

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

Porosidad y su importancia
en la elaboración de algunos modelos físicos
de permeabilidad

TESIS

Que para obtener el título de:
INGENIERO GEÓLOGO,
presenta:

HUGO MANUEL PINEDA SAAVEDRA

DIRECTOR: ING. MIGUEL I. VERA OCAMPO





Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



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.

ÍNDICE GENERAL

Introducción	v
I. Porosidad	1
I.1. Definición de porosidad	1
I.2. Porosidad efectiva	4
II. Tipos de porosidad	7
II.1. Clasificación de la porosidad	7
II.2. Porosidad primaria	11
II.3. Porosidad secundaria	12
II.4. Cálculo de la porosidad	16
II.5. Porosidad en sedimentos	18
II.6. Resumen de la clasificación de la porosidad	19
III. Relación porosidad–permeabilidad	21
III.1. Permeabilidad	21
III.1.1. Ley de Darcy	21
III.1.2. Permeabilidad absoluta	22
III.1.3. Permeabilidad efectiva	22
III.1.4. Permeabilidad relativa	22
III.2. Isotérmicos	26
III.2.1. Capilaridad	26
III.2.2. Viscosidad (η)	29
III.2.3. Densidad	29
III.2.4. Mojabilidad	30
III.2.5. Absorción	31
III.2.6. Adsorción	31
III.2.7. Cohesión y Adhesión	32
III.2.8. Composición (multifases) y miscibilidad	33
IV. Factores modificadores de la porosidad	35
IV.1. Definición de parámetro modificador	35

ÍNDICE GENERAL

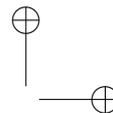
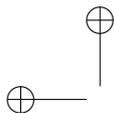
IV.1.1. Presencia de fluidos	36
IV.1.2. Tiempo	37
IV.1.3. Composición (Mineralogía)	37
IV.1.4. Textura	38
IV.1.5. Procesos diagenéticos	40
V. Modelos físicos para la permeabilidad	43
V.1. Factor de formación	43
V.2. Modelo de tubos	43
V.3. Modelo de permeabilidad	44
V.4. Número de poros	44
V.5. Modelo basado en tipos de poros	46
V.6. Modelo del factor de formación	48
VI. Porosimetrías	51
VI.1. Ensayos de intrusión de mercurio	51
VI.2. Conteo de puntos al microscopio	54
VII. Conclusiones	59
A. Factores de Conversión	63
B. Clasificación geológica de poros	67
Bibliografía	71

INTRODUCCIÓN

LA POROSIDAD en las rocas es una de las propiedades de mayor importancia desde el punto de vista ingenieril dado que su presencia o ausencia prácticamente determina junto con la permeabilidad, su valor económico. Si existe la porosidad adecuada en un cuerpo de roca éste puede ser capaz de almacenar o permitir la migración o acumulación de fluidos como agua, gas y petróleo en cantidades económicamente explotables. Esta propiedad de las rocas debe ser considerada en todo momento en cualquier estudio geológico que ayude a determinar la utilidad de un cuerpo de roca. Sin embargo, el estudio de la porosidad parece no haber sido tomado en cuenta con la real importancia ya que muchos de los métodos empleados se llevan a cabo de manera casi empírica, pues no interrelacionan el entorno geológico con sus resultados, lo cual produce interpretaciones falsas, erróneas o ambiguas.

El desconocimiento tanto de las bondades que acarrea la determinación de la porosidad así como su interpretación por métodos directos y la falta de información suficiente ha provocado la aplicación de otros métodos que al carecer de una correcta ejecución e interpretación no son capaces de resolver ni completa ni adecuadamente la cuestión de la porosidad. Algunos de los métodos empleados hasta el día de hoy se sustentan débilmente en la obtención de ciertas propiedades a partir de lo cual se pretende hacer toda una interpretación geológica, algo que es prácticamente imposible. El ingeniero geólogo tiene como obligación conocer a profundidad las propiedades esenciales de las rocas tanto físicas como químicas y relacionarlas con el fin de lograr interpretaciones congruentes que verdaderamente permitan optimar la exploración y explotación de recursos en el subsuelo.

Los métodos directos compilados en este trabajo deben servir como información de primera mano para el ingeniero geólogo y sólo él puede y debe efectuarlos e interpretarlos por medio de la integración de los conocimientos adquiridos durante su formación. Una vez que

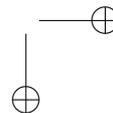
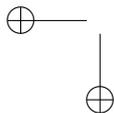


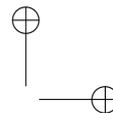
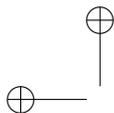
IV

INTRODUCCIÓN

se tiene una idea preliminar de la porosidad a partir de la aplicación de estos métodos, entonces se puede recurrir a otros más sofisticados para comprobar los resultados y complementar así la información obtenida.

La ventaja de la aplicación de los métodos directos radica en una mejor y más completa interpretación de los resultados.





I. POROSIDAD

La porosidad es uno de los dos principales atributos para que una roca pueda servir como contenedor de algún o algunos fluidos de importancia económica ya que los espacios porosos dentro de una roca pueden contener agua, petróleo y gas.

Se han dado diferentes definiciones de la porosidad en las que se observan, a grandes rasgos, coincidencias en cuanto al concepto como la relación entre los espacios vacíos y los espacios ocupados por las fases presentes en las rocas. Sin embargo, algunos autores divergen ligeramente entre sí en sus definiciones ya que sus concepciones implican en algunos casos a la permeabilidad, que es el otro atributo de gran importancia para que una roca sea considerada como un yacimiento económicamente aprovechable.

A continuación se citan algunas de estas definiciones de la porosidad.

I.1. Definición de porosidad

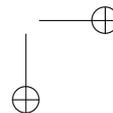
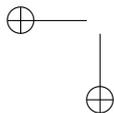
Porción del volumen ocupado por una roca que corresponde al espacio vacío entre las partículas que la conforman. Dichos espacios pueden estar o no comunicados, lo cual proporciona otras propiedades físicas como la permeabilidad.

Se define a la porosidad como la razón entre el espacio poroso o vacío y el volumen total de la roca en cuestión y por lo general se expresa como un porcentaje:

$$\text{Porosidad} = \frac{\text{Vol. Vacío}}{\text{Vol. Total}} \times 100 \quad (\text{I.1})$$

La porosidad varía en la mayor parte de las rocas, tanto lateral como verticalmente.

El espacio poroso propiamente dicho es aquella porción de la roca disponible para la migración, acumulación y almacenamiento de fluidos y por tanto, esta propiedad es de especial interés por que



junto con la permeabilidad, determina la capacidad de la roca para contener agua, gas y petróleo. (A. I. Levorsen, 1954).

Un cuerpo poroso es un sólido que contiene espacios vacíos. Todas las rocas son consideradas porosas en algún grado, sus poros contienen uno o más fluidos (aire, agua, o en menor cantidad, hidrocarburos) —Freeze y Cherry, 1979—.

En las rocas generalmente están contenidos, de forma natural, fluidos como agua, petróleo y gas o combinaciones entre ellos.

La porosidad en las rocas la constituye el conjunto de los espacios o poros entre las partículas de la fase sólida que la forman (Dajnov, 1982).

El ingeniero geólogo se ve en la necesidad de conocer las cantidades de los fluidos así como la transmisibilidad de éstos a través de las rocas. Las principales propiedades de las rocas que pueden favorecer o afectar a un yacimiento son, la porosidad que es una medida del espacio vacío dentro de una roca y la permeabilidad que representa una medida de la transmisibilidad de los fluidos en una roca. Otras propiedades de importancia también son la saturación de fluidos y la conductividad eléctrica.

La porosidad se define entonces como la relación del volumen vacío de una roca respecto al volumen total de ésta multiplicada por 100 para expresarla en porcentaje.

La porosidad es el conjunto de los espacios vacíos (poros) contenidos entre las partículas de la fase sólida que forman la roca (Amyx, 1960).

En un esfuerzo por asentar la base teórica de la medida de la porosidad y determinar los límites aproximados de sus valores Graton y Fraser calcularon la porosidad de varios arreglos o empaques construidos con partículas esféricas uniformes. Los límites encontrados corresponden a la celda unitaria cúbica (máxima porosidad) con 47.6 % aproximadamente y a la romboedral (mínima porosidad) con alrededor de 25.96 %. Esto significa que el arreglo cúbico (fig. I.1 y I.2) representa el más abierto de los empaques y el romboedral el menos abierto. Considerando el arreglo cúbico se puede entonces calcular:

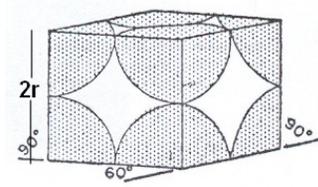


Figura I.1: Celda unitaria

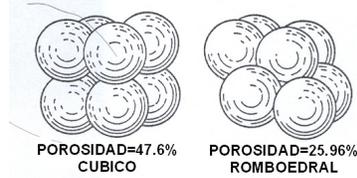


Figura I.2: Tipos de empaque

La celda unitaria es un cubo de lado igual a $2r$ donde r es el radio de la esfera. De esta forma,

$$\text{Volumen total} = (2r)^3 = 8r^3$$

Puesto que en el cubo hay $8 \left(\frac{1}{8}\right)$ de esfera entonces:

$$\text{Volumen sólido} = \frac{4\pi r^3}{3}$$

La porosidad es entonces

$$\begin{aligned} \frac{\text{Vol. Vacío}}{\text{Vol. Total}} \times 100 &= \frac{\text{Vol. Total} - \text{Vol. Sólido}}{\text{Vol. Total}} \times 100 \\ &= \frac{8r^3 - \frac{4\pi r^3}{3}}{8r^3} \times 100 \\ &= \left(1 - \frac{\pi}{2(3)}\right) \times 100 \\ &= 47.64\% \end{aligned}$$

Resulta de interés particular el hecho de que los radios se cancelan por lo que la porosidad de arreglos de esferas uniformes es una función únicamente del empaque.

En la realidad los materiales que conforman las rocas están compuestos de una variedad de tamaños de partículas y que no sólo el arreglo sino la angulosidad y distribución del tamaño de partícula (fig. I.3) afectan a la porosidad.

Obviamente la configuración del espacio poroso es muy distinto a aquel observado en un arreglo de esferas de tamaño uniforme. Es

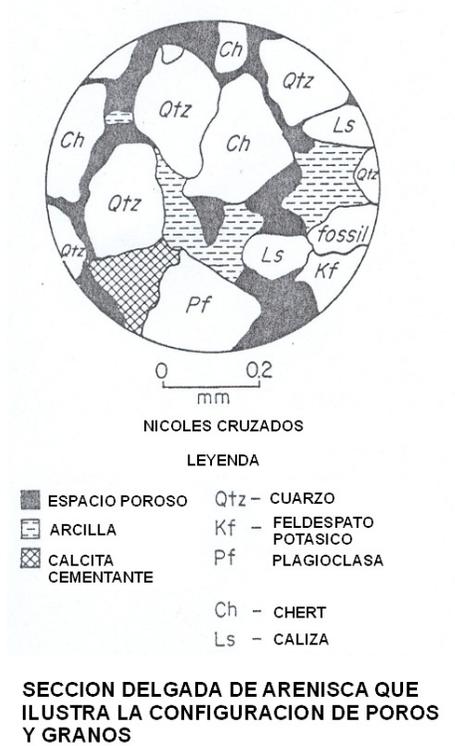


Figura I.3: Distribución de fragmentos en una arenisca (Amyx, 1960).

de esperar que además pueda haber alguna porción de estos espacios que se encuentren rellenos de arcillas y/o material cementante.

En las grauvacas se observa la distribución del tamaño del grano en forma acumulativa (fig. I.4 y I.5) compuestas de más del 80 % por arenas.

I.2. Porosidad efectiva

Es aquel espacio dentro de una roca que puede ser ocupado por algunos fluidos y que verdaderamente está interconectado permitiendo el paso de estos a través de las rocas.

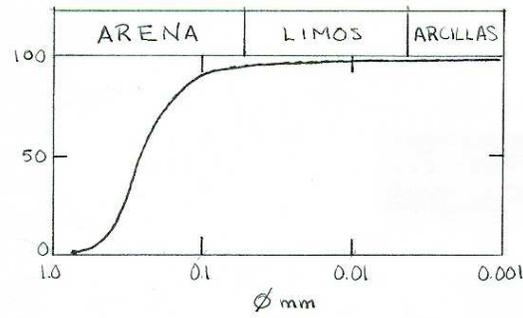


Figura I.4: Distribución acumulativa de tamaño de grano en arenas (Amyx, 1960).

