



**UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTONOMA DE MEXICO**

FACULTAD DE INGENIERIA

**INFLUENCIA DE PARAMETROS PETROFISICOS EN LA
DETERMINACION INDIRECTA DE LA PERMEABILIDAD
ABSOLUTA EN ROCAS DE YACIMIENTOS PETROLEROS**

T E S I S

Que para obtener el título de

INGENIERO PETROLERO

PRESENTA

GUILLERMO PEREZ PACHECO



DIRECTOR DE TESIS:

ING. MANUEL JUAN VILLAMAR VIGUERAS

MEXICO, D.F. CIUDAD UNIVERSITARIA AGOSTO 2011



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

AGRADECIMIENTOS

- ❖ *Doy gracias a Dios por darme todo lo que me ha dado sin merecerlo.*
 - ❖ *Gracias a mis padres Carmen y Salvador y a mi abuela Juanita en donde quiera que estén por su infinito consejo comprensión y cariño, los extraño y recuerdo.*
 - ❖ *Gracias Shell Mariana y Kevin de Jesús mis entrañables hijos que son mí sol de cada día y mi motor al despertar, esto va por ustedes mis pequeños guerreros los amo y admiro día a día.*
 - ❖ *A mis hermanos: Crisanta, Alfredo, Alejandro, Maricela, Salvador, Norma, Argelia, Silvia. De los cuales aprendo de ustedes algo nuevo día a día.*
 - ❖ *A todos mis sobrinos (que son muchos) hijos esto también va por ustedes, incluyendo a sus Padres.*
 - ❖ *A mi Maestro Ingeniero Manuel Juan Villamar Vigueras a quien admiro día a día y reconozco que este proyecto no hubiera sido posible sin su apoyo, comprensión, paciencia y sabiduría. Gracias Profesor.*
 - ❖ *A mí ALMA MATER, ahora entiendo mucho más tu frase: POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITÚ, UNAM, espero darte más de lo que tú me has dado GRACIAS.*
 - ❖ *A mis amigos y familiares gracias por estar conmigo cuando más los necesito.*
-

INDICE

INDICE	I
AGRADECIMIENTOS	III
RESUMEN	IV
INTRODUCCION	V
<i>I.- DEFINICIONES Y CONCEPTOS BASICOS</i>	<i>1</i>
<i>I.1.- ROCAS DE LOS YACIMIENTOS PETROLEROS</i>	<i>1</i>
<i>I.1.1.- ROCAS SEDIMENTARIAS</i>	<i>1</i>
<i>A) Rocas sedimentarias clásticas</i>	<i>4</i>
<i>B) Rocas sedimentarias químicas</i>	<i>6</i>
<i>C) Rocas sedimentarias orgánicas</i>	<i>7</i>
<i>D) Rocas sedimentarias combinadas</i>	<i>7</i>
<i>I.2 CARACTERIZACION DE LOS YACIMIENTOS PETROLEROS</i>	<i>8</i>
<i>I.2.1 CLASES DE CARACTERIZACION</i>	<i>9</i>
<i>A.- Caracterización de la roca</i>	<i>9</i>
<i>A.1.- Caracterización geológica</i>	<i>9</i>
<i>A.2.- Caracterización sísmica</i>	<i>19</i>
<i>A.3.- Caracterización petrofísica</i>	<i>20</i>
<i>B) Caracterización de los fluidos</i>	<i>33</i>
<i>C) Caracterización del sistema roca-fluidos</i>	<i>34</i>
<i>II.- DETERMINACIÓN DE PROPIEDADES PETROFISICAS</i>	<i>41</i>

<i>II.1.- MEDICIONES DE LOS PARAMETROS PETROFISICOS</i>	<i>45</i>
<i>EN EL LABORATORIO.</i>	
<i>II.-2 DETERMINACION DE PARAMETROS PETROFISICOS A PARTIR</i>	<i>60</i>
<i>DEL ANALISIS DE REGISTROS GEOFISICOS</i>	
<i>III.- DETERMINACION INDIRECTA DE LA PERMEABILIDAD</i>	<i>83</i>
<i>ABSOLUTA APLICANDO VARIOS MODELOS MATEMATICOS.</i>	
<i>III.1.- ECUACIÓN DE TIMUR</i>	<i>85</i>
<i>III.2.- ECUACIÓN DE COATES</i>	<i>90</i>
<i>III.3.- ECUACIÓN DE VÁZQUEZ COLORADO</i>	<i>94</i>
<i>III.4.- ECUACIÓN DE KOZENY-CARMAN, MODIFICADA POR ARCHIE.</i>	<i>98</i>
<i>IV.- ANÁLISIS DE RESULTADOS</i>	<i>102</i>
<i>V.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</i>	<i>114</i>
<i>BIBLIOGRAFÍA</i>	<i>118</i>

INTRODUCCION

En pocas palabras, un yacimiento petrolero está formado en el subsuelo por un recipiente (roca con características especiales) y los fluidos que contiene (hidrocarburos y agua).

Para extraer los hidrocarburos de los yacimientos se requiere conocer propiedades o características de la roca y de los fluidos que la saturan. Las técnicas para tal efecto están comprendidas en el área de Ingeniería Petrolera conocida como Caracterización de Yacimientos.

La caracterización de yacimientos petroleros permite conocer y evaluar las propiedades necesarias para determinar, mediante estudios de distinto tipo, desde el contenido original de hidrocarburos que en ellos existe o existió hasta las recuperaciones que se tendrán bajo diversos criterios de explotación.

Para lograr la mejor explotación de los yacimientos petroleros es fundamental que se les realicen buenos estudios y trabajos de caracterización, tanto estática como dinámica.

La caracterización estática, en especial, comprende la determinación de parámetros de los sistemas: roca, fluidos y roca-fluidos presentes en un cierto yacimiento, por lo que se procesa, principalmente, información de los siguientes tipos: geológico, geofísico, petrofísico así como de físico-química y termodinámica de fluidos.

Los valores de los parámetros o propiedades de los sistemas roca y roca-fluidos se pueden obtener a través de pruebas experimentales en laboratorio utilizando muestras de roca, por medio de interpretaciones cualitativas y cuantitativas de los diversos registros y pruebas que se llevan a cabo en los pozos petroleros o aplicando correlaciones gráficas o matemáticas de tales parámetros, establecidas con base teórica, empírica o combinación de ambas.

A la fecha se han propuesto múltiples correlaciones entre parámetros petrofísicos, siendo las más comunes aquellas que incluyen, entre otras, a las propiedades petrofísicas básicas: la porosidad efectiva (\emptyset_e) y la permeabilidad absoluta (K_a).

Tanto para la \emptyset_e como para la K_a existen métodos directos de laboratorio para conocer sus respectivos valores. Por medio de registros geofísicos de pozos se puede determinar, indirectamente, el valor de la \emptyset_e pero no el de la K_a . Con interpretaciones cualitativas y cuantitativas de los datos que se obtienen de una prueba de formación se puede evaluar la K_a . Es práctica común en trabajos de caracterización estática establecer correlaciones entre la \emptyset_e y la K_a de un yacimiento con base en resultados que se obtienen de análisis de laboratorio de núcleos cortados en pozos de ese yacimiento. Establecida la correlación (gráfica y ecuación) se aplica para determinar indirectamente la K_a en intervalos no nucleados del yacimiento a partir de la \emptyset_e , propiedad que relativamente fácil se obtiene de los registros geofísicos de pozo.

Cuando se carece de información para establecer correlaciones específicas para un yacimiento en particular y se requiere estimar el valor de la K_a , se recurre a alguna de las correlaciones generales que han propuesto diversos investigadores.

En esta Tesis se hace un análisis de la influencia que tienen los parámetros petrofísicos que intervienen como variables en ecuaciones para estimar la K_a propuestas por algunos autores.

I.- DEFINICIONES Y CONCEPTOS BASICOS

I.1.- ROCAS DE LOS YACIMIENTOS PETROLEROS.

Una roca de un yacimiento petrolero es un medio poroso suficientemente permeable para permitir el flujo de fluidos a través de ella (poros o espacios interconectados). Geológicamente, un yacimiento petrolero es una compleja roca porosa y permeable que tiene una acumulación de hidrocarburos bajo ciertas condiciones que evitan su migración. La mayor parte de las rocas de los yacimientos son de origen sedimentario, las areniscas y los carbonatos son las más comunes. Unas de las propiedades fundamentales en las rocas para que se forme un yacimiento petrolero son la porosidad y permeabilidad.

I.1.1 ROCAS SEDIMENTARIAS.

Las rocas sedimentarias se constituyen por diagénesis (compactación y cementación) de los sedimentos o materiales procedentes de la alteración en superficie de otras rocas, que posteriormente son transportadas por el agua, el hielo o el viento y depositadas con ayuda de la gravedad, o por precipitación de disoluciones. También se clasifican como sedimentarios los depósitos de materiales organógenos, formados por seres vivos, como los arrecifes de coral.

Las rocas sedimentarias se forman en las cuencas de sedimentación, las que, en general, son concavidades del terreno a donde los materiales erosionados son arrastrados y conducidos a ellas y depositados con ayuda de la gravedad. Las estructuras originales de las rocas sedimentarias se llaman estratos, capas formadas por depósito, que constituyen formaciones a veces de gran espesor, ver Figuras 1,2 y 3.

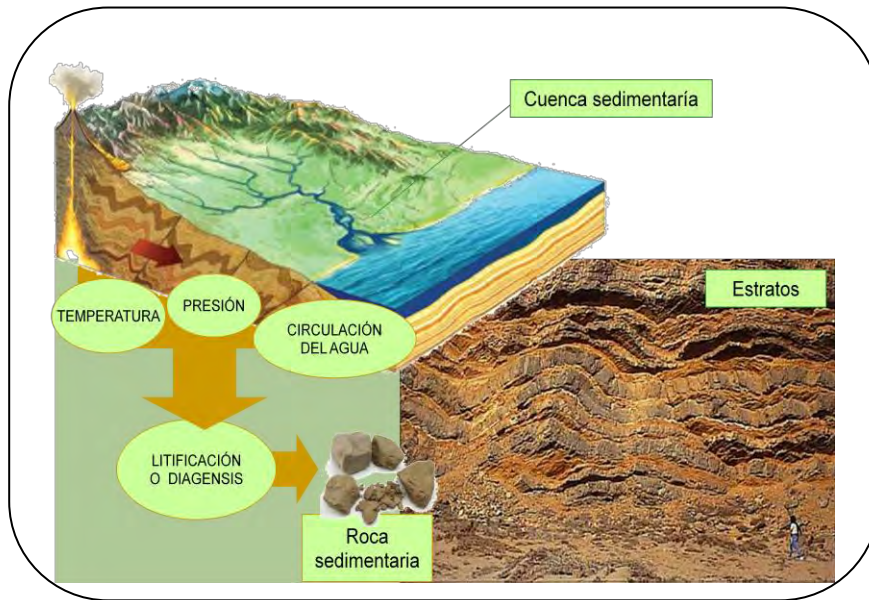
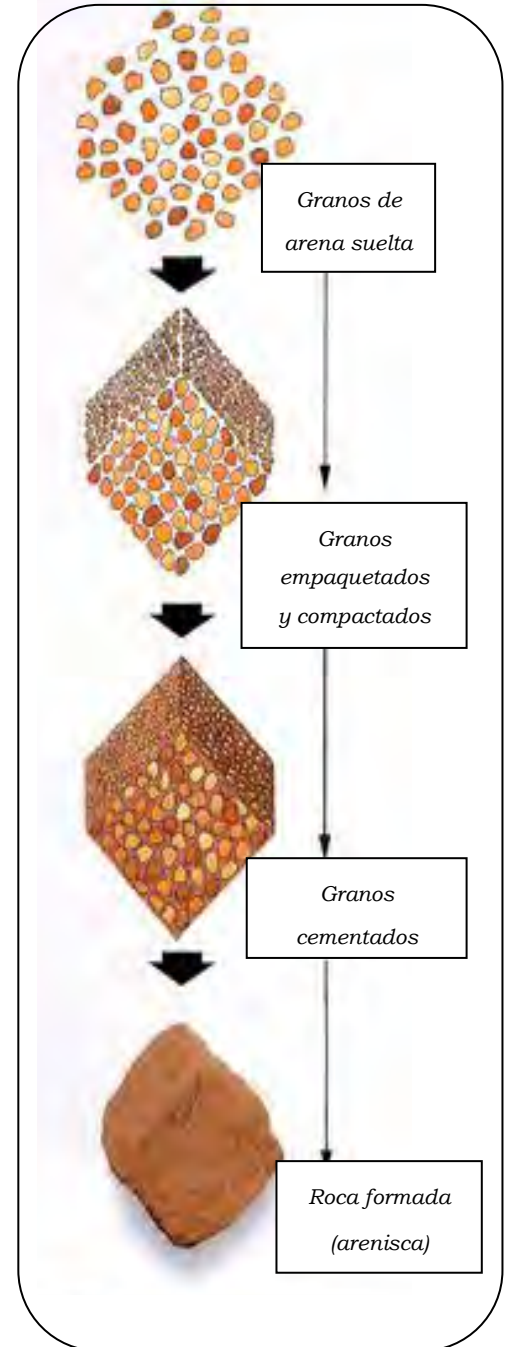


Figura 1. Origen de rocas sedimentarias

Rocas sedimentarias	Caliza	Arcilla
Arenisca	Conglomerado	Yeso

Figura 3. Ejemplos de rocas sedimentarias

Figura 2. Formación de una roca sedimentaria



Las rocas sedimentarias se caracterizan por dos rasgos esenciales:

1. *Presentan una estructura estratificada, con capas producidas por el carácter, a la vez progresivo y discontinuo, del proceso de sedimentación. Se llaman estratos a esas capas, ver Figura 4.*



Figura 4. Estratos de una formación

2. *Contienen generalmente fósiles (restos de seres vivos o vegetales), cuando no están directamente formadas por fósiles. Los procesos magmáticos destruyen los restos de los seres vivos, lo mismo que los procesos metamórficos, salvo los más suaves. Además, las rocas sedimentarias suelen ser, en mayor o menor magnitud, permeables, sobre todo las detríticas, lo que favorece la circulación de agua o de otros fluidos, como los hidrocarburos.*

Las rocas sedimentarias pueden ser clasificadas, por su origen y composición, en clásticas, químicas u orgánicas.

A) Rocas sedimentarias clásticas

Estas rocas se componen de fragmentos de rocas o minerales provenientes de rocas preexistentes que han sido dañadas y destruidas por intemperismo, usualmente son gravas, arenas, limos y arcillas, ver Figura 5.

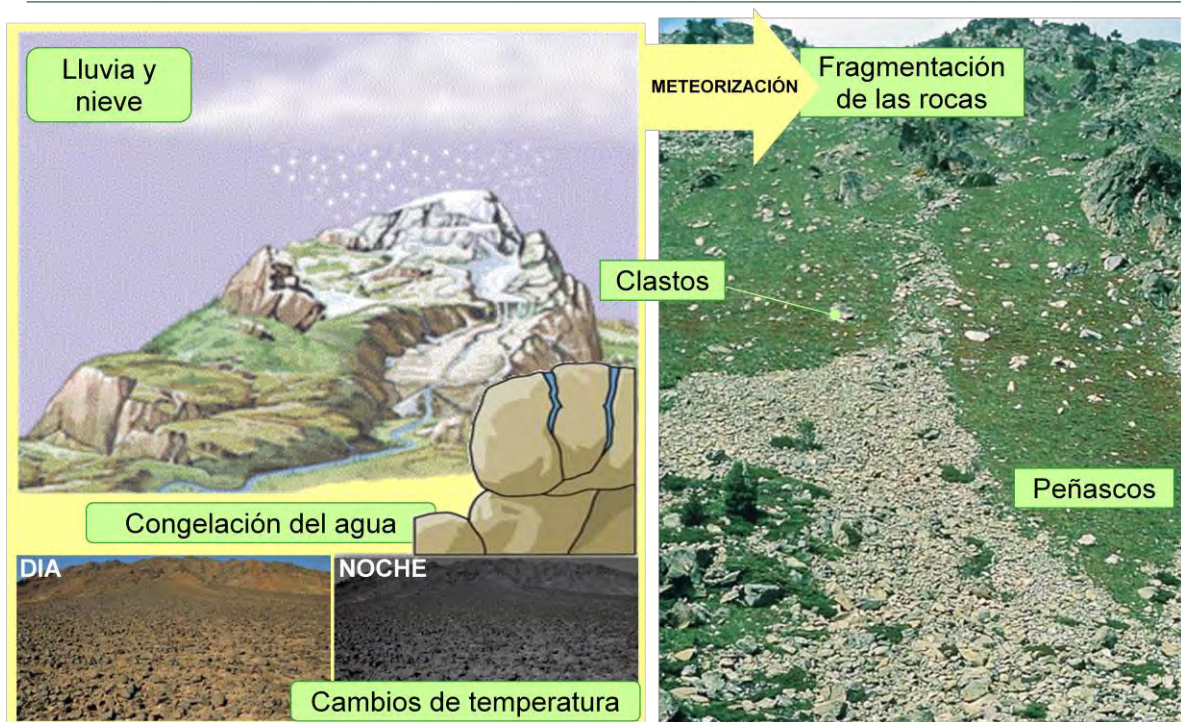


Figura 5. Agentes atmosféricos que intervienen en la formación de rocas detríticas.

Cabe mencionar que las lutitas son las rocas sedimentarias más abundantes y aparecen en ambientes continentales (llanuras de inundación, canales fluviales, lagos, paleosuelos), y marinos (deltas, llanuras de mar, lagoons, cuencas profundas). Sus términos en inglés más comunes son: Mudrock (término general lutita), Mudstone (lutita sin laminación), Shale (lutita con laminación), Slate (roca metamórfica o lutita con esquistosidad).

Es común establecer una clara distinción entre los términos arcilla y lutita, no así en la evaluación de registros de pozos, donde ambos términos se usan indistintamente para denominar la fracción de la roca ocupada por arcilla o lutita. En términos petroleros, se define como arcilla a los silicatos complejos hidratados de aluminio que constituye la kaolinita, illita, montmorillonita (esmeclita), clorita y vermiculita, cuyo tamaño de partícula es inferior a $1 / 256$ mm. La lutita es la roca de minerales de arcilla y algunas variedades de minerales con grano muy fino, como el óxido de hierro, micrita y materia orgánica. Debido al tamaño muy pequeño que presentan las partículas de arcilla tienen una alta área superficial, por lo que pueden contener de manera muy efectiva grandes cantidades de agua, las cuales no fluyen pero contribuyen a la respuesta de los registros de pozos. La arcilla presente en las formaciones debe tomarse en cuenta para los efectos de los análisis de registros. Independientemente de la influencia sobre la porosidad y la permeabilidad, la importancia señalada se desprende de sus propiedades eléctricas, las cuales ejercen una influencia significativa en la determinación de las saturaciones de los fluidos.

El parámetro conocido como volumen de arcilla debe considerarse cuando se realiza una evaluación de formaciones arcillosas, ya que permite determinar el porcentaje neto de arcilla presente en una formación (V_{sh}).

Los indicadores de arcillosidad tienen por objetivo señalar cualitativamente si la formación es limpia o arcillosa y cuál sería el procedimiento a seguir, además su utilidad es mayor cuando pueden proporcionar una estimación cuantitativa de la fracción de arcilla en la formación, ya que harían posible la corrección por efecto de arcillosidad de las diferentes lecturas de los registros.

La determinación de la porción de arcilla que existe en una formación (V_{sh}) se realiza mediante el uso de registros de pozos o combinación de ellos y a los cuales se les denomina "Indicadores de arcilla", como los registros de rayos gama y de potencial espontáneo (SP).

B) Rocas sedimentarias químicas

Proviene de la precipitación química de sales disueltas por procesos inorgánicos o bien por intervención de procesos orgánicos, en el proceso de precipitación se forman minerales que cristalizan.

Las rocas sedimentarias químicas reciben su nombre de acuerdo al tipo de mineral predominante. Por ejemplo: Caliza: La cual esta formada principalmente por el mineral Calcita, a veces con otros minerales como impurezas (minerales arcillosos, calcedonia, ópalo, cuarzo). Las propiedades que facilitan su reconocimiento son: dureza de 3 y reacción al HCl diluido. La roca es de grano muy fino y difícilmente pueden verse sus cristales aún con lupa, ver Figura 6.



Figura 6. Rocas carbonatadas: Calizas y dolomías

C) Rocas sedimentarias orgánicas.

Estas rocas son formadas por precipitación biológica o por cualquier acumulación orgánica (plantas y animales), por ejemplo las calizas arrecifales, calizas coralinas, calizas algales, lumaquelas, ver Figuras 6 y 7.

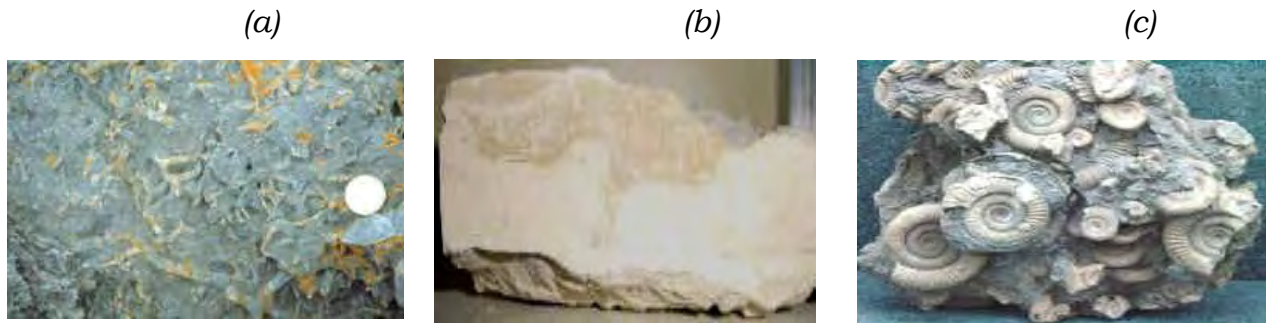


Figura 7. Rocas sedimentarias orgánicas, a) Calizas coralinas, b) Calizas algales, c) Lumaquelas (coquinas)

D) Rocas sedimentarias combinadas.

Se dice que entre las lutitas, arenas y rocas carbonatadas se encuentra el 99% de las rocas sedimentarias. Es muy común en la naturaleza encontrar rocas constituidas por mezclas de las tres, o dos de cualquiera de ellas. Por lo tanto, el conjunto de rocas más abundante podría quedar incluido en un diagrama triangular en cuyos vértices figuren: lutitas, arenas y rocas carbonatadas. En la Figura 8 se presenta este tipo de diagrama dividido en sectores que permiten clasificar dichas rocas.

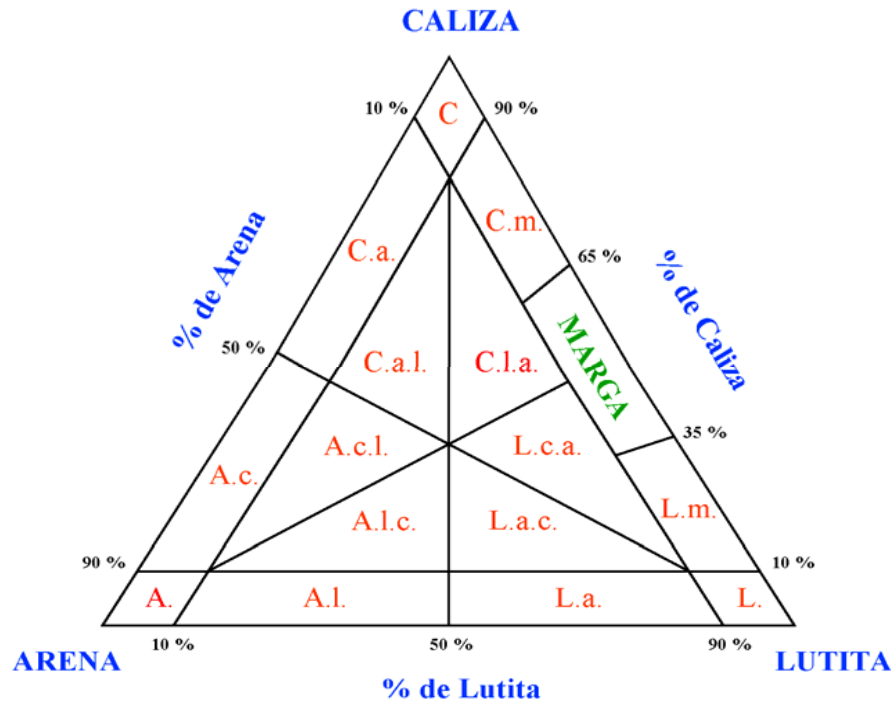


Figura 8. Diagrama donde se muestra la clasificación de arenas, lutitas y rocas carbonatadas basada en Vatan (1967).

Clasificación simplificada de Vatan (1967) para las rocas sedimentarias intermedias entre lutitas, arenas y carbonatos. **Notas:** C = calizas; C.a. = caliza arenosa; C.m. = caliza margosa; C.a.l. = Caliza arenosa lutítica; C.l.a. = Caliza lutítico arenosa; A.c. = arena calcárea; A.l. = arena lutítica; A. = arena; A.c.l. = arena calcárea lutítica; A.l.c. Arena lutítico calcárea; L.m. = lutita margosa; L.c.a. = lutita calcáreo arenosa; L.a. lutita arenosa; L. = lutita; El término lutita puede ser reemplazado por el de arcilla o limo en la medida que se conozca la granulometría del material. En el caso de materiales Cementados, en lugar del término arena se empleará el de arenisca. Cuando se trate de dolomías en lugar de calizas, se hará el cambio de nombre correspondiente.

I.1 CARACTERIZACION DE LOS YACIMIENTOS PETROLEROS

La caracterización de los yacimientos petroleros consiste en realizar diversos trabajos y estudios para conocer a detalle, cualitativa y cuantitativamente, las características de las rocas productoras de hidrocarburos y de los fluidos presentes en ellas. Con esta información se puede establecer, por ejemplo, el modelo geológico-petrofísico necesario para simular el comportamiento del yacimiento bajo diferentes esquemas de producción, elegir aquél que conduzca a su óptima explotación técnico-económica, lo que implica minimizar, tiempo, recursos humanos y financieros.

I.2.1 CLASES DE CARACTERIZACIÓN

Un yacimiento petrolero es un lugar del subsuelo donde se han presentado eventos geológicos, físicos, químicos y termodinámicos favorables, distribuidos en el tiempo y el espacio, que han originado la acumulación de hidrocarburos. Un yacimiento petrolero está formado por una roca, que hace las veces de trampa y recipiente, y los fluidos (hidrocarburos y agua) que la saturan. El contacto entre las rocas y los fluidos forman un sistema roca-fluidos, característico para cada yacimiento. De acuerdo con lo anterior, deben realizarse caracterizaciones, tanto en forma cualitativa como cuantitativa a la roca, a los fluidos y al sistema roca-fluidos que se genera.

A).- Caracterización de la roca

La roca almacenadora de hidrocarburos debe ser caracterizada de acuerdo a los siguientes aspectos:

A.1 Caracterización geológica.

Para realizar esta caracterización es necesario recopilar y procesar todo tipo de información geológica del subsuelo. Esta información se puede obtener de registros geofísicos de pozos, de muestras de roca y de datos sísmicos, principalmente. Con esta información se determinan características del yacimiento, como por ejemplo: litología y su zonificación, tipo de trampa, tipos de límites, geometría, profundidad y relieve y cierre estructurales; también se determinan aspectos relacionados con la textura de la roca, como la forma, el tamaño, la clasificación y el empacamiento de los granos.

El tamaño, la forma, la esfericidad, la redondez y la madurez del grano son características a escala microscópica y se determinan, generalmente, mediante estudios petrográficos y granulométricos de muestras de roca, aunque también es posible estimar algunos de ellos por métodos estadísticos. El estudio petrográfico requiere de varios análisis de laboratorio, en los que la mayor información se obtiene de análisis microscópicos. Para realizar el examen microscópico de una

roca, es preciso preparar la muestra que va a ser estudiada, con este fin se hacen láminas delgadas de roca. Para el estudio microscópico se usan diferentes técnicas de análisis. Con el uso del microscopio polarizante o petrográfico, se puede determinar la morfología del grano, la composición mineralógica y las propiedades ópticas de los minerales. Mediante la difracción de rayos-X es posible determinar con precisión la estructura cristalina de los minerales. El microscopio electrónico es un instrumento usado para determinar las heterogeneidades en minerales. Para los análisis granulométricos es frecuente el uso de cedazos o mallas, si la roca puede deshacerse a nivel de granos.

- **Tamaño del grano.**

El tamaño del grano es un elemento muy importante de la textura en sedimentos detríticos, porque se encuentra relacionado con las condiciones geológicas de transporte y el ambiente de depósito. Las diferentes texturas se basan principalmente en las diferencias entre los diámetros de las partículas. Las rocas sedimentarias detríticas pueden ser clasificadas de acuerdo al tamaño del grano usando la escala de Udden Wentworth, la cual se muestra en la Figura 9. La determinación del tamaño del grano es de tipo cuantitativo, ver Figura 10 donde se muestran tamaños y formas de grano.

CLASIFICACION DE SEDIMENTOS			
Límites de Clases (milímetros)	Clases de tamaño		Término para roca
256	G r a v a s	Peñascos	Conglomerado Brecha Rudita Rocas rudáceas
16		Mataténas	
4		Guijarros	
2		Gránulos	
1	A r e n a s	Arenas muy gruesas	Arenisca Arenita Rocas arenáceas
0.5		Arenas gruesas	
0.25		Arenas medianas	
0.125		Arenas finas	
0.0625		Arenas muy finas	
0.0312	L i m o s	Limo grueso	Limo Argilita Rocas argiláceas Lodolita Rocas Lodosas Lutita
0.0156		Limo medio	
0.0078		Limo fino	
0.0039		Limo muy fino	
		Arcilla	Lutita

Figura 9. Clasificación de los sedimentos según el tamaño de los granos y rocas que generan. (Udden Wentworth)

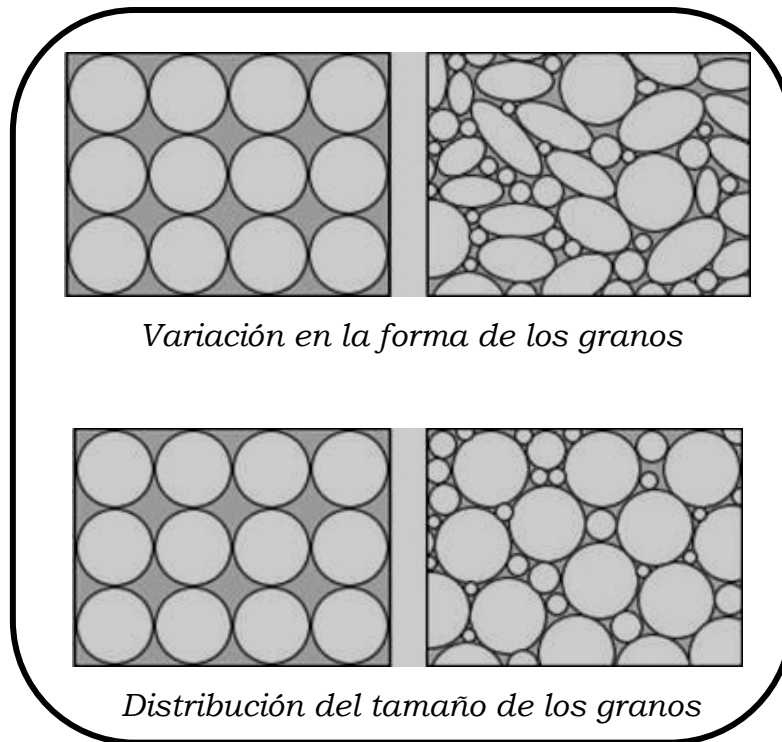


Figura 10. Tamaño y forma de granos.

- **Morfología del grano.**

La morfología del grano depende básicamente de la mineralogía, del tiempo de transporte y de la abrasión sufrida durante éste, del tipo de roca de donde provienen los clastos y, cuando ya han sido depositados, de la corrosión. En la morfología del grano deben tomarse en cuenta tres aspectos del grano: forma, esfericidad y redondez.

a) Forma del grano

La forma del grano se define con base en diferentes relaciones de la longitud de los ejes intermedio y corto. Estas relaciones se aplican para describir cualitativamente las formas de las partículas de los sedimentos detríticos. Se tienen cuatro clases de forma de grano, basadas en las relaciones de longitud: tubular o discoidal, cúbica o esférica, laminar y prismática o cilíndrica.

Se dice que una roca tiene una buena selección si el tamaño de sus granos es uniforme, una mala selección implica que se tengan tamaños de grano muy variados, ver Figura 11.

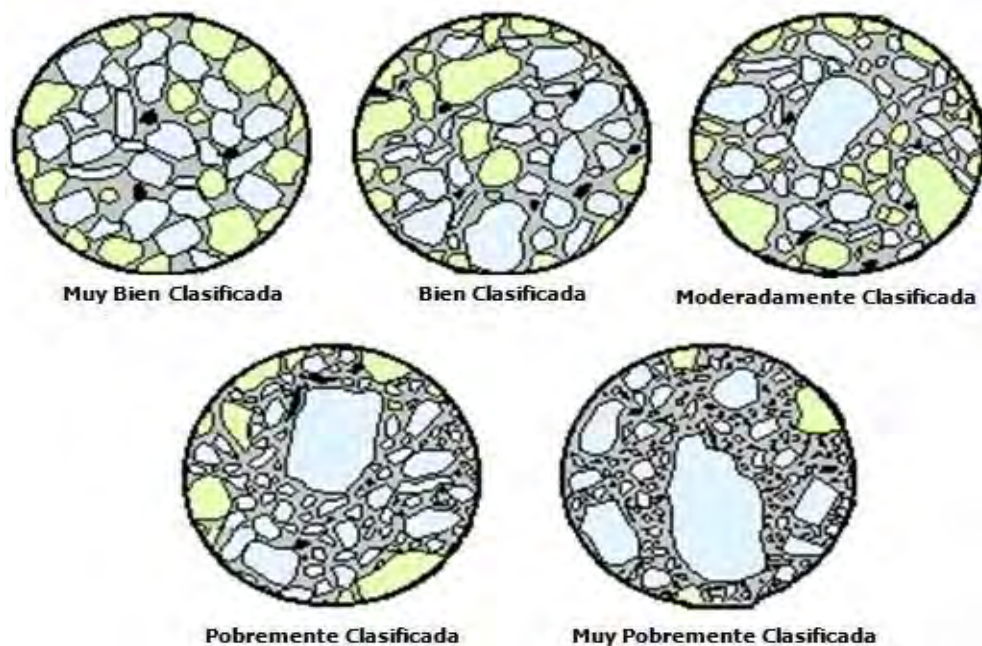


Figura 11. Grado de selección, a nivel microscópico, de una roca sedimentaria detrítica.

b) Esfericidad del grano.

