónoma de México.
- Hear, C. et al. (1984).** Geological factors influencing reservoir performance of the Hartzog Draw field, Wyoming. *Journal of petroleum. Technol.* Vol. 36, 1335-1344 pp. [s./i].
- Kennedy M. (2015).** Practical Petrophysics. ed 1. Vol. 62. [s./i]: Elsevier.
- Meza, K. (2013).** Parámetros petrofísicos compuestos en la caracterización de yacimientos. Tesis de licenciatura. Universidad Nacional Autónoma de México.
- Nutting, P. (1934).** Some physical and chemical properties of reservoir rocks bearing on the accumulation and discharge of oil, problems in petroleum geology. AAPG. [s./i].
- Ricco, G. (2012).** Principios de medición de los registros geofísicos de pozos. Tesis de licenciatura. Universidad Nacional Autónoma de México.

## *Propiedades Petrofísicas*

**Tiab, D. Y Donaldson, E. (2015).** Petrophysics: Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties. EU: Gulf Professional.

**Treiber, L. et al. (1972).** A laboratory evaluation of the wettability of oil producing reservoirs. EU: SPE. 253 pp.