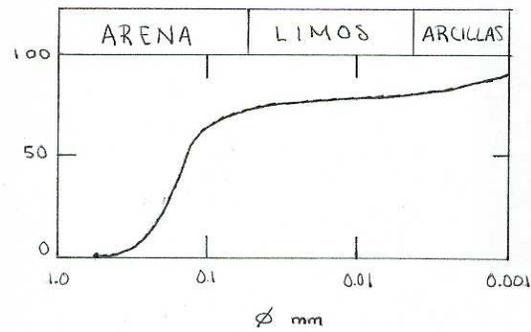


Figura I.5: Distribución acumulativa de tamaño de grano de una gravaca (Amyx, 1960).

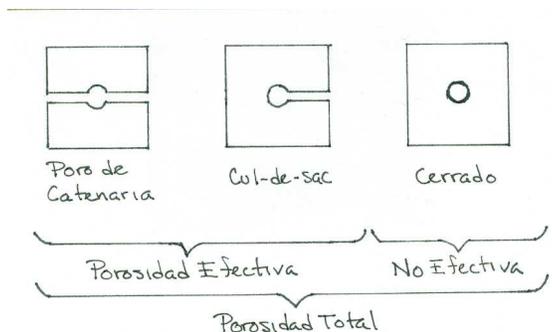


Figura I.6: Tipos morfológicos de poros (Selley, 1998).

En general, se puede definir a la porosidad como el espacio dentro de una roca que no está ocupado por partículas en fase sólida y que por tanto puede estar relleno de uno o más fluidos.

La porosidad, se clasifica dependiendo de su origen y de sus características geométricas y capacidad de permitir el paso de fluidos a través de las rocas.

Finalmente se muestran los tres tipos básicos de poros (fig. 1.6.) desde el punto de vista morfológico.

Los poros de *catenaria* son aquellos que se hallan interconectados por más de un conducto. Los del tipo *Cul-de-sac* o sin salida únicamente se comunican a otros por una sola ruta y por último, los poros *cerrados* que no se conectan con otros poros.

La porosidad efectiva queda entonces constituida por la presencia de los poros de *Cul-de-sac* y de *catenaria* únicamente.

II. TIPOS DE POROSIDAD

II.1. Clasificación de la porosidad

Se han realizado diferentes esfuerzos para clasificar los diferentes tipos de porosidad por parte de varios investigadores. La descripción de la porosidad debe tener como fin principal su aplicación al relacionar ésta con las propiedades petrofísicas que ayuden verdaderamente a la caracterización de las rocas que contienen algún fluido que represente un bien material con valor comercial.

La porosidad puede ser definida y clasificada en términos de la textura de la roca y de sus propiedades petrofísicas.

Las tres clasificaciones más importantes son: G. E. Archie, (1952), Choquette y Pray, (1970), y J. Lucia, (1983). Aunque dichas clasificaciones se centran principalmente en rocas carbonatadas, éstas pueden extrapolarse a rocas clásticas haciendo consideraciones adecuadas, por lo que no se harán diferenciaciones específicas entre estas dos clases de rocas para la cuestión de porosidad durante la descripción y comparación entre las clasificaciones.

Según Archie (1952), la clasificación de la porosidad consiste en dos partes:

1. La textura de la matriz
2. El carácter de la estructura visible de poros

La clasificación de la textura de la matriz es como sigue:

TIPO I: *Compacta cristalina*. De apariencia cristalina, resinosa en especimen de mano y con aristas algo rotas, al microscopio se observa una matriz de cristales estrechamente unidos que impiden la porosidad entre ellos.

TIPO II: *Pizarrosa Cretosa*. A simple vista la apariencia es pizarrosa-cretosa por que los cristales pequeños están menos compactados, por lo que reflejan la luz en diferentes direcciones o está compuesta de organismos marinos. En el microscopio se ven cristales menos conjuntados y unidos a diferentes ángulos.

TIPO III: *Granular o sacaroidal.* A macroescala según Archie, se observa una apariencia arenosa o azucarada con tamaños de grano muy finos (0.05 mm), finos (0.1 mm), medios (0.2 mm) y gruesos (0.4 mm). A nivel microscópico los cristales se juntan en diferentes ángulos permitiendo la existencia de espacios (porosidad) entre éstos. Las texturas oolíticas y granulares pertenecen a este tipo.

De acuerdo a Archie, los poros quedan clasificados de la siguiente manera:

- Clase A.* Porosidad no visible al microscopio $\times 10$ ó < 0.01 mm ϕ
- Clase B.* Porosidad visible, 0.01 mm $\leq \phi \leq 0.1$ mm
- Clase C.* Porosidad visible, > 0.1 mm
- Clase D.* Visible evidenciada por crecimiento cristalino secundario con huellas de fracturamiento o canales de disolución.

Archie, además, clasifica la frecuencia de los poros visibles (al microscopio) como:

Grado	Frecuencia- % superficie cubierta de poros
Excelente	20
Buena	15
Regular	10
Pobre	5

En esta clasificación se pueden agregar otros términos descriptivos como oolítico, fosilífero, dolomítico, silíceo o arcilloso. Por ejemplo: Silíceo regular o fosilífera excelente.

Así, con todos estos elementos, es posible describir tipos de porosidad mediante la combinación de tipo y clase, como IA que significa compacta cristalina < 0.01 mm ϕ para citar un ejemplo.

Para J. Lucia (1983) y Choquette y Pray (1970) existen similitudes como se muestra en la siguiente tabla:

II.1. CLASIFICACIÓN DE LA POROSIDAD

TÉRMINO	LUCIA (1983)	CHOQUETTE Y PRAY (1970)
Interpartícula	IP	BP
<i>Intergranular</i>	IG	—
<i>Intercristalino</i>	IX	BC
Vacuola	Vacuola	Vacuola
<i>Vacuola separada</i>	SV	—
<i>Móldica</i>	MO	MO
Intrapartícula	WP	WP
<i>Intragrano</i>	WG	—
<i>Intracristalino</i>	WX	—
<i>Intrafósil</i>	WF	—
Microporosidad Intragranular	μG	—
Cubierta	SH	SH
Vacuolas en contacto	TV	—
Fractura	FR	FR
Fractura con disolución	SF	CH
Cavernosa	CV	CV
Brecha	BR	BR
Fenestral	FE	FE

En la siguiente Tabla se muestra la clasificación petrográfica de los tipos de poros en carbonatos donde se compara la clasificación de Archie (1952), y el concepto de selectividad de textura de Choquette y Pray (1970) así como la posterior clasificación propuesta por Lucia (1983) (véase Apéndice B).

TIPOS DE POROS

Intergranular	Móldico	Cavernoso
Intercristalino	Intrafósil guardada	Fractura Fractura agrandada por disolución

ARCHIE (1952)

Matriz

Visible (A, B, C y D)

LUCIA (1983)

Interparticula

Vacuola

Separado

Tangente

CHOQUETTE Y PRAY (1970)

Selectiva de textura No selectiva de textura

Aunque el sistema de Archie puede seguir siendo útil para la estimación de propiedades petrofísicas, relacionar estas descripciones a modelos geológicos es complicado porque éstas no se pueden expresar en términos diagenéticos ni depositacionales.

Respecto a la teoría geométrica de los posibles arreglos intergranulares se parte de la suposición de un volumen de roca conformado por partículas perfectamente esféricas y se ordenan espacialmente de diversas maneras para determinar aquellos arreglos o empaques extremos, es decir, los que permitan el mínimo y el máximo espacio intersticial. El empaque romboedral (27 % de porosidad) y el cúbico (48 % de porosidad) describen dichos límites (Graton & Fraser, 1935), pero debido a que éstos son arreglos ideales de partículas ideales es de suponer que en la naturaleza rara vez las partículas clásticas se situarán cerca de estos extremos de esfericidad, redondez y selección. Por lo general los arreglos constan de disposiciones aleatorias de las partículas, además de que éstas poseen ciertas distribuciones

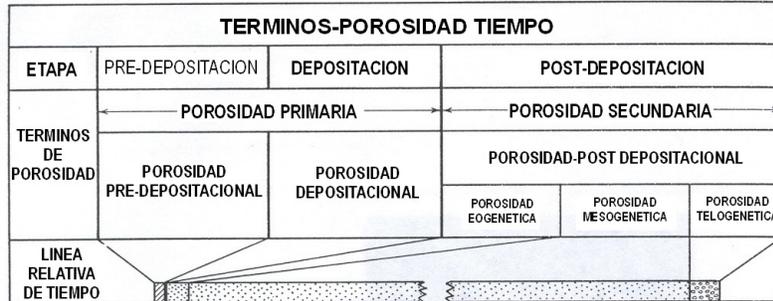


Figura II.1: Choquette y Pray, 1970

de tamaños y tienden a tener formas no esféricas. La porosidad, es una propiedad que varía en términos del tiempo (Fig. II.1)

Como en la naturaleza las rocas sedimentarias no se encuentran nunca en tan perfectas condiciones de esfericidad y redondez en sus partículas así como en su clasificación, además de presentar cementación y en su caso compactación como procesos posteriores al depósito y litificación la porosidad experimenta variaciones que pueden oscilar desde menos del 1 % hasta un 50 % ó más.

Por otra parte, es preciso indicar que la porosidad no implica necesariamente permeabilidad. Por ejemplo, las arcillas suelen ser altamente porosas pero prácticamente impermeables.

La porosidad es una propiedad que varía a lo largo de la etapa diagenética, ya que las partículas sedimentarias desde su formación hasta su depositación y respectiva litificación y sepultamiento experimentan cambios importantes en su constitución física (desgaste por transporte) dando por resultado diferentes grados de esfericidad y redondez además de verse afectadas también químicamente a lo largo de la litificación. De acuerdo a esto es necesario mencionar que la porosidad se divide en dos clases según su tiempo de formación: primaria y secundaria las cuales se definen y comentan a continuación.

II.2. Porosidad primaria

Se denomina *porosidad primaria* a aquella formada durante el depósito de las partículas sedimentarias. En otras palabras, el término se refiere

a aquellos poros existentes o generados en el proceso de depósito de un sedimento que posteriormente se convierte en roca. A las etapas correspondientes al origen de la porosidad primaria se les conoce como predeposicional y deposicional respectivamente.

La porosidad primaria depende casi completamente de la selección y a su vez del tamaño de grano.

En los yacimientos petrolíferos de rocas clásticas, la porosidad depende o resulta del efecto combinado de variables tales como son el tamaño de partícula, morfología de la partícula, selección, empaque y cantidad y naturaleza del material cementante. En los yacimientos de clásticas por lo regular, la porosidad es principalmente primaria.

Una porosidad extremadamente alta correspondería a granos no muy fuertemente empaçados y no cementados mientras que una porosidad extremadamente baja se debe por lo general a arenas inmaduras y una alta proporción de material como matriz y ocasionalmente a cementante como sílice, calcita o dolomita.

II.3. Porosidad secundaria

Esta *porosidad secundaria o postdeposicional* se refiere a aquella que ha sido creada en un tiempo posterior al depósito del sedimento y cuya aparición (la cual lógicamente modifica a la porosidad primaria) es ocasionada por diversos procesos efectuados a lo largo del tiempo y que corresponden a fenómenos geológicos tales como fracturamientos, fallamientos, actividad orgánica, sepultamiento de los sedimentos, sobrecrecimiento mineral, disolución, interpenetración de granos, etc.

La porosidad secundaria se subdivide a su vez en eogenética, mesogenética y telogenética (Choquette y Pray, 1970) según la evolución de la porosidad de acuerdo a procesos tempranos o tardíos dentro de esta etapa. En esta porosidad secundaria la forma y tamaño de los poros, su posición en la roca y su interconexión no mantienen relación directa con la forma de las partículas sedimentarias.

La mayoría de los yacimientos caracterizados por porosidad secundaria son ubicados en rocas carbonatadas. Esta porosidad puede resultar y ser modificada por cuatro factores:

1. **Disolución:** Las aguas infiltradas que contienen ácido carbónico y otros ácidos orgánicos, penetran a la roca a través de fisuras, poros, juntas, fracturas, planos de estratificación así como cualquier otro rasgo físico que permita su paso tal como aperturas cristalinas. De esta forma son disueltos los cationes solubles, incluyendo carbonatos de calcio y magnesio y sales de sodio y potasio. El orden de disolución de los carbonatos más comunes es:

aragonita→calcita→dolomita→magnesita.

Este incremento de porosidad se efectúa en aquellas partes de la roca donde la solución circula más rápidamente e impide el redepósito.

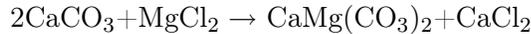
Este proceso es más importante en yacimientos de calizas y dolomías puesto que la mayoría de las rocas clásticas contienen cantidades variables de carbonatos de calcio y magnesio y otros minerales solubles que se ven afectados en menor cantidad por este fenómeno, aunque sí se presenta y debe considerarse como factor generador de porosidad secundaria en estas rocas.