La esfericidad del grano se refiere al grado de aproximación de su forma a la de una esfera. Se tienen dos tipos de esfericidad: alta y baja, ver Figura 12.

c) Redondez del grano.

La redondez del grano se refiere a la granularidad de sus bordes y esquinas. Esta característica es función del desgaste de la partícula. Según su grado de redondez, los granos pueden ser clasificados como: muy angulosos, angulosos, subangulosos, subredondeados, redondeados y muy redondeados, ver Figura 12. La determinación de la forma, la esfericidad y la redondez del grano, es de decir, de la morfología del grano, es una caracterización de tipo cualitativo.





Redondez	Esfericidad	
	Baja	Alta
Muy anguloso		
Anguloso		
Sub-anguloso		
Sub-redondeado		
Redondeado		
Bien redondeado		

Figura 12. Grados de redondez para clastos con alta y baja esfericidad.

- **Tamaño del poro**

Debido a la complejidad en la distribución del tamaño del poro en el medio poroso y a su difícil cuantificación, es usual utilizar mejor el tamaño de grano y su distribución, como representativo del medio poroso, por lo que es aceptable suponer que existe una relación entre el tamaño de grano y el tamaño de poro. Este parámetro puede ser determinado cuantitativamente, mediante un método estadístico. En la Figura 13 se muestran ejemplos de distribuciones de granos y poros en medios porosos.

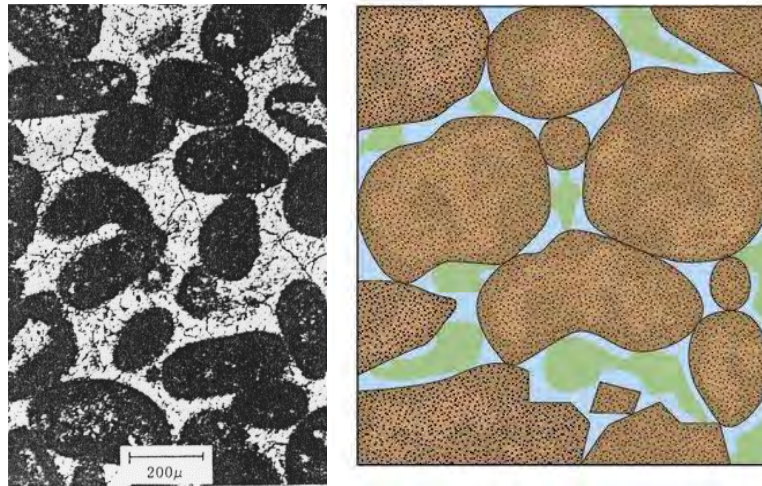


Figura 13. Distribución de granos y poros en dos rocas.

Las propiedades del sistema poroso, en términos de los tipos de poros, su geometría e interrelaciones, gobiernan la distribución de los fluidos y su interacción a micro escala. Su descripción y caracterización son muy importantes para entender el comportamiento de flujo de los fluidos en el yacimiento.

Hasta hace unos años, estos estudios se efectuaban sólo con secciones delgadas de roca, actualmente se usan potentes microscopios que permiten realizar observaciones a más profundidad de la estructura del sistema poroso.

Estas observaciones permiten identificar diversos parámetros que pueden ser usados para caracterizar el sistema poroso, como son:

- a) **Tamaño de poro:** Este parámetro establece la dimensión promedio de los poros, y se expresa en micras (μ).
- b) **Forma de poro:** Este parámetro describe de manera cualitativa la forma prevaleciente de los poros, por ejemplo, triangular, poliédrica o irregular.
- c) **Tamaño de la garganta del poro:** Este es el factor que controla de manera global la transmisibilidad de fluidos en el sistema poroso, se expresa en micras (μ).
- d) **Relación de aspecto:** Es la relación del tamaño de poro y la garganta de poro. Es un número adimensional.
- e) **Número de coordinación:** Este parámetro define el número promedio de gargantas de poro que intersecan los poros.

En la Figura 14 se muestra en dos dimensiones un poro formado por 4 fragmentos de roca y se ilustran los parámetros definidos anteriormente.

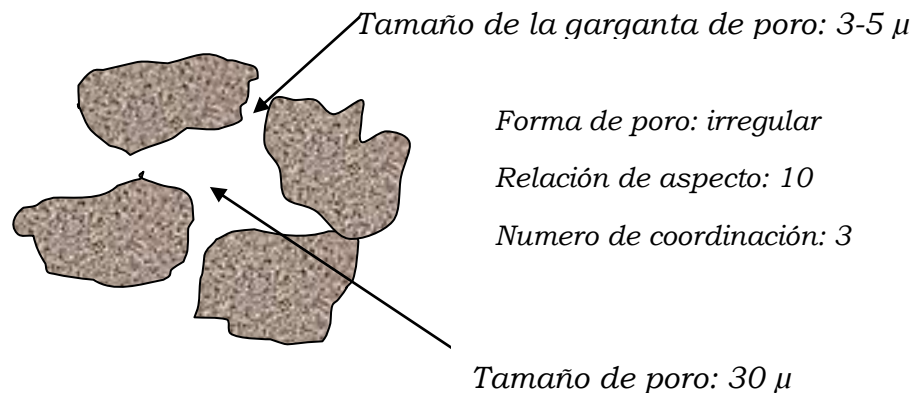


Figura 14 Características del sistema poroso.

- **Madurez textural**

Es una medida del grano en el cual han avanzado los procesos de descomposición química y desintegración mecánica. En 1951, R.L. Folk estudió las etapas de madurez textural. En la Figura 15 se muestran estas etapas, como son: la remoción de arcilla, la obtención de una buena clasificación de los granos (la cual se refiere al grado de constancia del tamaño de grano en una roca clástica) y el redondeamiento de los granos. El parámetro madurez textural se determina cualitativamente.

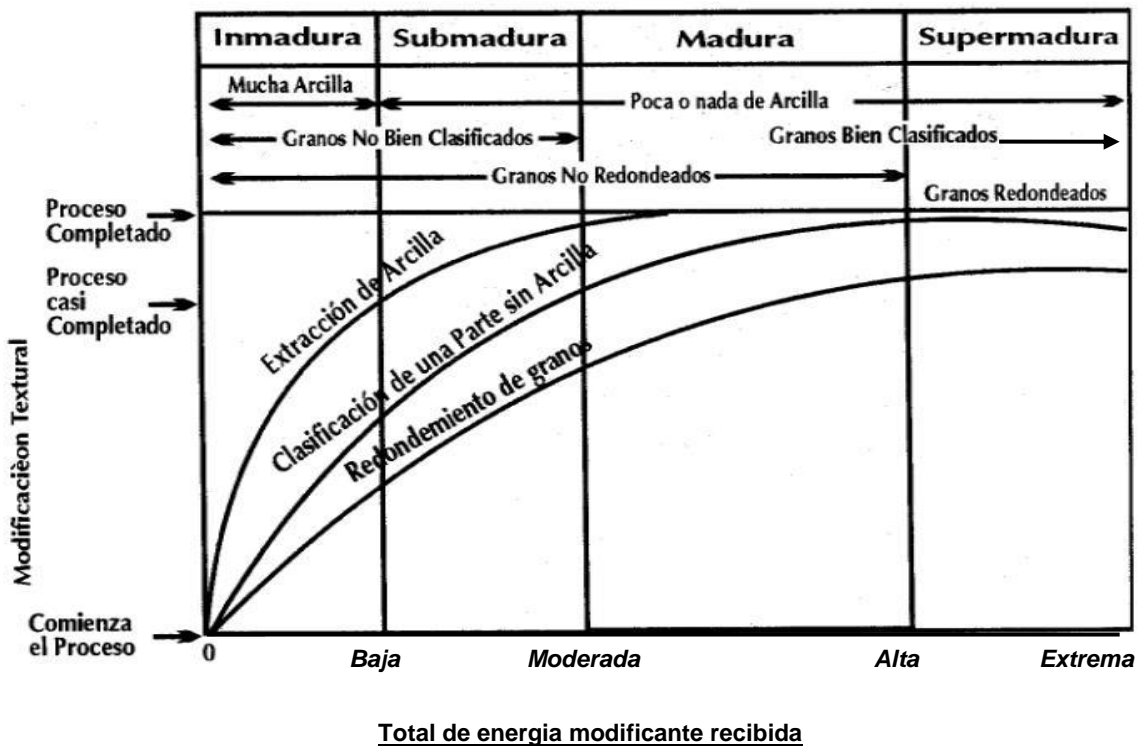


Figura 15. Etapas de madurez textural, según R.L. Folk

- **Matriz.**

Son partículas muy pequeñas que se encuentran rodeando a las más grandes. Los detritos clasificados deficientemente contienen matriz, mientras que los bien clasificados sólo se componen de granos. La determinación de la matriz es de tipo cualitativo.

- **Cementante.**

El cementante está formado por los minerales que se han precipitado dentro del espacio poroso intergranular o intercristalino. Su desarrollo es posterior a la depositación de los sedimentos, ya sea por interacción química entre granos inestables y el agua de formación o, bien, por la depositación de minerales que se encuentran en solución o en suspensión en el agua que circula en el espacio poroso. La presencia de cementante reduce la porosidad y la permeabilidad de la roca. La determinación de este parámetro es de tipo cualitativo.

- **Litología.**

Mediante la observación de recortes de perforación es posible determinar los tipos de roca que va atravesando el pozo, con lo que se puede preparar un registro litológico. Antes de un análisis detallado, la mayor información se obtiene de un análisis macroscópico de las muestras de roca. Con ayuda de una lupa, es posible identificar las rocas basándose en características como: color, la sensación al tacto, el sabor, olor, textura, etc.

No siempre es posible identificar las rocas sin recurrir al análisis de láminas delgadas o pruebas especiales, debido a que cuando las muestras tienen grano fino, el diagnóstico que se hace es dudoso, y sólo será verificado con un análisis minucioso de la composición mineralógica y química de la muestra.

La determinación de la litología es de tipo cualitativo. Ver Figura 16.

- **Composición química.**

La composición química de las rocas sedimentarias es muy variable, debido a que los sedimentos son producto de procesos de fraccionamiento químico y mecánico a gran escala.

Los análisis químicos son importantes ya que permiten entender los procesos geoquímicos y la evolución de diversos tipos de sedimentos, además, en algunos sedimentos el tamaño del grano es tan fino que sólo por medio de estudios químicos se puede obtener su composición.

La determinación de la composición química se realiza mediante análisis químico de los componentes de la muestra de roca y se determinan los porcentajes de ellos en la muestra, con lo que es posible clasificar la roca. La determinación de la composición química de las rocas sedimentarias es de tipo cuantitativo.

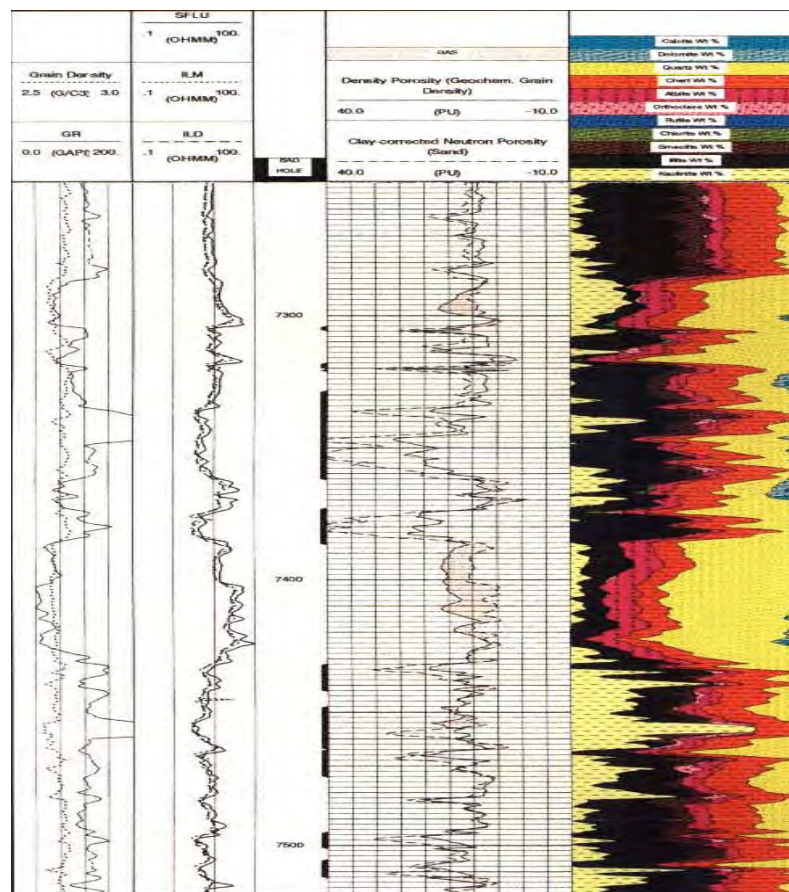


Figura 16. Perfil litológico de una formación

- **Composición mineralógica.**

Las rocas sedimentarias pueden tener una mineralogía compleja. Algunos de los minerales que las componen son de origen detrítico y otros de origen químico. Los

minerales **alogenicos** o detríticos se generan fuera del lugar donde se forma o acumula el sedimento y son transportados por algún agente (agua, viento, hielo), hasta el área de depósito. Los minerales **autigenicos** se originan por precipitación química, dentro de la cuenca de depositación.

La mayoría de las rocas sedimentarias son mezclas de componentes alogénicos y autigenicos, aunque los sedimentos químicos tienen como principales componentes a los minerales autigenicos.

Los minerales más comunes en las rocas sedimentarias, son:

- Cuarzo
- Feldespatos
- Micas
- Calcita
- Dolomita
- Materiales arcillosos.

Una de las técnicas más sencillas para la determinación cuantitativa de la composición mineralógica de una roca, es el método lineal de análisis micrométrico, conocido como el método de Delesse-Rosiwal, el cual consiste en analizar una lámina delgada de roca, para determinar los porcentajes en que se encuentran los minerales presentes en la muestra.

A.2. Caracterización sísmica.

La geofísica es uno de los medios más poderosos con que se cuenta actualmente para la exploración y explotación petrolera. La caracterización sísmica de las rocas se realiza haciendo uso de los datos provenientes de los diferentes levantamientos sísmicos que se llevan a cabo en las áreas petroleras o en los pozos. Tales datos combinados con los geológicos, permiten hacer interpretaciones estratigráficas y estructurales, a detalle, de la corteza terrestre con el fin de localizar condiciones favorables para la acumulación de hidrocarburos; así mismo, los datos sísmicos ayudan a determinar características internas de los estratos.

A.3. Caracterización petrofísica.

La petrofísica puede ser definida como el estudio de las propiedades físicas de la roca y del sistema roca-fluidos del yacimiento y sus aplicaciones en Ingeniería Petrolera. Esta definición enfatiza la relación natural entre la petrofísica con otras áreas de geociencia, ver Figura 17.



Figura 17. La petrofísica y su relación con otras ciencias

La petrofísica es una especialidad que conjuga conocimientos de ingeniería del petróleo y de geología, por medio de la cual se determinan, cualitativamente y cuantitativamente, las propiedades de la roca exclusivamente y las de la roca junto con los fluidos contenidos en ella. Adicionalmente, la petrofísica define la relación existente entre los fluidos y su movimiento a través del medio poroso de la roca de un yacimiento determinado, es decir, estima la capacidad de flujo de fluidos en la formación.

Una definición más extensa de la petrofísica considera las fuentes de información más comunes para poder realizarla, entre ellas están: análisis de núcleos, registros geofísicos de pozos, pruebas en pozos, así como información geofísica.

El conocimiento de las características físicas de las rocas de un yacimiento es indispensable para comprender su naturaleza y predecir su comportamiento.

La caracterización petrofísica se realiza mediante la integración de datos que se obtienen de núcleos, de registros geofísicos de pozos y pruebas de presión, principalmente. Una correcta combinación de esta información aporta datos para determinar propiedades físicas del medio poroso, como son: la porosidad, la permeabilidad absoluta y la compresibilidad.

Las propiedades físicas de la roca pueden ser determinadas mediante el análisis petrofísico de núcleos en laboratorio, aunque algunas pueden ser obtenidas mediante análisis petrográfico o por métodos estadísticos, también pueden ser determinadas por interpretación de registros geofísicos de pozos. Algunos parámetros petrofísicos que pueden ser determinados a escala microscópica son: textura, porosidad, permeabilidad absoluta y superficie específica. A continuación se definen estos parámetros y se presentan métodos para su determinación.

➤ **Textura.**

La textura se refiere a los aspectos geométricos de los componentes de la roca, es decir a la constitución física de la roca, como son: el tamaño, la forma, el arreglo o disposición y la clasificación de granos.

Su determinación es importante ya que la porosidad y la permeabilidad, dependen esencialmente de ella.

La determinación cualitativa de la textura en algunas rocas sedimentarias, principalmente en rocas clásticas, puede ser realizada a simple vista. Con el uso del microscopio electrónico pueden hacerse interpretaciones cuantitativas de textura.

➤ **Porosidad (\emptyset)**

Desde el punto de vista de Ingeniería de Yacimientos, una de las más importantes propiedades de las rocas es la porosidad, que es una medición del espacio disponible para el almacenamiento de hidrocarburos. La porosidad es definida como la relación del volumen de espacios sin sólidos (volumen de poros) en la roca y el volumen total de la roca. Esto puede ser expresado en porcentaje o fracción.

$$\emptyset = \frac{V_p}{V_r + V_s} = \frac{V_r}{V_r} \quad (1)$$

Donde: \emptyset = Porosidad (fracción)

V_p = Volumen de poros (cm^3)

V_r = Volumen de roca (cm^3)

V_s = Volumen de sólidos (cm^3)

La porosidad en rocas sedimentarias varía con el tamaño, forma y distribución de los granos. En la Figura 18 se muestran algunas de estas variaciones.

La porosidad, de acuerdo a la comunicación entre los poros, se clasifica en: porosidad absoluta y porosidad efectiva, ver Figura 19.

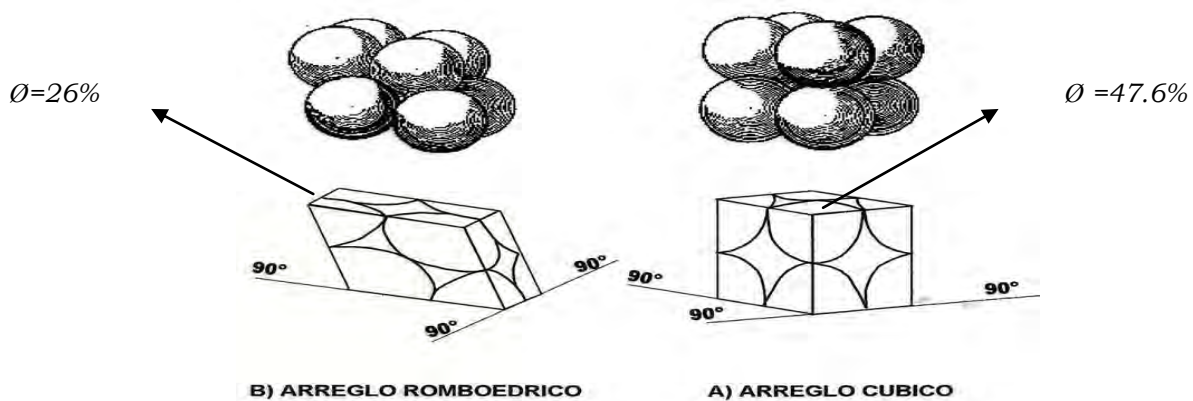


Figura 18. Porosidad de acuerdo al tamaño, forma y distribución de granos

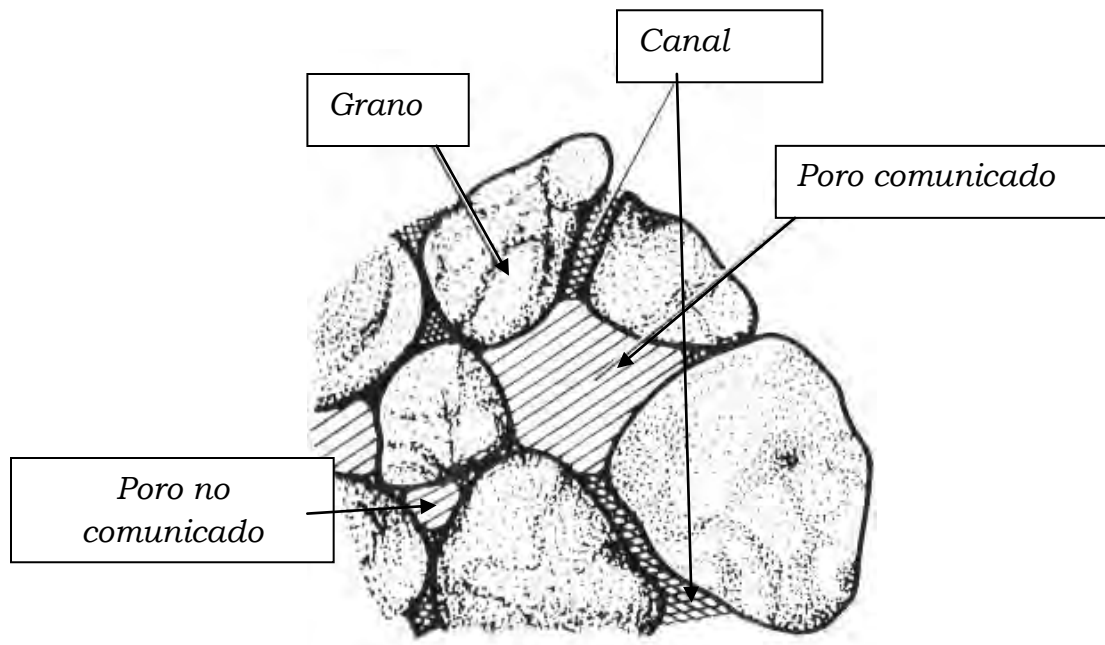


Figura 19. Poros comunicados y no comunicados.

➤ **Porosidad absoluta (\emptyset_a).**

Se define como la relación del volumen total de poros con respecto al volumen total de roca, sin tener en cuenta si los poros están comunicados entre sí o no.

$$\emptyset = \frac{V_{pc} + V_{pnc}}{V_r} \quad (2)$$

Donde: \emptyset_a = Porosidad absoluta (fracción)

V_{pc} = Volumen de poros comunicados (cm^3)

V_{pnc} = Volumen de poros no comunicados (cm^3)

V_r = Volumen de roca (cm^3)

➤ **Porosidad efectiva (θ_e)**

Se define como la relación del volumen de poros interconectados con respecto al volumen total de roca. La porosidad efectiva es el tipo de porosidad que más interesa en la explotación de yacimientos petroleros, dado que depende del volumen poroso comunicado la cantidad de fluidos que pueden ser extraídos.

$$\theta_e = \frac{V_{pc}}{V_r} \quad (3)$$

Donde: θ_e = Porosidad efectiva (Fracción)

V_{pc} = Volumen de poros comunicados (cm^3)

V_r = Volumen de roca (cm^3)

Desde otro punto de vista la porosidad se puede clasificar en: porosidad primaria y secundaria.

➤ **Porosidad primaria**

Se define como porosidad primaria a la que resulta de la acumulación de fragmentos o cristales para formar un sedimento, o sea la que se desarrolla originalmente al depositarse el material y después de los procesos diagenéticos. Puede ser intergranular o intercristalina y su valor depende de la forma, tamaño y acomodamiento de los granos o cristales y de la diagénesis. Éste es el tipo de porosidad que se encuentra comúnmente en rocas clásticas.

➤ **Porosidad secundaria.**

Se define como la porosidad que se genera posterior al depósito de los sedimentos y formación de la roca, generalmente se presenta en forma de fisuras o fracturas, las cuales son causadas por fuerzas mecánicas o, bien, como vóculos o cavernas, debido a la solución de la matriz. Es común encontrar porosidad secundaria en rocas de origen químico u orgánico (bioquímico), como son los carbonatos. En la Tabla 1 se muestra una clasificación de la porosidad y en los párrafos siguientes las definiciones correspondientes.

	<i>TIPO</i>	<i>ORIGEN</i>
<i>Porosidad primaria</i>	<i>Porosidad intergranular Porosidad intragranular</i>	<i>Sedimentación</i>
<i>Porosidad secundaria</i>	<i>Intercristalina fenestral</i>	<i>Cementación</i>
	<i>Móldica o de moldes Vugular</i>	<i>Solución</i>
	<i>Fractura</i>	<i>Movimiento tectónico, compactación o deshidratación.</i>
<i>Porosidad absoluta</i>		

Tabla1. Clasificación de la porosidad

➤ **Porosidad intergranular.**

Este tipo de porosidad es la que ocurre entre los espacios dejados por los granos, la cual se reduce progresivamente por la diagénesis, además este tipo de porosidad es dominante en areniscas.

➤ **Porosidad intragranular.**

Es característica de los sedimentos carbonatados, con restos fósiles, encontrándose la porosidad dentro de los granos.

➤ **Porosidad fenestral.**

Ésta es típica de carbonatos, la cual ocurre en fragmentos de arenas carbonatadas, donde se gradúa en porosidad primaria, pero es más característico en lodos con pellets, láminas de alga y lodos homogéneos de origen intermarea y lagunar.

• **Porosidad intercrystalina.**

Es la porosidad entre los cristales de un tamaño relativamente similar, que tienen un crecimiento en el lugar (normalmente) por recristalización o dolomitización.

➤ **Porosidad de moldes.**

Los moldes son creados al ser removidos ciertos granos por disolución.

➤ **Porosidad vugular.**

Los vúgulos son huecos irregulares y representan porosidad secundaria. Los cuales pueden ser formados por disolución.

➤ **Porosidad por fracturas**

Se origina en rocas duras pero quebradizas, las fracturas pueden permanecer abiertas después de su formación, por lo que da lugar a la porosidad de fracturas. Este tipo de porosidad caracteriza a las rocas compactas y es, por consiguiente, formada después de otra variedad de porosidad. Su origen puede deberse a plegamientos, fallas, tectonismo, intrusión de domos salinos. Las fracturas son de suma importancia, ya que no tienen gran influencia en el aumento de porosidad en la roca, pero sí en su permeabilidad.

- **Permeabilidad absoluta (K).**

La permeabilidad absoluta es una propiedad que indica la facilidad de movimiento que tiene un fluido en una formación, mediante un gradiente de presión. Para ser permeable, una roca debe tener porosidad interconectada (poros, cavernas, capilares, fisuras o fracturas). Por lo general, a mayor porosidad corresponde mayor permeabilidad, aunque esto no siempre sucede. El tamaño, la forma y la continuidad de los poros así como la porosidad son aspectos que influyen en la permeabilidad absoluta de la formación.

Cabe mencionar que la permeabilidad absoluta es una propiedad de la roca exclusivamente y no depende del fluido que pasa a través de ella.

Fue el trabajo del Ingeniero Francés Henry Darcy que llevó al desarrollo de la expresión matemática de la permeabilidad, la cual es muy usada en la industria petrolera, ya que ésta permite calcular la permeabilidad en experimentos de flujo de fluidos en rocas. Esta expresión se origino por las investigaciones de Darcy para el flujo de agua a través de filtros de arena, para purificar agua. El experimento, es similar al que se muestra en la Figura 20.

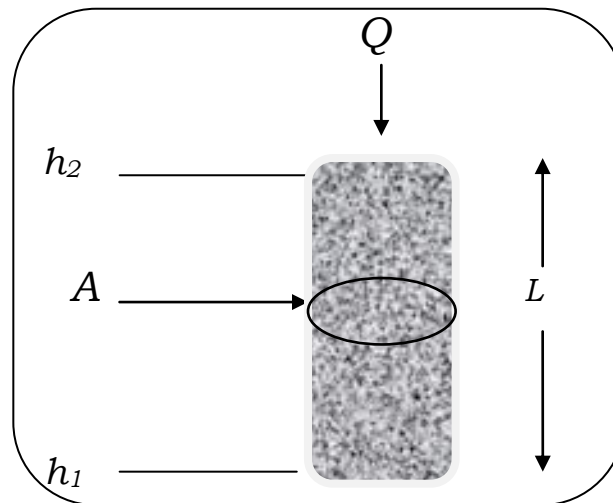


Figura 20. Presentación esquemática del experimento de Darcy

Su trabajo sirvió de base para el estudio del flujo de fluidos a través de rocas porosas.

Se tiene:

$$Q = \frac{K A \Delta P}{\mu L} \quad (4)$$

Donde:

Q es el gasto del fluido que circula, en cm^3/seg .

A es el área seccional de la muestra de roca, en cm^2

ΔP es la diferencia de presiones a través de la muestra, en atmósferas.

μ es la viscosidad del fluido, en centipoise.

L es la longitud de la muestra, en cm .

K es la permeabilidad en Darcys.

La unidad de la permeabilidad es el Darcy y se define como la permeabilidad a la cual un volumen de un centímetro cúbico de fluido con una viscosidad de un centipoise fluye en un segundo bajo un gradiente de presión de una atmósfera a través de un medio poroso con un área transversal de un centímetro cuadrado y un centímetro de longitud, la Figura 21 muestra el concepto y las unidades de permeabilidad.

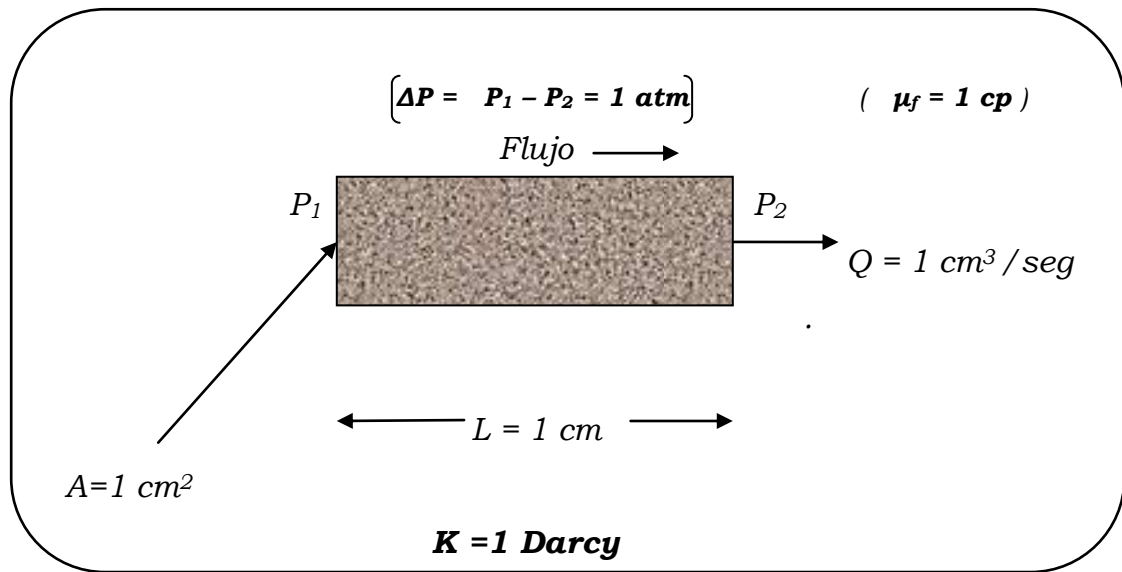


Figura. 21 Concepto de un Darcy en rocas

La permeabilidad absoluta (permeabilidad del medio poroso cuando tiene una saturación del 100% de un fluido mojante que está en movimiento) es una propiedad específica que caracteriza al medio poroso.

- **Tortuosidad (τ)**

Los poros interconectados de la roca que representan los canales de flujo de fluidos en el yacimiento no son tubos capilares rectos ni tampoco tienen pared lisa. Debido a la presencia de interfaces entre fluidos, que originan presiones capilares que afectan los procesos de desplazamiento, es necesario definir la tortuosidad como la medida de la desviación que presenta el sistema poroso real respecto a un sistema equivalente de tubos capilares.

La tortuosidad se expresa mediante la siguiente relación:

$$\tau = \left(\frac{L_r}{L} \right)^2 \quad (5)$$

Donde:

L_r = Longitud real del trayecto del flujo.

L = Longitud de la muestra de la roca.

De la ecuación de tortuosidad se puede apreciar que a medida que el medio poroso se asemeja a tubos capilares rectos, la tortuosidad del sistema se aproxima a 1. El menor valor de tortuosidad que se puede obtener es 1, el cual se obtiene cuando la longitud del trayecto del flujo es igual a la longitud de la muestra de la roca.

- **Superficie específica (Ss)**

La superficie específica es otra propiedad importante del medio poroso, como son las rocas sedimentarias. Esta propiedad, también llamada área interna específica, se define como la superficie de los sólidos expuesta a los poros o a los fluidos que los saturan, por unidad de masa o de volumen del medio poroso. En otras palabras, es el área interna del medio poroso por unidad de masa o volumen de ese medio.

Muchas propiedades físicas y químicas de las rocas sedimentarias están relacionadas a la superficie específica. Propiedades tan importantes de las rocas de los yacimientos petroleros, como la retención de agua y la capacidad de intercambio catiónico dependen de la superficie específica.

La superficie específica de las rocas sedimentarias es función de las características de los granos, partículas o clastos que las componen, como son: la forma, la variedad de tamaño y el acomodo que tienen en el espacio. Es decir, la superficie específica depende de las mismas características que establecen la porosidad y la permeabilidad absoluta de las rocas sedimentarias, por lo que existe una relación estrecha entre estas tres de sus propiedades (\emptyset , K_a , S_s).

Para visualizar cómo varía la magnitud de la superficie específica con respecto a las características de los granos de un medio poroso, se hace el análisis que se indica a continuación, bajo las siguientes consideraciones.

- Forma de grano: Esferas en todos los casos.
- Variedad de tamaño de grano: Un solo tamaño en cada caso.

- *Acomodo espacial de los granos: Empacamiento cúbico en todos los casos (Un empacamiento cúbico es aquel en el que al unir los centros de ocho esferas en contacto forman un cubo).*
- *Superficie específica: Superficie interna del medio poroso con respecto a un volumen unitario del medio.*
- *Volumen unitario: Un centímetro cúbico.*

Para una esfera con 0.5 cm (5 mm) de diámetro, la superficie es:

$$S_e = 4 \pi r^2$$

$$S_e = 4 \pi (2.5)^2 = 78.54 \text{ mm}^2$$

En un volumen de 1 cm³ (volumen unitario de medio poroso), se tienen ocho esferas de 5 mm de diámetro en empacamiento cúbico, ver Figura 22.

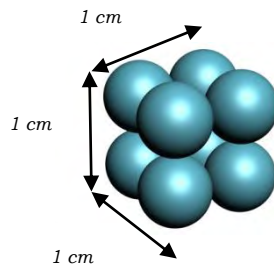


Figura 22. Empacamiento cúbico de ocho esferas

De acuerdo con lo anterior, el conjunto de ocho esferas tiene una superficie de 628.3 mm² por centímetro cúbico de medio poroso, es decir 6.28 cm² por cm³. Como es una relación entre área y volumen, la superficie específica se puede expresar en cm²/cm³ o en cm⁻¹.

Realizando el mismo análisis para tamaños de esferas más pequeños, se tienen los resultados que se presentan en la Tabla 2 y en la Figura 23. Como son esferas, los contactos entre ellas son puntos por lo que no reducen la superficie interna.

Diámetro		Número de Esferas	Superficie específica	
cm	mm		mm ² /cm ³	cm ² / cm ³
0.5	5	8	628.32	6.28
0.25	2.5	64	1256.64	12.57
0.1	1	1000	3141.6	31.42
0.05	0.5	8000	6283.2	62.83
0.01	0.1	100000	31416	314.16
0.005	0.05	800000	62832	628.32
0.001	0.01	1E+9	314160	3141.60

Tabla 2. Relación entre el diámetro de esferas y superficie específica de un medio poroso.

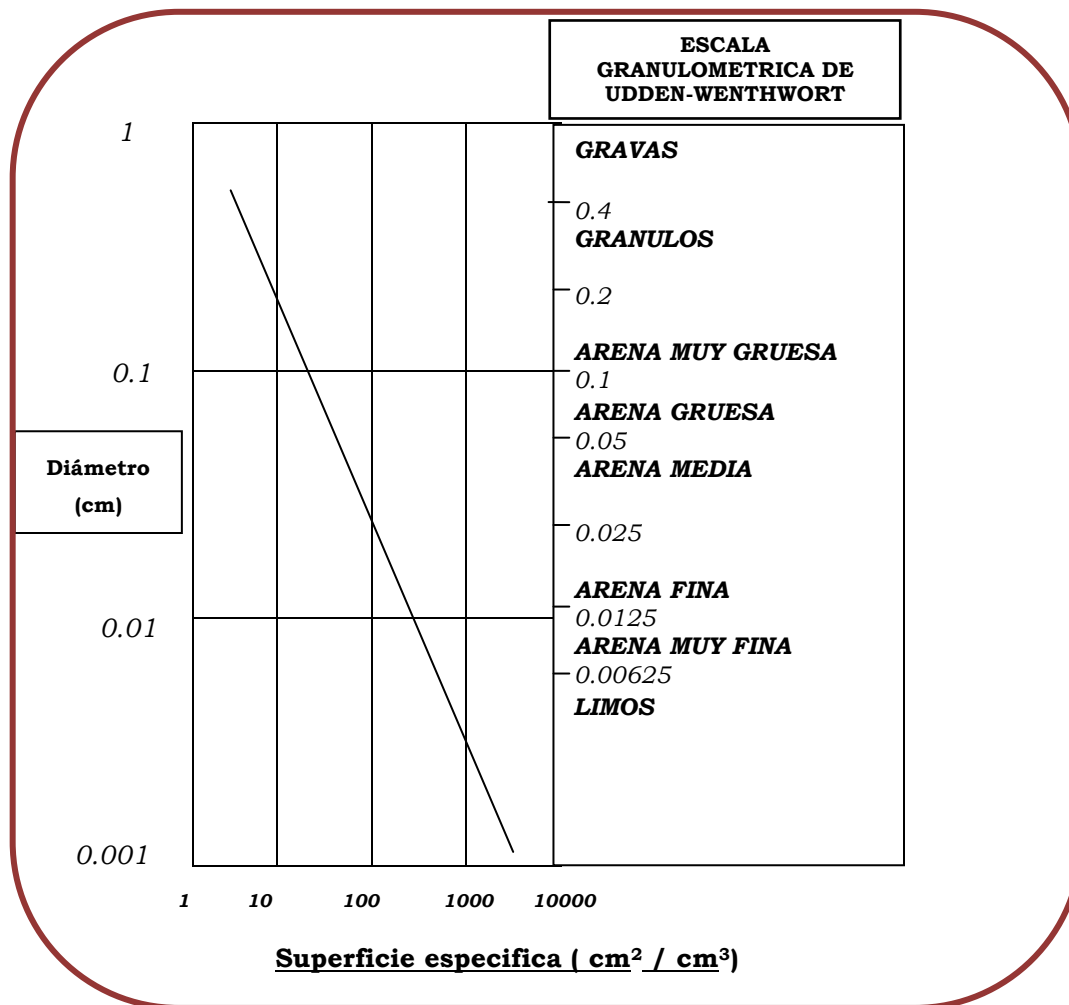


Figura. 23. Relación gráfica entre el diámetro de esferas y la superficie específica de un medio poroso

Esta gráfica permite conocer que en medios porosos compuestos por granos esféricos del mismo tamaño, con arreglo cúbico, la superficie interna de los sólidos por centímetro cúbico de medio poroso varía desde 6.28 cm² para tamaño de grano con diámetro de 5 mm (gravas) hasta 3141.6 cm² para granos con diámetro de 0.01 mm (limos), como se ve en la figura anterior.

B).- Caracterización de los fluidos.

Los espacios porosos de todas las rocas almacenadoras de hidrocarburos están ocupados por agua, aceite y/o gas. Para entender y predecir en forma correcta el comportamiento de los yacimientos, es fundamental conocer las propiedades y características físicas, químicas y termodinámicas de los fluidos contenidos en ellos.

➤ Caracterización de hidrocarburos.

Los hidrocarburos (aceite y gas) son mezclas naturales, de composición química compleja, que se encuentran a presiones y temperaturas elevadas en los yacimientos. Su caracterización se lleva a cabo mediante análisis de muestras de hidrocarburos a nivel de laboratorio o campo, así como a partir de correlaciones en las que se consideran algunas propiedades ya conocidas de los hidrocarburos. Entre los parámetros que se deben obtener en la caracterización están: densidad, presiones de rocío y de burbuja, factor de volumen, viscosidad, relación gas-aceite de solubilidad.

➤ Caracterización del agua.

El agua se encuentra en todas las rocas porosas del subsuelo y puede estar sola o acompañada de hidrocarburos. En algunas ocasiones es el fluido más abundante en los yacimientos petroleros. Es importante conocer las características y propiedades del agua porque muchas veces se produce simultáneamente con el

aceite y/o gas; además, porque con frecuencia contribuye con su energía a la producción de hidrocarburos.

El agua se caracteriza principalmente por medio de análisis de muestras de agua en el laboratorio y por interpretación de registros geofísicos de pozos. Los parámetros que comúnmente se obtienen son: salinidad, composición química, factor de volumen, viscosidad, densidad, relación de solubilidad del gas en el agua, resistividad eléctrica.

C).- Caracterización del sistema roca-fluidos.

Como ya se mencionó, los yacimientos están integrados por la roca y los fluidos contenidos en ella, formando un sistema roca-fluidos.

Para realizar la caracterización del sistema roca-fluidos, es necesario recopilar, procesar y analizar, en forma combinada, información que proviene de muestras de rocas con fluidos saturantes y de los componentes del sistema en forma independiente, de registros geofísicos de pozo, de pruebas de formación y de variación de presión, para determinar, entre otros parámetros, la saturación de fluidos, la resistividad eléctrica, la mojabilidad, la presión capilar, la tensión interfacial y las permeabilidades efectivas y relativas.

➤ **Permeabilidad efectiva (k_e).**

Indica la facilidad con la que un fluido puede moverse a través de un medio poroso, cuando no lo satura al 100%.

$$\text{Si: } S_f < 100\%$$

$$k_e = \frac{q_f \mu_f L}{A \Delta P} \quad (6)$$

➤ **Permeabilidad relativa (k_r)**

La permeabilidad relativa es la permeabilidad a un fluido medida a una saturación específica de tal fluido expresada como una fracción de la permeabilidad absoluta. La permeabilidad absoluta es la permeabilidad de una roca cuando está saturada al 100% con un solo fluido mojante. La permeabilidad absoluta es una propiedad del medio poroso y es una medida de la capacidad del medio para transmitir los fluidos. Cuando dos o más fluidos fluyen al mismo tiempo, la permeabilidad relativa de cada fase a una saturación específica es la relación de la permeabilidad efectiva de la fase y la permeabilidad absoluta.

El concepto de permeabilidad relativa provee un mecanismo para cuantificar el flujo de cada fase en el caso donde se tienen diferentes fases presentes; este concepto es muy importante para estudiar el flujo simultáneo de fluidos no miscibles a través del medio poroso.

$$k_{ro} = \frac{k_{eo}}{K} \qquad k_{rg} = \frac{k_{eg}}{K} \qquad k_{rw} = \frac{k_{ew}}{K} \qquad (7)$$

Donde:

k_{ro} , Permeabilidad relativa al aceite

k_{rg} , Permeabilidad relativa al gas

k_{rw} , Permeabilidad relativa al agua

K Permeabilidad absoluta

k_{eo} Permeabilidad efectiva al aceite para una cierta saturación de aceite.

k_{eg} Permeabilidad efectiva al gas para una cierta saturación de gas.

k_{ew} Permeabilidad efectiva al agua para una cierta saturación de agua.

La permeabilidad relativa depende, principalmente, de la estructura porosa, de las saturaciones y de las viscosidades de las fases presentes, así como de la

mojabilidad existente en el sistema roca-fluidos. En presencia de dos fases, las curvas típicas de permeabilidad relativa se muestran en la Figura 24.

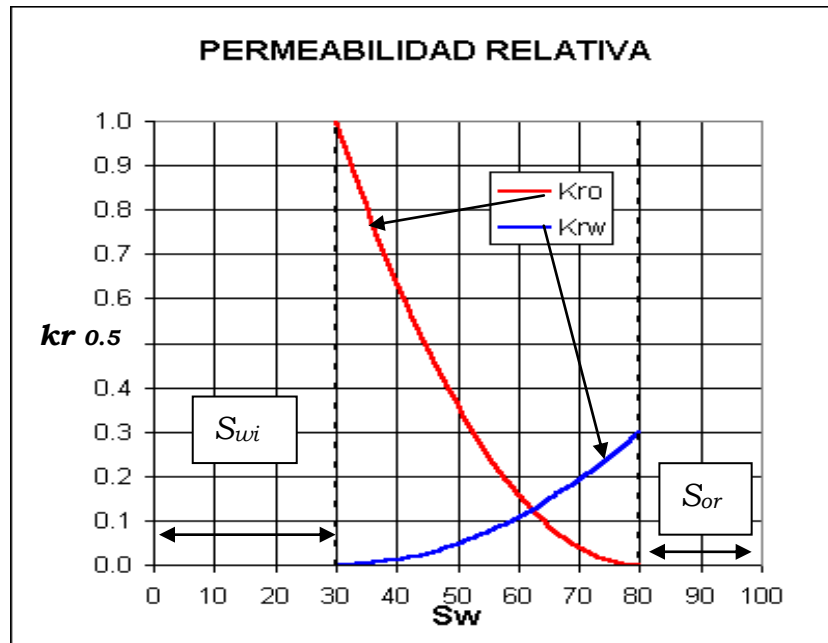


Figura 24. Curvas típicas de permeabilidad relativa para flujo de agua y aceite, donde el agua es la fase mojante y el aceite la fase no mojante.

- **Saturación de fluidos (S_j).**

Generalmente la saturación de un fluido se define como la relación del volumen del fluido en una muestra de roca y el volumen de los poros de la muestra. En otras palabras, la saturación de un fluido se define como la fracción o porcentaje del volumen de poros que es ocupado por un fluido en particular (gas, aceite, agua), ver Figura. 25, Este concepto se expresa en la siguiente ecuación:

$$\text{Saturación de un fluido} = \frac{\text{Volumen del fluido en los poros}}{\text{Volumen poroso}} \quad (8)$$

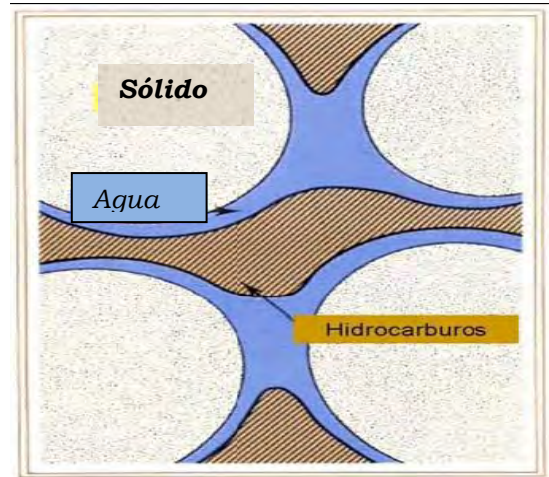


Figura 25. Saturación de fluidos en una roca

Se debe hacer notar que la saturación de un fluido puede ser dada en fracción del volumen total de poros o del volumen efectivo de poros. La saturación generalmente se reporta como una fracción del volumen efectivo de poros en vez del volumen total, ya que es más representativo porque los fluidos que se encuentran aislados en el espacio poroso no se pueden producir. Por lo tanto, se asume en la ecuación que el volumen poroso es el volumen de poros efectivo o de poros comunicados. Esta ecuación puede ser aplicada a los fluidos que pueden encontrarse en los yacimientos petroleros.

$$S_o = \frac{V_o}{V_{pc}} \quad S_g = \frac{V_g}{V_{pc}} \quad S_w = \frac{V_w}{V_{pc}} \quad (9)$$

Donde:

S_o es la saturación de aceite

S_g es la saturación de gas

S_w es la saturación de agua

V_{pc} es el volumen de poros comunicados

V_o es el volumen de aceite

V_g es el volumen de gas

V_w es el volumen de agua

De estas ecuaciones se deduce que:

$$V_{pc} = V_g + V_o + V_w \quad (10)$$

La saturación de fluidos puede ser expresada en fracción o porcentaje (multiplicando los valores en las ecuaciones anteriores por 100) del volumen poroso. Estas ecuaciones pueden indicar claramente que las saturaciones pueden variar del 0 al 100% o de 0 a 1, y puesto que todas las saturaciones se relacionan a la suma del volumen de poros, entonces:

$$S_o + S_g + S_w = 100\% \quad (11)$$

$$S_o + S_g + S_w = 1 \quad (12)$$

Esta ecuación es fundamental para la Ingeniería de Yacimientos, ya que se utiliza en una gran cantidad de cálculos.

Además, muchas propiedades importantes de la roca del yacimiento, como la presión capilar y la permeabilidad relativa son relacionadas o vinculadas con las fases individuales de los fluidos saturantes.

Dependiendo de las condiciones a las que se encuentran los fluidos, existen diferentes formas de clasificar las saturaciones, algunas de éstas son:

- **Saturación inicial**

Es aquella a la cual es descubierto el yacimiento. En el caso del agua, también se denomina saturación de agua congénita. Dependiendo de su valor, el agua congénita podrá tener movimiento o no.

En todos los yacimientos de hidrocarburos existe agua por lo que su saturación inicial puede variar entre un valor mínimo (saturación irreductible) por ejemplo 10% y un valor máximo de 100%.

- **Saturación crítica de agua (S_{wc}).**

Es la saturación de agua a la cual este fluido comienza a moverse dentro del medio poroso bajo un gradiente de presión.

- **Saturación irreductible de agua (S_{wi})**

Es la cantidad de agua que ya no se puede desalojar del espacio poroso bajo un determinado proceso, relacionada al volumen de poros.

- **Saturaciones de agua libre y ligada (S_{wf} y S_{wb})**

En formaciones arcillosas se tiene saturación de agua libre en el espacio poroso, que es función del volumen de agua que puede moverse, y saturación de agua ligada a las arcillas, que es volumen de agua que no se mueve, ya que está fuertemente adherida al material arcilloso, ver Figura 26.

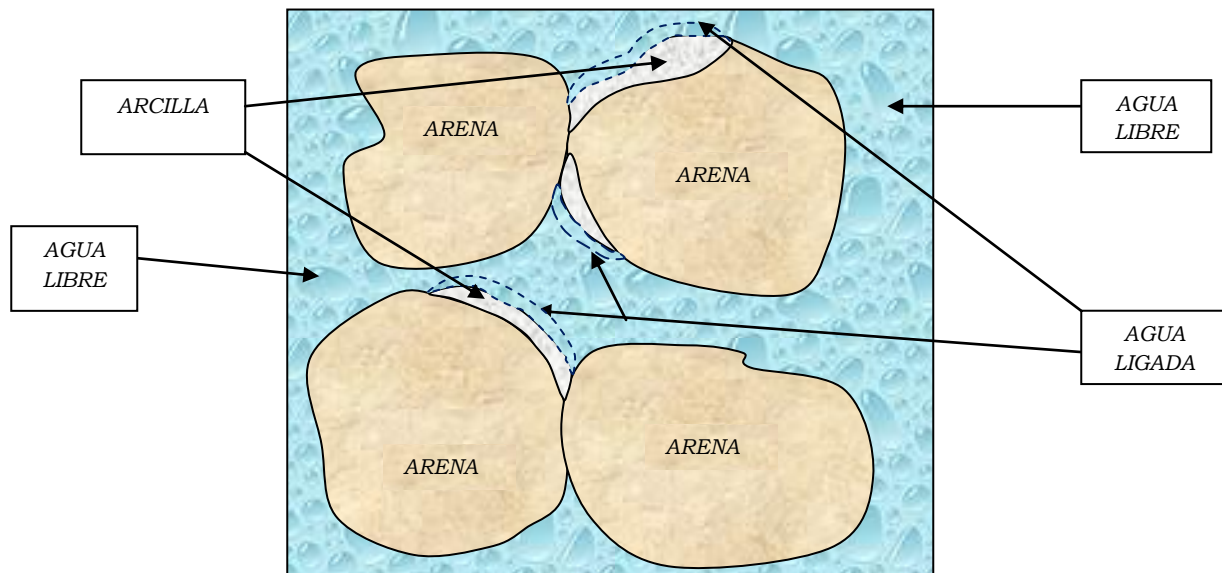


Figura 26. Ejemplo de agua libre y agua ligada en una roca.

- **Saturación residual de aceite (S_{or})**

Durante un proceso de desplazamiento de aceite en un medio poroso por inyección de agua, se tendrá aceite remanente, el cual no podrá ser desalojado. Este valor de saturación es llamado saturación residual de aceite. El término residual es usualmente asociado a la fase no mojante.

➤ **Saturación crítica de aceite (S_{oc}).**

Es la saturación de aceite a la cual este fluido comienza a moverse dentro de la roca bajo un gradiente de presión.

➤ **Saturación movable de aceite (S_{om})**

La saturación de aceite movable es otra saturación de interés y es definida como la fracción de volumen poroso ocupado por aceite movable, como se expresa en la siguiente ecuación, cuando se tiene S_{wi} .

$$S_{om} = 1 - S_{or} - S_{wi} \tag{13}$$

Donde:

S_{om} = Saturación movable de aceite.

S_{or} = Saturación residual de aceite.

S_{wi} = Saturación irreductible de agua.

Igualmente, para el gas se tendrá saturación residual de gas (S_{gr}), saturación crítica de gas (S_{gc}) y saturación movable de gas (S_{gm}). La saturación de hidrocarburos (aceite o gas), en un yacimiento puede variar desde la residual hasta la máxima, cuando en la roca se tiene la S_{wi} . A su vez, la saturación de agua puede variar, desde un mínimo (S_{wi}) hasta un valor máximo igual a 100%, ver Figura 27.

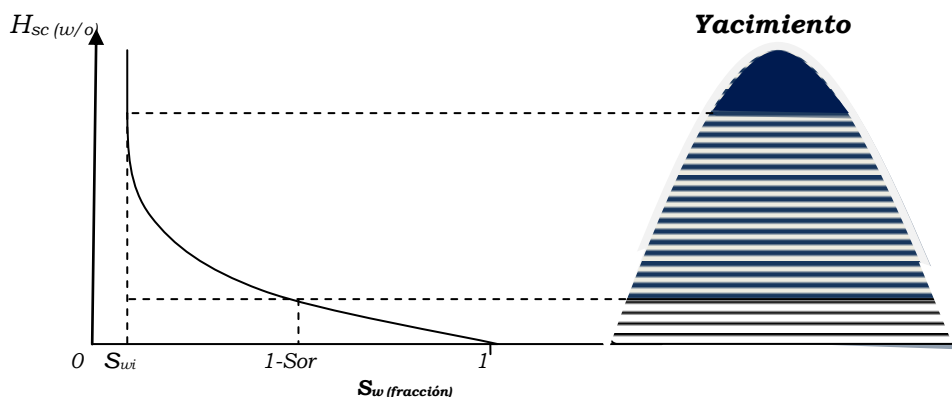


Figura 27.
Variación de la
saturación de
agua en un
yacimiento
homogéneo (ϕ y K
constantes) y de
aceite
bajosaturado.

II.- DETERMINACIÓN DE PROPIEDADES PETROFÍSICAS

La determinación de las propiedades físicas de las rocas de los yacimientos de hidrocarburos está comprendida en el área técnica conocida como Petrofísica.

Como se mencionó en el Capítulo I de esta tesis, las propiedades físicas de las rocas, o sea las propiedades petrofísicas, pueden corresponder a la roca exclusivamente o al sistema roca-fluidos (roca con fluidos saturantes).

En general, el valor de las propiedades petrofísicas puede ser conocido en dos formas: directa o indirectamente.

Para la determinación directa de las propiedades petrofísicas se requieren muestras de rocas de los yacimientos, las cuales, por lo regular, se obtienen durante la perforación de los pozos: recortes de perforación, núcleos de fondo de pozo y núcleos de pared de pozo. Las muestras deben ser tomadas con técnicas especiales, de acuerdo con las propiedades que se quieran evaluar.

Las distintas muestras de rocas se llevan al laboratorio y con procedimientos apropiados, según sea el caso, se realiza la medición (determinación directa) de las propiedades petrofísicas deseadas. En ocasiones, las mediciones se hacen en instalaciones ubicadas en el área del pozo.

En laboratorio se miden propiedades de la roca, como: porosidad, permeabilidad absoluta, granulometría y compresibilidad, y del sistema roca-fluidos, como: saturaciones de agua o de hidrocarburos, resistividades o conductividades eléctricas y permeabilidades efectivas y relativas. Las mediciones se llevan a cabo a condiciones de laboratorio o de yacimiento, estas últimas tratando de reproducir al máximo el ambiente que prevalece en el subsuelo, de donde se cortaron las muestras

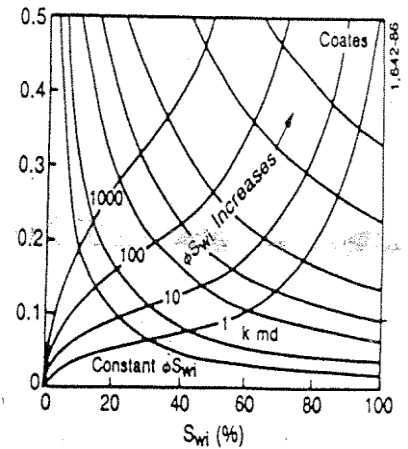
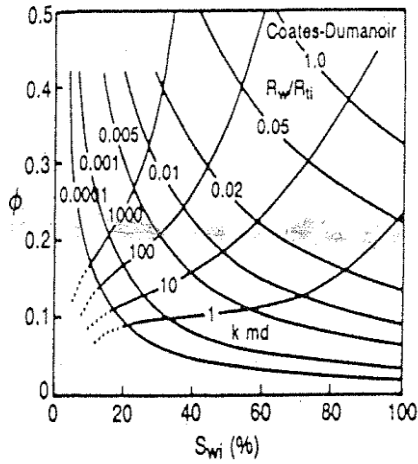
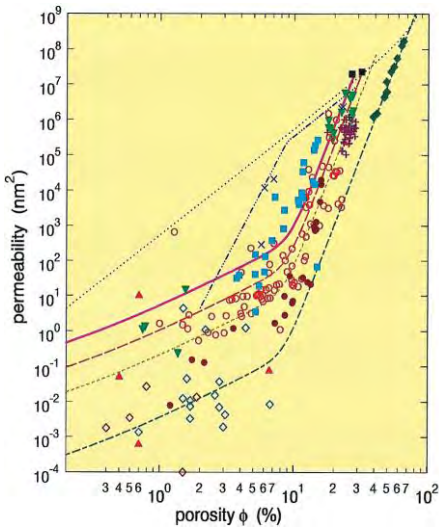
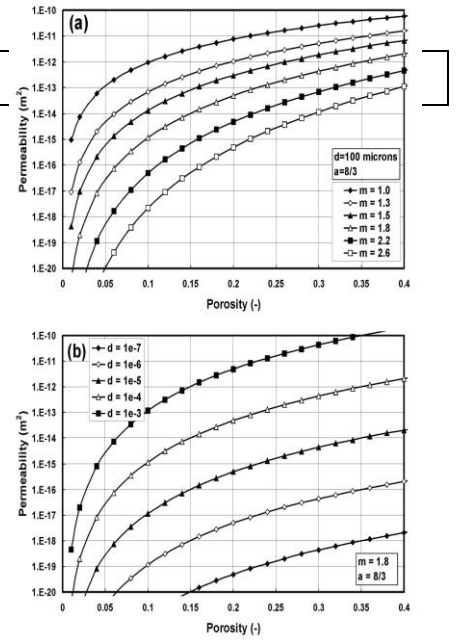
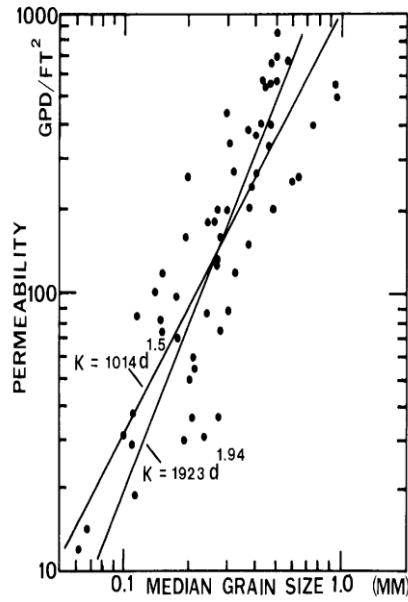
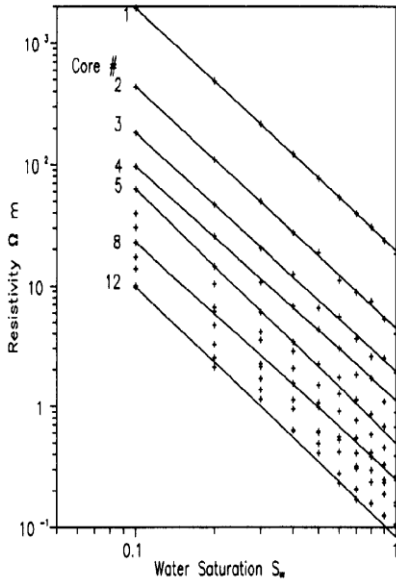
Puesto que las propiedades petrofísicas se miden a una muestra o a un grupo de muestras pertenecientes a una cierta formación, el conjunto de tales propiedades forzosamente deben estar relacionadas entre sí. Con base en lo anterior, es práctica común en trabajos de caracterización de yacimientos establecer correlaciones de propiedades petrofísicas medidas en laboratorio, logrando de

esta forma definir múltiples relaciones entre las características de la roca y del sistema roca-fluidos.

Las correlaciones mencionadas son muy útiles para determinar rasgos distintivos de los yacimientos petroleros, las cuales se pueden aplicar en estudios de yacimientos tanto en forma gráfica como matemática, ajustando la ecuación o el modelo que represente el comportamiento de la serie de datos obtenidos en laboratorio.

Los diversos registros geofísicos que se toman en los pozos petroleros proporcionan la información más común y abundante para determinar de manera indirecta la magnitud de las propiedades petrofísicas, ya sea de la roca o del sistema roca-fluidos. Los parámetros que registran las sondas de tales registros al pasar a lo largo de los pozos sirven de base para estimar propiedades petrofísicas importantes para la caracterización de los yacimientos; por ejemplo, con los datos de densidad y resistividad eléctrica de la roca se pueden estimar, previa calibración de los registros, la porosidad y la saturación de agua, respectivamente. A esta técnica se le conoce como interpretación cuantitativa de los registros geofísicos de pozo. Otro procedimiento también muy utilizado para la determinación indirecta de parámetros petrofísicos es el que se basa en las correlaciones establecidas con mediciones en laboratorio, como se explicó en párrafos anteriores. En tales correlaciones, gráficas o analíticas, están comprendidas dos o más propiedades petrofísicas, de tal manera que se puede estimar el valor de una de ellas si se conocen los valores de las otras.

A través del tiempo se han establecido o propuesto correlaciones gráficas y/o matemáticas para yacimientos específicos o en forma general para los dos tipos de rocas sedimentarias que bajo condiciones geológicas y petrofísicas especiales pueden contener hidrocarburos: clásticas (arenas) y carbonatadas (calizas y dolomías). Diversos investigadores han presentado ecuaciones que relacionan parámetros petrofísicos que frecuentemente se utilizan en la caracterización de yacimientos, principalmente en los casos en los que no se tiene información obtenida directamente, o se dispone de poca de ella. Ejemplos de correlaciones se muestran en las figuras y ecuaciones siguientes:



Ejemplos de gráficas con variables diferentes como porosidad, permeabilidad, Swi, presión capilar.

1	Kozeny-Carman (1938)	$k = \frac{\emptyset}{f \tau A^2 g (1-\emptyset)^2}$	\emptyset =Porosidad (fracción) A=área expuesta al fluido(mm ²) τ =tortuosidad
2	Kozeny-Carman (modificada por Archie)	$k = \frac{r_{eff}^2}{8F}$	r_{eff} =Radio efectivo de poro F= Factor de formación
3	Krumbein – Monk (1943)	$k = 760 D^2 g \exp(-1.3\sigma D)$	D=Geometría del diametro medio del grano, σ =desviación estándar de tamaño de grano.
4	Berg (1970)	$k = 80.8 \emptyset^{5.1} D^2 e^{-1.385p}$	\emptyset =Porosidad, D= diámetro medio del grano
5	Timur (1968)	$k = \frac{0.136 \emptyset^{4.4}}{S_{wi}^2}$	k = Permeabilidad absoluta \emptyset = Porosidad (fracción) S_{wi} = Saturación de agua irreductible (fracción)
6	Coates-Denoo (1981)	$k = \left(\frac{100 \emptyset_e^2 (1-S_{wi})}{S_{wi}} \right)^2$	\emptyset = Porosidad (fracción) S_{wi} = Saturación de agua irreductible (fracción) k=Permeabilidad absoluta
7	Coates-Dummannoir (1974)	$k = \left(\frac{C \emptyset^2}{w^2 (R_w / R_t)} \right)^2$	\emptyset = Porosidad (fracción) W=Cementación R_w =Resistividad del agua R_t =Resistividad de formación k= Permeabilidad absoluta(md)
8	Vázquez Colorado (1996)	$k = 0.07 d^{2.8} \emptyset^{4/d}{}^{0.096}$	k=Permeabilidad absoluta (md) d= Diámetro del grano (mm) \emptyset =Porosidad (fracción)

Ejemplos de ecuaciones para obtener la permeabilidad absoluta en arenas limpias

Como puede notarse se han presentado varios modelos matemáticos para estimar un parámetro petrofísico en los que intervienen las mismas variables, como es el caso de las ecuaciones para determinar la permeabilidad absoluta de un medio poroso. Todos los modelos tienen su fundamento, algunos son netamente empíricos, otros se basan en la combinación de aspectos teóricos y experimentales y algunos resultan de análisis teórico exclusivamente, como los propuestos para medios porosos muy simples.

En algún caso en que se requiera evaluar indirectamente algún parámetro petrofísico, para lo cual se cuenta con más de una correlación o ecuación es necesario, de principio, escoger la apropiada. Dos aspectos son básicos para hacer tal selección; en primer lugar deben tomarse en cuenta las características geológicas y petrofísicas del sedimento y las correspondientes a los fluidos que existen en el yacimiento en estudio y, en segundo término, la disponibilidad de la información que exigen los modelos por aplicar.

II.1.- MEDICIONES DE LOS PARAMETROS PETROFISICOS EN EL LABORATORIO.

➤ Obtención del tamaño de grano.

Uno de los métodos utilizados para determinar la distribución del tamaño de grano es el análisis con tamices o mallas.

En general, el procedimiento consiste en desmoronar cuidadosamente la roca (sin molerse) para obtener los granos. Un conjunto de tamices se colocan con la malla más grande arriba y la más fina al final, ver Figura 28. En el análisis con tamices se asume que los granos atrapados sobre las mallas individuales tienen tamaños que son menores que las mallas de arriba y mayores que las mallas en las que están depositadas. La cantidad de arena atrapada en cada tamiz es pesada y, como una primera aproximación, el diámetro promedio del grano se asume que es igual al promedio de la malla superior y la malla en la que se encuentran atrapados. El segundo supuesto que se aplica es que los granos de mineral son de forma esférica.

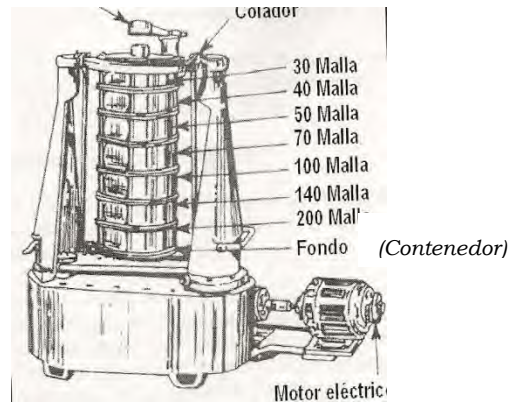


Figura 28. Ensamble de los tamices para el análisis de la variación del tamaño de granos de los sedimentos.

Equipo:

- *Balanza analítica*
- *Instrumento triturador de roca*
- *Mortero y mazo de mortero*
- *Bandeja tamizadora*
- *Agitador mecánico de bandejas tamizadoras*

Procedimiento del análisis con tamices.

1. *Utilizando un martillo, rompa cuidadosamente una muestra de roca clástica en piezas de aproximadamente 1 pulgada de tamaño.*
2. *Triture la primera pieza en el triturador de rocas y recoja la roca triturada en un mortero.*
3. *Desmoronar la muestra utilizando un mortero. No triturar los granos individuales, separar los granos usando movimientos de ida y vuelta.*
4. *Obtener una muestra desmoronada de unos 200 gr.*
5. *Limpie cada uno de los tamices utilizando un cepillo de cerdas.*
6. *Golpee el tamiz sobre el exterior del borde dos o tres veces para liberar los granos que estén atrapados entre las aberturas de las mallas.*
7. *Montar el conjunto de tamices en el agitador con un contenedor en el fondo y la malla de abertura mayor arriba.*

8. Vierta la muestra de arena desmoronada en el tamiz superior (no derramar parte de la muestra)
9. Coloque la tapa sobre el matiz superior, asegure la pila de tamices en la agitadora y agite durante 5 minutos. Los granos que queden en el tamiz superior colocarlos en el mortero y volverlos a desmoronar y colocarlos nuevamente en el tamiz.
10. Agitar por 15 minutos.
11. Pesar el contenido de cada tamiz individualmente en una balanza.
12. Obtener la relación del peso de los granos en cada tamiz con respecto al peso total de la muestra de roca, obtener gráficas (histogramas, frecuencia acumulativa) y determinar parámetros estadísticos (media, mediana, dispersión,...)