2. **Fracturamiento:** Casi todos los yacimientos en calizas, dolomías y rocas silíceas contienen este tipo de porosidad aún en mínimas proporciones. Las fracturas constituyen canales por donde circula el agua, los cuales resultan agrandados por disolución modificando la porosidad de las rocas. Las principales causas del fracturamiento son: a) diastrofismo en forma de plegamiento y fallamiento, b) la remoción de encapes por erosión produce la expansión de la parte superior de la roca al sufrir un efecto de descompresión provocando así la aparición de fracturas, fisuras y juntas. Frecuentemente se combinan con otros tipos de porosidad tanto primaria como secundaria. c) La reducción de volumen debida a cambios minerales durante la diagénesis acompañadas por pérdidas de agua es otra causa de fracturamiento.

Los planos de fracturamiento en conjunto con cualquier otro tipo de porosidad presente en la roca puede formar un sistema interconectado lo cual incrementa notablemente la permeabilidad en la roca en intervalos de unos cuantos milidarcys a darcys.

3. **Recristalización-Dolomitización:** La teoría propuesta por Elie de Beaumont en 1836, sienta bases para el análisis de la porosidad

en dolomías. En ésta señala que el reemplazamiento molecular de las calizas en dolomías da como resultado una disminución del volumen entre el 12 y el 13 %. Dicho reemplazo se explica a través de la siguiente ecuación química.



En esta ecuación se observa una doble sustitución entre el magnesio de uno de los reactivos y el calcio en el CaCO_3 . En los productos, la molécula de dolomita contiene un átomo de calcio y uno de magnesio. El radio iónico del Mg es menor que el de Ca lo cual sugiere que dentro de la molécula ocupa un espacio menor y por tanto la dolomita (producto) se reduce en volumen. Estudios petrográficos han mostrado una marcada tendencia en los cristales de calcita dentro de las calizas en orientar su eje c con el plano de estratificación, posiblemente en respuesta a la presión. Sin embargo, en las dolomías los cristales no se orientan, más bien se disponen aleatoriamente. Esto explica por que la disminución del eje c del cristal durante la transformación de calcita a dolomita produce huecos en la roca. El empaque en la dolomía es más amplio que en la caliza. Las dolomías presentan espacio intercrystalino mucho mayor que permite el paso de soluciones disolventes y muestran mayor área expuesta a este proceso natural.

4. **Cementación y compactación:** cuando un sistema poroso con carácter primario o secundario se ha formado, generalmente se modifica ya sea por cementación, compactación o ambos procesos. Éstos tienden a reducir el espacio poroso y la permeabilidad a las rocas y pueden ocurrir durante o después del depósito de los sedimentos. En el caso de la cementación, se puede decir que parte de ella es primaria.

Carbonatos, sílice y otros materiales solubles pueden precipitarse contemporáneamente con el depósito de material clástico.

El material cementante primario, es susceptible a recristalización posterior, lo cual dificulta la distinción entre este material cuando es primario recristalizado y el material similar introducido después de la consolidación del sedimento.

En el caso de las clásticas, éstas contienen cementante silíceo depositado con los granos de arena o precipitado durante la diagénesis

y son denominadas cuarzoarenitas distinguiéndose de las cuarcitas producidas a partir de procesos metamórficos. Varios minerales distintos pueden actuar como cementante encontrándose como minerales secundarios depositados en poros o formados dentro de la matriz clástica, entre éstos se tienen al cuarzo, albita, ortoclasa, microclina, calcita, dolomita, caolinita, glauconita, barita y piritita. El más importante de todos, en yacimientos clásticos es el cuarzo el cual es el primero en precipitar.

El origen y la forma de precipitación de este material es algo incierto aunque las posibles fuentes incluyen la sílice contenida en las aguas meteóricas, aquella transportada por los ríos y arroyos al océano donde se precipita junto con los granos de arena, la que precipita disuelta de los granos minerales que la contienen en los puntos de contacto de los granos de arena resultado de la presión durante el depósito o durante y después de la diagénesis y por último por aquella disuelta a partir de minerales arcillosos, transportada en agua al existir sobrecarga y compactación.

En general, si la disolución es mayor que la precipitación de material cementante, la porosidad aumenta, si el depósito o precipitación es mayor que la disolución, la porosidad disminuye.

La compactación en las rocas es producto del incremento de la masa de roca que la sobreyace. El efecto de esta carga se refleja en la reducción de la porosidad en el material.

Resulta de mayor importancia en yacimientos que contienen lutitas y arcillas o material coloidal. El agua contenida es expulsada de estas rocas al elevarse la carga litostática de tal forma que las arcillas y coloides dada su naturaleza plástica fluyen hasta emplazarse entre los granos y formando así un cementante y reduciendo la porosidad. En un yacimiento se pueden distinguir dos tipos de compactación:

- a) *Compactación plástica:* Esta compactación se refiere a aquella producida por presiones de carga ejercidas por tiempos prolongados, la cual se presenta en la etapa temprana de la diagénesis. Este proceso se encarga de remover grandes cantidades de agua lo cual produce la inyección de minerales accesorios de la matriz tales como arcillas, productos de alteración y coloides dentro

de los poros conforme la presión aumenta y el agua es expulsada, resultando la pérdida de la porosidad y la reducción de la permeabilidad, además de la modificación del volumen de la roca. En rocas clásticas la compactación plástica es denotada por los minerales sometidos a esfuerzos, deformados y emplazados intersticialmente en la roca, por el reordenamiento de los granos, por la ruptura de las aristas en éstos, lo cual ocasiona un empaque más cerrado así como por un reajuste de los granos con la matriz. Las rocas sometidas a compactación plástica no recuperan su volumen original ni aún parcialmente por lo que se puede decir que en tales rocas el volumen es una función de la carga.

- b) *Compactación elástica:* En este tipo de compactación, cuando se reduce la presión de carga, la roca recupera, al menos en parte, su volumen inicial. Su ocurrencia sugiere que la energía impresa por carga es almacenada en los granos comprimidos con la presión litostática y esta energía es liberada conforme disminuye la presión.

Para explicar como actúa este fenómeno se puede recurrir a la analogía de un colchón el cual se comprime con el peso aplicado sobre él y una vez retirada la carga, la energía almacenada se libera y regresa a su forma original.

Las rocas clásticas contienen minerales de comportamiento plástico y como la presión de la carga produce mayor cierre en el empaque lo cual resulta no elástico estas no recuperan su volumen original.

En cuanto a la compresión en clásticas es difícil distinguir los efectos de la compresión plástica y elástica. La baja compresibilidad del cuarzo sugiere que en los yacimientos de clásticas se efectúa una compresión plástica preferentemente.

II.4. Cálculo de la porosidad

La noción de porosidad va más allá del conocimiento que ésta, como evidencia, puede proporcionar acerca de las etapas evolutivas de un material rocoso, puesto que su descripción y cuantificación ofrecen la

posibilidad de aplicar este conocimiento para alcanzar la optimación de la roca como recurso útil en la realización de cualquier proyecto en el cual esta propiedad juegue un papel determinante.

En cualquier caso de la aplicación de conocimiento geológico en la exploración y/o explotación de recursos minerales, petróleo, gas, aguas subterráneas o en asentamientos de grandes obras civiles, principalmente construídas en roca, la porosidad es una propiedad primordial, ya que su magnitud y distribución se manifiestan modificando la calidad de los materiales con los que se encuentre el ingeniero geólogo, por lo cual, se verá en la necesidad de evaluarla objetiva y numéricamente para así determinar de forma correcta si la roca en estudio es apta o no para la realización del proyecto u obra.

En la práctica, el cálculo de la porosidad se lleva a cabo generalmente en pruebas de laboratorio y los métodos suelen ser variados y con márgenes de error de acuerdo al tipo de obra a realizar.

Por ejemplo, en algunos casos basta con pesar el espécimen en seco y después sumergirlo en algun fluido (casi siempre agua) durante algun tiempo (unas 48h) para permitir que el fluido penetre en todos los intersticios de manera que, una vez saturada la pieza se realiza una segunda medición del peso. A partir de las diferencias entre ambas mediciones se calcula la cantidad de líquido contenido en el espécimen y así saber el volumen de la roca ocupado por el fluido, lo cual se traduce como la porosidad. El cálculo de esta propiedad in situ se efectúa por medio de registros geofísicos en pozos y sirven para complementar adecuadamente la información sobre la porosidad de la roca en observación.

En términos físicos existen dos tipos de porosidad: La porosidad absoluta o total y la porosidad efectiva. La porosidad absoluta o total se refiere únicamente a la relación espacial entre el volumen de material sólido presente y el volumen ocupado por éste:

$$\varphi_{total} = \frac{V_t - V_s}{V_t} \times 100 \quad (II.1)$$

Donde φ_{total} es la porosidad total, V_t representa el volumen total ocupado por el cuerpo y V_s el volumen sólido de que consta la roca.

La porosidad efectiva, por otra parte, es aquella que relaciona el espacio vacío interconectado con el volumen total de la roca:

$$\varphi_{efectiva} = \frac{V_i}{V_t} \times 100 \quad (II.2)$$

Donde $\varphi_{efectiva}$ es la porosidad efectiva, V_i representa el volumen interconectado y V_t el volumen vacío en la roca.

Es importante indicar que la porosidad es una cantidad de naturaleza escalar y para facilitar su utilización se expresa como porcentaje

II.5. Porosidad en sedimentos carbonatados y clásticos

Los sistemas de porosidad en los sedimentos en general son complejos en cuanto a su geometría y génesis y difieren marcadamente unos de otros, es decir, entre sedimentos carbonatados y clásticos .

Se acostumbra interpretar ambos sistemas por analogía, y aunque puede haber cierta validez en ello, la evolución de la porosidad entre ambas clases de roca es muy distinta. Al realizar una comparación entre varios aspectos presentes para rocas clásticas y sedimentos carbonatados (Choquette y Pray, 1970) se observa lo siguiente:

1. La porosidad primaria en clásticas oscila entre 25 y 40 %; en carbonatos del 40 al 70 %.
2. La porosidad extrema en clásticas llega a 15–30 % y en carbonatos 5-15 %.
3. El tipo de porosidad primaria presente en cada una de estas rocas carbonatadas y clásticas es completamente distinta.
4. El tamaño y forma de los poros son diferentes y dependen o están relacionados a diferentes parámetros y componentes.
5. La influencia de la diagénesis es menor en las clásticas (compactación y cementación) mientras que es mayor en carbonatos ya que modifica en mayor grado a la porosidad (cementación y solución).
6. El efecto del fracturamiento es de mayor significancia en carbonatos que en clásticas.
7. Las intercalaciones de porosidad-permeabilidad dependen de la clasificación y tamaño de grano en las clásticas lo cual convierte esta interrelación en consistente mientras que en los carbonatos no hay consistencia al ser independientes de clasificación y tamaño de grano.

II.6. RESUMEN DE LA CLASIFICACIÓN DE LA POROSIDAD 19

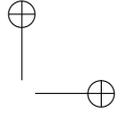
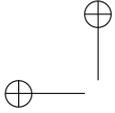
Se han realizado diferentes esfuerzos por clasificar los diferentes tipos de porosidad por parte de varios investigadores como Archie (1952), Lucia (1983) y Choquette y Pray (1970) (*v. apéndice B*). Se puede hablar de dos tipos principales de poros de acuerdo a sus tiempos de formación. Los poros primarios se pueden dividir en dos subtipos: interpartícula (o intergranular) e intrapartícula (intragranular). Éstos se originan en el momento del depósito de un sedimento, mientras que los poros secundarios se desarrollan en la roca algún tiempo posterior a su depósito.

II.6. Resumen de la clasificación de la porosidad

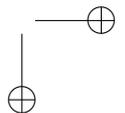
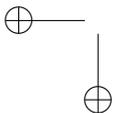
Porosidad primaria

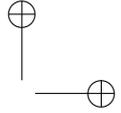
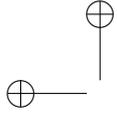
1. Inter cristalina: Espacios entre planos de crucero en los cristales, espacios entre cristales y espacios en las redes cristalinas. Muchos de estos espacios, son llamados subcapilares (diámetro < 0.002 mm). Es común que la alta recuperación de agua en yacimientos productivos carbonatados sea debido a la presencia de grandes cantidades de esta microporosidad cristalina.
2. Intergranular o interpartícula: Espacios entre granos, es decir, espacios intersticiales de todo tipo en todo tipo de roca. Estas aberturas varían desde subcapilares hasta supercapilares (diámetro > 0.5 mm).
3. Planos de estratificación: Espacios de muchas variedades que están concentrados en forma paralela a estos planos. Las diferencias entre los sedimentos depositados, de intervalos de dimensiones de partículas y de los ambientes de depósito son causas de estos espacios en dichos planos de estratificación.
4. Espacios sedimentarios misceláneos:
 - a) Resultados de la acumulación de fragmentos clásticos o fósiles.
 - b) Espacios resultantes de empaque de oolitas.
 - c) Espacios cavernosos o vacuolas de dimensiones irregulares y variables.
 - d) Espacios creados por organismos al tiempo del depósito.

Porosidad secundaria



1. Porosidad de disolución: Canales abiertos debido a disolución de las rocas por circulación de fluidos. Aberturas causadas por meteorización, agrandamiento de cavernas y juntas.
2. Dolomitización: Proceso por el cual la caliza es transformada en dolomía. El reemplazamiento del calcio por magnesio da por resultado un incremento de 12-13 % de porosidad.
3. Porosidad por fracturamiento: Espacios creados por fallamiento estructural de rocas bajo tensión por actividad tectónica como plegamiento y fallamiento, incluyen juntas, fracturas y fisuras. En carbonatos esta porosidad no excede el 1%.
4. Porosidad secundaria miscelánea:
 - a) Cimas arrecifales que son espacios en las crestas de anticlinales.
 - b) Horizontes y cabeceos que son aberturas formadas por la partición de capas bajo condiciones de deslizamiento.
 - c) Espacios causados por deslizamiento de brechas y conglomerados resultado de movimiento por gravedad del suelo marino después de litificación parcial.





III. RELACIÓN POROSIDAD–PERMEABILIDAD

III.1. Permeabilidad

La porosidad es la primera propiedad esencial requerida para determinar la calidad de una roca como yacimiento, pero por sí sola no es suficiente. Los poros existentes deben estar interconectados. A esta conexión entre poros se le denomina permeabilidad.

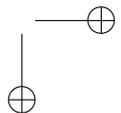
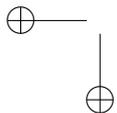
Definición. Permeabilidad: la permeabilidad mide la facilidad con la cual un fluido pasa a través de un material poroso.

La permeabilidad es una propiedad inherente a cada tipo de material. El símbolo con el que se representa generalmente es la letra k .

La unidad preferencial para la medición de la permeabilidad es el darcy (dc), el cual se define como la permeabilidad que permite a un fluido de 1cP (centipoise) de viscosidad fluir a una velocidad de 1 cm/s para una presión de 1 atm/cm . En la práctica, el darcy es una unidad demasiado grande por lo cual se prefiere utilizar un submúltiplo, el milidarcy (md). Las rocas eruptivas plutónicas tienen en general permeabilidades bajas ($k < 10 \mu d$) por ejemplo, mientras que las rocas sedimentarias en general presentan valores muy bajos (arcillas, $k < 1 \mu d$) hasta valores muy elevados ($k = 1$ dc). Las permeabilidades promedio en yacimientos oscilan entre los 5 y 500 md.

III.1.1. Ley de Darcy

El pionero en el estudio de la permeabilidad fue H. Darcy (1856), quien trabajó en este rubro durante un estudio realizado sobre las tasas o flujo de gasto en Dijon, Francia. Luego de algunas observaciones y experimentación, estableció relaciones entre los distintos parámetros físicos que le permitieron realizar el modelo matemático conocido



como la Ley de Darcy:

$$Q = \frac{k(P_1 - P_2) A}{\mu L}$$

Donde:

- Q es el gasto;
- k la permeabilidad;
- $(P_1 - P_2)$ la diferencia de presiones;
- A el área de la sección de flujo;
- L la longitud de la muestra;
- μ la viscosidad del fluido.

III.1.2. Permeabilidad absoluta

La permeabilidad de una roca es una propiedad de la roca y no del fluido que corre a través de ésta, considerando que el fluido satura el espacio poroso al 100 %. Esta permeabilidad al 100 % de saturación de un solo fluido se conoce como permeabilidad absoluta.

III.1.3. Permeabilidad efectiva

Se refiere a la permeabilidad de una roca para un fluido en particular (se supone la presencia de más de un fluido por ejemplo agua y aceite) cuando dicho fluido tiene una saturación menor al 100 % del espacio poroso de la roca.

III.1.4. Permeabilidad relativa

Se define como la relación de la permeabilidad efectiva para un fluido a una saturación dada y su permeabilidad al 100 % de saturación, dentro de una roca.

Este concepto es de gran importancia en la exploración de yacimientos petroleros ya que ayuda a explicar las características y algunas propiedades del sistema conformado por roca-fluidos.

La permeabilidad relativa se explica con mayor facilidad por medio de un diagrama como el que se muestra en la figura III.1:

La curva denominada k_{ro} la cual comienza en el punto F situado en la esquina izquierda superior con saturación cero para el agua con

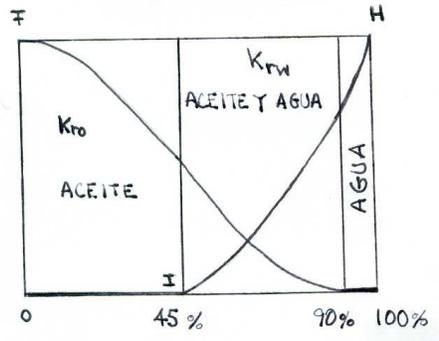


Figura III.1: Ejemplo de permeabilidad relativa aceite-agua

un valor de 1 en permeabilidad relativa de la formación para el aceite en presencia de cantidades variables de agua intersticial.

La capacidad de flujo del aceite cesa cuando el 90 % o más del espacio poroso es ocupado por agua (punto G).

La curva k_{rw} representa la permeabilidad relativa de la formación para la fase acuosa. Esta curva alcanza la unidad en el punto H cuando los poros están 100 % saturados de agua. Para la roca del ejemplo, la permeabilidad relativa para el agua vale cero cuando la saturación de agua es menor de 45 %.

Físicamente la combinación de ambas curvas determina que por debajo del 45 % de saturación de agua, ésta no fluye y únicamente el aceite puede desplazarse. En la zona del diagrama limitada por los puntos G y H que representa el intervalo de saturación del agua entre 90 y 100 % no existe permeabilidad para el aceite y sólo el agua se puede mover. Entre los puntos I (45 %) y G (90 %) existe permeabilidad tanto para el agua como para el aceite y ambas fases pueden desplazarse a través de la roca aunque en diferente proporción dependiendo del sitio dentro del intervalo.

Algunos factores que inciden en la permeabilidad relativa se enuncian a continuación:

Naturaleza de la roca

Aunque es posible la localización de fluidos en rocas ígneas y metamórficas (agua) las rocas de mayor interés económico en la actualidad son justamente las rocas sedimentarias las cuales tienen principalmente dos orígenes: Uno como la litificación de materiales químicos precipitados y otro como cuerpos constituidos a partir de partículas de rocas preexistentes que han sido transportadas y depositadas en una cuenca. Es de suponer entonces que el comportamiento y presencia de los diferentes fluidos en cada una de estas clases de rocas también tenderá a variar. No es lo mismo estar constituido a partir de una mezcla de diversas rocas y de diferentes orígenes que de compuestos químicos que gobernados por factores como temperatura y presión alcanzan una consistencia, así como propiedades mecánicas distintas. La permeabilidad relativa, entonces, depende del tipo de roca en el cual se encuentre.

Tiempo

Dado que, la cantidad y el tipo de porosidad en las rocas también depende del tiempo este factor influye directamente en la permeabilidad relativa. De acuerdo con la antigüedad de las rocas estas se ven afectadas por los diferentes procesos diagenéticos como la compactación, la disolución, la cementación o fracturamiento, etc. lo cual necesariamente modifica a la porosidad y por consiguiente a la permeabilidad y si se tiene presencia de agua e hidrocarburos también la permeabilidad relativa se modificará. Por tanto, la porosidad en las rocas se relaciona directamente con el tiempo geológico, puesto que los fenómenos diagenéticos actúan a lo largo de éste en la modificación del espacio poroso, ya sea aumentándolo (disolución y fracturamiento) o disminuyéndolo (cementación y compactación) según la etapa espacio-temporal de las rocas.

Presencia de fluidos

La cantidad y tipo de fluidos presentes en el sistema roca-fluidos afecta directamente a la permeabilidad relativa, ya que ésta se refiere justamente (por eso es relativa) a la permeabilidad según la proporción

presente de los fluidos implicados por lo que la medición de este tipo de permeabilidad depende de la medida de la cantidad de cada fluido dentro del sistema. En general se observa que en un sistema fluido-roca pueden intervenir hasta tres fases diferentes. Por consecuencia, las proporciones y la presencia o ausencia de los diferentes fluidos modifican directamente a la permeabilidad relativa.

Porosidad efectiva y permeabilidad efectiva

La estrecha relación entre la porosidad y la permeabilidad interviene directamente en el comportamiento entre los fluidos presentes en el sistema. La porosidad efectiva se refiere a aquel espacio intersticial en una roca que verdaderamente está interconectado, y que por tanto permite el paso de los fluidos a través de ésta.

La permeabilidad efectiva, entonces, toma lugar dentro del sistema. Resulta evidente, que tanto la porosidad efectiva como la permeabilidad efectiva actúan como variables lo cual influye de forma directa en la permeabilidad relativa.

Puesto que la permeabilidad es una propiedad de las rocas y no de los fluidos que las transitan, el grado de interconexión entre los poros así como la saturación de uno o más fluidos en particular determinan las relaciones y proporciones en que se presenta la permeabilidad relativa.

Nivel de saturación de agua y aceite

Puesto que la permeabilidad relativa se refiere al comportamiento agua-aceite, es importante la proporción presente en el sistema de cada uno de estos componentes, pues dichas proporciones representan otras dos variables a considerar ya que es justamente la cantidad de aceite y agua la que determina la circulación de estos fluidos en el interior de la roca, además de la mojabilidad (*ver /capsiii.2.4*) por parte de alguno de ellos en particular en el sistema fluido-roca.

El resultado de la relación agua-aceite entre estos componentes se representa gráficamente en un diagrama que muestra las diferentes curvas que correspondan según el nivel de saturación de cada fluido presente.

La permeabilidad relativa depende también directamente de las proporciones de agua y aceite presentes en el espacio poroso de las rocas así como de que tanto saturan ambos el sistema de poros.

III.2. Isotérmicos

Para el análisis de la mecánica de un yacimiento se consideran procesos y fenómenos que se efectúan a temperatura constante, es decir son, isotérmicos.

El estudio y descripción de un yacimiento implica el conocimiento de las relaciones existentes entre los fluidos (líquidos y gases) en el subsuelo y la roca encajonante (fase sólida). Estas interrelaciones dan como resultado la presencia de fenómenos interfases, los cuales se explican por medio de la físico-química, dado que se producen a nivel molecular.

Algunos de los fenómenos isotérmicos considerados son:

1. Capilaridad
2. Viscosidad
3. Densidad
4. Mojabilidad
5. Absorción
6. Adsorción
7. Cohesión y adhesión
8. Composición (Multifases) y miscibilidad

III.2.1. Capilaridad

Tubo capilar. Es un tubo lo suficientemente delgado para permitir el ascenso de un líquido a través de éste en contra de la fuerza de gravedad cuando las fuerzas intermoleculares entre el líquido y el sólido son mayores que las fuerzas intermoleculares cohesivas en el líquido.

El peso de la columna líquida es proporcional al cuadrado del diámetro del tubo, por lo que un tubo angosto succionará el líquido a una altura mayor que su propio diámetro, por ejemplo un tubo de 0.1 mm de diámetro levantará 30 cm la columna de agua en tanto que uno de 1 μm corresponde una altura de cerca de 15 m (de agua).

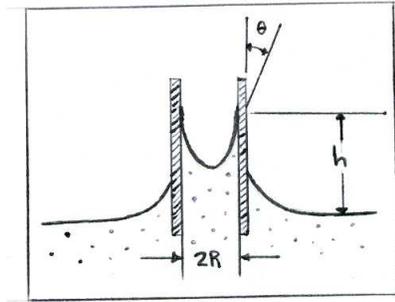


Figura III.2: Tubo capilar

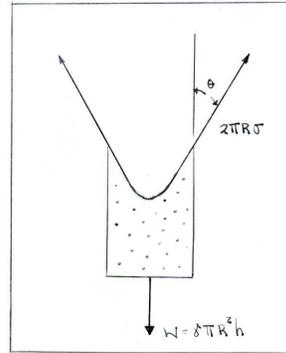


Figura III.3: Diagrama de cuerpo libre

El ascenso y descenso de un líquido a través de un tubo capilar se relaciona directamente con la tensión superficial (σ).

Tensión superficial (σ)

La tensión superficial es la resistencia de un líquido ante un esfuerzo cortante, en otras palabras es la fuerza por unidad de longitud producida por las fuerzas de cohesión entre las partículas de un líquido en su superficie en contacto con una fase menos densa (por ejemplo aire). Las unidades en que suele medirse son dina/cm.