➤ **Obtención del tamaño de garganta de poro (PT)**

El tamaño de garganta de poro sirve para determinar características de flujo de fluidos en el medio poroso, presiones de inyección, la cantidad de fluido que es retenido en los poros y en el estudio de la migración de fluidos.

Las gargantas de poro representan una pequeña fracción del volumen total del espacio poroso de una roca; sin embargo, son de mucha importancia ya que son los accesos a los poros, o sea, la comunicación entre ellos y, por lo tanto, rigen el comportamiento capilar y controlan la permeabilidad. El tamaño y la geometría de las gargantas de poro son función de la cantidad y características de los elementos que forman la textura (grano, matriz y cementante).

La garganta de poro, es el espacio poroso a través del cual se comunican los poros de una roca, y de acuerdo a Netto se expresa como:

$$PT = \frac{0.007}{P_c} \quad (14)$$

Donde:

PT es la garganta del poro, en mm

P_c es la presión capilar con inyección de mercurio, en atm.

➤ **Forma de obtenerlo en laboratorio.**

Directamente:

Las características de las gargantas de poro se pueden visualizar y cuantificar por medio de análisis de muestras de roca, utilizando un microscopio petrográfico o electrónico de barrido.

Indirectamente:

A una muestra de roca se le determina su comportamiento capilar con inyección de mercurio. Para varios valores de presión capilar del comportamiento establecido, se aplica la ecuación 12 obteniéndose los correspondientes tamaños de garganta de poro, los cuales pueden graficarse contra sus respectivas saturaciones de mercurio, como se muestra en la Figura 29.

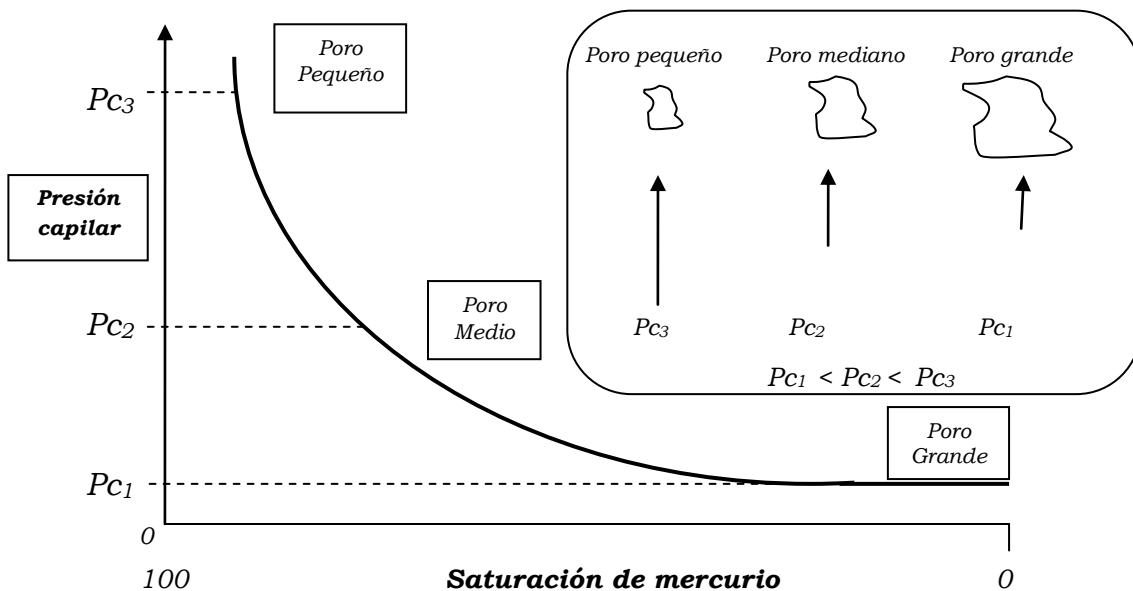


Figura 29. Gráfica de presión capilar vs saturación de mercurio para obtener el tamaño de las gargantas de poro

➤ **Clasificación de garganta de poro.**

Con la clasificación de la garganta de poro (PST) básicamente se obtiene una medición de la garganta del poro dentro de una muestra de roca. Los valores de

clasificación de garganta de poro se obtienen con la siguiente ecuación desarrollada por Trask:

$$PST = \sqrt{\frac{\text{3er cuartil de presión a } S_{hg} = 75\%}{\text{1er cuartil de presión a } S_{hg} = 25\%}} \quad (15)$$

El primer cuartil de presión representa la presión capilar a la saturación de mercurio de 25% y el tercer cuartil de presión representa la presión capilar a la saturación de mercurio de 75%, como se muestra en la Figura 30 para dos tipos de roca.

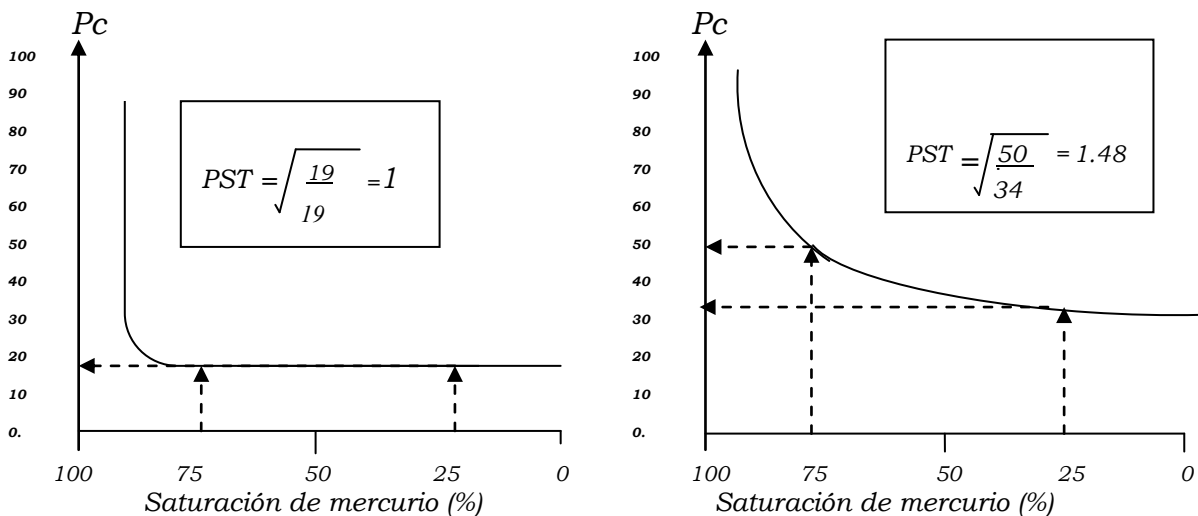


Figura 30. Gráfica de presión capilar vs saturación de mercurio para obtener el tamaño de las gargantas de poro para distintas muestras de roca.

Los rangos de variación de PST son de 1.0 (muy buena clasificación) a 8.0 (muy mala clasificación). La mayoría de las muestras de roca tienen valores de PST entre 1.2 y 5.0.

➤ **Obtención de la porosidad (\emptyset)**

La porosidad puede ser obtenida por medio de mediciones hechas en el laboratorio o bien, estimada por interpretaciones de registros geofísicos de pozos. A continuación se describen métodos utilizados en laboratorio.

Porosidad absoluta.

Se obtiene a través de:

- Observación en un microscopio de una fotografía ampliada de una sección de una lámina delgada de roca, a la cual se le coloca una retícula cuadrada. Con base en el número total de nodos o de cruces de línea de la retícula, N_t , y el número de nodos que caen en el espacio poroso que indica la fotografía, N_p , la porosidad se puede obtener con la siguiente expresión:

$$\emptyset_a = \frac{N_p}{N_t} \quad (16)$$

- Si la roca es deleznable es decir no tiene cementante o tiene muy poco, se mide el volumen de la muestra, V_r , se desmenuza a nivel de granos y se mide el volumen de sólidos, V_s , obteniéndose un valor aproximado de la porosidad absoluta de la siguiente forma:

$$\emptyset_a = \frac{V_r - V_s}{V_r} \quad (17)$$

Porosidad efectiva.

Para calcular la porosidad efectiva en el laboratorio deben conocerse dos de los tres siguientes parámetros: V_r , V_{pc} y V_s .

Determinación de V_r

- Muestra de geometría regular: a partir de sus dimensiones.
- Muestra de forma irregular: a partir de la cantidad de fluidos que desplaza (principio de Arquímedes).

Determinación de V_{pc} .

- *Extracción de gas (aire) que satura la muestra.*
- *Extracción completa del líquido que satura 100% a la muestra.*
- *Saturación completa (100%) de la muestra con un líquido.*

Determinación de V_s .

- *Utilizando un gas inerte, por ejemplo nitrógeno y aplicando la ley de Boyle.*

Si en el laboratorio se mide V_r y V_{pc} :

$$\emptyset = \frac{V_{pc}}{V_r} \quad (18)$$

Si en el laboratorio se obtiene V_r y V_s :

$$\emptyset = \frac{V_r - V_s}{V_r} \quad (19)$$

Si en el laboratorio se mide V_{pc} y V_s :

$$\emptyset = \frac{V_{pc}}{V_{pc} + V_s} \quad (20)$$

Donde:

V_r es el volumen de la muestra

V_s es el volumen de sólidos

V_{pc} es el volumen de poros conectados

Aplicaciones principales:

- *Determinación de la distribución del espacio poroso en el yacimiento.*
- *Definición de la distribución de los fluidos en el yacimiento.*
- *Determinación del volumen de hidrocarburos en el yacimiento.*
- *Estimación de reservas de hidrocarburos.*
- *Calibración de registros geofísicos de porosidad.*
- *Diversos estudios de yacimientos.*
- *Obtención de otros parámetros de caracterización de yacimientos, como la permeabilidad.*

➤ **Obtención de la permeabilidad (K)**

Permeabilidad a un fluido (k_f) y permeabilidad absoluta (K_a)

Se obtiene una muestra de geometría regular y área transversal al flujo constante (A), se satura al 100% con alguno de los fluidos comunes en los yacimientos (gas aceite o agua) cuya viscosidad se conoce. A través de ella se circula fluido igual al saturante, se mide el gasto de fluido (q_f) y la caída de presión (ΔP) en una longitud escogida (L), se aplica la ecuación de Darcy para flujo horizontal:

$$k_f = \frac{q_f \mu_f L}{A \Delta P} \quad \text{si } S_f = 100\% \quad (21)$$

Si el fluido saturante es el agua, se tiene k_w y si el agua moja a los sólidos y no reacciona con ellos, entonces $k_w = K_{absoluta}$. La k_g y la k_o no se tienen en el yacimiento, solo en el laboratorio.

Permeabilidad al líquido (K_L)

Esta permeabilidad se obtiene por medio del método de extrapolación de Klinkenberg.

$$K_L = k_g - m \frac{1}{P_m} \quad (22)$$

Para obtener esta permeabilidad, a una muestra de roca limpia y seca se le realizan cuando menos cinco mediciones de permeabilidad al gas a distintas presiones medias de flujo. Las permeabilidades y los recíprocos de las presiones medias de flujo correspondientes se grafican en papel normal, ver Figura 31. Se extrapola la recta definida por los puntos hasta la ordenada al origen que es la K_L . Esta permeabilidad se considera equivalente a la permeabilidad absoluta.

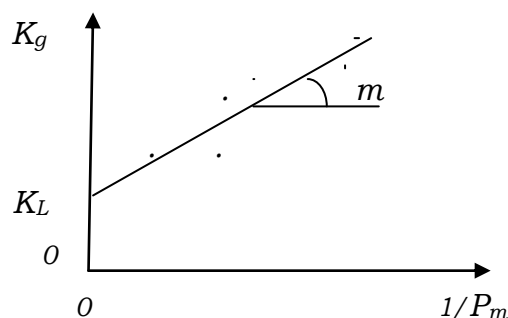


Figura 31. Gráfica de la permeabilidad al gas contra el inverso de la presión media de flujo para obtener la permeabilidad al líquido por el método de extrapolación de Klinkenberg.

Las permeabilidades generalmente incluidas en los análisis de núcleos se refieren a la permeabilidad al aire seco bajo una presión atmosférica. Los datos conocidos del núcleo son la longitud y la sección transversal. El movimiento del fluido se establece a través del núcleo aplicando una determinada presión diferencial a lo largo del núcleo. Se debe conocer la viscosidad del aire o del fluido empleado a la temperatura del laboratorio.

En cuanto al tamaño de la muestra será de acuerdo al portamuestras del equipo. Por lo general, las muestras para las pruebas son de forma cilíndrica con dimensiones comunes de 1.5 pg. de diámetro y 1.5 pg. de longitud.

Permeabilidad efectiva a un fluido (k_{ef})

Se obtiene a partir de una muestra de roca con geometría regular y área transversal al flujo constante, se satura con dos fluidos (agua y aceite o agua y gas) o con tres fluidos (agua, aceite y gas). Se circulan los fluidos dentro del medio poroso, de acuerdo a alguno de los siguientes casos.

- Un fluido en movimiento ($S_f > S_{fc}$) y el otro o los otros dos estáticos ($S_f < S_{fc}$).
- Dos fluidos en movimiento y uno estático.
- Tres fluidos en movimiento.

Para cualquier caso se mide: El gasto de cada fluido (q_f) para la caída de presión (ΔP) que se aplique en una distancia escogida (L). Con estos datos y tomando en cuenta la viscosidad del fluido y el área transversal de la muestra, se determina la permeabilidad efectiva a este fluido.

$$k_{ef} = \frac{q_f \mu_f L}{A \Delta P} \quad \text{si } S_f < 100\% \quad (23)$$

Se han diseñado varios procedimientos de laboratorio para medir las permeabilidades efectiva, básicamente consideran flujos de fluidos a presión constante o a gasto constante.

Permeabilidad relativa a un fluido (k_{rf}).

Al igual que las anteriores se determina a través de una muestra de roca en la cual se llevan a cabo mediciones de permeabilidad efectiva a distintas saturaciones de fluido en particular (gas, aceite o agua) y cada uno de los valores se relacionan a la permeabilidad al líquido o absoluta.

Los resultados de permeabilidad relativa normalmente se presentan en forma gráfica, ver Figura 32, en función de la saturación de agua si en el medio poroso hay agua y aceite o agua y gas o de la saturación de líquido (S_L) cuando en el medio poroso se tiene agua, aceite y gas.

$$S_L = S_w + S_o \tag{24}$$

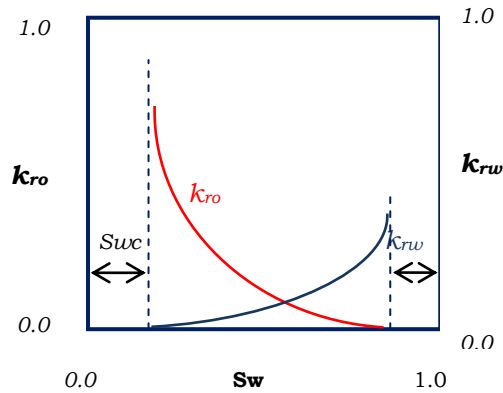


Figura 32. Curvas típicas de permeabilidades relativas para flujo de dos fases: agua y aceite.

➤ **Obtención de la saturación de fluidos (S_f)**

Método de la retorta a presión atmosférica

En análisis convencionales de núcleos, los líquidos saturantes pueden extraerse de ellos por destilación a presión atmosférica. Este proceso se conoce como

método de la retorta. En la Figura 33 se muestra un ejemplo del equipo de laboratorio llamado retorta. En la Figura 34 se muestra un corte de este equipo.

Los líquidos de la muestra son vaporizados en la cámara de calentamiento, los vapores pasan a un condensador y ya en forma líquida son recuperados en tubos o probetas calibrados. En este método se emplean muestras representativas con pesos entre 100 y 175 gr.

En los recipientes calibrados se miden los volúmenes de aceite y de agua que se sacaron de los poros de las muestras de roca. Estos volúmenes se relacionan al volumen de poros para obtener las correspondientes saturaciones.

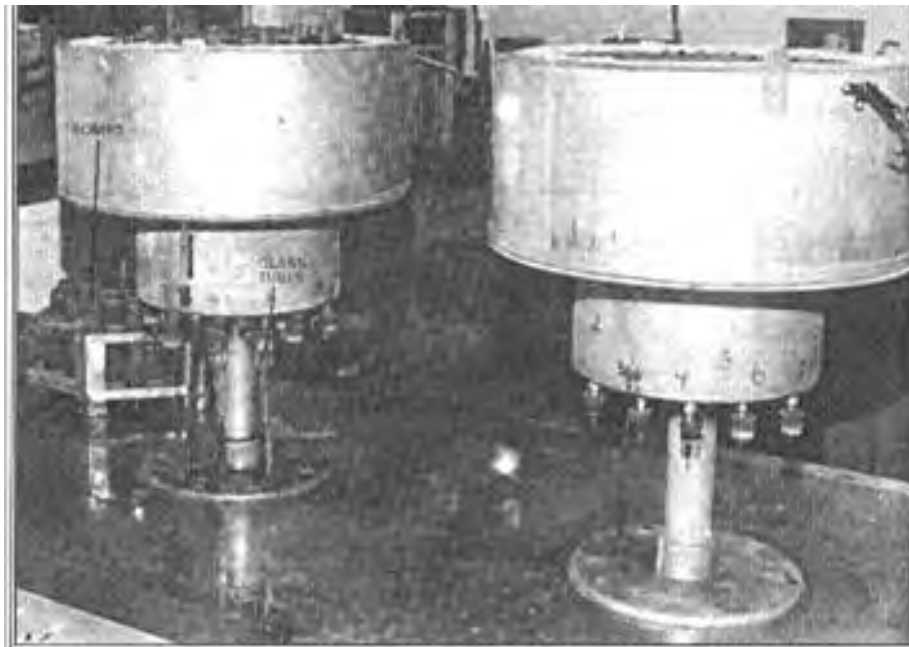


Figura 33. Retorta

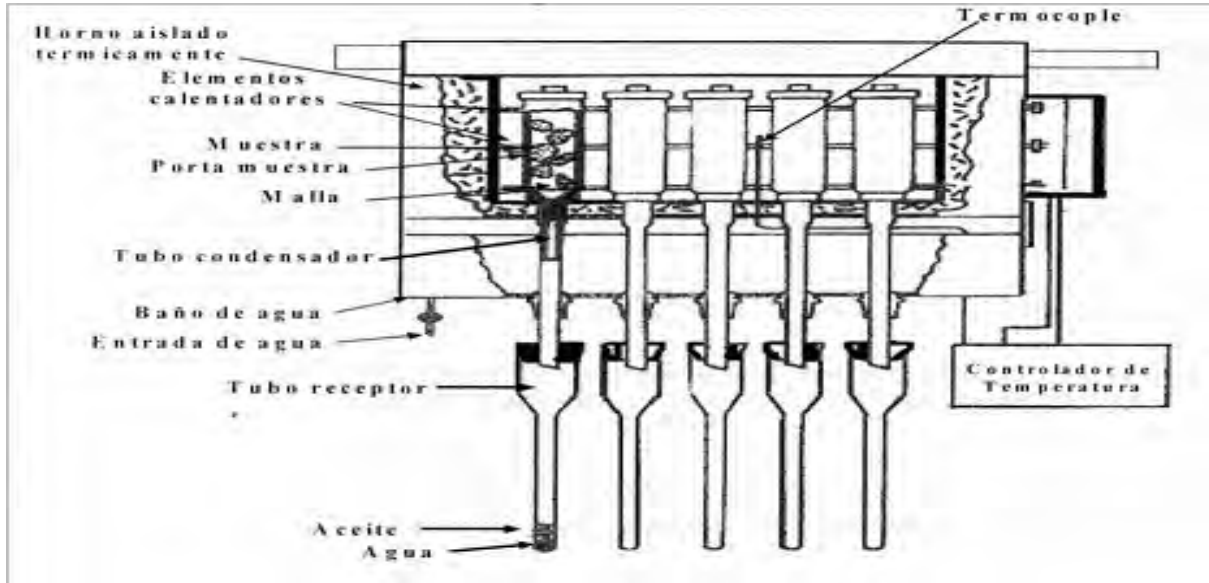
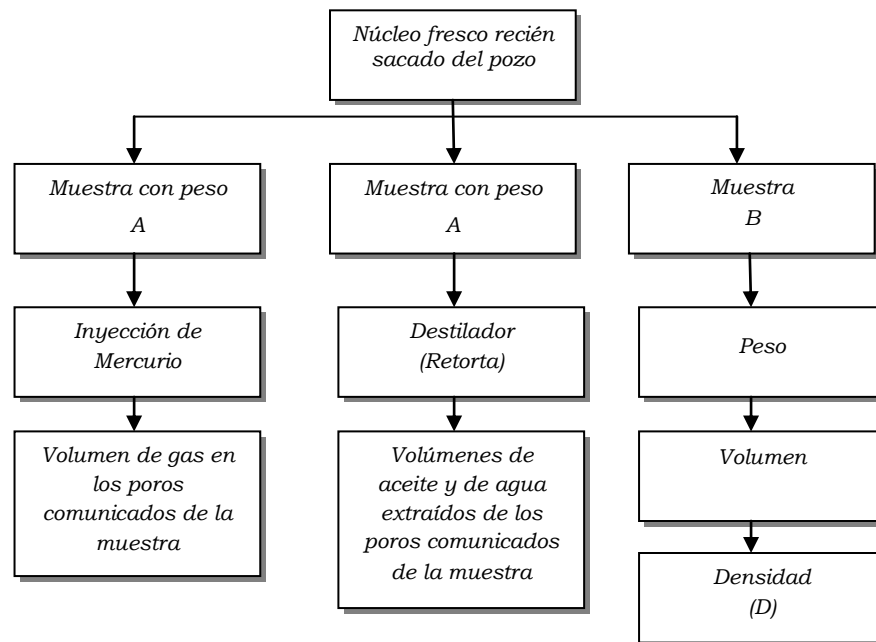


Figura 34. Retorta (corte transversal)

A continuación se muestra un diagrama de flujo para la obtención de la saturación de fluidos y de la porosidad por medio de la retorta.



El volumen de poros en la muestra con peso A (P_A) será igual a la suma del volumen de Hg inyectado en la muestra, que es el volumen de gas (V_g), y los volúmenes de aceite (V_o) y de agua (V_w) recuperados de la retorta.

$$V_p = V_g + V_o + V_w \quad (25)$$

Con este volumen de poros se puede obtener la saturación de los tres fluidos:

$$S_g = \frac{V_g}{V_p}, \quad S_o = \frac{V_o}{V_p}, \quad S_w = \frac{V_w}{V_p} \quad (26)$$

Con otra muestra (B) se obtiene la densidad de la roca (D) saturada con todos los fluidos originales. Con esta densidad se determina el volumen de la muestra con peso A (V_A).

$$V_A = \frac{P_A}{D} \quad (27)$$

Con este volumen y el volumen de poros resultante para tal roca (V_p) se obtiene el valor de su porosidad.

$$\phi = \frac{V_p}{V_A} \quad (28)$$

Los volúmenes de aceite y de agua recuperados en los recipientes calibrados deben corregirse para obtener los volúmenes originales en la muestra, es decir los volúmenes de ambos fluidos que saturaban a la roca antes de introducirla a la retorta. Con base en corridas de calibración se determina la pérdida de aceite por carbonización y el posible volumen de agua extraído de las arcillas. Con base en estas corridas, al volumen de aceite recuperado se le aumenta el correspondiente a la pérdida y al agua se le disminuye el que haya salido de las arcillas.

Con este procedimiento de laboratorio se determinan las saturaciones de agua, de aceite y de gas que tiene una roca extraída del yacimiento.

➤ **Obtención de la S_{wi} a partir de análisis de núcleos**

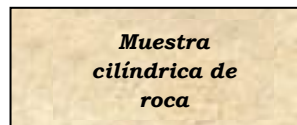
➤ **Método de la retorta a presión atmosférica**

Este procedimiento se explicó en la parte obtención de la saturación de fluidos (S_f). Es conveniente indicar que sólo en los casos en que la roca analizada en la retorta se haya cortado en la zona de agua irreductible se podrá obtener el valor de tal saturación

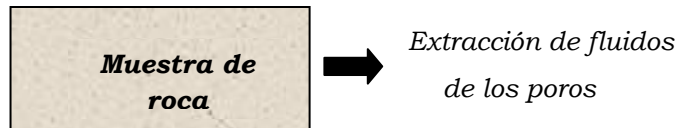
➤ **Método de Desplazamiento de fluidos:**

De acuerdo al objetivo de esta tesis, sólo se considerará la etapa de preparación de las muestras de roca a las que se desplazará aceite con gas o con agua. Esta etapa de preparación se describe brevemente en la siguiente secuencia:

a) Se corta una muestra de roca con forma cilíndrica



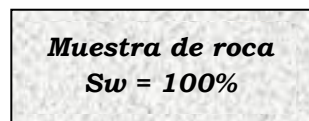
b) Se extraen todos los fluidos que tengan los poros de la muestra, quedando ésta saturada solo con aire



c) Se mide la porosidad efectiva (\emptyset_e) y la permeabilidad absoluta de la muestra, utilizando gas ($K_L = K_a$)



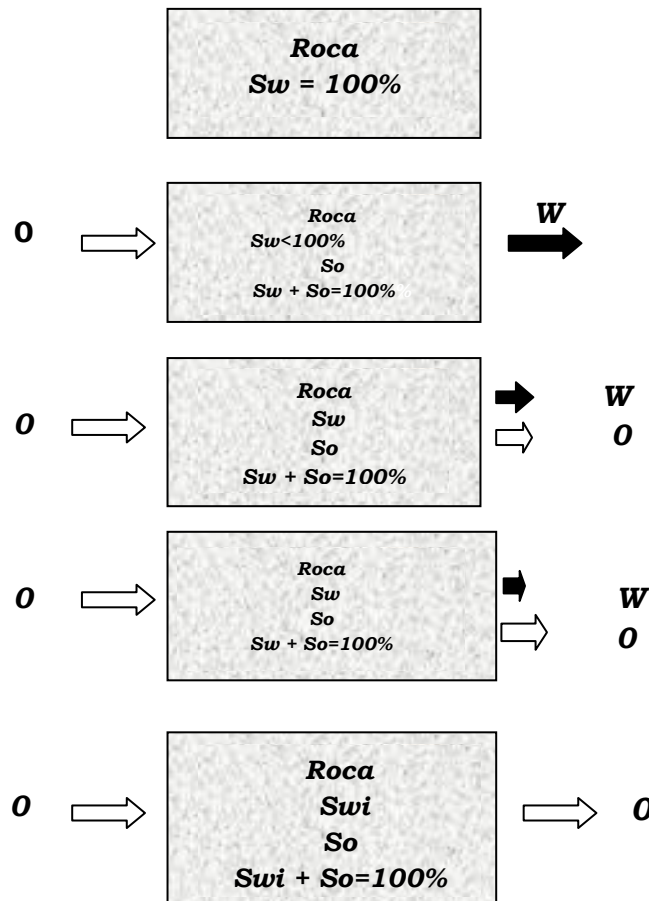
d) Se satura la muestra 100% con agua, de preferencia similar a la que existe en el yacimiento de donde se sacó la muestra de roca. El volumen de agua necesario para lograr una $S_w = 100\%$ será igual al volumen de poros comunicados.



e) Se coloca la muestra con $S_w = 100\%$ en un equipo de desplazamiento de fluidos y se circula agua, igual a la saturante, a través del medio poroso para obtener la permeabilidad al agua, que será prácticamente igual a la permeabilidad absoluta obtenida con gas (K_L).



f) En el equipo de desplazamiento se inyecta aceite a la muestra, a presión y temperatura constante, durante el tiempo necesario hasta que ya no salga agua de la muestra. Posteriormente se suspende la inyección de aceite.



El volumen total de agua desplazado de la muestra se resta del volumen de agua inicial en la muestra, cuando se tenía $S_w = 100\%$, para obtener el agua que quedó

en la muestra o sea el volumen de agua irreductible. Este volumen se relaciona al volumen inicial de agua en la muestra ($V_{winicial} = V_p$) para obtener la saturación de agua irreductible (S_{wi}).

Con el procedimiento descrito es posible obtener la saturación de agua irreductible de las rocas de los yacimientos petroleros por medio de pruebas de desplazamiento de fluidos en laboratorio.

II.2 DETERMINACION DE PARAMETROS PETROFISICOS A PARTIR DEL ANALISIS DE REGISTROS GEOFISICOS

Los registros geofísicos de pozos, tradicionalmente se han definido como la representación digital o analógica de propiedades físicas y químicas que se miden con respecto a la profundidad. La ventaja de utilizar registros geofísicos de pozos respecto a los núcleos y muestras de canal es que se obtiene una información continua, in-situ, localizándose más fácilmente los contactos entre los diferentes tipos de rocas y determinándose con detalle varias de sus propiedades. Los registros geofísicos de pozos miden propiedades de un cierto volumen de roca, por lo que existen algunas discrepancias con las descripciones geológicas. Es por ello que además de conocer el tipo de roca, se requiere también conocer el fluido de perforación que se utilizó con el fin de evaluar los efectos que se originaron en la vecindad del pozo y los disturbios causados en la roca por la perforación. Los instrumentos de medición son conocidos con el nombre de sondas, las cuales son cilindros de metal que tienen en su parte interior circuitos electrónicos muy complejos.

Actualmente existe una variedad grande de tipos de registros geofísicos de pozos, los cuales se pueden agrupar en:

- a) Registros de litología, los cuales están diseñados para determinar aspectos litológicos de las columnas geológicas perforadas por los pozos. Los registros de litología más comunes son: el de potencial espontáneo (SP) y el de rayos gama (RG o GR).

- b) *Registros de porosidad, diseñados para determinar la porosidad de las formaciones; los más comunes son: el sónico compensado (BHC), el de densidad compensado (FDC) y el neutrón compensado (CNL).*
- c) *Registros eléctricos. Con estos registros se puede determinar el grado de saturación de agua o de hidrocarburos que tienen las formaciones. De este tipo de registro se tienen muchos modelos, enfocados a medir la resistividad o conductividad eléctrica de las rocas en zonas cercanas al agujero o ubicadas a distancias medias o grandes de la perforación.*

❖ **REGISTROS DE LITOLOGÍA (En este trabajo solo se considerará el registro de RG)**

Registro de rayos gama o gamma (RG O GR)

Los registros de rayos gama obtenidos de los pozos detectan la radioactividad que se genera por la desintegración espontánea de elementos químicamente inestables que se encuentran en las formaciones geológicas. La mayoría de los elementos radioactivos pertenecen a tres series diferentes que son: uranio, potasio y torio. El registro GR mide la radioactividad natural de las formaciones y por lo tanto es útil en el estudio de las formaciones sedimentarias. Generalmente refleja el contenido de lutita; esto es porque los elementos radioactivos tienden a concentrarse en arcillas y lutitas. Formaciones limpias tienen generalmente un nivel bajo de radioactividad, a menos que estén contaminadas de cenizas volcánicas o cuando las aguas de formación contienen sales radioactivas disueltas.

El registro GR puede ser tomado en pozos entubados, por lo que es muy útil en operaciones de terminación y reacondicionamiento de pozos. Es frecuentemente usado como sustituto del SP en pozos entubados, en donde es imposible obtener el SP, o en pozos abiertos cuando el SP no es satisfactorio.

Los registros de Rayos Gama miden impulsos de ondas electromagnéticas de alta energía que son emitidas espontáneamente por algunos elementos radioactivos. Casi toda la radiación gamma en la tierra es emitida por el isótopo radioactivo del

potasio de peso atómico 40 y por elementos radioactivos de la serie del uranio y del torio. Cada uno de estos elementos emite rayos gama, cuyo número y energía son distintivos de cada elemento, ver Figura 35.

La respuesta del registro de GR, después de las correcciones apropiadas para el pozo y la tubería de revestimiento, entre otras, es proporcional a la concentración en peso del material radioactivo en la formación.

En formaciones sedimentarias, la profundidad de investigación del registro RG es de cerca de 1 pie (30 cm). La sonda de Rayos Gama contiene un detector para medir la radiación originada en el volumen de formación cercano a la sonda.

La deflexión del registro GR es función no solo de la radioactividad y densidad de las formaciones sino también de las condiciones del agujero (diámetro, peso del lodo, tamaño y posición de la herramienta), ya que el material interpuesto entre el contador y la formación absorbe rayos gama. Por estas razones es necesario realizar correcciones por condiciones del pozo.

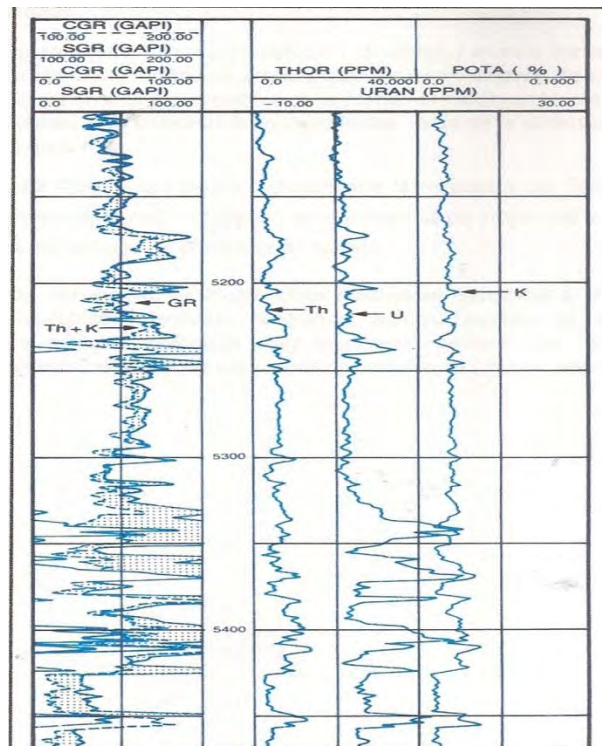


Figura 35, Ejemplo de registro de Rayos Gamma (NGS) de espectrometría de rayos gamma naturales.

Aplicaciones más comunes del registro RG:

- El registro de rayos Gama es particularmente útil para identificar estratos de lutita y formaciones no lutíticas (arenas, carbonatos).
- El registro se emplea para la detección y evaluación de minerales radioactivos, como el uranio, el potasio y el torio. Así como para delinear minerales no radioactivos.
- El registro refleja la proporción de lutita y, en algunas regiones, puede ser usado cuantitativamente como un indicador del contenido de lutita o arcilla.