Si se introduce un tubo abierto en agua, el nivel de ésta en el tubo se ubica por encima del nivel del agua fuera del tubo. (figura III.2)

Se tiene una interfase líquido-gas-sólido donde existe una atracción (adhesión) entre las paredes del tubo y las moléculas del líquido lo suficientemente fuerte para superar la atracción (cohesión) mutua de las moléculas y empujarlas hacia arriba sobre la pared, es decir, el líquido moja al sólido.

La altura "h" depende del valor de la tensión superficial σ , del radio del tubo R, el peso específico del líquido γ y el ángulo de contacto θ entre el fluido y la pared del tubo.

En la figura III.3 se observan las fuerzas interactuantes en el sistema:

En el diagrama de cuerpo libre se indican las posiciones y direcciones de las fuerzas actuantes. Sus componentes en el sistema se anulan mutuamente por lo que se obtiene la condición de equilibrio.

$$h = \frac{2\sigma \cos \theta}{\gamma R} \quad (\text{III.1})$$

De acuerdo a la ecuación, la altura es inversamente proporcional al radio del tubo, y por consiguiente, el ascenso de un líquido por este tubo, como resultado de la acción capilar, es más pronunciado a medida que disminuye el radio.

Presión capilar

Las superficies curvas de la interfase entre dos fluidos inmiscibles tienden a contraerse formando la menor área posible por unidad de volumen existiendo una diferencia de presión entre ambas fases, medida en puntos adyacentes sobre los lados opuestos de la interfase curva. El fluido sobre el lado cóncavo de la superficie curva está bajo una presión mayor que el fluido sobre el otro lado. En aperturas capilares esta diferencia de presión es muy marcada, y se conoce como presión capilar.

Esta presión depende de la tensión interfase y del grado de curvatura según la ecuación:

$$P_c = p_1 - p_2 = \gamma \left(\frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_2} \right)$$

Donde: $p_1 - p_2$ es la diferencia de presión entre los lados cóncavo y convexo de la interfase curva, γ la tensión interfase y r_1, r_2 los radios principales de curvatura (tomados en ángulo recto uno con respecto al otro)

Se infiere que cuanto menor sea el radio de curvatura, o mayor la tensión interfase, mayor será la presión capilar.

El grado de curvatura depende del tamaño de poro y de las proporciones relativas (saturaciones) de los fluidos que se encuentran presentes. La presión capilar específica es la diferencia en presión a través de la interfase de los fluidos a una saturación determinada de la fase humectante.

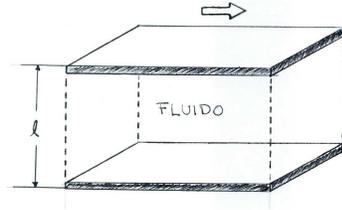


Figura III.4:

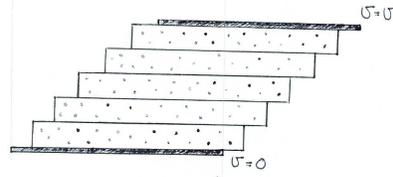


Figura III.5:

III.2.2. Viscosidad (η)

En la figura III.4 se observan un par de placas planas paralelas cada una de área A separadas una distancia l . La región entre dichas placas está ocupada por un fluido de viscosidad (η).

Para mover la placa superior con una velocidad v respecto a la inferior se necesita una fuerza, la cual será en proporción a la viscosidad del fluido (figura III.5).

La viscosidad se define como:

$$\eta = \frac{Fl}{Av}$$

Donde:

- F Fuerza aplicada en el plano superior
- A Área de las placas
- l Distancia entre las placas
- v Velocidad de la placa superior

Teniendo en el Sistema Internacional de Medidas (SI) al newton-segundo por m^2 la cual recibe el nombre de Poiseuille (Pl).

Otras unidades comunes son el Poise donde $1p = 0.1 \text{ Pl}$ y el centipoise (cP) la cual representa un milipoiseuille, $1 \text{ cP} = 1m\text{Pl}$.

III.2.3. Densidad

Se designa con la letra griega ρ (rho) y se define como la masa por unidad de volumen. La densidad se utiliza para caracterizar la masa de un sistema fluido. En el sistema inglés tiene unidades de slug/ ft^3 y en el SI, de Kg/m^3 . A pesar de que la densidad varía ampliamente

entre fluidos diversos la variación de la temperatura y presión afectan muy poco su valor.

$$\rho = \frac{m}{V}$$

Donde: ρ es la densidad, m masa y V el volumen.

En ingeniería para fines prácticos se hace uso del concepto de densidad relativa ya que simplifica la noción y el cálculo de esta propiedad en sus aplicaciones.

Densidad relativa (DR)

Se define como la densidad de un fluido dividida entre la densidad del agua destilada a temperatura específica, por lo regular se emplea $T = 4^{\circ}\text{C}$ (39.2°F) y una atmósfera de presión.

$$DR = \frac{\rho}{\rho_{H_2O}}$$

Donde ρ es la densidad del fluido en observación y ρ_{H_2O} la densidad del agua.

Obsérvese que la DR carece de unidades ya que la relación entre las densidades señala únicamente el número de veces que cabe la densidad del agua en la densidad de otro líquido.

III.2.4. Mojabilidad

La mojabilidad resulta del efecto de la energía de adhesión. En términos de tensiones interfases, el líquido con menor tensión interfase (mayor adhesión) con un sólido resulta humectante (moja).

En un sistema conformado por dos líquidos inmiscibles y un sólido (agua, petróleo y roca) el ángulo de contacto que forma la interfase entre los líquidos con la superficie del sólido permite una mejor comprensión de los fenómenos relacionados con la mojabilidad.

En la figura III.6 se muestra un sistema petróleo-agua-roca donde se ve que el ángulo θ del contacto de la interfase petróleo-agua con la superficie del sólido se mide a través de la fase del agua. Este ángulo generalmente es menor a 90° por que la energía de adhesión es mayor

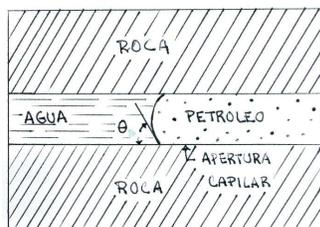


Figura III.6: $0^\circ < \theta < 70^\circ$

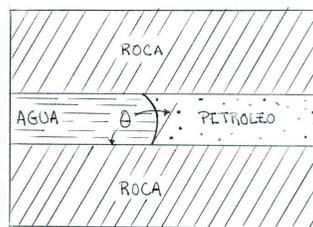


Figura III.7: $110^\circ < \theta < 180^\circ$

a través del ángulo formado por la interfase agua-roca que a través del ángulo obtuso formado por la interfase petróleo-roca.

Las fuerzas de adhesión se neutralizan en el punto P cuando el sistema se encuentra en equilibrio estático. El sólido no es mojable con agua en tanto $\theta > 90^\circ$.

El petróleo y el agua al llenar los poros del yacimiento compiten para ubicarse en la superficie del sólido por lo cual es importante determinar que líquido es el que moja preferentemente la roca.

Sistema mojable por agua. Si el agua es forzada a moverse, desplazará al fluido no mojante. Cuanto menor sea el ángulo (mayor adhesión) mayor será la eficacia del desplazamiento en este caso, el petróleo (figura III.6).

Sistema mojable por petróleo. Situación contraria a la anterior si se forzara el movimiento del agua, el ángulo obtuso provocaría su avance sobre el extremo superior del petróleo sin perturbar al líquido mojante (figura III.7).

III.2.5. Absorción

Es un fenómeno físico-químico que se produce cuando una sustancia queda atrapada en otra. Es decir, es una acción por la cual una sustancia atrae y retiene a otra entre sus moléculas.

III.2.6. Adsorción

Este fenómeno se produce cuando una sustancia, generalmente un gas, se adhiere a otra (generalmente un sólido). Supóngase un material

sólido, como un silicato y que tiene la humedad del aire que lo rodea . Las moléculas de vapor de agua se van depositando sobre la superficie haciendo una capa de espesor monomolecular. Este es el ejemplo del fenómeno de adsorción.

La adsorción puede ser de dos tipos, física y química:

1. Quimisorción: Suele ser sólo una capa de moléculas la que se adsorbe y se produce una interacción relativamente fuerte, direccional y localizada similar a un enlace químico.
2. Fisorción: Suele ser más de una capa y la interacción es débil y deslocalizada, suelen ser fuerzas del tipo electrostático de van der Waals.

En la naturaleza generalmente se dan fenómenos de forma simultánea, una primera capa de adsorción química, cubierta de una o varias capas de adsorción física.

III.2.7. Cohesión y Adhesión

Las moléculas en estado líquido experimentan grandes fuerzas de atracción intermolecular. Cuando dichas fuerzas se presentan entre moléculas semejantes (de la misma composición) se hace referencia a las fuerzas de cohesión que son las encargadas de mantener unidas a las moléculas de un fluido.

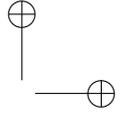
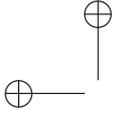
Las fuerzas de cohesión entre las moléculas de un líquido se efectúan con todos los átomos adyacentes.

Las moléculas ubicadas en la superficie no cuentan con átomos por encima de éstas por lo cual presentan fuerzas de atracción mayores entre las moléculas más próximas lateralmente (para mantenerse unidas) dando como resultado el fenómeno de tensión superficial.

Cuando las fuerzas de atracción se presentan entre moléculas no semejantes, se habla entonces de fuerzas de adhesión.

Por ejemplo, las fuerzas de adhesión entre las moléculas de agua y las paredes de un tubo de vidrio son más grandes que las fuerzas de cohesión que mantienen unidas las moléculas del líquido lo cual contribuye al fenómeno conocido como capilaridad.

Las fuerzas de adhesión además producen el efecto de mojabilidad.



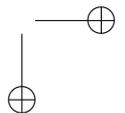
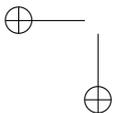
III.2. ISOTÉRMICOS

33

Por último, las fuerzas de atracción en un líquido pueden considerarse como fuerzas electrostáticas residuales y se les conoce como enlaces de van der Waals.

III.2.8. Composición (multifases) y miscibilidad

Estas dos condiciones se encuentran estrechamente relacionadas y se trata del hecho de la presencia simultánea de dos o más fases y de la capacidad de disolución entre éstas. El agua y el aceite o petróleo se hallan juntos frecuentemente y aunque no se mezclan entre sí, el paso de estos a través de los poros de las rocas así como la permeabilidad relativa se ven modificados según la proporción de cada uno de estos fluidos. La fase gaseosa también se presenta y se manifiesta en la capacidad de flujo de los fluidos subterráneos y de la solubilidad de esta fase en las otras.



IV. FACTORES MODIFICADORES DE LA POROSIDAD

IV.1. Definición de parámetro modificador

Se denomina *parámetro modificador de la porosidad en las rocas* como aquella cualidad, propiedad, circunstancia, agente o evento (físico, químico o biológico) capaz de generar o alterar (ya sea aumentando o disminuyendo) al espacio vacío contenido en una roca de tal manera que su presencia contribuye a la caracterización de la porosidad de la roca en estudio.

Estos parámetros y su aparición dependerán a su vez de otros factores como la propia naturaleza y los procesos geológicos que dieron origen a la roca, todo esto íntimamente ligado al tiempo, o más bien en función de éste ya que la magnitud e intensidad de la influencia de dichos parámetros dependen directa y proporcionalmente de esta última variable. Por otra parte, de acuerdo a las condiciones propias de cada roca, se empleará el criterio para determinar cuál o cuáles parámetros se contemplarán en el estudio de su porosidad.

En otras palabras, hay que hacer notar que, el hecho de tener un mismo tipo de roca en dos localidades distintas (ó más) no significa necesariamente que ambas posean las mismas propiedades geológicas o ingenieriles, ya que al contar con historias espacio-temporales diferentes, los parámetros modificadores seguramente se habrán presentado en cantidad y calidad también en forma distinta.

La evaluación y determinación de dichos parámetros se harán en función de la necesidad por la cual se estudian las rocas de cierta localidad, pues la aceptación o rechazo del uso de éstas basado en la determinación de la porosidad mediante la medición de sus parámetros depende del tipo de obra a la cual se sujetarán dichas rocas pues la calidad ingenieril de éstas no es la misma para asentamiento de obras civiles que para la extracción de aguas subterráneas o explotación petrolera y en cada caso habrá que definir la funcionalidad de las rocas. Existen al menos 5 parámetros modificadores de la porosidad

36 IV. FACTORES MODIFICADORES DE LA POROSIDAD

(según Scherer ,1987) aplicables tanto a rocas carbonatadas como a clásticas los cuales se listan a continuación:

1. Presencia de fluidos
2. Tiempo
3. Composición (Mineralogía)
4. Textura
 - Selección
 - Redondez
 - Esfericidad
 - Tamaño de Grano
 - Orientación de los granos
5. Procesos diagenéticos
 - Compactación
 - Fracturamiento
 - Disolución
 - Cementación

IV.1.1. Presencia de fluidos

El contenido de fluidos en un yacimiento está compuesto principalmente de petróleo, agua y gas. Cada fluido se encuentra en diferentes proporciones y saturaciones, además de que sus propiedades físicas y composiciones también suelen variar considerablemente.

Dichas propiedades tienden a modificarse de acuerdo a la temperatura y la presión del yacimiento. Las presiones y temperaturas elevadas en yacimientos a gran profundidad son diferentes a las que se presentan en los yacimientos poco profundos por lo cual, las propiedades de los fluidos recuperadas en estos son muy distintas.

El petróleo y el gas poseen dos propiedades principales:

1. Su inmiscibilidad con el agua
2. Densidad menor que el agua que permite la flotación de éstos en el agua

La porosidad y la permeabilidad son propiedades esenciales en un yacimiento las cuales se pueden ver afectadas por el paso de los fluidos

IV.1. DEFINICIÓN DE PARÁMETRO MODIFICADOR 37

a través de las rocas, ya sea disolviendo o precipitando materiales durante su recorrido.

Lógicamente, esta disolución o precipitación de materiales depende de la temperatura de los fluidos así como de la carga mineral transportada en éstos y tiene como consecuencia la ampliación o la reducción de la porosidad y de la permeabilidad de las rocas.

IV.1.2. Tiempo

Actúa como un agente modificador de la permeabilidad y la porosidad por que de acuerdo a la antigüedad de las rocas, éstas presentan diversos cambios físicos y químicos a través de los procesos naturales a que son sometidas.

La presencia e intensidad de estos procesos dependen directamente del tiempo. La migración y la formación de yacimientos de fluidos, son fenómenos que por sus dimensiones y características físico-químico-biológicas requieren de largos periodos para completarse y constituirse como un sistema fluido-roca de proporciones y naturaleza rentables para su explotación.

En general este parámetro es de gran importancia por que es determinante en el desarrollo de mecanismos y procesos mediante los cuales la porosidad y la permeabilidad son creadas, destruidas o modificadas.

IV.1.3. Composición (Mineralogía)

La composición de la roca es de gran importancia en el comportamiento de la porosidad ya que al existir cinco tipos principales de sedimentos, los procesos físico-químicos que se llevan a cabo en ellos, como es de esperarse, no lo hacen de la misma manera e intensidad. Estos tipos de sedimento son:

Orgánicos: Son aquellos que están conformados por materia orgánica tanto de origen animal como vegetal. Como ejemplos se tiene a las calizas fosilíferas y el carbón.

Residuales: Son aquellos emplazados por la meteorización, como ejemplos se pueden mencionar a las lateritas y bauxitas.

Químicos: Se forman por precipitación directa en ambientes acuosos, como ejemplos se incluyen al yeso y a la sal de roca o halita.

38 IV. FACTORES MODIFICADORES DE LA POROSIDAD

Terrígenos: Son aquellos cuyas partículas fueron originalmente derivadas de la Tierra e incluyen siliciclastos, arenas y conglomerados.

Sedimentos piroclásticos: Son producto de la actividad volcánica. Como ejemplos se pueden incluir las cenizas, arenas y aglomerados volcánicos.

Los sedimentos, de acuerdo con su origen, dan lugar a determinadas rocas de determinados ambientes, por lo cual, la ocurrencia e intensidad de los procesos que dan lugar a la porosidad desde su propia formación (porosidad original) como aquellos que la modifican, serán propios de su ambiente de depósito así como del lugar de emplazamiento actual.

IV.1.4. Textura

Selección

La porosidad, se incrementa con el grado de selección y por tanto, la permeabilidad también aumenta. La razón es simplemente que una arena bien clasificada contiene una alta proporción de granos clásticos en la matriz, mientras que una arena pobremente clasificada contiene baja proporción de estos granos, lo que provoca la invasión por parte de parte de los granos más finos de la matriz en los poros y gargantas de paso, bloqueándolos y reduciendo tanto a la porosidad como a la permeabilidad.

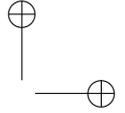
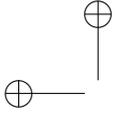
Redondez

Definida por Wentworth en 1919 como la razón de los radios promedio de la arista más pronunciada entre el radio del máximo círculo inscrito.

Modificada por Wadell en 1932 en la que se propone que debe definirse como la razón del promedio de radios de todas las esquinas entre el radio del círculo máximo inscrito.

$$\text{redondez} = \frac{\phi_{\text{prom}} \text{aristas}}{\text{radio del círculo máximo inscrito}}$$

donde: ϕ_{prom} es el diámetro promedio.



IV.1. DEFINICIÓN DE PARÁMETRO MODIFICADOR 39

Estadísticamente la definición de Wadell implica mejor aproximación pero la de Wentworth es mucho más práctica.

Esfericidad

La esfericidad fue definida por Wadell en 1935 como qué tan parecida es la forma de una partícula a una esfera de la siguiente forma:

$$\text{Esfericidad} = \frac{\text{área de la partícula}}{\text{área de esfera de igual volumen}}$$

La redondez y la esfericidad, influyen a la porosidad y la permeabilidad por que de acuerdo al grado alcanzado por éstas, se abre o se cierra el empaque en la roca.

Tamaño de grano

El tamaño de grano es probablemente la cualidad más llamativa de una partícula sedimentaria. El concepto de tamaño de grano se refiere únicamente a la medición de las partículas de acuerdo a ciertos criterios. El más aceptado corresponde a la escala de tamaño de grano de Krumbein, basada en una transformación logarítmica de base 2.

$$\varphi = -\log_2 d$$

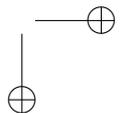
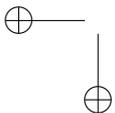
donde d es el diámetro de la partícula.

Contrario a lo que se pudiera pensar, el tamaño de grano no afecta a la porosidad ya que geoméricamente, se guarda las proporciones espaciales, es decir, el espacio vacío para partículas semejantes siempre es el mismo.

No así a la permeabilidad, ya que las propiedades físicos-químicas de los fluidos que transitan las rocas sí se afectan de acuerdo al área disponible para su paso por ejemplo existen lutitas muy porosas pero no permeables.

Orientación de los granos

Generalmente la orientación de las partículas sedimentarias se considera en referencia a la dirección de flujo del transporte y al plano horizontal.



40 IV. FACTORES MODIFICADORES DE LA POROSIDAD

Una de las características más comunes en texturas de gravas es la imbricación en la cual las partículas yacen con su eje mayor paralelo a la dirección de flujo y buzando suavemente corriente arriba.

La orientación de una textura de guijarros es bien conocida por su tamaño de partícula pues éste facilita su medición, mientras que en granos de tamaño de arenas la orientación es más difícil de medir y cuantificar.

La orientación puede afectar a la porosidad debido al arreglo que produce en las partículas de la roca lo cual puede abrir o cerrar el empaque.

IV.1.5. Procesos diagenéticos

Los principales procesos diagenéticos que afectan a la porosidad son la compactación y fracturamiento desde el punto de vista mecánico y la disolución y la cementación en el aspecto geoquímico. Existen otros procesos diagenéticos, pero sólo los antes citados se consideran esenciales por su importancia en la modificación de la porosidad de las rocas.

Compactación

La pérdida de la porosidad por compactación se produce cuando la presión litostática excede los límites de resistencia de las rocas y sus estructuras ceden ante ésta originando, a nivel microscópico el aplastamiento y deformación de los granos que la conforman cerrando así el espacio intersticial entre estos y reduciendo la porosidad original.

Fracturamiento

Como resultado de diversos eventos geológicos (principalmente tectónicos) aparece el fracturamiento en los cuerpos rocosos, lo cual puede originar un cambio significativo en la porosidad dado que el espacio vacío se incrementa dentro de la roca modificando a la porosidad directamente.

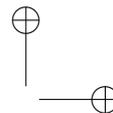
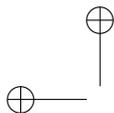
IV.1. DEFINICIÓN DE PARÁMETRO MODIFICADOR 41

Disolución

El paso de los fluidos a través de los conductos intersticiales dentro de las rocas, ocasiona la disolución de los granos y cementantes presentes al reaccionar tanto al desgaste físico producido por la corriente como por las reacciones químicas a nivel molecular propias de la interacción entre los componentes de la roca y la naturaleza del o de los fluidos que transitan por ese cuerpo.

Cementación

De modo contrario, el paso de los fluidos no siempre es destructivo con la roca que atraviesan, dichos fluidos en su trayecto se cargan de sustancias que van arrastrando durante su viaje y que, de acuerdo a las condiciones físico-químicas que encuentran pueden precipitar sus componentes dentro de los poros de una roca, produciendo así la disminución del espacio intersticial, afectando y cambiando la porosidad del sistema.



V. MODELOS FÍSICOS PARA LA PERMEABILIDAD

V.1. Factor de formación

Definido por Archie (1952) se refiere a la relación de la resistividad de una roca completamente saturada con una salmuera y la resistividad eléctrica de la salmuera sola.

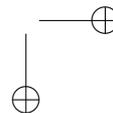
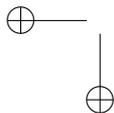
La resistividad es la inversa de la conductividad, y las mediciones físicas de resistividad son realmente mediciones de conductividad. Los modelos físicos implican cálculos de conductividad, donde la inversión de ésta se realiza en la última medición posible por que los valores de la conductividad son aditivos mientras que los de la resistividad no.

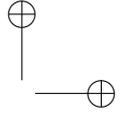
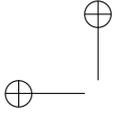
La conductividad es análoga a la permeabilidad, y tal como ésta, un número infinito de configuraciones de la microestructura porosa puede producir valores idénticos de conductividad.

La permeabilidad y el factor de formación son propiedades importantes en la determinación de yacimientos reales o potenciales de hidrocarburos. Aunque ambas propiedades requieren la existencia de porosidad, la relación de cada una con ésta es diferente en calidad y tipo.

V.2. Modelo de tubos

El primer modelo físico que relaciona la estructura de un medio poroso con la permeabilidad es el modelo de Hagen-Poiseuille el cual describe el comportamiento de un fluido que se mueve a lo largo de tubos circulares, donde cada tubo es independiente de los demás (no hay flujo cruzado) y la permeabilidad es proporcional a la suma de los cuadrados de las áreas de la sección de los tubos. Un modelo similar es apropiado para la conductividad eléctrica excepto que la conductividad es proporcional a la suma de las áreas de las secciones de los tubos.





V.3. Modelo de permeabilidad

El modelo del sistema consiste en empaques o manojos de tubos que representan las contribuciones asociadas con los poros de un cierto tipo. La determinación de la relación entre el tipo o tipos de poros y su tamaño de garganta entendiéndose por garganta al espacio contenido dentro de los poros y que puede ser ocupado por algún fluido. Los tubos en cada empaque contienen uno o más radios de acuerdo a la relación entre poros y gargantas supuesta. Para modelos de tubos rectos el número de éstos y sus respectivos diámetros se deben conocer, pues los tubos representan patrones de flujo cuasi-independientes de garganta a garganta en la dirección de un gradiente de potencial.

Este modelo requiere la suma de cuadrados del área seccional del manajo o empaque de tubos.

Se asume o supone que el número de gargantas es proporcional al número de poros. Dado que el número de gargantas efectivas por poro es desconocido el modelo es proporcional a la permeabilidad.

V.4. Número de poros

El área relativa sobre el plano de sección es igual a su fracción de volumen, así, el número de poros por unidad de sección de área se obtiene dividiendo la porosidad asociada a cada tipo por el área de un poro individual de cada tipo.

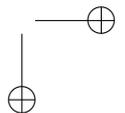
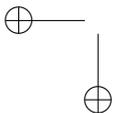
Se debe considerar el hecho que cada tipo de poro está representado por una distribución de frecuencias definida en un contexto de un proceso de dilatación-erosión.

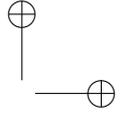
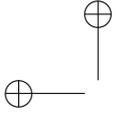
Cada distribución representa las contribuciones de varias escalas de grosor para el tipo de poro tridimensionalmente.

El componente de mayor escala (similar a un círculo inscrito) se denomina componente suavizante. El tamaño de un tipo de poro puede derivarse de esta distribución.

El tamaño representa la suma de áreas de los diferentes “parches” de porosidad que resultan del plano de sección que intersecta los poros en todas direcciones.