❖ **REGISTROS DE POROSIDAD**

Entre los registros para obtener la porosidad en forma indirecta se encuentran:

- a. Registro sónico compensado (BHC).
- b. Registro densidad compensado (FDC)
- c. Registro neutrón compensado (CNL)

En este trabajo sólo se considerará el registro sónico compensado (BHC).

El registro sónico es una medición continua, respecto a la profundidad, del tiempo requerido por una onda compresional de sonido para recorrer un pie de formación. Conocido también como tiempo de tránsito (Δt), es el valor recíproco de la velocidad de una onda compresional de sonido. El tiempo de tránsito de una formación depende principalmente de su litología y su porosidad. La dependencia de la porosidad, conocida la litología, hace que el registro sónico se considere como registro de porosidad. El tiempo de tránsito sónico integrado es muy útil en la interpretación de registros sísmicos.

Los aparatos actualmente usados para obtener registros sónicos son del tipo BHC (Bore Hole Compensated).

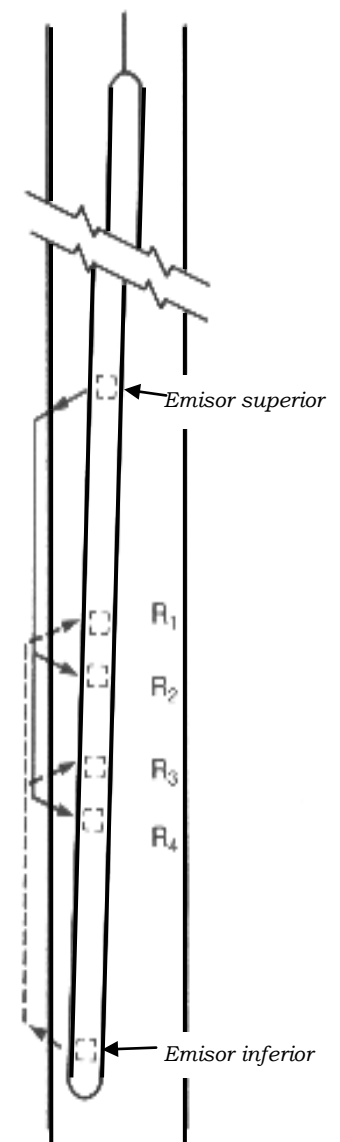


Figura 36. Ejemplo de la sonda de registro BHC.

Las sondas BHC más comunes son de $3^{5/8}$ pulgadas de diámetro, pero existen otras como son las de $3^{3/8}$ y $1^{11/16}$ pulgadas de diámetro.

Luego de numerosos experimentos en laboratorio, M.R.J. Wyllie llegó a la conclusión de que en formaciones limpias y consolidadas con pequeños poros distribuidos uniformemente, existe una relación lineal entre la porosidad y el tiempo de tránsito, por lo que se puede determinar la porosidad a partir del registro sísmico.

Para formaciones limpias:

$$\Delta t_{reg} = \emptyset \Delta t_{fluido} + (1 - \emptyset) \Delta t_{matriz} \quad (29)$$

Despejando \emptyset queda:

$$\emptyset = \frac{\Delta t_{reg} - \Delta t_{matriz}}{\Delta t_{fluido} - \Delta t_{matriz}} \quad (30)$$

Donde:

\emptyset es la porosidad (fracción)

Δt_{reg} es la lectura del registro sísmico (μ seg / pie)

Δt_{matriz} es el tiempo de tránsito (μ seg/pie) en la matriz de la roca, $\emptyset = 0 \%$

Δt_{fluido} es el tiempo de tránsito (μ seg/pie) en el fluido saturante

Alrededor de 189 (μ seg/pie) corresponde al tiempo de tránsito del sonido en el fluido para velocidades en el fluido de mas o menos 5,300 (pie/seg)

Wyllie concluyó que en formaciones que contienen cavernas la velocidad del sonido depende principalmente de la porosidad primaria. Por lo tanto, los valores obtenidos del registro sísmico tienden a ser demasiados bajos por una cantidad equivalente a la porosidad secundaria.

Aplicaciones comunes de registro sísmico:

- Al tomar el registro sísmico se obtiene un Δt y al relacionarlo con la formula de Wyllie se obtiene la porosidad en formaciones que tienen porosidad intergranular. También se obtiene la porosidad mediante la calibración del registro con información de núcleos.

- Ayuda a correlacionar datos donde otros registros fueron deficientes en tipos de litología identificados por la magnitud de la lectura del Δt .
- El tiempo de tránsito es útil para la interpretación de registros geofísicos de pozos.
- Ayuda a interpretar los datos sísmicos.

CALIBRACION DEL REGISTROS DE POROSIDAD

En esta sección se hace una descripción de uno de los procedimientos aplicados para llegar a la calibración de los registros de porosidad utilizados comúnmente en la industria del petróleo (sónico, neutrón y de densidad). En este caso se analizará solo el de registro sónico.

- **Calibración del registro sónico para obtener la porosidad.**

Para realizar esta calibración es preciso contar con valores de porosidad de núcleos medidos en laboratorio y el registro sónico obtenido en el tramo nucleado del pozo. La Figura 38 muestra esta información correspondiente a un intervalo de carbonatos.

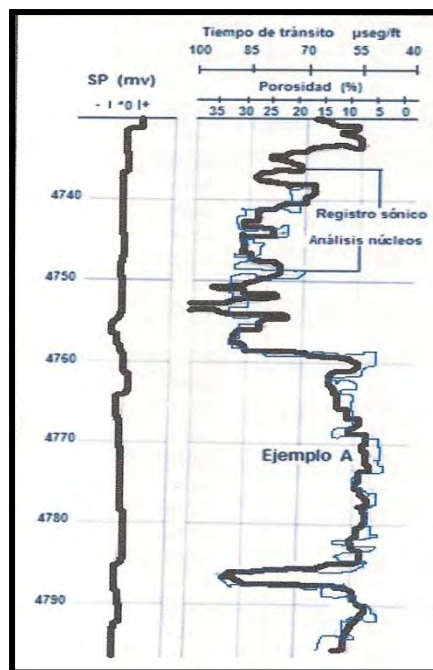


Figura 38. Representación de los registros sónico y SP, con su respectiva curva de resultados de porosidad obtenida en el laboratorio.

A partir de la profundidad de 4740 (m) hasta la profundidad de 4790 (m) se tomaron lecturas cada 2 metros en el registro del pozo del tiempo de tránsito correspondiente; del mismo modo, se tomaron valores en la curva que indica los resultados obtenidos de porosidad en muestras de núcleos en laboratorio. De esta forma se preparó la tabla de datos de la Figura 39 y la gráfica de la Figura 40, para la calibración correspondiente.

Profundidad (m)	Δt Registro ($\mu\text{seg}/\text{ft}$)	ϕ Núcleo (%)
4740	70	18
4742	82	30
4744	78	22
4746	87	27
4748	81	31
4749	76	19
4750	83	32
4753	87	35
4754	100	34
4755	75	23
4756	84	31
4759	64	14
4760	55	8
4762	63	13
4764	56	8
4766	59	10
4768	56	11
4770	57	3
4772	53	4
4774	54	8
4776	53	3
4778	56	5
4780	51	3
4782	54	9
4783	52	3
4784	54	10
4786	88	26
4789	55	8
4790	52	10

Figura 39. Datos del registro sísmico y de núcleos del ejemplo.



Figura 40. Gráfica de la calibración del registro sísmico para el ejemplo considerado.

La ecuación de calibración que se obtiene para el registro sónico es de la forma: $y = 0.7078x - 31.432$ y se puede observar que $\emptyset = f(\Delta t)$ por lo que la ecuación obtenida de la calibración se puede reescribir como:

$$\emptyset = 0.7078 (\Delta t) - 31.432 \quad (31)$$

La ecuación 31 brinda la posibilidad de poder obtener la porosidad (\emptyset) de una manera rápida con solo leer el dato de tiempo de tránsito en el registro sónico obtenido del pozo y sustituirlo en la ecuación o en la gráfica.

La aplicación de dicha ecuación puede ser muy útil en la medida que no siempre se cuenta con resultados de porosidad de núcleos de todos los pozos de un campo.

❖ **REGISTRO ELÉCTRICO PARA OBTENER S_w**

La importancia de las propiedades eléctricas radica en la aplicación que tienen los diferentes registros de resistividad, que son usados para diferenciar entre zonas que contienen agua o hidrocarburos. Esto es posible, debido a que la matriz de la roca no conduce la corriente eléctrica, la capacidad de una roca de conducir la corriente estará en función del agua contenida en sus poros. Los hidrocarburos, al igual que la matriz de la roca, no conducen corriente eléctrica, por lo que un incremento en su saturación provocará un incremento en la resistividad de la roca. La resistividad es un parámetro clave en la determinación de la saturación de hidrocarburos, ver Figura 41.

La resistividad de la formación depende de:

- La resistividad del agua de formación.
- La cantidad de agua presente
- Magnitud y geometría de la estructura porosa.

La unidad con que se mide la resistividad es ohm-m, la conductividad eléctrica es el recíproco de la resistividad y se expresa en siemens-m.

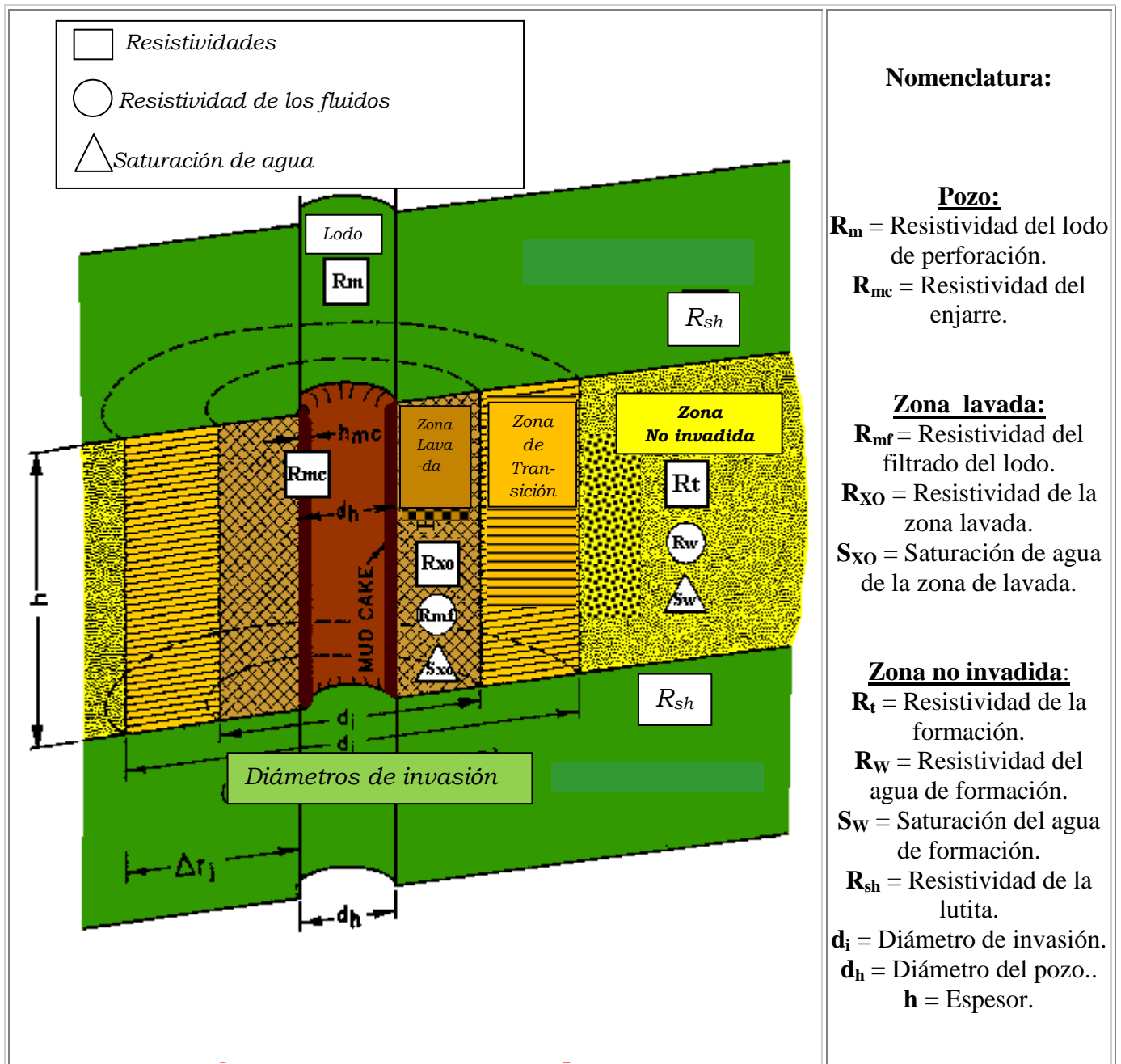


Figura 41. Esquema de zonas adyacentes al pozo y las resistividades en cada una de ellas.

Un ejemplo del arreglo de electrodos de un registro convencional de resistividad es el de la Figura 42, donde una corriente de intensidad constante circula entre dos electrodos, A y B. la diferencia de potencial resultante se mide en M y N. el punto de medición es O.

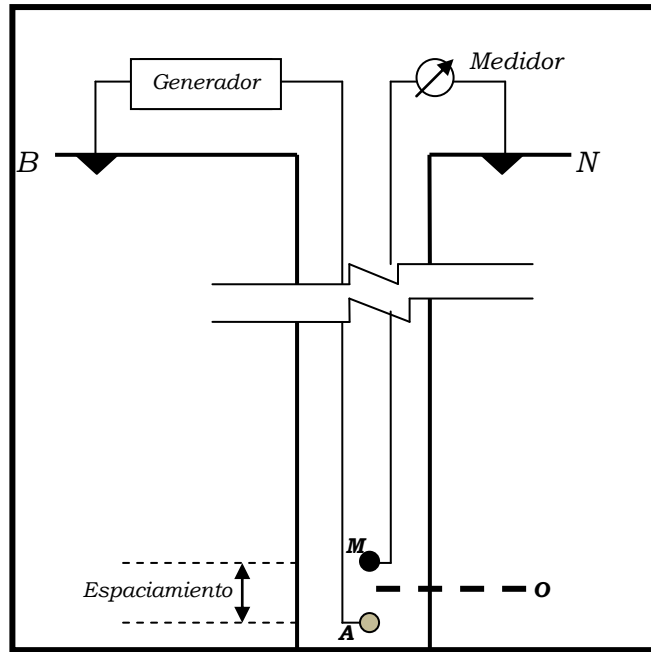


Figura 42. Arreglo básico de un registro convencional de resistividad.

En una formación, entre mayor concentración de sal tenga el agua, se tendrá una resistividad menor o mayor conductividad, y cuando se tenga una porosidad mayor, se tendrá una mayor cantidad de agua y una resistividad menor. Las mediciones de resistividad junto con las de porosidad y resistividad del agua, son usadas para obtener la saturación de agua.

Las determinaciones de la saturación de agua a partir de registros, utilizan la ecuación de Archie para formaciones limpias:

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{FRw}{R_t}} \quad (32)$$

Donde:

S_w es la saturación de agua, en fracción del volumen poroso

F es el factor de resistividad de formación, adimensional

R_w es la resistividad del agua saturante en la formación, en $\Omega\text{-m}$

R_t es la resistividad de la roca cuando está parcialmente saturada con agua de formación, en $\Omega\cdot m$.

n es el exponente de saturación

En la Figura 43 se muestra un registro eléctrico de resistividad y uno de rayos gama.

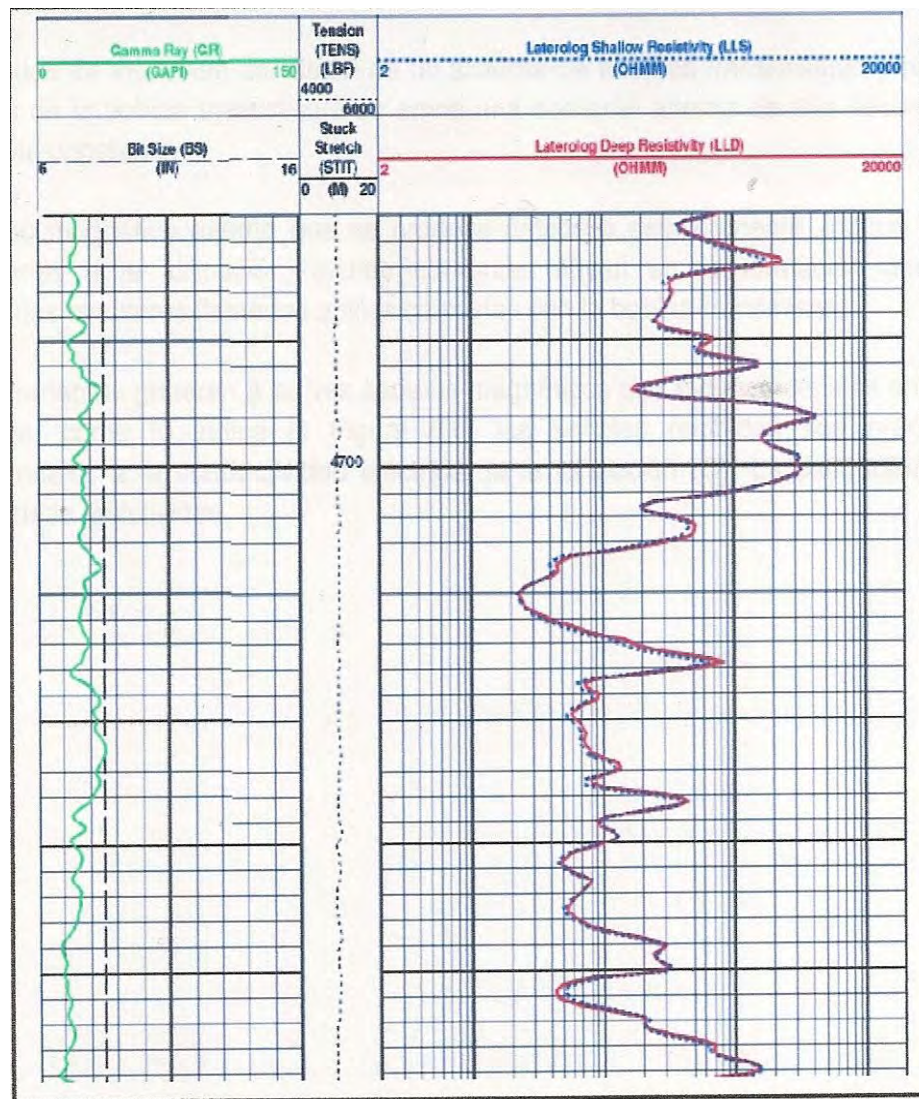


Figura 43. Registro de resistividad Doble Laterolog (LLD)

Determinación de la S_{wi} con registros (cualitativamente)

La saturación de agua en un yacimiento petrolero varía verticalmente de valores mínimos (S_{wi}) en la parte superior del yacimiento hasta valores máximos ($S_w = 100\%$) en la parte baja del yacimiento, a la profundidad del contacto agua-hidrocarburos. Esta variación es gradual si la roca es homogénea y se presenta completa en un pozo si el intervalo perforado es lo suficientemente grande. Puesto que la resistividad de la formación depende, entre otros aspectos, de la saturación de agua, se tendrá también una variación gradual de la resistividad en sentido vertical: máxima resistividad en la zona de S_{wi} y mínima resistividad en la zona con $S_w = 100\%$.

Para un yacimiento homogéneo (ϕ y K constantes), de espesor grande, de aceite bajosaturado y con el mismo tipo de agua de formación, se tendrán las siguientes variaciones de saturación de agua y de resistividad, ver Figura 44.

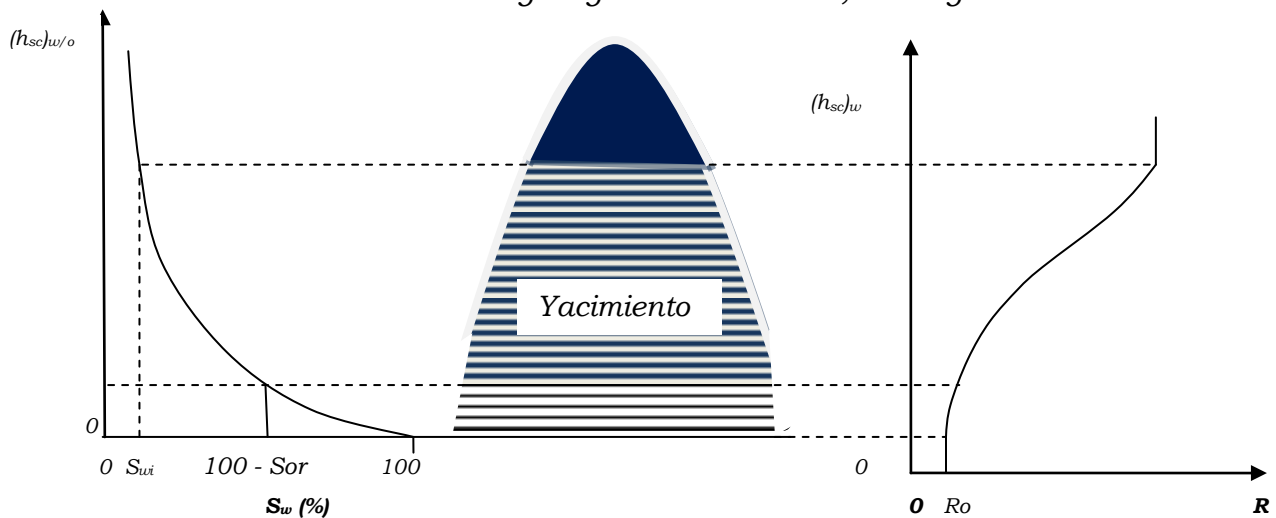


Figura 44. Variación de la saturación de agua y de la resistividad en un yacimiento homogéneo (ϕ y K constantes) y de aceite bajosaturado.

En este caso, la resistividad de la formación se mantendrá constante, en su máximo valor, en el intervalo o zona con S_{wi} , a mayor profundidad el valor de la resistividad disminuirá gradualmente conforme aumenta la saturación de agua hasta la profundidad a la que se tenga la saturación de aceite residual (S_{or}), en el intervalo con (S_{or}) la resistividad permanecerá prácticamente constante, a la

profundidad del contacto agua-aceite ($S_w = 100\%$) la resistividad disminuirá un poco más (R_o) y se mantendrá constante este valor mínimo dentro del acuífero.

En la Figura 45, se considera que la porosidad y permeabilidad son prácticamente constantes en el intervalo por lo que la variación de la resistividad en la zona de transición es lineal; en cambio, en los otros dos casos (ver Figura 46 y 47) se tiene variación de porosidad y de permeabilidad, lo cual se manifiesta con cambios en los valores de resistividad y de saturación de agua al pasar de la zona con S_{wi} a la de $S_w = 100\%$.

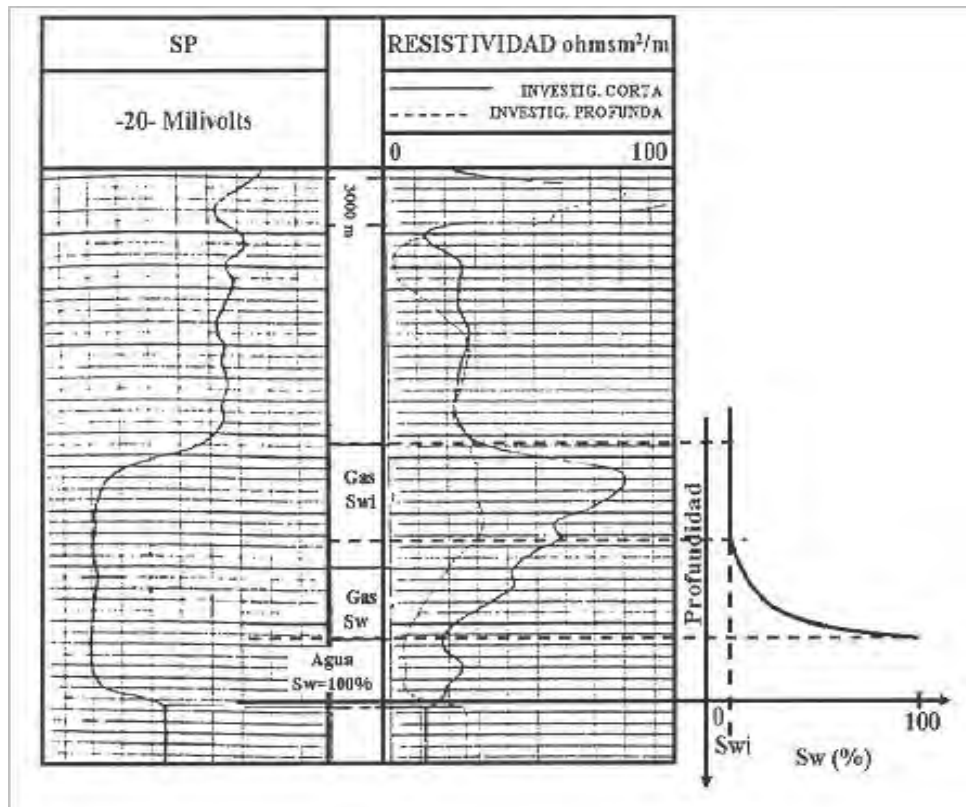


Figura 45. Variación de la saturación de agua y de la resistividad en el yacimiento, donde ϕ y K son prácticamente constantes.

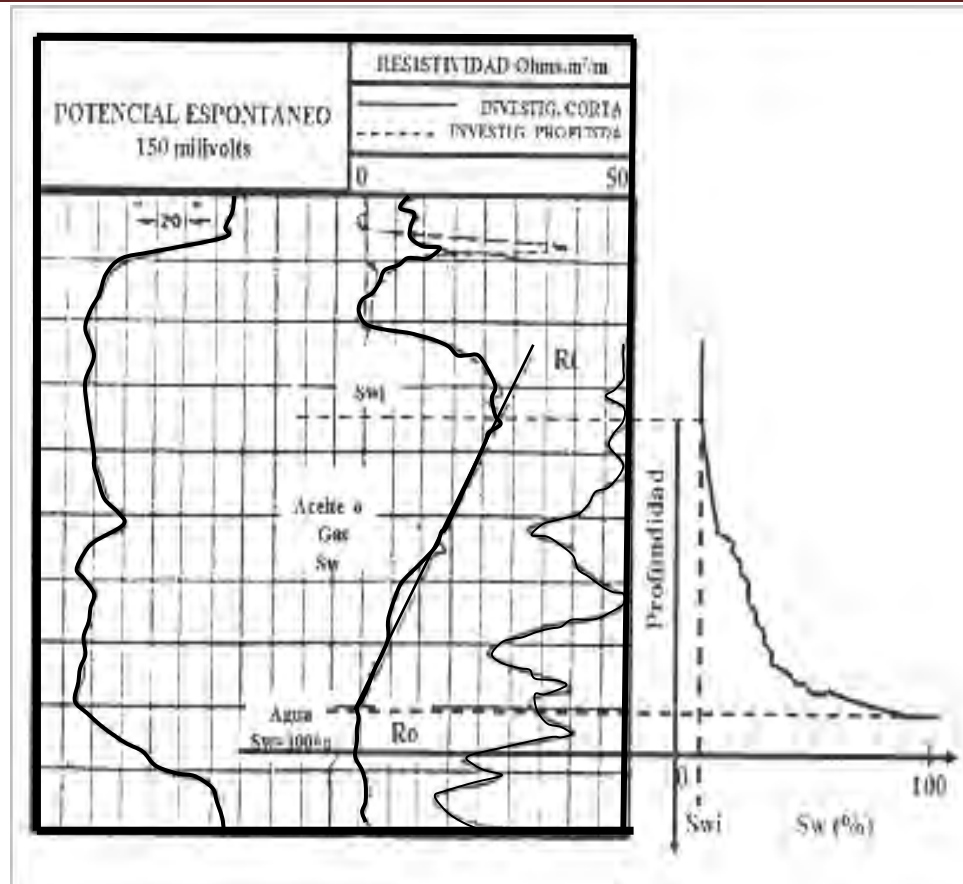


Figura 46. Variación de la saturación de agua y de la resistividad en un yacimiento con variación de porosidad y permeabilidad.

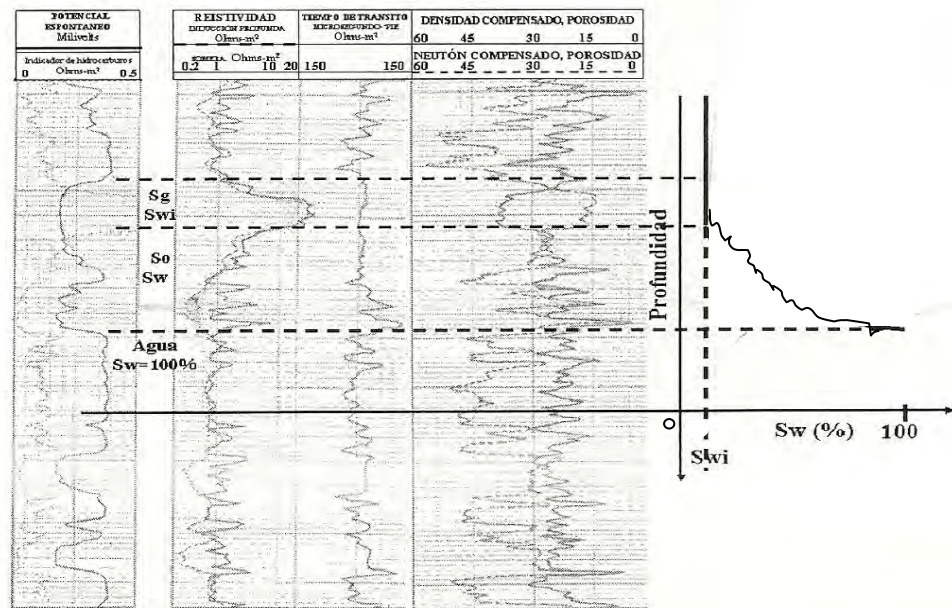


Figura 47. Variación de la saturación de agua y de la resistividad en el yacimiento, con variación de porosidad y permeabilidad

Cuando no se tengan en un pozo las tres zonas de saturación de agua (S_{wi} , $S_{wi} < S_w < 100\%$ y $S_w = 100\%$), sólo podrá considerarse que se tiene la S_{wi} si se sabe por estudios geológicos que el intervalo en cuestión se localiza en la parte más alta de la estructura.

➤ **Determinación de la S_{wi} con registros (cuantitativamente)**

La saturación de agua congénita es la información más importante que se puede obtener del registro eléctrico, ya que por medio de esta información se puede determinar si una formación de interés contiene o no hidrocarburos y el grado de saturación de éstos.

Se han propuesto varios métodos para interpretar cuantitativamente los registros de pozos y determinar el valor de la S_w de un estrato y por consiguiente la saturación de hidrocarburos. Los métodos se han establecido para formaciones limpias (menos de 5% de material arcilloso en su composición mineralógica) y para formaciones arcillosas.

a) **Formaciones limpias.**

Mediante el método de Archie. Dos situaciones se pueden presentar en la interpretación de registros:

1. La resistividad R_o de una zona porosa saturada 100% de agua congénita se puede determinar de un registro y la litología de esta zona puede considerarse esencialmente igual a la zona de producción que va a evaluarse.

Cuando las condiciones estipuladas se satisfacen, la saturación de agua de formación (agua congénita) se puede tener directamente de la relación de Archie:

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{R_o}{R_t}} \quad (33)$$

Donde:

S_w es la saturación de agua

R_o es la resistividad cuando la roca está saturada 100%

R_t es la resistividad verdadera del intervalo donde se quiere conocer la S_w

n es el exponente de saturación

Este procedimiento tiene la ventaja de eliminar errores que pueden surgir debido a la incertidumbre en los valores de R_o y los factores de formación. En la práctica el valor de n se toma igual a 2.0. Anteriormente se acostumbraba cambiar el valor de n de acuerdo con la descripción geológica de la roca del yacimiento, pero esta práctica ha ido desapareciendo con la introducción del método para arenas lutíticas. Para arenas oleófilas (mojadas por aceite) el valor de n puede ser mayor de 2, mientras que en calizas se considera más práctico emplear un valor inferior a 2.0.

2. La resistividad R_o no se puede obtener del registro. En este caso R_o se debe calcular a partir de :

$$R_o = R_w \emptyset^{-m} \quad (34)$$

La resistividad del agua congénita se puede determinar a partir del análisis químico de una muestra de agua, del registro SP o por interpolación en un atlas de salinidad. La porosidad se puede obtener de núcleos o registros. El factor apropiado de cementación (consolidación), m , se debe seleccionar con base en la descripción litológica de la roca del yacimiento.

La saturación de agua congénita se puede calcular entonces por medio de la ecuación de Archie:

$$S_w = n \sqrt{\frac{R_w \emptyset^{-m}}{R_t}} \quad (35)$$

Donde:

S_w es la saturación de agua

\emptyset es la porosidad

R_w es la resistividad del agua de formación

m es exponente de cementación

n es exponente de saturación

R_t es resistividad de la zona no invadida por el filtrado del lodo, de la cual se quiere conocer la S_w

Si se considera el factor de formación, los valores de saturación de agua se pueden obtener de:

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{R_w F}{R_t}} \quad (36)$$

Donde F es el factor de formación.

b) Formaciones arcillosas

Se han propuesto muchas ecuaciones para determinar la saturación de agua en formaciones arcillosas, éstas se basan principalmente en la forma como están distribuidas las arcillas en la roca y en las propiedades del material arcilloso.

Todas las ecuaciones parten de la propuesta por Archie para formaciones limpias.

Según Archie, la saturación de agua en formaciones limpias se obtiene de la ecuación siguiente:

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{a R_w}{\phi^m R_t}} \quad (37)$$

La cual puede expresarse como:

$$S_w^n = F R_w / R_t \quad (38)$$

En términos de conductividad ($C = 1 / R$) se tiene:

$$S_w^n = \frac{F C_t}{C_w} \quad (39)$$

Donde:

C_t es la conductividad de la formación no invadida, de la cual se desea conocer la S_w .

C_w es la conductividad del agua en el espacio poroso

Para formaciones arcillosas, despejando C_t :

$$C_t = \frac{C_w S_w^n + x}{F} \quad (40)$$

Donde: x es el término que indica la conductividad adicional a la del agua en los poros por la presencia de arcillas.

En este trabajo sólo se proporcionan detalles del método propuesto por Simandoux ya que existen otros como el de Hossin e Indonesia, por ejemplo.

Para determinar la saturación de agua en una formación arcillosa, de acuerdo al modelo de Simandoux se utiliza una fórmula que expresa la relación entre la resistividad verdadera (R_t) y los parámetros de la formación que afectan ésta resistividad. Éstos incluyen la resistividad del agua (R_w), la resistividad de la arcilla (R_{sh}), el factor de formación (F), el contenido de arcilla (V_{sh}) y la saturación de agua (S_w). Resultados satisfactorios son normalmente obtenidos de la fórmula:

$$\frac{1}{R_t} = \frac{S_w^2}{F R_w} + \frac{S_w V_{sh}}{R_{sh}} \quad (41)$$

De la ecuación anterior se despeja la saturación de agua para obtener su valor.

La arcilla afecta la conductividad de la formación y depende de la resistividad y cantidad de arcilla, así como la saturación de agua. De la calidad, y en menor grado de la cantidad de los parámetros o variables (R_t , R_{sh} , V_{sh} ,.....) depende la confiabilidad del valor de la saturación de agua.

Al realizar la interpretación cuantitativa de los registros geofísicos de un pozo que haya perforado una formación, limpia o arcillosa, de espesor grande, de tal manera que contenga la variación vertical completa de la saturación de agua, se pueden tener dos casos:

- a) Si el yacimiento es homogéneo o prácticamente homogéneo (\emptyset , K con muy poca variación), se tendrá una curva de variación vertical de saturación de agua, ver Figura 48.

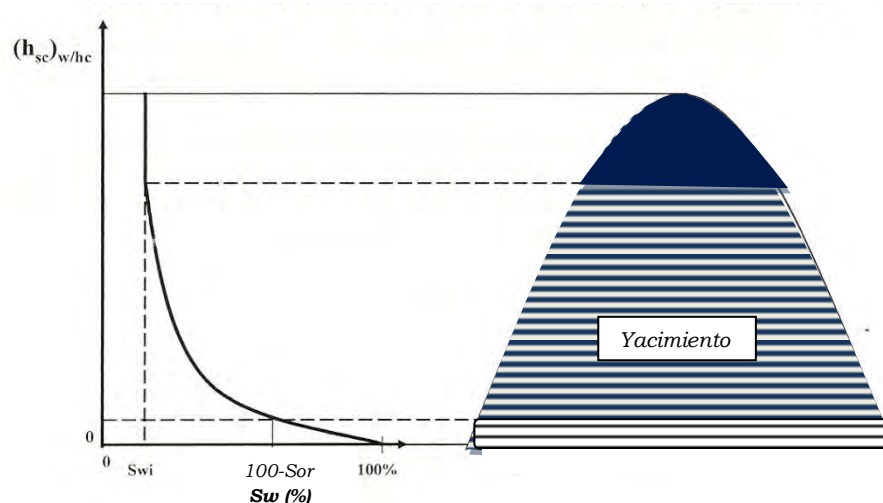


Figura 48. Variación de la saturación de agua en un yacimiento prácticamente homogéneo.

- b) Si el yacimiento es heterogéneo (variación de \emptyset y K) se tendrá una franja de variación vertical de saturación de agua, ver Figura 49. La anchura de la franja será función de los rangos de variación de la \emptyset y K .

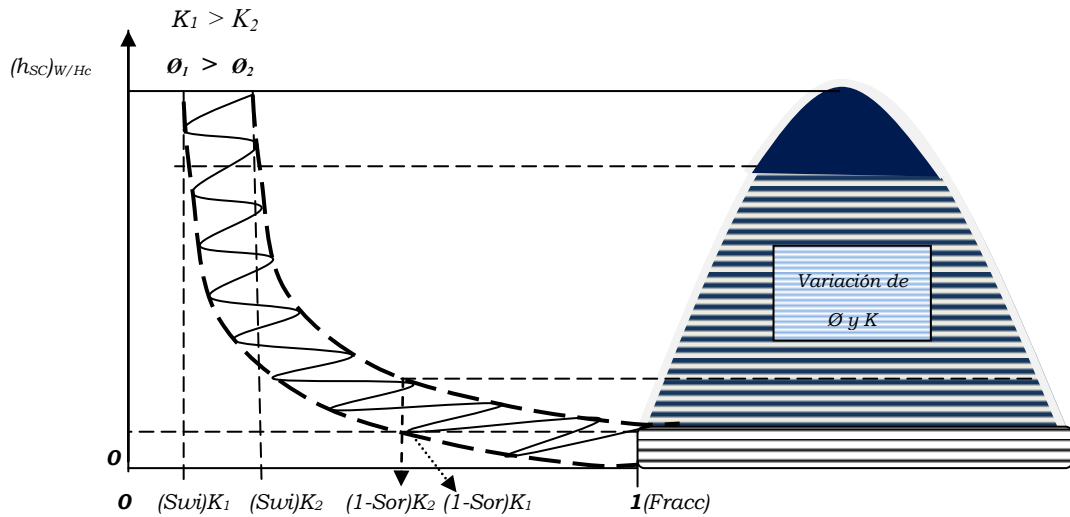


Figura 49. Variación de la saturación de agua en un yacimiento heterogéneo.

Para el caso a) se tendrá un solo valor de S_{wi} ; en cambio para el caso b) se tendrán varias S_{wi} ; las cuales dependen de los valores de ϕ y K .

Para la zona con S_{wi} del caso b) se puede establecer la gráfica de ϕ contra S_w para determinar la curva que presenta la constante $C = \phi S_w$, ver Figura 50. En ésta gráfica se introducen los valores de K .

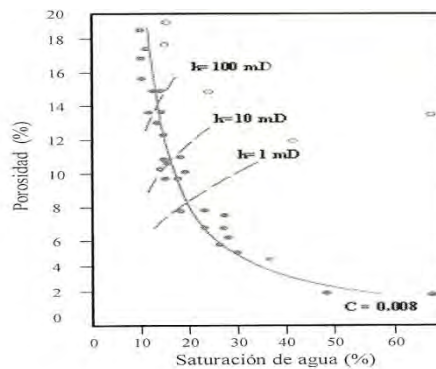


Figura 50. Gráfica de saturación de agua contra porosidad

Si el intervalo al cual se le realizó la interpretación cuantitativa de registros para conocer la S_w es de poco espesor, se podrá determinar si pertenece a la zona de agua irreductible con alguna de las siguientes formas:

- A. El intervalo estará en la zona de S_{wi} , si se sabe que se ubica en la parte más alta de la estructura, siendo la formación de espesor grande, ver Figura 51 o delgado, ver Figuras 52 y 53. Se tendrá una pequeña variación de la S_{wi} en caso de ser una formación prácticamente homogénea.
- B. Si se tiene constituida la gráfica \emptyset contra S_w y establecida la curva $\emptyset S_w = C$ para el yacimiento al que pertenece el intervalo, ubicar en tal gráfica los datos de \emptyset y S_w de varias profundidades dentro del intervalo en cuestión, si los puntos quedan sobre la curva con una constante C o muy cerca de ella, el intervalo está en la zona con S_{wi} . También se pueden realizar los productos $\emptyset S_w$ para las profundidades escogidas y si resultan iguales o muy cercanos al valor de C , entonces el intervalo es parte de la zona con S_{wi} .
- C. Si no se dispone de la gráfica \emptyset contra S_w y, por lo tanto, tampoco de la curva con constante C para el yacimiento al que pertenece el intervalo, tomar datos de \emptyset y S_w dentro de tal intervalo y construir la mencionada gráfica. Si los puntos se alinean y se puede trazar la curva $C = \emptyset S_w$, el intervalo forma parte de la zona con S_{wi} , en caso contrario, si hay dispersión de puntos, el intervalo está en la zona de transición.

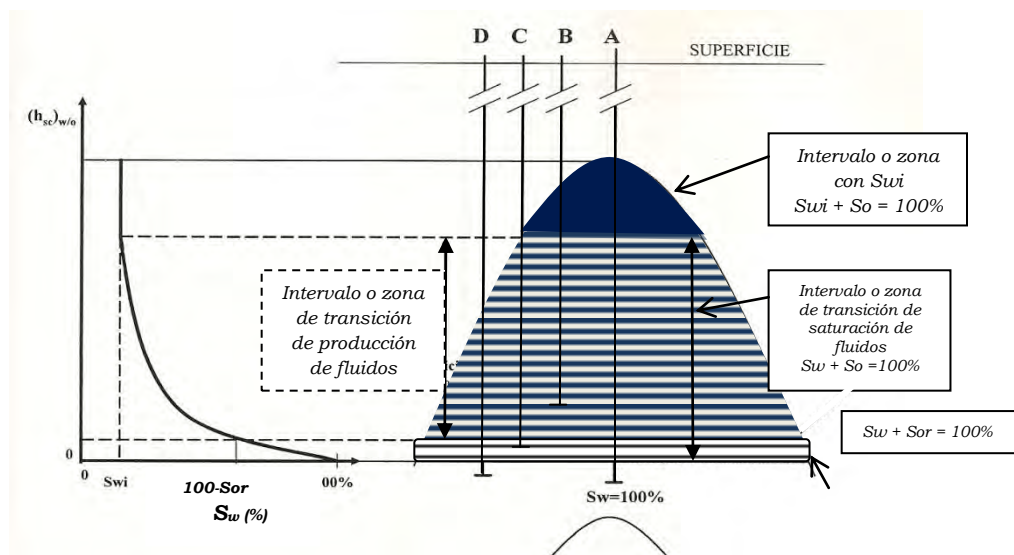


Figura 51. Distribución vertical de fluidos en un yacimiento homogéneo de aceite bajosaturado, formación plegada de espesor grande.

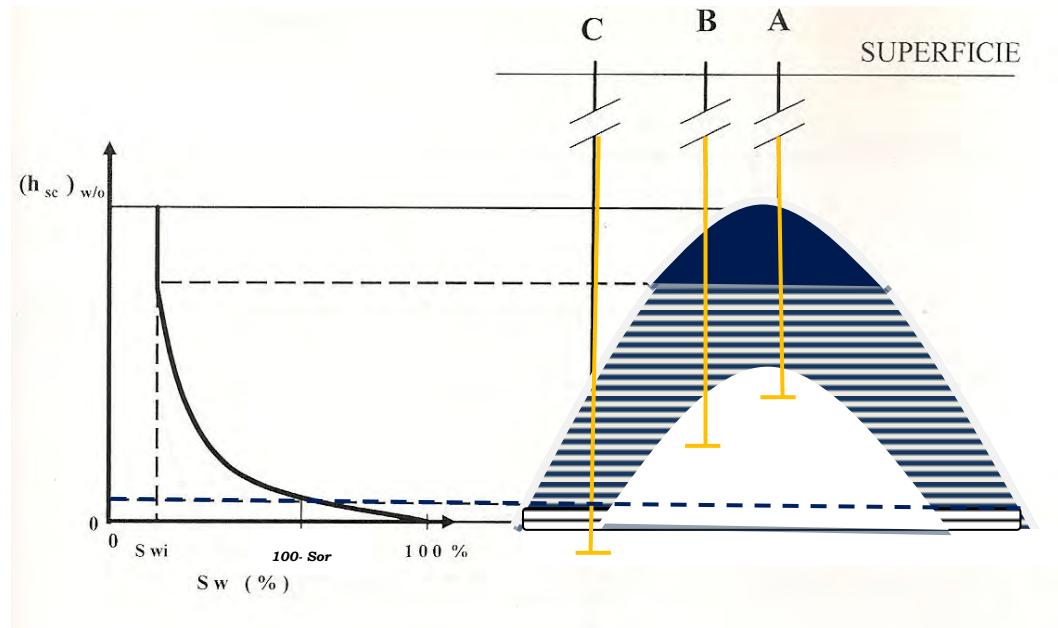


Figura 52. Distribución vertical de fluidos en un yacimiento homogéneo de aceite bajosaturado, formación plegada de espesor delgado.

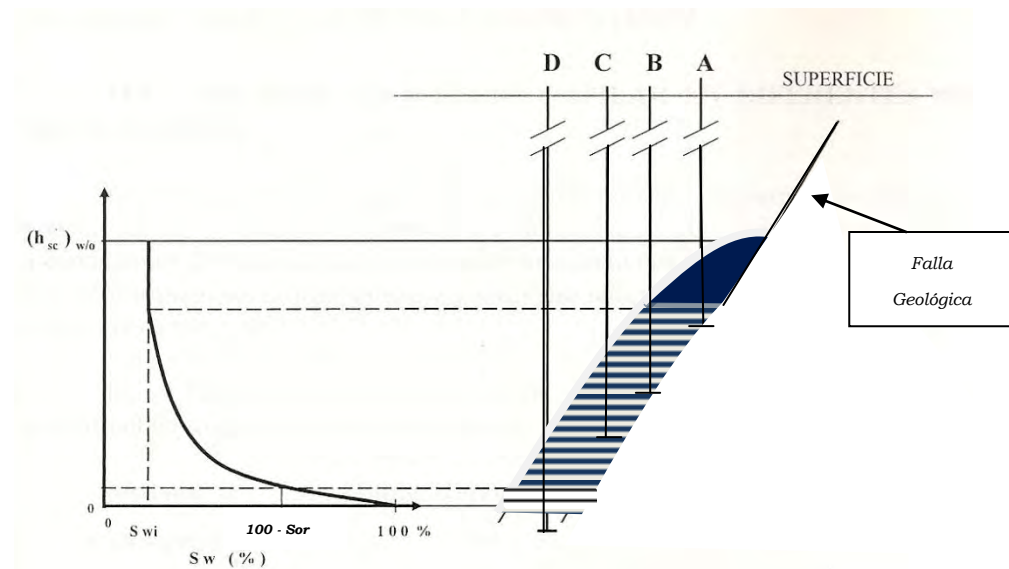


Figura 53. Distribución vertical de fluidos en un yacimiento homogéneo de aceite bajosaturado, formación de poco espesor con echado grande, relacionada a un afallamiento.

**III.- DETERMINACION INDIRECTA DE LA PERMEABILIDAD ABSOLUTA
APLICANDO VARIOS MODELOS MATEMATICOS.**

Para desarrollar este capítulo se seleccionaron cuatro modelos o ecuaciones con las que se puede estimar la permeabilidad absoluta de una roca a partir de valores conocidos de parámetros petrofísicos.

Las ecuaciones escogidas son las siguientes:

➤ **Ecuación de Timur**

$$K = \frac{0.136 \emptyset^{4.4}}{S_{wi}^2} \quad (42)$$

Donde:

K es la permeabilidad absoluta (md)

\emptyset es la porosidad efectiva (%)

S_{wi} es la saturación de agua irreductible (%)

➤ **Ecuación de Coates**

$$K = \left(\frac{100 \emptyset_e^2 (1-S_{wi})}{S_{wi}} \right)^2 \quad (43)$$

Donde:

K es la permeabilidad absoluta (md)

\emptyset_e es la porosidad efectiva (fracción)

S_{wi} es la saturación de agua irreductible (fracción)

➤ **Ecuación de Vázquez Colorado**

$$K = 0.07 d^{2.8} \emptyset^{4/d^{0.096}} \quad (44)$$

Donde:

K es la permeabilidad absoluta (md)

\emptyset es la porosidad efectiva (%)

d es el diámetro del grano (mm)

➤ **Ecuación de Kozeny-Carman, modificada por Archie.**

$$K = \frac{r_{eff}^2}{8F} \quad (45)$$

Donde:

K es la permeabilidad absoluta (md)

r_{eff} es el radio efectivo del poro (mm)

F es el factor de formación (adimensional)

En esta ecuación el valor del factor de formación se sustituye, por cuestiones de comparación, de acuerdo a: $F = a/\emptyset^m$, $F = 1/\emptyset^2$, resultando :

$$K = \frac{r_{eff}^2 \emptyset^2}{8} \quad (46)$$

Donde:

a es un factor que depende de la litología

m es el exponente de cementación o de tortuosidad, el cual depende de la estructura de la roca.

\emptyset es la porosidad efectiva (%)

Nota: en este caso los valores de a y m son iguales a 1 y 2, respectivamente.

Como puede observarse en las ecuaciones de Timur y Coates se determina la permeabilidad absoluta con los mismos parámetros petrofísicos: porosidad efectiva (roca) y saturación de agua irreductible (sistema – roca fluidos). Para conocer la permeabilidad absoluta según Vázquez –Colorado se requiere de la porosidad efectiva y del tamaño del grano, ambas propiedades de la roca, y de acuerdo con la ecuación modificada por Archie es necesario conocer el radio efectivo del poro (roca) y el factor de formación (sistema roca-fluidos).

Con el propósito de visualizar rápida y completamente la influencia de las variables (propiedades petrofísicas) en la estimación de la permeabilidad absoluta, se prepararon las representaciones gráficas de las cuatro ecuaciones mencionadas. A continuación se proporcionan detalles del trabajo realizado.

III.1.- Ecuación de Timur:

Timur propone la siguiente expresión para estimar la permeabilidad a partir de la saturación de agua irreductible y la porosidad efectiva.

$$K = \frac{0.136 \emptyset^{4.4}}{S_{wi}^2} \quad (47)$$

En la Tabla 3 se indican los valores de la porosidad efectiva (\emptyset) y de la saturación de agua irreductible (S_{wi}) utilizados para obtener la permeabilidad absoluta (K). Con estos datos se trazaron las gráficas a escalas: normal, semilogarítmica y log-log, correspondientes, Figuras 54, 55, 56.

En estas gráficas se muestra la relación existente entre la permeabilidad absoluta (K), la porosidad efectiva (\emptyset) y la saturación de agua irreductible (S_{wi}).

<i>PERMEABILIDAD (md)</i>								
\emptyset	S_{wi}=5%	S_{wi}=10%	S_{wi}=15%	S_{wi}=20%	S_{wi}=25%	S_{wi}=30%	S_{wi}=35%	S_{wi}=40%
5	6,47	1,62	0,72	0,40	0,260	0,18	0,13	0,10
10	137	34	15	9	5	4	3	2
15	814	203	90	51	33	23	17	13
20	2885	721	321	180	115	80	59	45
25	7700	1925	856	481	308	214	157	120
30	17176	4294	1908	1074	687	477	351	268
35	33845	8461	3761	2115	1354	940	691	529

Tabla 3. Valores obtenidos de permeabilidad absoluta aplicando la ecuación de Timur. Con esta información se prepararon las gráficas de las Figuras 54,55 y 56.

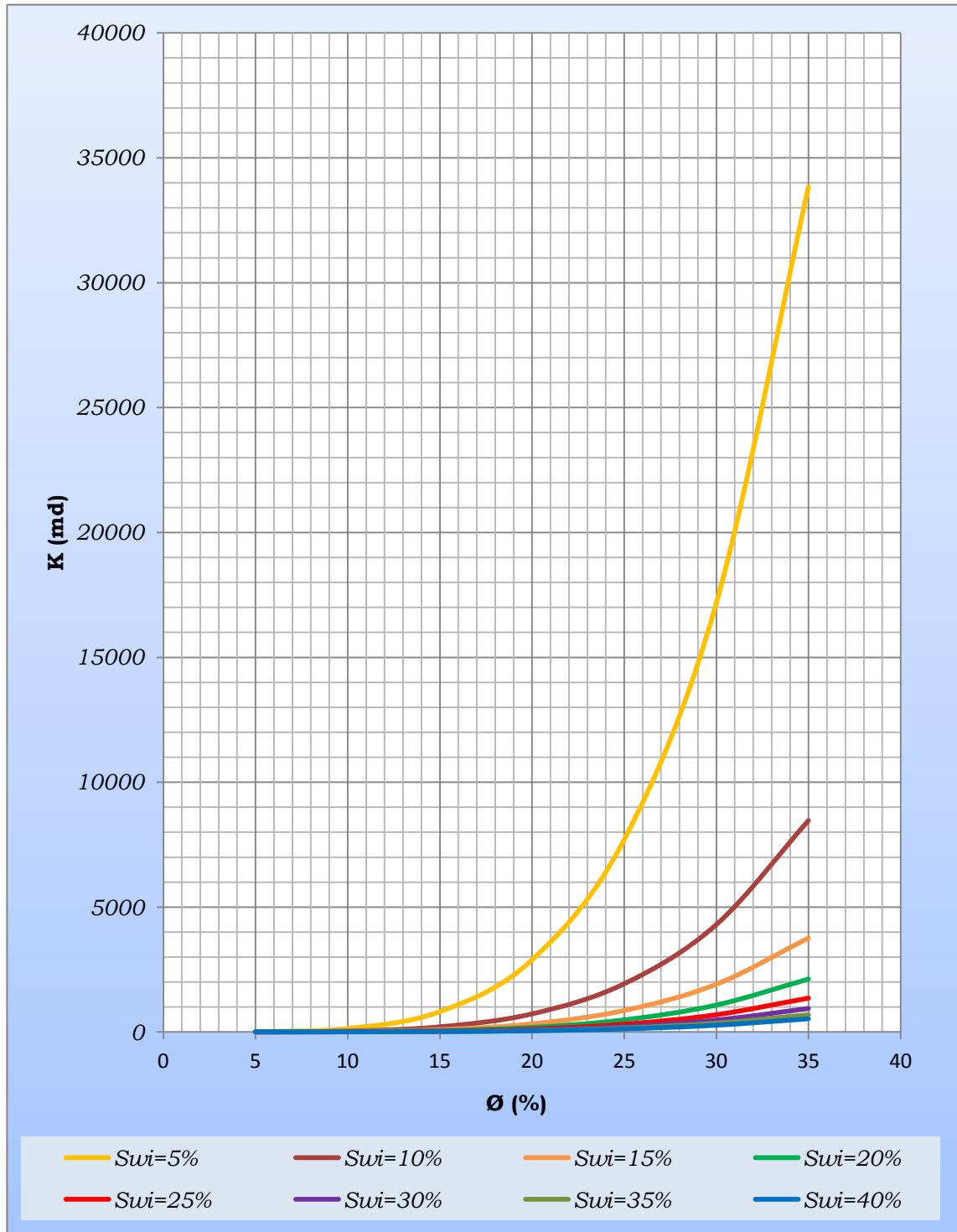


Figura 54. Resultados obtenidos con la ecuación de Timur, escala normal.

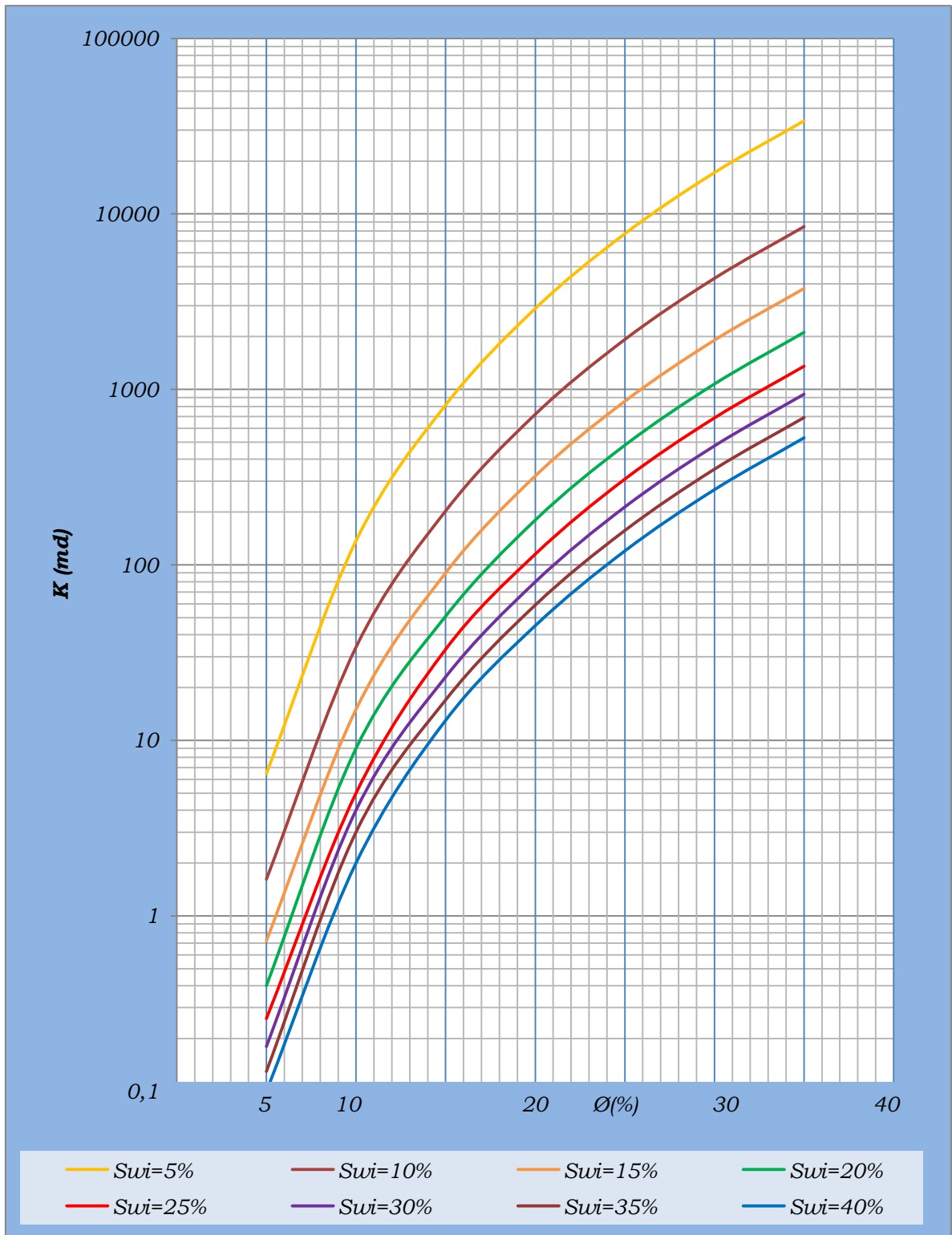


Figura 55. Resultados obtenidos con la ecuación de Timur, escala semi-log.

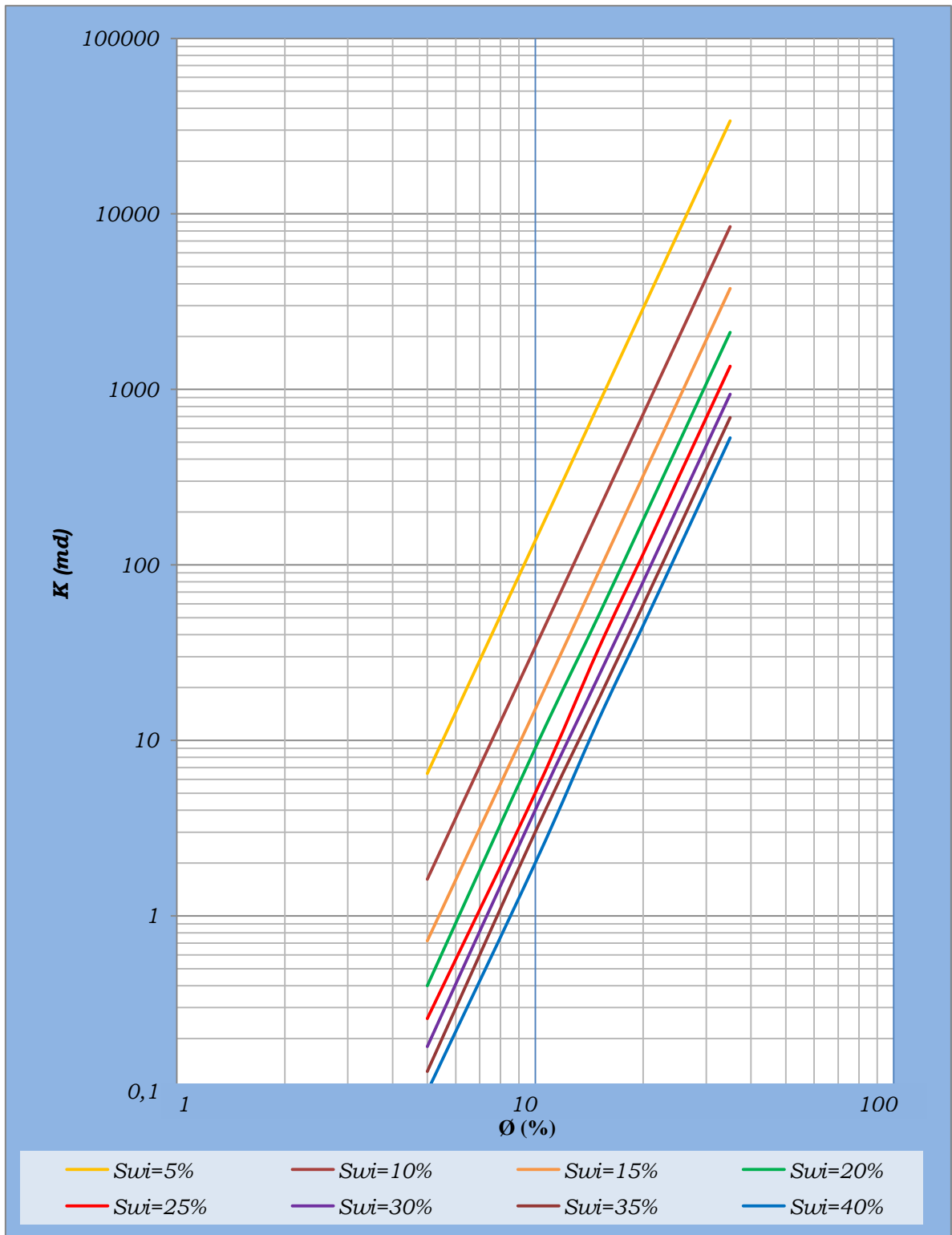


Figura 56. Resultados obtenidos con la ecuación de Timur, escala log-log.

Se puede apreciar que en la gráfica obtenida a escala normal (Figura 54) se pierde mucha aproximación en un 80% de los datos calculados, correspondientes a permeabilidades absolutas menores a 2000 md. En cambio, en las gráficas en escala semi-log y log-log (Figuras 55 y56) se tiene buena aproximación en todo el rango calculado de permeabilidad absoluta. Además, los datos graficados en escala log-log (Figura 56) generan rectas, lo cual hace que se prefiera esta presentación sobre las otras dos.

III.2.- Ecuación de Coates:

Coates propone la siguiente expresión para estimar la permeabilidad a partir de la saturación de agua irreductible y la porosidad efectiva, aplicable en formaciones limpias.

$$K = \left(\frac{100 \varnothing_e (1-S_{wi})^2}{S_{wi}} \right)^2 \quad (48)$$

En la Tabla 4 se indican los valores de la porosidad efectiva (\varnothing_e) y de la saturación de agua irreductible (S_{wi}) utilizados para obtener la permeabilidad absoluta (K); con estos datos se trazaron las gráficas a escalas: normal, semilogarítmica y log-log, correspondientes, Figuras 57, 58, 59.

En estas gráficas se muestra la relación que existe entre la permeabilidad absoluta (K), la porosidad efectiva (\varnothing_e) y la saturación de agua irreductible (S_{wi}).

La ecuación de Coates arroja resultados similares a los obtenidos con la ecuación de Timur; por lo que los comentarios que se hicieron para los datos obtenidos con esta ecuación son válidos, en general, para los determinados con la ecuación propuesta por Coates.

	PERMEABILIDAD (md)							
$\varnothing(\text{frac})$	$S_{wi}=0.05$	$S_{wi}=0.10$	$S_{wi}=0.15$	$S_{wi}=0.20$	$S_{wi}=0.25$	$S_{wi}=0.30$	$S_{wi}=0.35$	$S_{wi}=0.40$
0.05	23	5	2	1	0.6	0.34	0.22	0.1
0.10	361	81	32	16	9	5	3	2
0.15	1828	410	163	81	46	28	17	11
0.20	5776	1296	514	256	144	87	55	36
0.25	14102	3164	1254	625	352	213	135	88
0.30	29241	6561	2601	1296	729	441	279	182
0.35	54173	12155	4819	2401	1351	817	518	338

Tabla 4. Valores obtenidos de permeabilidad absoluta aplicando la ecuación de Coates. Con esta información se prepararon las gráficas de las Figuras 57,58 y 59.

Nota: Los valores de porosidad efectiva y de saturación de agua irreductible se manejaron en % en las gráficas para poder compararlas con las gráficas de Timur, como se muestra en las Figuras 66 y 67.