El área total de un solo tipo de poro en el plano de sección se puede determinar de la siguiente manera (recordando que las gargantas son





V.4. NÚMERO DE POROS

45

aproximadamente circulares):

$$SR_i = \sum_{j=1}^n P_j \times f_j \quad (V.1)$$

Donde:

SR_i es el radio de la componente suavizante del i -ésimo tipo de poro en μm^2 ;
 n el número de intervalo de tamaños de poro;
 P_j la proporción relativa del área de un poro de i -ésimo tipo que existe en el j -ésimo intervalo de tamaño;
 f_j la media ponderada de los radios en μm del j -ésimo intervalo de tamaños.

$$SA_i = \pi \times (SR_i)^2 \quad (V.2)$$

Donde: SA_i es el área de la componente suavizante en μm^2 de un solo poro del i -ésimo tipo

$$TA_i = \frac{SA_i}{Sf_i} \quad (V.3)$$

Donde:

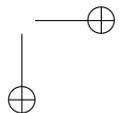
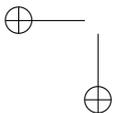
TA_i es el área total de poros en μm^2 de un solo poro del i -ésimo tipo;
 Sf_i la fracción proporcional del área total de los poros contribuida por la componente suavizante para un simple poro del i -ésimo tipo

El número total de poros de tipo i es entonces:

$$NP_i = \frac{(POT)(PT_i)}{TA_i} \quad (V.4)$$

Donde:

NP_i es el número de poros de tipo i por unidad de sección de área;



POT la porosidad óptica total;

PT_i la proporción relativa de poros de tipo i ;

TA_i el área en el plano de la sección de un poro de tipo i .

Este método no asume ninguna forma específica para los poros por lo cual depende únicamente de las relaciones espaciales en la roca.

V.5. Modelo de permeabilidad basado en tipos de poros y tamaño de gargantas

La cantidad por unidad de área de cada tipo de poro y los radios asociados permite calcular la permeabilidad a partir de un modelo simple.

De acuerdo a la ley de Hagen-Poiseuille la descarga de un conducto horizontal de diámetro conocido será:

$$Q = \frac{\pi \times d^4}{128\mu} \times \frac{dp}{dx} \quad (V.5)$$

Donde:

Q es el volumen total de fluido descargado por unidad de tiempo;

d el diámetro del tubo;

μ la viscosidad dinámica del fluido;

$\frac{dp}{dx}$ el gradiente de presión.

Si hay n tubos por unidad de sección de área entonces la ecuación se convierte en:

$$Q = \frac{n \times \pi \times d^4}{128\mu} \times \frac{dp}{dx} \quad (V.6)$$

La ley de Darcy expresa la descarga total como:

$$Q = \frac{k \times A}{\mu} \times \frac{dp}{dx} \quad (V.7)$$

Donde: k es la permeabilidad del medio y A es la sección de área perpendicular al flujo.

Considerando unitaria a la sección del área se tiene.

$$Q = \frac{k}{\mu} \times \frac{dp}{dx} \quad (V.8)$$

Igualando las ecuaciones (V.6) y (V.8) se relaciona la permeabilidad con el número de tubos en el medio

$$k = \frac{n \times \pi \times d^4}{128} \quad (\text{V.9})$$

Si los conductos varían de diámetro, entonces la permeabilidad es igual a la suma de valores individuales de permeabilidad para cada tubo, así el modelo queda:

$$k = \sum_{i=1}^n \left[\frac{N_i \times \pi \times d_i^4}{128} \right] \quad (\text{V.10})$$

Donde: N_i es el número de tubos del i -ésimo tamaño, n el número de diferentes tamaños de tubos y d_i el diámetro del i -ésimo tubo.

La ecuación V.10 requiere el conocimiento del número de tubos o conductos, N_i . En las rocas, el número de patrones de flujo independientes sería el equivalente al número de tubos.

Se debe suponer que el número de gargantas efectivas es proporcional al número de poros por que las gargantas que se encuentran a ángulos grandes (cerca de 180°) respecto al gradiente de presión, no son efectivas.

Asumiendo que el número de gargantas efectivas por poro es constante para todo tipo de poros, entonces el número de gargantas es proporcional al número de poros, y se puede expresar como:

$$NT_i = C_k \times NP_i \quad (\text{V.11})$$

Donde NT_i es el número de gargantas por unidad de área en sección cruzada asociada a los poros del i -ésimo tipo, C_k el número de gargantas efectivas por poro y NP_i el número de poros por unidad de sección de área cruzada asociada a los poros del i -ésimo tipo.

El modelo de permeabilidad basado en modelo de tubos de Hagen-Poiseuille se puede escribir como:

$$k = 1013 \times C_k \times \sum_{i=1}^n \left[\frac{NP_i \times \pi \times d_i^4}{128} \right] \quad (\text{V.12})$$

Donde:

k es la permeabilidad del espécimen o de la muestra si el experimento se realiza en forma sistemática;

C_k el número de gargantas efectivas por poro;

NP_i el número de poros del i -ésimo tipo de poro por μm^2 ;

d_i el diámetro (en μm) de las gargantas del i -ésimo tipo de poros;

n el número de tipos de poros;

1013 el factor de conversión entre μm^2 y milidarcys los cuales están dados en términos de cm^2 ($1\mu\text{m}^2 = 1013\text{md}$);

$1\text{md} = 9.87 \times 10^{-12}\text{cm}^2 = 9.87 \times 10^{-4}\mu\text{m}^2$.

La constante de proporcionalidad C_k , no puede obtenerse por medición empírica por lo que el grado de éxito del modelo depende de la constancia de la relación entre los valores medidos y los calculados en los especímenes.

V.6. Modelo del factor de formación

El modelo de conductividad eléctrica de un cable recto es análogo al modelo de tubos de Hagen-Poiseuille para la permeabilidad. La ley de Ohm es el equivalente eléctrico para la ley de Darcy.

La definición física de la resistencia eléctrica de un fluido en un contenedor cilíndrico aislado (no conductor) es:

$$R_w = p \times \frac{L_w}{A_w} \quad (\text{V.13})$$

Donde:

R_w es la resistencia del sistema;

p la resistividad del fluido;

L_w la longitud viajada por la corriente;

A_w el área de la sección cruzada disponible para el flujo de la corriente.

La resistencia de un sistema similar pero con un cilindro de roca completamente saturado con fluido está dada por:

$$R_0 = p \times \frac{L_0}{A_0} \quad (\text{V.14})$$

Donde:

R_0 es la resistencia del sistema;
 p la resistividad del fluido;
 L_0 la longitud de la ruta recorrida por la corriente;
 A_0 el área de la sección por donde fluye la corriente.

La relación entre estas dos últimas fórmulas es la definición física del factor de formación (F). Como la resistividad del fluido es la misma en ambas ecuaciones y eligiendo el área seccional del cilindro como la unidad, la relación queda:

$$F = \frac{\frac{L_0}{L_w}}{\frac{A_0}{1}} \quad (\text{V.15})$$

Aplicando el modelo de tubos capilares se establece que las rutas seguidas por la corriente eléctrica son idénticas en ambas ecuaciones y entonces esta última se reduce a:

$$F = \frac{1}{A_0} \quad (\text{V.16})$$

La cual se refiere al factor de formación para tubos rectos cilíndricos.

La variable A_0 con respecto al modelo de tubos capilares es igual al área total de los tubos por unidad de área (lo que se asume como unidad de área) lo que es equivalente al área total de garganta por unidad seccional de área de un núcleo (core plug).

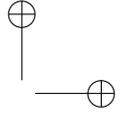
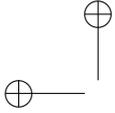
Así el factor de formación no se ve afectado por el tamaño individual de elementos conductores, sino únicamente por la suma de estos elementos.

El modelo del factor de formación basado en el modelo de tubos capilares es:

$$F = \frac{1}{C_f \times \sum_{i=1}^n [NP_i \times \pi \times r_i^2]} \quad (\text{V.17})$$

Donde:

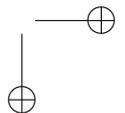
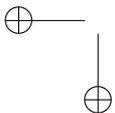
F es el factor de formación;
 C_f el número de poros del i -ésimo tipo por μm^2 ;
 r_i el radio de las gargantas del i -ésimo tipo de poro μm ;
 NP_i el número de tipo de poros.

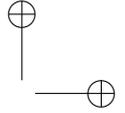
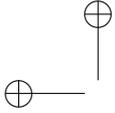


Una vez más; los radios de las gargantas de cada tipo de poro definen los radios de los tubos y el número de poros de cada tipo por unidad de volumen determina los números relativos de gargantas por unidad de volumen.

El modelo asume que la mayoría de las corrientes se concentran a lo largo de trayectorias que pasan de garganta en garganta.

Las gargantas no son visibles en análisis de imágenes, por lo que el área de una de las gargantas es determinada empleando el radio obtenido a partir de la inyección de mercurio y el cálculo de la circunferencia correspondiente.





VI. POROSIMETRÍAS

VI.1. Ensayos de intrusión de mercurio

Este tipo de ensayos de porosimetría, permiten obtener información sobre el volumen interconectado de espacio vacío (o no ocupado por la roca) y su distribución por tamaño.

El principio de funcionamiento consiste en sumergir el espécimen de roca en mercurio (Hg) y aumentar la presión en forma gradual.

Para cada incremento de presión aplicado en el mercurio se mide el volumen ingresado en la roca. El volumen total de mercurio inyectado proporciona la información necesaria sobre el índice de vacíos de la roca y la presión de mercurio aplicada en cada incremento se vincula con el tamaño de los poros.

Para interpretar este ensayo se plantea en una analogía geométrica asumiendo que el material está formado por un conjunto de conductos (poros) de forma cilíndrica de diferentes diámetros.

Al aumentar la presión, el mercurio comienza a entrar en los tubos (poros), primero en los de mayor diámetro y luego en los de menor diámetro. La relación entre la presión de mercurio y el diámetro del poro que se está llenando se expresa como:

$$D = -\frac{4\gamma \cos \theta}{P_{Hg} - P_{vHg}} \quad (\text{VI.1})$$

Donde:

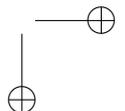
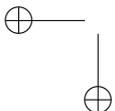
D es el diámetro del poro;

γ la tensión superficial Hg;

θ el ángulo de contacto Hg-roca;

$P_{Hg} - P_{vHg}$ la diferencia de presión de Hg(l) sobre la presión de Hg(g).

Esta relación (VI.1) se deduce del planteamiento del equilibrio de fuerzas sobre la superficie de contacto Hg(g)-Hg(l)-pared del poro,



como existente en el poro cilíndrico durante la intrusión de Hg a 25°C la $\gamma_{Hg} = 0.484 \frac{N}{m}$

Algunos porosímetros de Hg permiten aplicar presiones mediante 2 sistemas de control. Emplean un sistema de baja presión que utiliza nitrógeno como fluido para aplicar las presiones sobre el mercurio y un sistema de alta presión que utiliza aceite.

El sistema de baja presión controla la presión absoluta de mercurio en un intervalo de valores entre 0.0025 a 0.20MPa. Mediante el sistema de alta presión se aplican presiones absolutas entre 0.2-220MPa.

A partir de la expresión (VI.1) se deducen los valores máximos y mínimos de tamaño de poro que se pueden investigar.

Los poros con tamaños mayores a $500\mu m$ se inyectan de mercurio durante la etapa de llenado inicial del porosímetros y en el caso de poros de tamaño menor a 6 nm se reportan como porosidad no conectada o no inyectada.

El resultado del ensayo proporciona una relación entre la presión de mercurio aplicada y el volumen de mercurio inyectado. La presión de mercurio se traduce en un diámetro de poro a partir de la expresión (VI.1) y se representa en función del volumen inyectado por unidad de masa.

En una gráfica en la que el eje horizontal indicara la presión aplicada o el diámetro de poro equivalente y el eje vertical representara el volumen total introducido por unidad de masa y considerando la densidad de las partículas del sólido $\rho_s \left[\frac{kg}{m^3} \right]$ y el volumen de mercurio introducido por unidad de masa $V_{int} \left[\frac{ml}{g} \right]$, se puede obtener el índice de vacíos inyectado e_{int} a partir de la relación:

$$e_{int} = V_{int} \times \rho_s \quad (VI.2)$$

En los ensayos de porosimetría por intrusión de mercurio se distinguen dos fases diferentes, la fase de intrusión y la fase de extrusión. Durante la fase de intrusión, se incrementa la presión de mercurio hasta un valor máximo (220MPa) y se mide el volumen de mercurio entrando en la muestra. En la segunda fase, fase de extrusión, se disminuye la presión de mercurio aplicada de forma controlada y se mide el volumen de mercurio saliente de la muestra. La fase de

intrusión permite obtener información sobre el volumen de vacíos interconectados y de su distribución por tamaño.