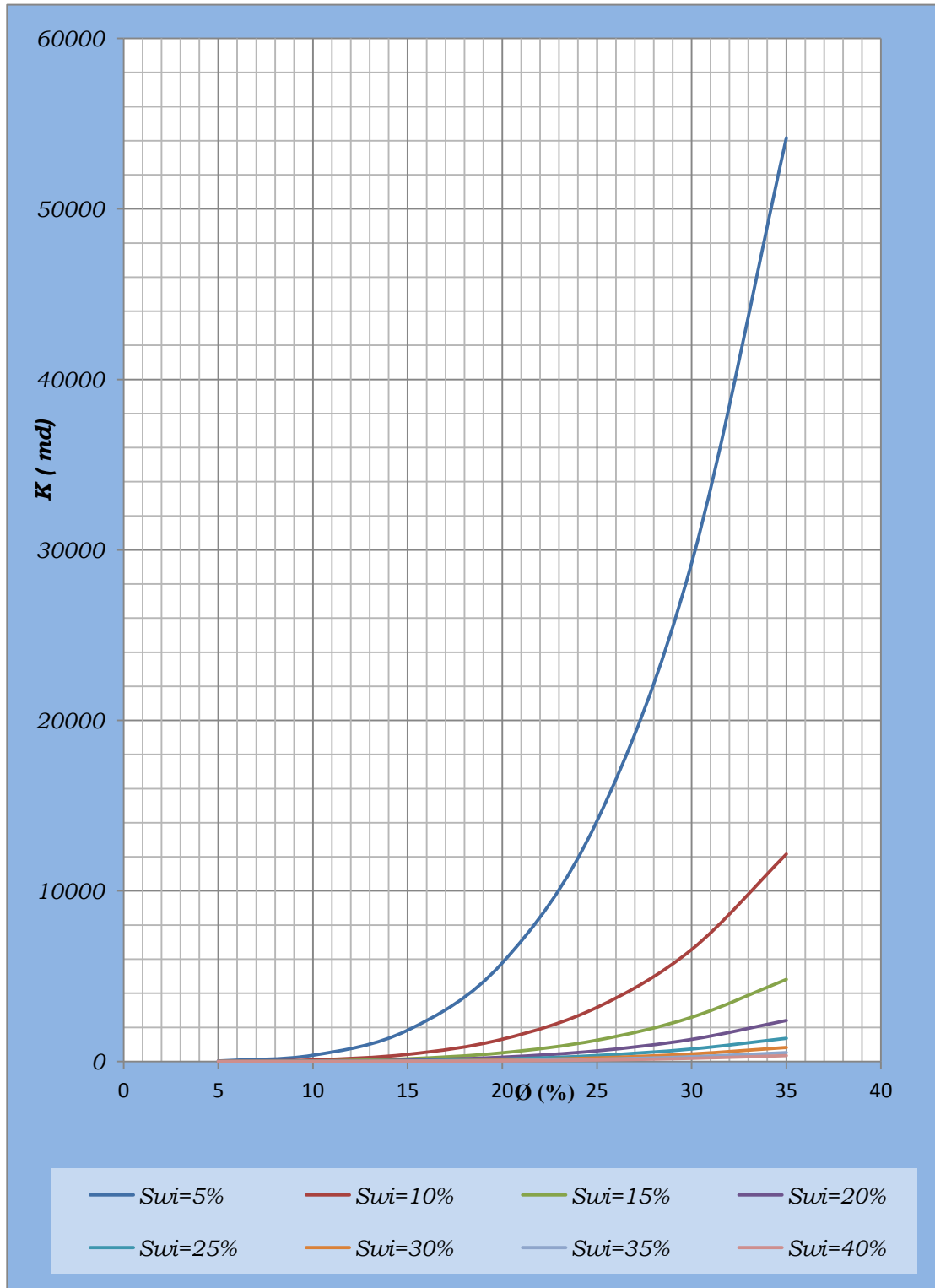


Figura 57 .Resultados obtenidos con la ecuación de Coates, escala normal

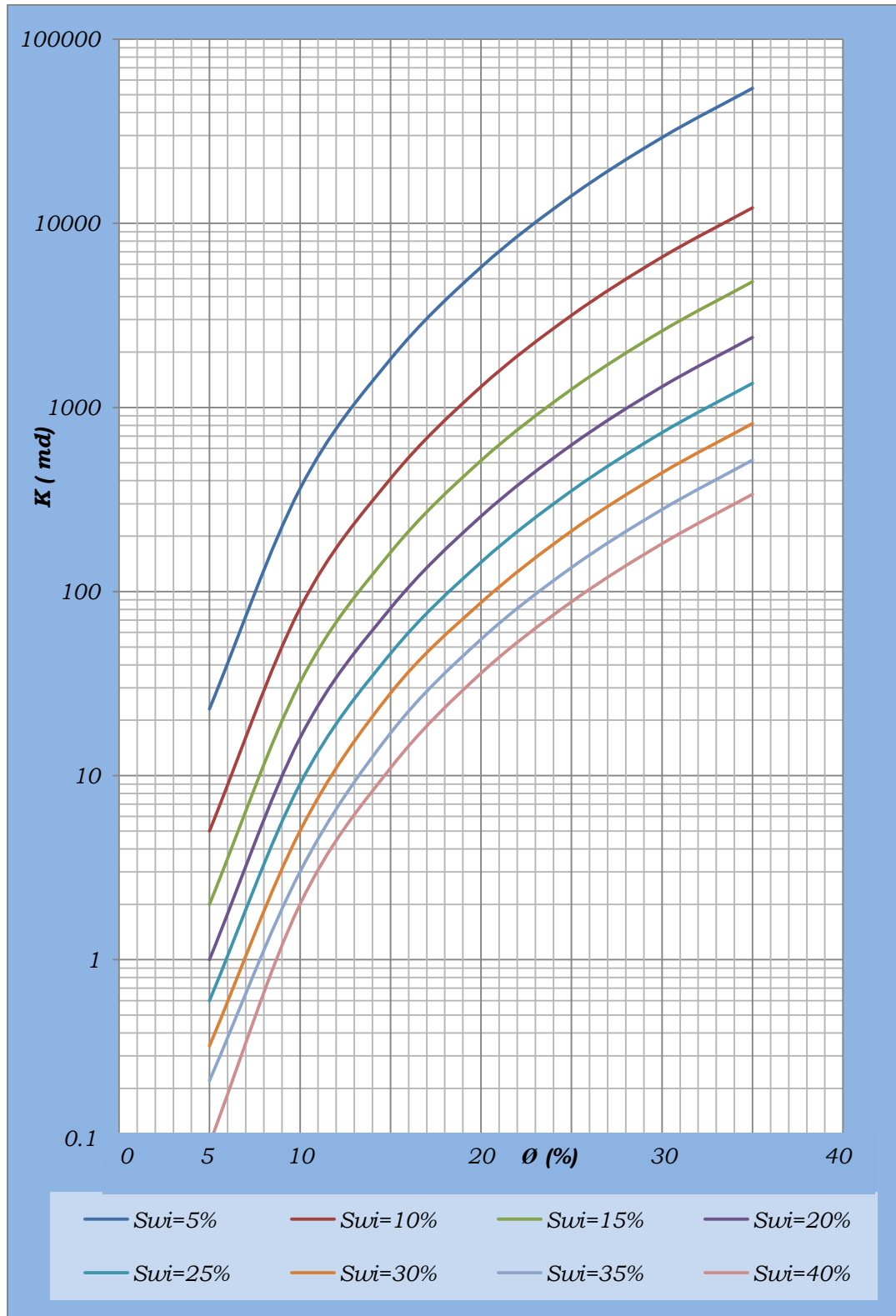


Figura 58 .Resultados obtenidos con la ecuación de Coates, escala semi-log

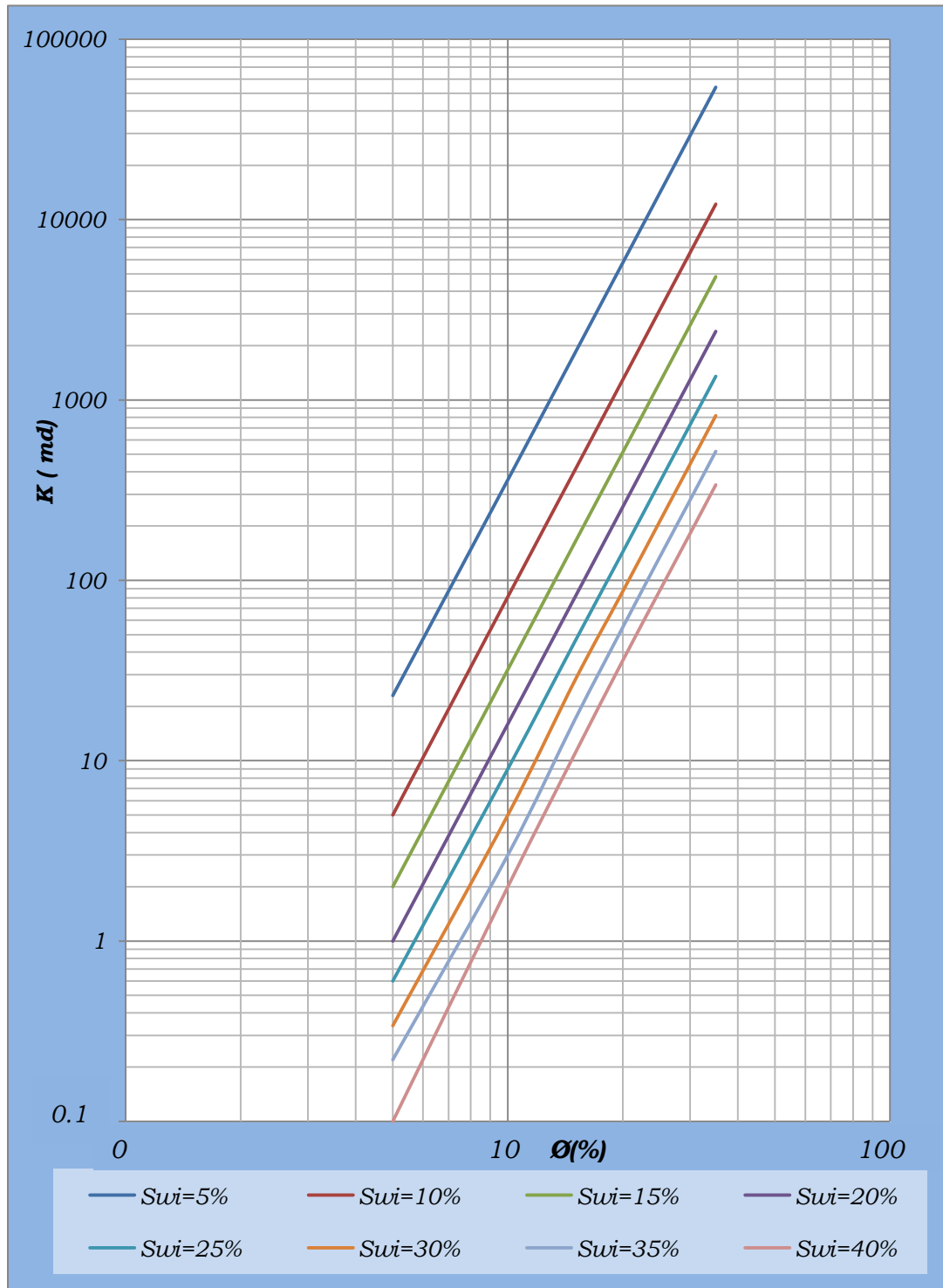


Figura 59 .Resultados obtenidos con la ecuación de Coates, escala log-log

III.3.- Ecuación de Vázquez Colorado:

Vázquez Colorado propone una expresión para estimar la permeabilidad en función de la porosidad efectiva y el tamaño medio de grano, ecuación que se puede utilizar tanto a medios porosos consolidados (areniscas) como no consolidados (empacamientos). Así mismo, la ecuación es aplicable en rocas con tamaño medio de grano, desde muy grueso hasta tamaño medio de grano equivalente a arcilla.

La ecuación propuesta por Vázquez Colorado es la siguiente:

$$K = 0.07 d^{2.8} \emptyset^{4/d^{0.096}} \quad (49)$$

En la Tabla 5 se indican los valores de la porosidad efectiva (\emptyset) y del tamaño de grano utilizados para obtener la permeabilidad absoluta (K). Con estos datos se trazaron las gráficas a escalas: normal, semilogarítmica y log-log, correspondientes, Figuras 60, 61, 62.

En estas gráficas se muestra la relación entre la permeabilidad absoluta (K), la porosidad efectiva (\emptyset) y diámetro medio del grano (d). En ellas se presentan varias tendencias en función del tamaño medio del grano. Es notoria la similitud de estas tendencias con las de Swi en las gráficas de las ecuaciones de Timur y Coates, por lo que también se tiene poca aproximación en los valores de permeabilidad baja en escala normal y buena en las escalas semi-log y log-log, así mismo se tienen tendencias curvas en las escalas normal y semi-log y rectas en log-log.

PERMEABILIDAD (md)						
Ø (%)	d=2(mm)	d=1.5(mm)	d=1(mm)	d=0.5(mm)	d=0.1(mm)	d=0.05(mm)
5	201,31	106,49	43,75	9,78	0,34	0,09
10	2694,00	1532,00	700,00	189,00	10.83	3.43
15	12288,00	7293,00	3543,00	1072,00	81.89	29.79
20	36064,00	22059,00	11200,00	3667,00	344.06	138.17
25	83131,00	52052,00	27343,00	9522,00	1047.53	454.16
30	164474,00	104971,00	56700,00	20760,00	2601.63	1200.80
35	292851,00	189948,00	105043,00	40128,00	5614.07	2732.05

Tabla 5. Valores obtenidos de permeabilidad absoluta aplicando la ecuación de Vázquez Colorado. Con esta información se prepararon las gráficas de las Figuras 60, 61 y 62.

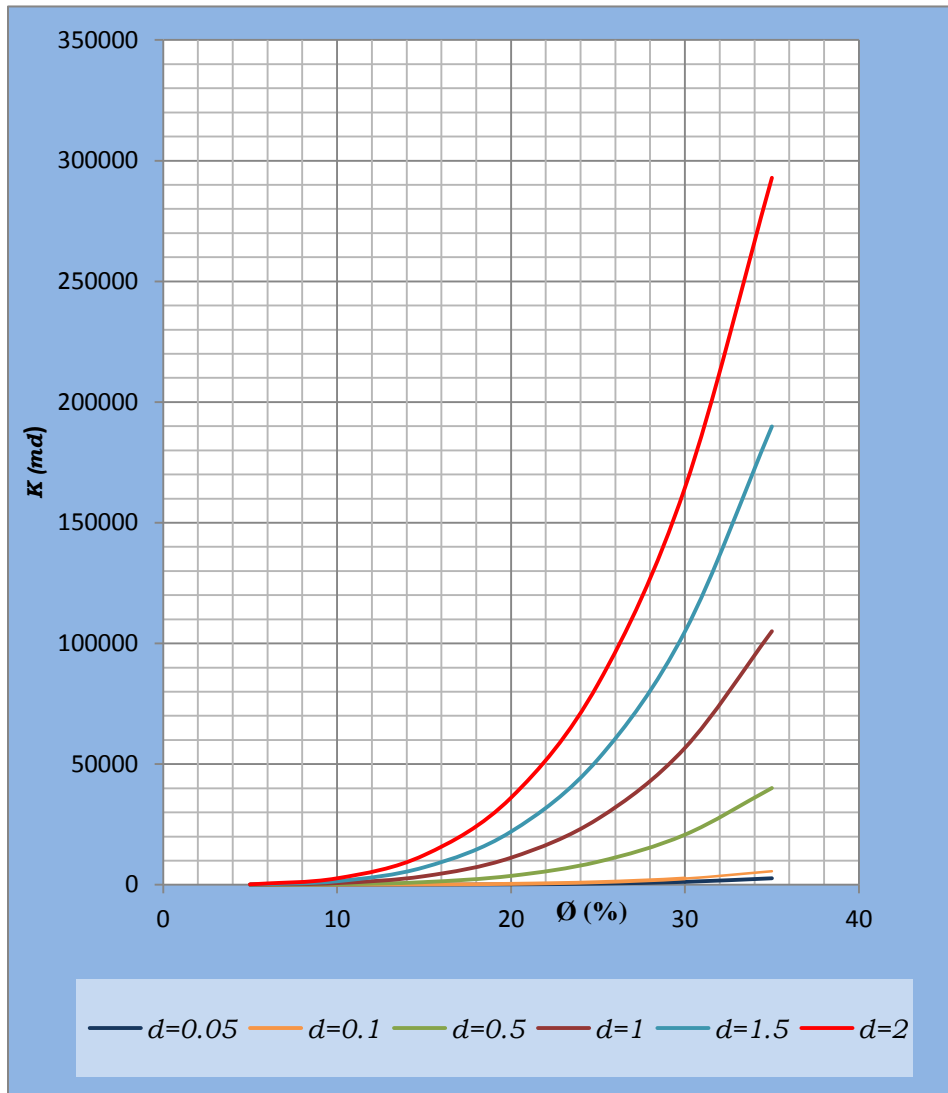


Figura 60 .Resultados obtenidos con la ecuación de Vázquez Colorado para diferentes valores de diámetro de grano, escala normal.

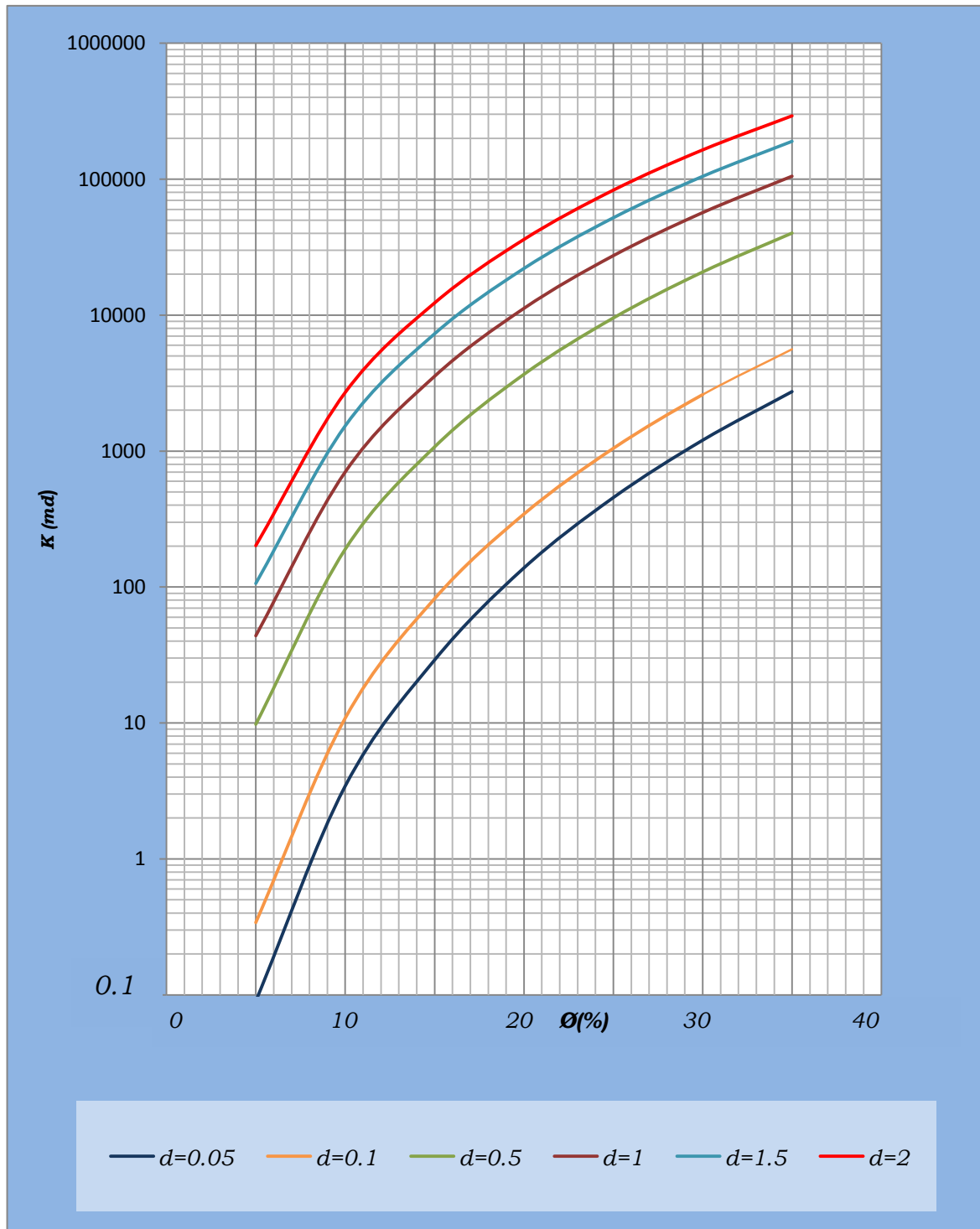


Figura 61 .Resultados obtenidos con la ecuación de Vázquez Colorado para diferentes valores de diámetro de grano, escala semi-log

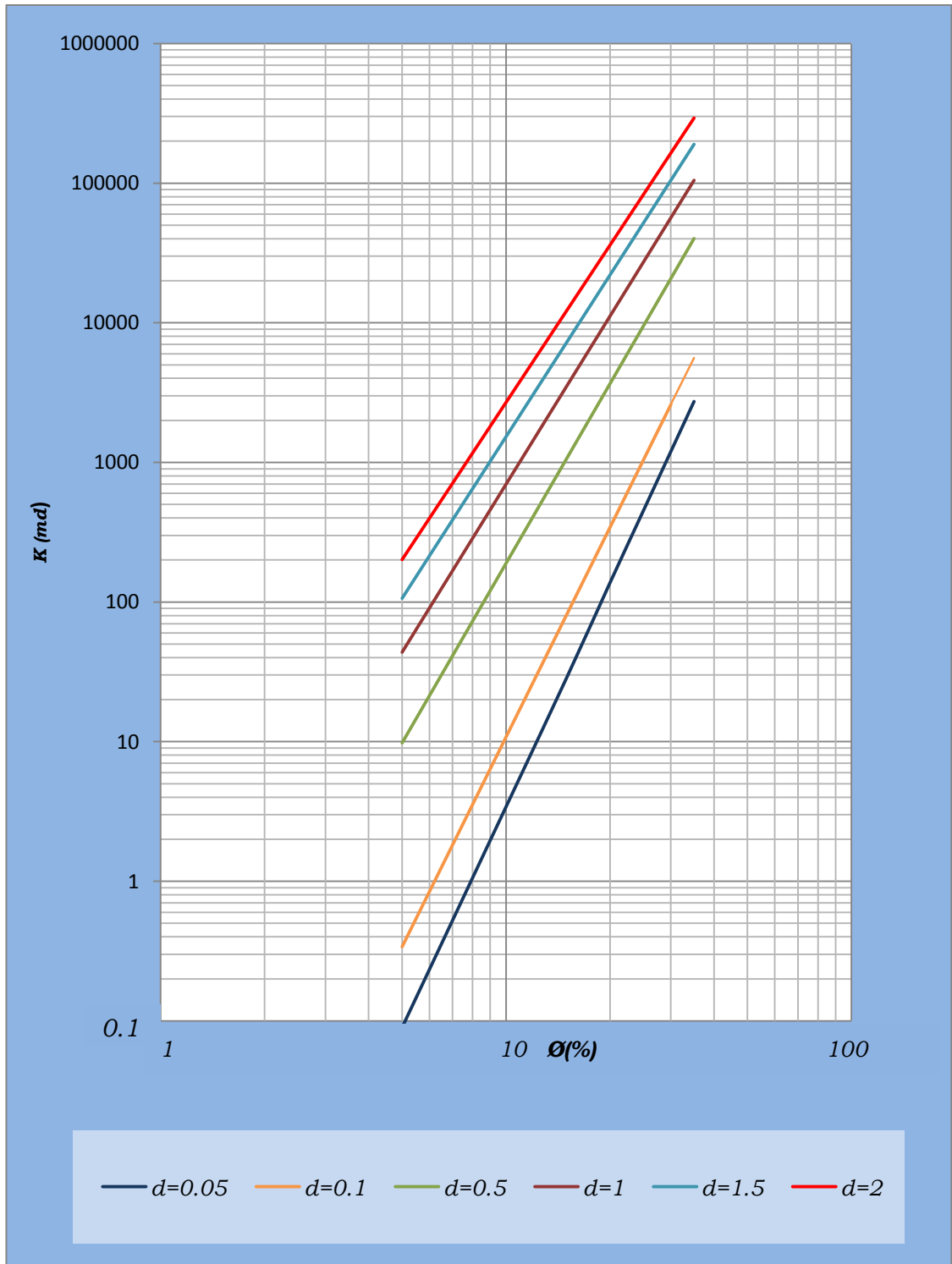


Figura 62 .Resultados obtenidos con la ecuación de Vázquez Colorado para diferentes valores de diámetro de grano, escala log-log

II.4.- Ecuación de Kozeny-Carman, modificada por Archie.

Archie propone la siguiente expresión (obtenida de la ecuación Kozeny-Carman) para estimar la permeabilidad en función del radio efectivo de poro (r_{eff}) y el factor de formación (F), ecuación que es aplicable tanto a medios porosos consolidados (areniscas) y no consolidados (empacamientos).

$$K = \frac{r_{eff}^2}{8F} \quad (50)$$

Esta ecuación vincula la permeabilidad al radio efectivo del poro y al factor de formación (F).

En esta ecuación el factor de formación se sustituye, por cuestiones de comparación, de acuerdo a: $F = a / \phi^m$.

Donde: a es un factor que depende de la litología y m es el exponente de cementación o factor de tortuosidad, el cual depende de la estructura de la roca. Es común considerar $a = 1$ y $m = 2$, por lo tanto la ecuación queda:

$$K = \frac{r_{eff}^2 \phi^2}{8} \quad (51)$$

En la Tabla 6 se enlistan los valores de porosidad efectiva y radio efectivo de poro considerados para calcular la permeabilidad absoluta. Esta información sirvió de base para preparar las gráficas a escalas: normal, semilogarítmica y doble logarítmica, Figuras 63, 64 y 65, respectivamente. Tanto en la tabla 6 como en las figuras 63, 64 y 65, el radio efectivo de poro se representa como r .

PERMEABILIDAD (md), r (mm)					
Ø (%)	r = 0,05	r = 0.10	r =0,25	r =0.50	r= 0.75
5	0.008	0.03	0.20	0.78	1.76
10	0.031	0.13	0.78	3.13	7.03
15	0.070	0.28	1.76	7.03	15.82
20	0.125	0.50	3.13	12.50	28.13
25	0.195	0.78	4.88	19.53	43.95
30	0.281	1.13	7.03	28.13	63.28
35	0.383	1.53	9.57	38.28	86.13
40	0.500	2.00	12.50	50.00	112.50

Tabla 6. Valores obtenidos de permeabilidad absoluta aplicando la ecuación de Kozeny-Carman. Con esta información se prepararon las gráficas de las Figuras 63, 64 y 65.

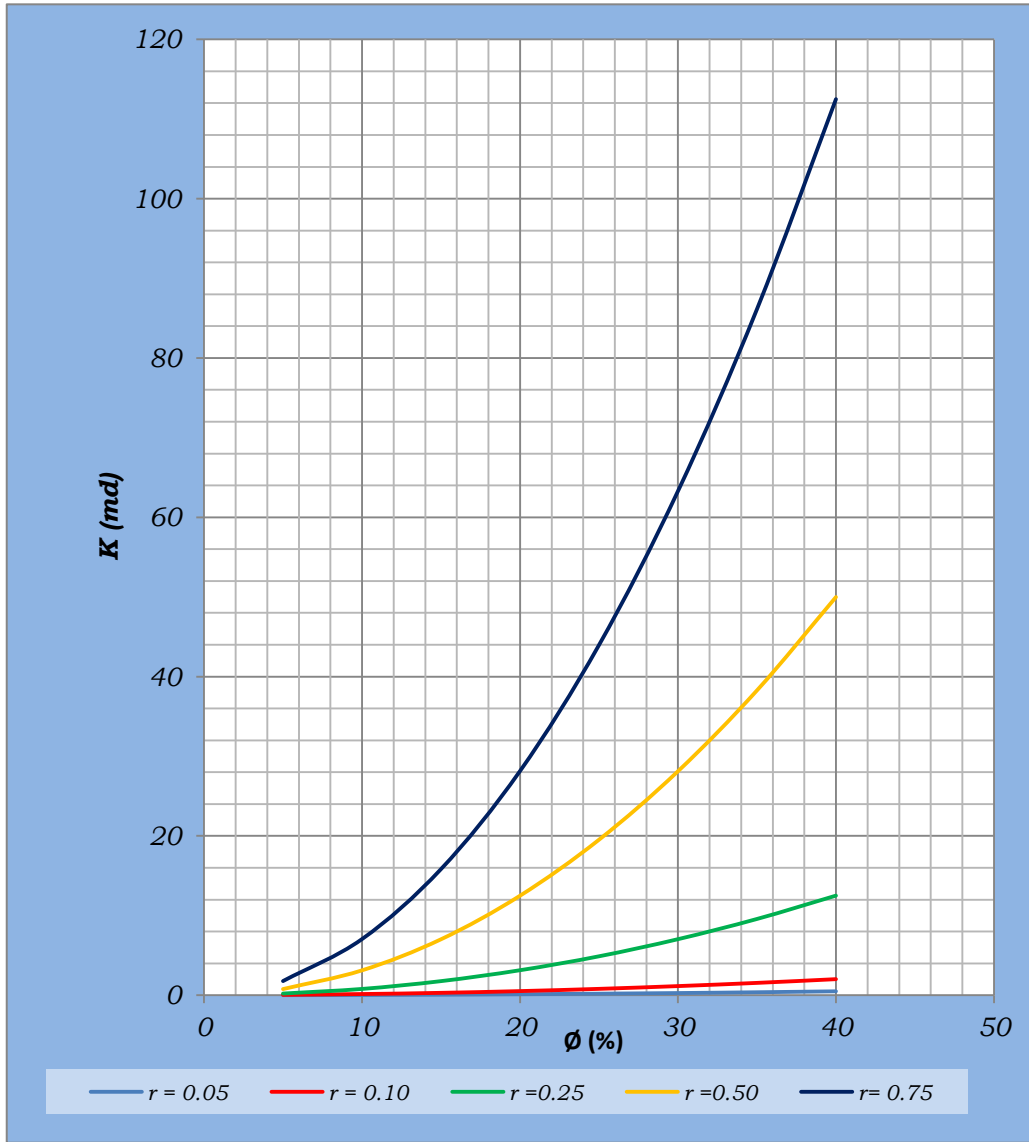


Figura 63 .Resultados obtenidos con la ecuación de Kozeny-Carman para diferentes valores de radio efectivo del poro, escala normal.

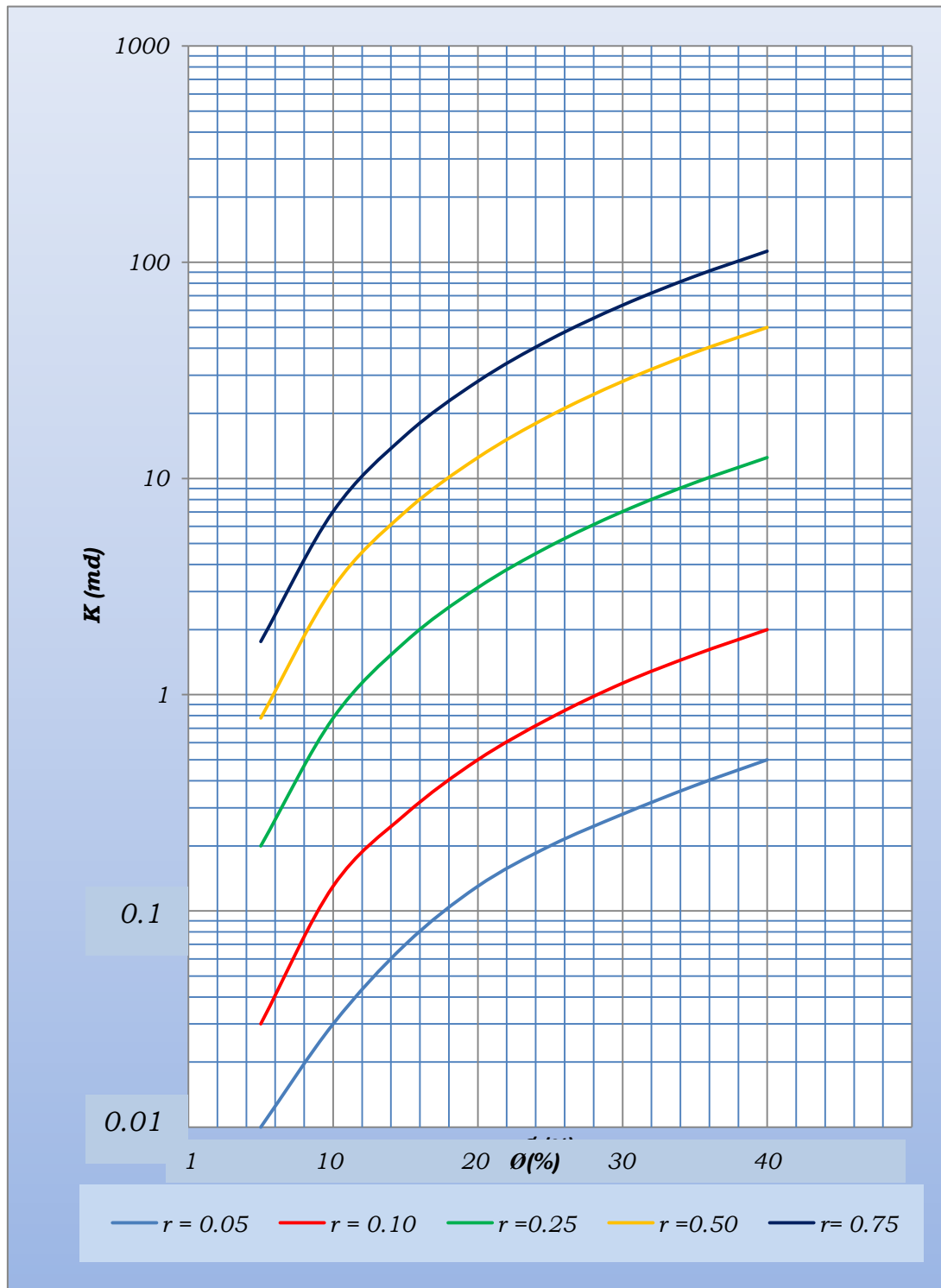


Figura 64 .Resultados obtenidos con la ecuación de Kozeny-Carman para diferentes valores de radio efectivo de poro, escala semi-log

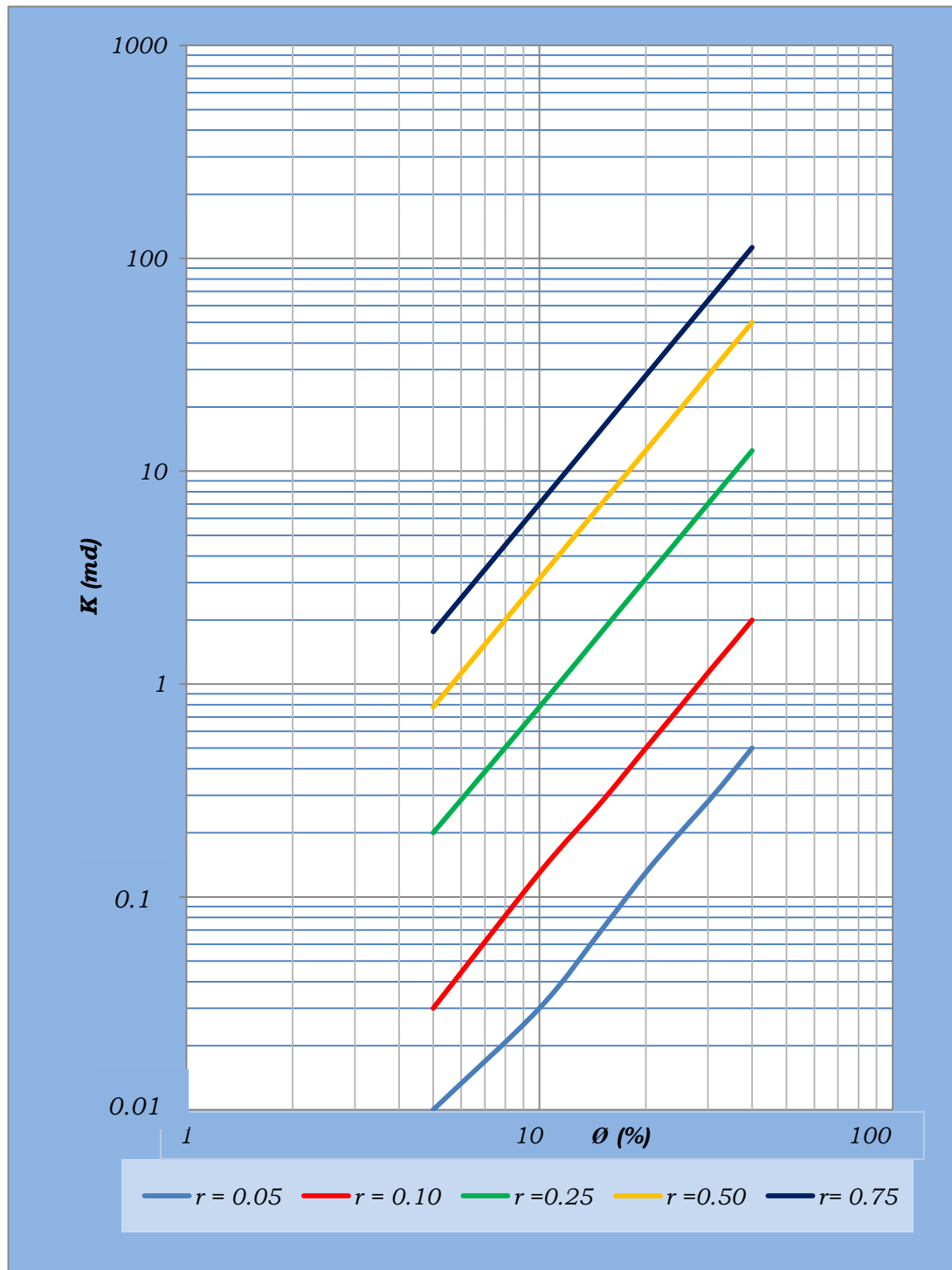


Figura 65 .Resultados obtenidos con la ecuación de Kozeny-Carman para diferentes valores de radio efectivo del grano, escala log-log.

IV.- ANÁLISIS DE RESULTADOS

Inicialmente se harán comentarios acerca del análisis realizado a algunos conceptos considerados en este trabajo y posteriormente se presentarán los relacionados a los resultados obtenidos en esta Tesis.

En este trabajo se comentó cómo, por lo regular, se determina en laboratorio la permeabilidad absoluta, propiedad que depende exclusivamente de la geometría del espacio poroso de una roca.

En general, se siguen dos procedimientos: el directo y el indirecto, en ambos casos se requieren muestras de roca.

En el método directo, o sea la medición de la permeabilidad absoluta, se satura la muestra de roca 100% con agua, que moje a la roca y que no reaccione con ella, posteriormente se circula agua, igual a la saturante, a caída de presión constante. Aplicando la ecuación de Darcy se obtiene la permeabilidad absoluta (K_a).

El método indirecto propuesto por Klinkenberg es el más utilizado para estimar la permeabilidad absoluta en el laboratorio. Tal método se basa en varias mediciones de permeabilidad al gas realizadas a distintas presiones medias de flujo y aplicando la ecuación de Darcy. Por extrapolación de datos se obtiene la permeabilidad al líquido (K_L), llamada también permeabilidad de Klinkenberg (K_K), la cual se considera es la permeabilidad absoluta (K_a).

Se acepta que con ambos métodos se conoce la permeabilidad absoluta de un medio poroso, que como se ha dicho es una permeabilidad intrínseca de la roca. Sin embargo, al analizar los procedimientos que se siguen en tales métodos es conveniente tomar en cuenta los siguientes aspectos:

En el método directo, al establecer el flujo de agua que satura 100% al espacio poroso, no toda el agua se mueve, habrá un volumen de agua inmóvil: el que

corresponde a la saturación de agua un poco menor a la crítica (S_{wc}) o sea a la saturación de agua irreductible (S_{wi}). Este volumen de agua sin movimiento modifica la geometría original del espacio poroso.

De acuerdo con lo anterior, se podría considerar que no se mide la permeabilidad absoluta, ya que además de que están alterados en magnitud y geometría el espacio poroso original, existen propiamente dos fluidos en el medio: uno inmóvil y otro con movimiento, por lo tanto se estaría midiendo en realidad la permeabilidad efectiva al agua para una saturación irreductible de otro fluido, que en este caso también es agua.

Por otro lado, el método de Klinkenberg considera que para presiones medias de flujo muy altas ya no estaría circulando en el espacio poroso un gas sino un líquido (gas licuado), de ahí el nombre de permeabilidad al líquido. En este caso el flujo de líquido en la roca es virtual, no real, por lo que no se tendrían los aspectos físicos comentados en el procedimiento directo para conocer la permeabilidad absoluta.

Comparando los dos procedimientos, puede ser que con el de Klinkenberg sí se determine la permeabilidad absoluta y con el directo, como ya se comentó, se obtenga la permeabilidad efectiva al agua para la saturación de agua irreductible. Por lo tanto, el valor de la permeabilidad al líquido (K_L) será un poco mayor o mayor que la permeabilidad absoluta medida con circulación de agua.

En la literatura técnica relacionada a este aspecto, se maneja indistintamente permeabilidad absoluta, permeabilidad al líquido o de Klinkenberg o simplemente permeabilidad cuando se refiere a la propiedad que tiene una roca de permitir el paso de un fluido a través de ella y que depende exclusivamente de la geometría de su espacio poroso.

Con base en el análisis realizado a los resultados alcanzados en esta Tesis se presentan los siguientes comentarios.

La representación gráfica de las cuatro ecuaciones para determinar la permeabilidad es muy similar. Se prepararon gráficas de porosidad efectiva contra permeabilidad absoluta, introduciendo un tercer parámetro. Para las ecuaciones de Timur y Coates se consideró la saturación de agua irreductible, para la de Vázquez Colorado, el diámetro medio del grano y para la de Kozeny-Carman modificada por Archie, el radio efectivo del poro. Las tendencias que generan estos parámetros adicionales son muy parecidos, ver Figuras 54 a 65.

Del análisis de los resultados obtenidos en este trabajo y presentados tanto en forma tabulada como gráfica se observa, sobre todo en esta última, que, en general, a mayor porosidad resulta mayor permeabilidad.

En las Tablas 3 y 4, así como en las figuras 54 a 59, correspondientes a los resultados obtenidos con las ecuaciones de Timur y Coates, se nota lo siguiente:

- a) A una misma porosidad efectiva (\emptyset o \emptyset_e) la permeabilidad absoluta (K) disminuye a medida que aumenta la saturación de agua irreductible (S_{wi}).
- b) A una misma S_{wi} la K aumenta si la \emptyset o \emptyset_e aumenta.

Ambos comportamientos son lógicos pues en a) se mantiene constante el volumen de poros y aumenta el volumen de agua inmóvil en el medio poroso al aumentar la S_{wi} , por lo que disminuye el espacio libre para el flujo de algún fluido, o sea se reduce la facilidad de flujo de fluidos. En el caso b), se mantiene constante la S_{wi} o sea el porcentaje de poros ocupado por el agua que no se mueve, pero al aumentar la porosidad se incrementa el volumen total de poros y, por lo tanto, también aumenta el espacio poroso disponible para el flujo de fluidos, es decir aumenta la permeabilidad.

Como se mencionó en párrafos del Capítulo III, las ecuaciones de Timur y Coates requieren de la misma información (porosidad efectiva y saturación de agua irreductible) para determinar la permeabilidad absoluta de un medio poroso.

Con el propósito de conocer el grado de similitud de los resultados obtenidos al aplicar ambas expresiones, con tal información se prepararon las gráficas de las Figuras 66 y 67. En estas gráficas se puede notar que las tendencias de resultados (curvas, Figura 66, escala semi-log y rectas, Figura 67, escala log-log) son muy parecidas. Respecto a los valores de permeabilidad absoluta calculados, se aprecia que para las saturaciones de agua irreductible más bajas (5%) las permeabilidades calculadas con la ecuación de Coates son mayores, en promedio aproximadamente el doble, que las obtenidas con la de Timur. A medida que aumenta la saturación de agua irreductible, la diferencia se reduce gradualmente en tal forma que para S_{wi} del orden de 30% con ambas ecuaciones prácticamente se obtienen valores iguales de K . A S_{wi} mayores de 30% se invierte el comportamiento de resultados y ahora las permeabilidades obtenidas con la fórmula de Timur son mayores que las estimadas con la de Coates, aunque no con tanta diferencia como resulta para saturaciones de agua irreductible bajas.

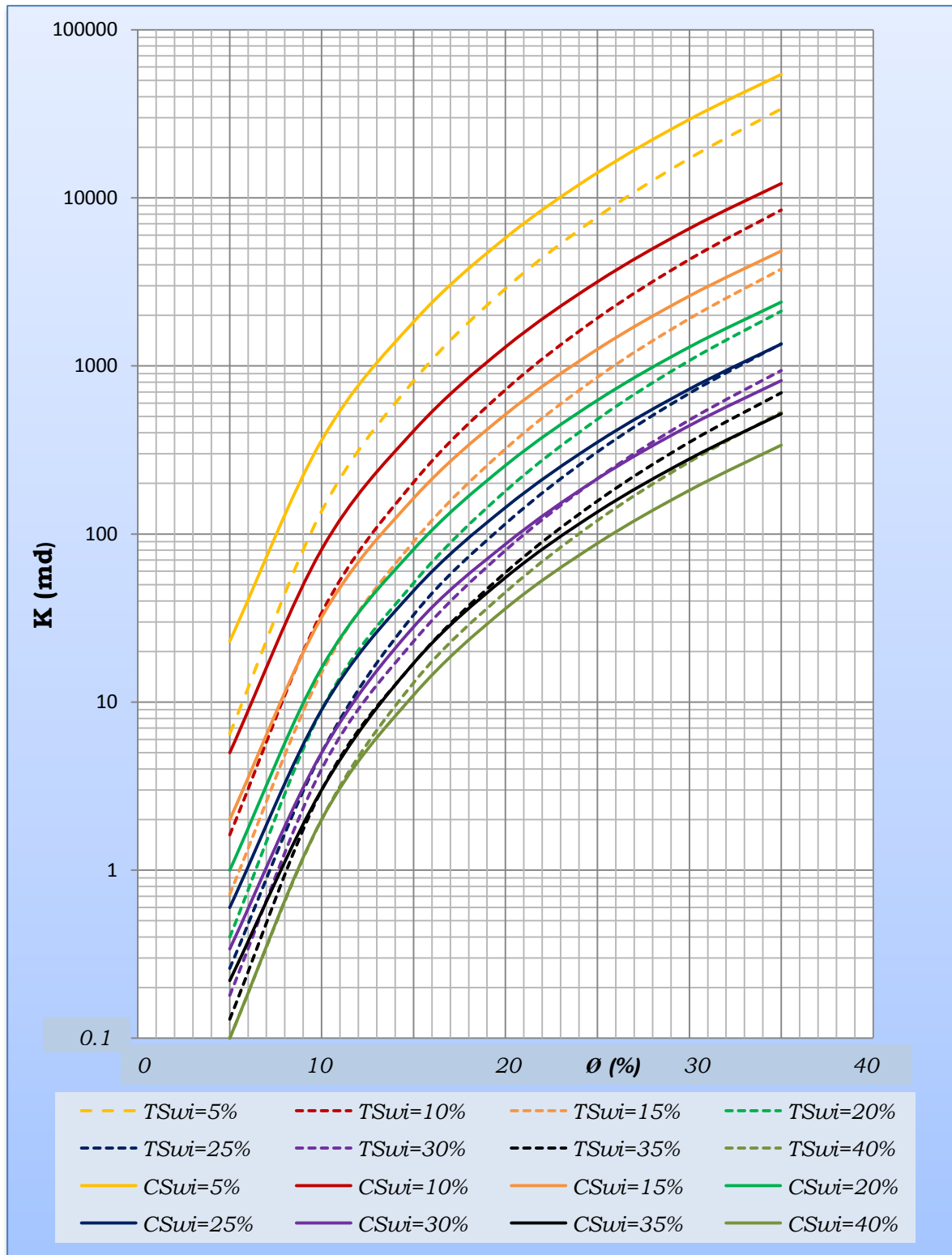


Figura 66. Correlación de valores de permeabilidad obtenidos con las ecuaciones de Timur y Coates para diferentes valores de Sw_i , en escala semi-log

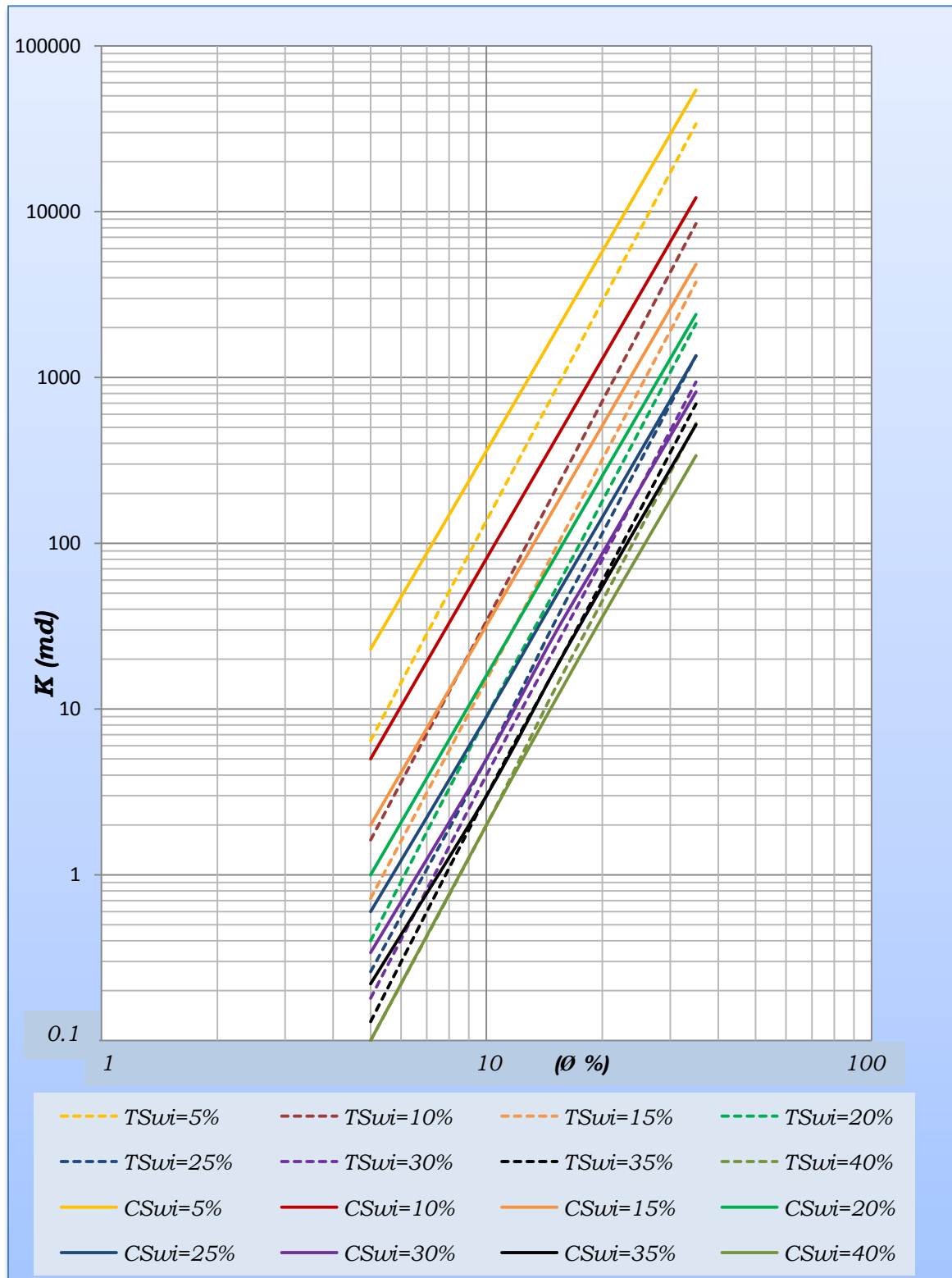


Figura 67. Correlación de valores de permeabilidad obtenidos con las ecuaciones de Timur y Coates para diferentes valores de S_{wi} , en escala log-log.

Además se prepararon las Tablas 7 y 8 en las que se presentan las porosidades efectivas, las saturaciones de agua irreductible, las permeabilidades calculadas con ambas ecuaciones (K_T : Timur, K_C : Coates), las diferencias entre éstas, así como los porcentajes que representan las diferencias con respecto a la permeabilidad obtenida según Timur, que se tomó como referencia.

En estas tablas se aprecia con más precisión el comportamiento de los resultados. Para el análisis de esta información, se tomaron en cuenta los siguientes aspectos: los rangos de valores de permeabilidad y los porcentajes de diferencia entre las permeabilidades calculadas.

Para la porosidad más baja considerada (5%) se tienen valores bajos o muy bajos de permeabilidad para cualquier valor de saturación de agua irreductible, por lo que se considera que con las dos ecuaciones se obtienen permeabilidades aceptables, aunque la diferencia entre ellas sea muy grande; por ejemplo: $\emptyset = 5\%$, $S_{wi} = 10\%$, $K_T = 2 \text{ md}$, $K_C = 5 \text{ md}$, $\Delta K = -3 \text{ md}$, $\% \text{ dif} = -150$. Situaciones similares se tienen, por ejemplo, para $\emptyset = 10\%$, S_{wi} en el rango de 15 a 25%. Por otro lado, se tienen casos en que los valores de permeabilidad coinciden, por ejemplo: $\emptyset = 10\%$, $S_{wi} = 35\%$, $K_T = K_C = 3 \text{ md}$, $\Delta K = 0$, $\% \text{ dif} = 0$.

Con base en estos criterios de análisis, se marcaron en las Tablas 7 y 8 los valores de porosidad y de saturación de agua irreductible para los cuales se obtienen prácticamente las mismas permeabilidades con las dos ecuaciones.

En los casos que quedan fuera de este marco, se tienen permeabilidades diferentes o muy diferentes entre sí y en muchos de ellos los porcentajes de diferencia también son muy altos, por ejemplo: $\emptyset = 30\%$, $S_{wi} = 5\%$, $K_T = 17176 \text{ md}$, $K_C = 29241 \text{ md}$, $\Delta K = -12165 \text{ md}$, $\% \text{ dif} = -70$.

Tabla 7. Diferencia en las permeabilidades de la ecuación de Timur y Coates para diferentes Swi.

Ø (%)	Swi= 5% (T-C)		Swi= 10% (T-C)		Swi=15% (T-C)		Swi= 20% (T-C)		Swi=25% (T-C)		Swi=30% (T-C)		Swi=35% (T-C)		Swi=40% (T-C)	
	KT-KC	ΔK	KT-KC	ΔK	KT-KC	ΔK	KT-KC	ΔK	KT-KC	ΔK	KT-KC	ΔK	KT-KC	ΔK	KT-KC	ΔK
5	6-23	-17	2-5	-3	1-2	-1	0,4-1	-0,06	0,26-0,60	-0,34	0,18-0,34	-0,16	0,13-0,22	-0,09	0,1-0,1	0
10	137-361	-224	34-81	-47	15-32	-17	9-16	-7	5-9	-4	4-5	-1	3-3	0	2-2	0
15	814-1828	-1,014	203-410	-207	90-163	-73	51-81	-30	33-46	-13	23-28	-5	17-17	0	13-11	2
20	2885-5776	-2,891	721-1296	-2017	321-514	-193	180-256	-76	115-144	-29	80-87	-7	59-55	4	45-36	9
25	7701-14102	-6,401	1925-3164	-1229	856-1254	-398	481-625	-144	308-352	-44	214-213	1	157-135	22	120-88	32
30	17176-29241	-12,065	4294-6561	-2267	1908-2601	-693	1074-1296	-222	687-729	-42	477-441	36	351-279	72	268-182	86
35	33845-54173	-20,328	8461-12155	-3694	3761-4819	-1,058	2115-2401	-286	1354-1351	3	940-817	123	691-518	173	529-338	191

KT y KC, permeabilidades obtenidas con las ecuaciones de Timur y Coates, respectivamente.

$\theta(\%)$	Swi= 5%			Swi= 10%			Swi=15%			Swi= 20%		
	KT-KC	ΔK	(%)dif	KT-KC	ΔK	(%)dif	KT-KC	ΔK	(%)dif	KT-KC	ΔK	(%)dif
5	6-23	-17	-283	2-5	-3	-150	1-2	-1	-100	0.4-1	-0.6	-150
10	137-361	-224	-163	34-81	-47	-138	15-32	-17	-113	9-16	-7	-77
15	814-1828	-1,014	-124	203-410	-207	-102	90-163	-73	-81	51-81	-30	-58
20	2885-5776	-2,891	-100	721-1296	-575	-80	321-514	-193	-60	180-256	-76	-42
25	7701-14102	-6,401	-83	1925-3164	-1,239	-64	856-1254	-398	-46	481-625	-144	-29
30	17176-29241	-12,065	-70	4294-6561	-2,267	-52	1908-2601	-693	-36	1074-1296	-222	-20
35	33845-54173	-20,328	-60	8461-12155	-3,694	-43	3761-4819	-1,058	-28	2115-2401	-286	-13

$\theta(\%)$	Swi=25%			Swi=30%			Swi=35%			Swi= 40%		
	KT-Kc	ΔK	(%)dif	KT-Kc	ΔK	(%)dif	KT-Kc	ΔK	(%)dif	KT-Kc	ΔK	(%)dif
5	0.26-0.60	-0.34	-130	0.18-0.34	-0.16	-88	0.13-0.22	-0.09	-69	0.10-0.10	0	0
10	5-9	-4	-80	4-5	-1	-25	3-3	0	0	2-2	0	0
15	33-46	-13	-39	23-28	-5	-21	17-17	0	0	13-11	2	15
20	115-144	-29	-25	80-87	-7	-8	59-55	4	6	45-36	9	20
25	308-352	-44	-14	214-213	1	0	157-135	22	14	120-88	32	26
30	687-729	-42	-6	477-441	36	7	351-279	72	20	268-182	86	32
35	1354-1351	3	0.2	940-817	123	13	691-518	173	25	529-338	191	36

Tabla 8. Cálculo de ΔK y % de diferencia entre los resultados de ambas ecuaciones.

Se toma como referencia KT.

Se considera lógico el comportamiento de los resultados obtenidos con la ecuación de Vázquez Colorado, Figuras 60, 61 y 62, ya que a mayor porosidad efectiva se tiene mayor permeabilidad absoluta para cualquier tamaño medio de grano. Así mismo, para una misma porosidad efectiva se incrementa la permeabilidad absoluta a medida que aumenta el tamaño medio de grano.

Considerando ahora la ecuación de Kozeny-Carman, modificada por Archie, se aprecia que aumenta la permeabilidad si también lo hace el radio efectivo de poro, ver Figuras 63, 64 y 65, lo cual es concordante.

Para los rangos comunes de porosidad que se encuentran en los yacimientos petroleros en rocas clásticas, entre el 5% y 35%, se obtienen rangos altos de permeabilidad con la ecuación de Vázquez Colorado, ver Figura 61, medios con la ecuaciones de Timur y de Coates, ver Figura 66 y bajos con la ecuación de Kozeny-Carman, ver Figura 64.

Si se relacionan los parámetros adicionales (S_{wi} , d_g , r_{eff}), se puede señalar que para una misma porosidad: si aumenta la S_{wi} el radio efectivo disminuye y la permeabilidad también, y si el tamaño medio de grano aumenta lo hacen también el radio efectivo y la permeabilidad.

Un aspecto colateral de importancia que resulta del análisis del trabajo efectuado es el siguiente.

En esta Tesis se procesaron cuatro modelos matemáticos para obtener, en forma indirecta, la permeabilidad absoluta de un medio poroso, en los que se requiere conocer la porosidad y la saturación de agua irreductible (Timur y Coates), la porosidad y el tamaño medio del grano (Vázquez Colorado) y la porosidad y el radio efectivo de poro (Kozeny-Carman, modificada por Archie)-

La combinación de estas ecuaciones permite determinar alguno de los parámetros que intervienen en ellas aún cuando no se conozca la permeabilidad; por ejemplo, si se combinan (igualan) las ecuaciones de Timur y Vázquez Colorado, queda la siguiente expresión:

$$\frac{0.136 \phi^{4.4}}{S_{wi}^2} = 0.07 d^{2.8} \phi^{4/d^{0.096}} \quad (52)$$

Con base en esta ecuación, se pueden determinar la porosidad, la saturación de agua irreductible y el diámetro de grano si se resuelve tal ecuación para alguno de estos tres parámetros y se conocen los valores de los otros dos, por ejemplo, para obtener la saturación de agua irreductible.

$$S_{wi} = \sqrt{\frac{0.136 \phi^{4.4}}{0.07 d^{2.8} \phi^{4/d^{0.096}}}} \quad (53)$$

Al combinar las ecuaciones de Timur y Kozeny-Carman, resulta:

$$\frac{0.136 \phi^{4.4}}{S_{wi}^2} = \frac{r_{eff}^2 \phi^2}{8} \quad (54)$$

resolviendo también para S_{wi} queda:

$$S_{wi} = \sqrt{\frac{8 (0.136 \phi^{4.4})}{r_{eff}^2 \phi^2}} \quad (55)$$

Asimismo, si se combinan las ecuaciones Vázquez Colorado y de Kozeny-Carman, queda:

$$0.07 d^{2.8} \phi^{4/d^{0.096}} = \frac{r_{eff}^2 \phi^2}{8} \quad (56)$$

resolviendo ahora para r_{eff} , la expresión queda:

$$r_{eff} = \sqrt{\frac{(8) \left[0.07 d^{2.8} \varnothing \right]^{4/d^{0.096}}}{\varnothing^2}} \quad (57)$$

A estas tres ecuaciones resultantes, o a cualquier otra que se genere al combinar las cuatro expresiones base de este trabajo, se les puede realizar un análisis como el efectuado a las cuatro ecuaciones mencionadas, para conocer el comportamiento gráfico de cada una de ellas, lo cual ayudará a manejarlas o aplicarlas con mayor respaldo y seguridad.

V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Con base en la literatura técnica recopilada, revisada y procesada para la preparación de esta Tesis, se señalan las siguientes conclusiones y recomendaciones.

CONCLUSIONES

- *Se han propuesto muchas ecuaciones para determinar indirectamente la permeabilidad absoluta de las rocas sedimentarias que forman los yacimientos petroleros, algunas de ellas se presentan en el Capítulo II.*
- *En las ecuaciones o modelos matemáticos presentados intervienen diversos parámetros, unos propios de los clastos (geometría y dimensión de los granos), otros de la roca (porosidad, tortuosidad, área interna, dimensión de los poros) y varios del sistema roca-fluidos (saturación de agua, resistividad o conductividad eléctrica). Con seguridad, en otras ecuaciones para determinar la permeabilidad absoluta se toman en cuenta estas propiedades combinadas con algunas adicionales.*
- *Para este trabajo se seleccionaron cuatro ecuaciones propuestas por los siguientes autores:*
 - *Timur y Coates: relacionan a la permeabilidad absoluta con la porosidad efectiva (roca) y la saturación de agua irreductible (sistema roca-fluidos).*
 - *Vázquez Colorado: relaciona a la K_a con la porosidad efectiva (roca) y el tamaño de grano (clastos).*
 - *Kozeny-Carman-Archie: relacionan a la K_a con la porosidad efectiva (roca) y el radio efectivo de poro (roca).*

- *Las cuatro ecuaciones arrojan resultados similares. En términos generales, a mayor porosidad efectiva se tiene mayor permeabilidad absoluta. Las gráficas de K_a contra porosidad efectiva generan curvas o rectas, según sea el papel en las que se hayan preparado, con tendencias parecidas para los parámetros adicionales considerados: S_{wi} , d_g y r_{eff} . Todas estas tendencias muestran variaciones lógicas de permeabilidad absoluta. Considerando una sola tendencia, por ejemplo de un tamaño de grano (Vázquez Colorado), a mayor porosidad efectiva se tiene mayor permeabilidad absoluta. Ahora, si se toma un conjunto de tendencias, por ejemplo de saturación de agua irreductible (Timur o Coates) para una misma porosidad se tiene mayor permeabilidad si disminuye la saturación de agua irreductible.*
- *Los valores de permeabilidad calculados con las ecuaciones de Timur y Coates son del mismo orden, ambas tienen como parámetro adicional a la S_{wi} . Los valores obtenidos con la ecuación de Vázquez Colorado son muy elevados, en tanto que los proporcionados por Kozeny-Carman-Archie son muy bajos, comparados con los valores obtenidos de Timur o Coates. Esta diferencia de resultados es lógica pues se consideran distintos tipos de parámetros adicionales: diámetro de grano, saturación de agua irreductible y radio efectivo de poro. En el primer caso, se considera una característica del clasto o grano, en el segundo de una roca con fluido inmóvil y en el tercero de un medio poroso. Sólo se puede hacer una comparación correcta o apropiada de los resultados obtenidos si se relacionan los de Timur con los de Coates, que tienen la misma variable adicional (S_{wi}). Si se desea comparar estos resultados con los dados por las ecuaciones de Vázquez Colorado o de Kozeny-Carman-Archie o los de estas dos últimas ecuaciones tendría que sacarse la relación entre tales variables; por ejemplo, la relación entre S_{wi} y el d_g o entre S_{wi} y el r_{eff} o entre el d_g y el r_{eff} .*

RECOMENDACIONES

- *Para conocer la permeabilidad absoluta (K_a) de un yacimiento petrolero es preferible establecer una correlación propia de este parámetro con la porosidad efectiva a partir de mediciones realizadas en laboratorio a muestras de roca recuperadas en diversos intervalos del yacimiento durante la perforación de los pozos. Para tal efecto podría ser necesaria la incorporación de algún otro parámetro geológico o petrofísico medible o cuantificable. Establecida la correlación, obtener la ecuación correspondiente y aplicarla en el yacimiento. La porosidad se puede determinar, relativamente fácil, con la interpretación cuantitativa de algún registro de porosidad que se haya corrido en el pozo.*
- *En caso de no disponer de suficiente información de núcleos, escoger alguna ecuación general propuesta en literatura técnica. La selección debe realizarse de manera muy cuidadosa, tomando en cuenta las características geológicas y petrofísicas de la roca del yacimiento en cuestión.*
- *Alguna ecuación que comprenda como variable, además de la porosidad, un parámetro que influya en el flujo de fluidos, como es la saturación irreductible de agua, podría ser la más indicada. Si este es el caso no olvidar que se estaría determinando una permeabilidad efectiva en el medio para la saturación de agua irreductible considerada. El resultado tendría que corregirse para obtener la permeabilidad absoluta, o sea lo que depende exclusivamente de la geometría del medio poroso.*
- *El valor de la permeabilidad al líquido (K_L) obtenido con el método de Klinkenberg es más representativo de la permeabilidad absoluta que la medida en el laboratorio por flujo de agua que sature 100% a la muestra de roca, que no reaccione con ella y que moje a los sólidos, como normalmente se acepta.*

- Tomando en cuenta los resultados obtenidos con las ecuaciones propuestas por Timur y Coates, en las que intervienen como variables la porosidad y la saturación de agua irreductible se recomienda cualquiera de ellas para los siguientes valores o rangos de tales parámetros.
 - a) Porosidades bajas (5%) en todo el rango de saturación de agua irreductible (5 a 40%).
 - b) Porosidades del orden de 10% para saturaciones de agua irreductible de 15 a 40%.
 - c) Porosidades de 15 a 35% para saturaciones irreductibles de agua de 25 a 40%.

Resumiendo, ambas ecuaciones pueden aplicarse indistintamente en la mayor parte de los rangos de porosidad y saturación irreductible de agua considerados: 5 a 35% y 5 a 40%, respectivamente, excepto para porosidades de 10 a 35% y saturaciones irreductibles de agua de 5 a 20% en donde las permeabilidades obtenidas con la ecuación de Timur son mayores que las obtenidas con la ecuación de Coates y para porosidades de 30 a 35% y saturaciones de agua irreductible de 35 a 40% en donde las permeabilidades determinadas con la ecuación de Coates son mayores que las calculadas con la de Timur.

Los resultados al aplicar la ecuación de Vázquez Colorado son muy optimistas, en tanto que los que se obtienen con la ecuación de Kozeny-Carman-Archie son muy pesimistas. Sería muy conveniente considerar otras ecuaciones en las que intervenga el tamaño de grano y comparar los resultados con los obtenidos al aplicar la de Vázquez Colorado. Igualmente, comparar los resultados obtenidos con la ecuación de Kozeny-Carman-Archie con los obtenidos con otras en las que aparezca como variable el radio efectivo del poro. Estos procesamientos permitirían profundizar más sobre la aplicación de tales ecuaciones.

BIBLIOGRAFÍA:

- Amyx. Y.W. Bass, D.M. and Whiting, RL “Petroleum Reservoir Engineering Physical Properties”. Mac Graw-Hill. New York. (1960).
- Archie, G.E.: “The Electrical Resistivity Log as and Aid in Determining Some Reservoir Characteristics”, J. Pet. Tech. 1942.
- Arroyo Carrasco, A. “Bases teóricas e interpretación de registros geofísicos de pozos”. México, UNAM, Tesis, Facultad de Ingeniería, 1996.
- Chemistry- Standard Handbook of Petroleum & Natural Gas (edited by Willam Lyons. 1996 (C.D)
- Cruz Martínez Carlos. “Petrofísica en la caracterización de yacimientos”. México, Tesis, Facultad de Ingeniería UNAM. 2009.
- Gómez Hernández Sandra. “Escalas de Caracterización de Yacimientos petroleros”. Tesis, Facultad de Ingeniería, UNAM. 1998.
- <http://www.Segemar.gov.ar/pOfertaRegiones/Oferta/Arcillas/Usos%y%especificaciones/Usos%20%20especificaciones.htm>.
- <http://www.uclm.es/users/higeras/yymm/arcillas.htm>
- Martell Andrade José Bernardo. “Desarrollo de la evaluación Petrofísica en México y su futuro a través de la UNAM”. México 2008.
- Permeability Prediction for Reservoir Sandstones and Basament Rocks Based on Fractal Pore Space Geometry (Hansgeorg Pape, Christop Clauser). Joint Geophysical Reseach Institute of the German Geological Surveys. INTERNET. Google. .
- Portilla San Agustín Lizbeth “Métodos para determinar la Saturación de agua irreductible (Swi) en Yacimientos Petroleros”. Tesis Facultad Ingeniería UNAM. 2007.

- *“Reconciliation of log and Laboratory derived irreducible Water Saturations in a double Porosity Reservoir”*. Luciane Bouvier, Sylvia M. Maquignon. TOTAL CFP, Paris France. INTERNET, Google.
- *“State-of-The-Art in Permeability Determination From Well Data: Part 1-A Comparative Study, Model Development”*. West Virginia University. SPE. Internet Google.
- Schlumberger, *“Principios/Aplicaciones De la Interpretación de Registros”*, 1990
- Villamar Viguera Manuel Juan. *“Apuntes de Caracterización de Formaciones”*, UNAM., 2003
- Vázquez Colorado Porfirio. *“Análisis e interpretación de correlaciones Porosidad , Permeabilidad de Medios Porosos”*. Tesis, Facultad de Ingeniería UNAM, 1996.
- Zaldívar Gil Alfredo Jorge. *“Relación entre ambiente sedimentario y propiedades petrofísicas de rocas clásticas acumuladoras de hidrocarburos”*. Tesis Facultad Ingeniería, UNAM, 2008.
- Correo: cancer25_memo@hotmail.com