Durante la segunda fase del ensayo, fase de salida o extrusión de mercurio, se mide el volumen de mercurio “saliente” frente al decremento de la presión. A lo largo de la fase de extrusión, se observa un efecto de histéresis y también que parte del mercurio se mantiene dentro de la muestra. Estos fenómenos se deben por una parte a la diferencia entre el ángulo de mojado durante el proceso de entrada y salida del mercurio, y en segundo lugar por la existencia de poros con constricciones o cuellos de botella que hacen las veces de cavidades donde el mercurio permanece atrapado.

El análisis de incrementos de la curva de intrusión permite obtener una función de densidad de distribución de los poros según su tamaño e identificar los tamaños más característicos. Tomando $f(x)$ como:

$$f(x) = \frac{1}{V_t} \left[-\frac{d(V_{int})}{dx} \right] \quad (VI.3)$$

y la función integral $F(x)$ como.

$$F(x) = \int_x^\infty f(x)dx = \frac{V_{int}}{V_t} \quad (VI.4)$$

y donde

$$F(0) = \int_x^\infty f(x)dx = 1 \quad (VI.5)$$

x es el diámetro aparente del poro inyectado, V_t es el volumen total de poros accesibles en la roca y V_{int} es el volumen de poros inyectado con un diámetro mayor o igual que x ($\geq x$).

A los efectos de analizar la información obtenida en el ensayo y dado que los diámetros máximo y mínimo de los poros difieren en varios órdenes de magnitud, resulta conveniente utilizar una escala logarítmica dando como resultado:

$$f(\log(x)) = \frac{1}{V_1} \left[-\frac{d(V_{int})}{d(\log(x))} \right] \quad (VI.6)$$

Analizando la función de distribución resulta más sencillo y confiable el estudio de la estructura interna del material ensayado.

El ensayo de intrusión de mercurio desafortunadamente presenta algunas desventajas o limitaciones como:

1. Los poros deben estar secos, lo cual obliga a realizar en forma previa un secado de la muestra para extraer el agua de los poros lo cual puede producir alguna modificación de la estructura por efectos de retracción.
2. Sólo se obtiene información sobre los poros interconectados.
3. Los poros, conectados a través de poros de menor tamaño (tipo cuello de botella), se llenarán al alcanzar la presión de llenado correspondiente al poro menor.
4. La limitante del propio equipo de no poder inyectar poros menores a cierto tamaño (algunos menores a 6 nm).

A pesar de sus limitantes la información aportada por el ensayo de intrusión de mercurio es muy útil para caracterizar la estructura interna de la roca y los factores que la afectan.

VI.2. Conteo de puntos al microscopio petrográfico

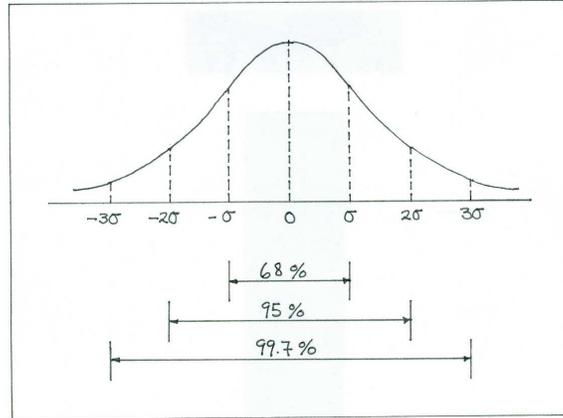
El propósito principal del conteo de puntos es la determinación de la composición de una unidad de roca por medio de proporciones o porcentajes.

Cuando se efectúa un análisis modal en una sección delgada, obviamente existe una relación entre el número de puntos contados y la exactitud del resultado.

En el conteo de puntos, se tiene la problemática de determinar si o no, una sección delgada es representativa del espécimen de roca de la cual fue tomada. Para evitar dificultades técnicas de muestreo sistemático y dependiendo de la confiabilidad deseada, la representatividad en una roca homogénea es en primer lugar cuestión de tamaño de grano.

La superficie necesaria para el conteo depende del número de puntos y de la distancia entre éstos los cuales a su vez dependen de la confiabilidad requerida y del tamaño de grano. Si la superficie necesaria fuera mayor que la de una sola sección delgada, se pueden emplear varias secciones o superficies pulidas.

Esta técnica, basada en proporciones puede ser empleada también en la determinación del porcentaje de los espacios vacíos en la superficie puesto que, así como el análisis modal indica una distribución normal para los tamaños de grano en rocas homogéneas, los poros de



Gráfica simétrica de campana que muestra las relaciones entre la desviación estándar y la media

Figura VI.1: Distribución Normal

una roca también tienen la misma distribución siguiendo los mismos principios del conteo de puntos, en este caso se tomarán en cuenta espacios vacíos y no vacíos.

Para este propósito, una roca homogénea puede considerarse como una población de granos de mineral distribuidos aleatoriamente, en este caso la población sería de espacios vacíos.

Para tal situación, la desviación estándar está dada por:

$$\sigma = \sqrt{\frac{p(100 - p)}{n}} \quad (\text{VI.7})$$

donde: p es el contenido real del espacio vacío en porcentaje por volumen y n el número de puntos contados.

Considerando que se trata de una distribución normal (fig. VI.2) se sigue la regla empírica:

1. Aproximadamente el 68 % del área bajo la curva (la cantidad de observaciones) normal está entre la media (en este caso p) más una y menos una desviación estándar y se expresa $p \pm 1\sigma$.
2. Alrededor del 95 % de las observaciones están entre la media más dos y menos dos desviaciones estándar lo que se expresa $p \pm 2\sigma$.

3. Prácticamente todas las observaciones ($\sim 99\%$) están entre la media y tres desviaciones estándar, es decir $p \pm 3\sigma$.

La gráfica presentada a continuación, es para determinar la confiabilidad de los resultados del conteo de puntos, la cual se basa en el intervalo donde la desviación estándar es 2σ .

Para su empleo, la distancia entre puntos debe ser mayor que el tamaño de grano más grande incluido en el análisis modal.

Esta gráfica tiene en su eje horizontal la proporción p (0-100%) y en la vertical el número de puntos observadas.

Las líneas curvas continuas indican el valor de 2σ en % entendiéndose que 2σ está expresada como una fracción de p . Las líneas discontinuas representan los valores relativos de 2σ .

Al obtener los valores de 2σ y sumándolo y restándolo a p se obtiene el intervalo de valores (de la proporción p de poros) máximo y mínimo en la roca con un 95% de confianza. Este método además de ser cómodo y sencillo, está firmemente sustentado por la teoría de la probabilidad para la obtención de intervalos de confianza para proporciones lo cual produce resultados cercanos a la realidad. Van der Plas (1965) sostiene que el conteo de puntos es una técnica efectiva para determinar con un nivel de confianza del 95%.

Una desventaja que podría tener el conteo de puntos es que, bajo ciertas condiciones geológicas, no se puede asumir una distribución normal de los poros dentro de una roca, por lo que se deben considerar otras técnicas estadísticas y geológicas ya que en conjunto, es posible obtener conclusiones más confiables y por tanto, más aprovechables.

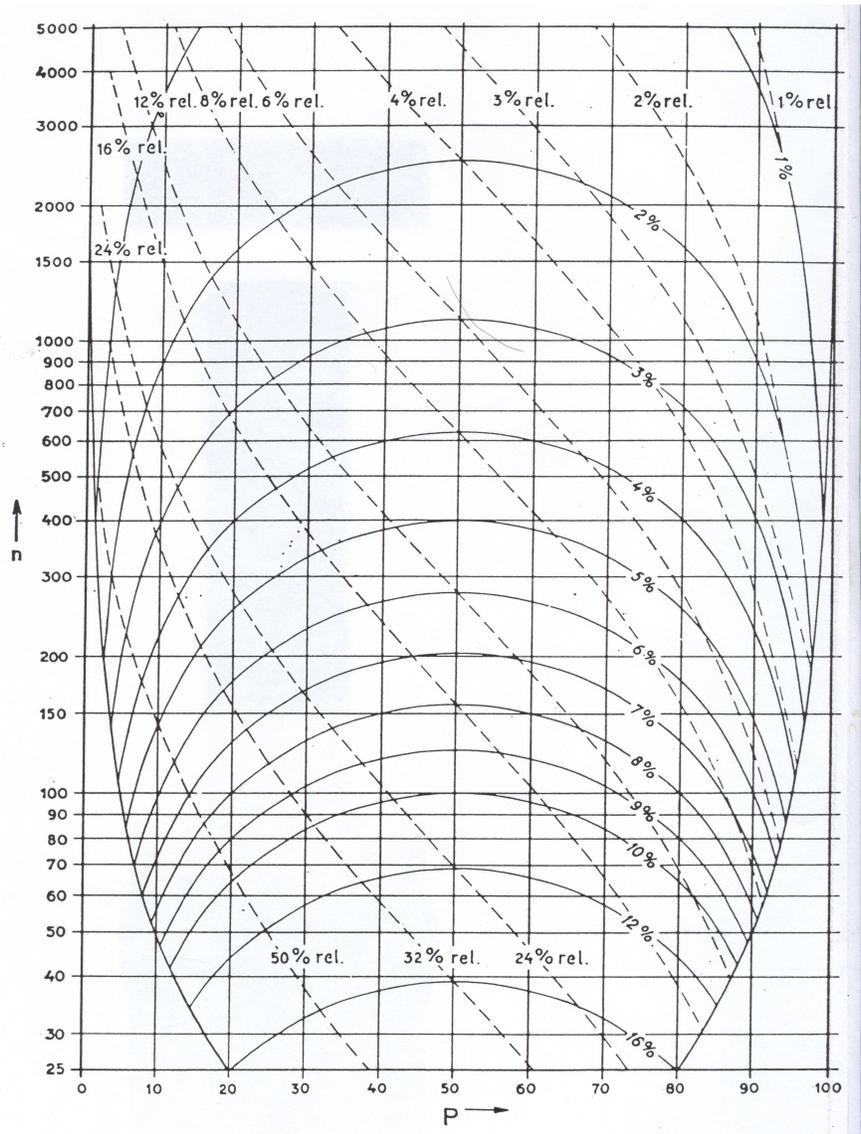


Figura VI.2: Vander Plas (1965)

VII. CONCLUSIONES

El trabajo antes descrito intenta mostrar únicamente la problemática relacionada con la porosidad y la permeabilidad y la comprensión parcial de algunos de los fenómenos diagenéticos, así como su interpretación y su utilización con fines prácticos. La gran complejidad del proceso de la diagénesis hace muy difícil su cuantificación con el objetivo de optimar la explotación de recursos contenidos en las rocas sedimentarias.

La intención es hacer una breve descripción de una cuestión geológica de gran importancia como lo es la relación porosidad - permeabilidad así como mostrar algunos elementos tanto geológicos como físico-químicos útiles en la investigación del funcionamiento de los fenómenos que intrevienen en ésta.

Debido a la complejidad de los fenómenos físicos y químicos que ocurren en el subsuelo y del proceso de diagénesis se debe señalar que, aunque no intervienen en forma directa, existe una serie de conocimientos previos y complementarios a los aquí expuestos. En otras palabras, para comprender los procesos y fenómenos que intervienen en la formación y desaparición de la porosidad y su consecuente relación con la permeabilidad, la base teórica requerida debe ser lo suficientemente sólida para llevar a cabo adecuadamente la descripción, planteamiento y resolución de dichos fenómenos así como su correcta integración e interpretación.

Se requiere de conocimientos de geología y todo lo que esto implica, la física, química y matemáticas a un nivel que llega a ser prácticamente imposible de alcanzar dada la extensión de cada una de estas disciplinas.

Por ésta razón, se eligieron algunos conceptos y temas para conformar este trabajo, pues abordando sólo algunos aspectos de esta relación se puede pensar en alcanzar (parcialmente) resultados favorables y que verdaderamente contribuyan o aporten algo al estudio, exploración y explotación de recursos naturales como agua, gas y

petróleo. Así, de acuerdo con la naturaleza del tema, y de los recursos disponibles durante su desarrollo, se concluye que:

Primero: La preparación básica del ingeniero geólogo antes de intentar abordar cualquier problemática en particular como en este caso la relación porosidad -permeabilidad (parte de ella) debe ser lo más completa posible en el aspecto técnico, ya que es imposible acceder adecuadamente a la información necesaria y por tanto no se puede llegar a una correcta comprensión, descripción, experimentación e interpretación de ningún fenómeno de los que intervienen a nivel del subsuelo tanto en las rocas como en los fluidos contenidos en ellos.

Segundo: Es necesario reconocer la cuantificación de los fenómenos geológicos como un problema real a lo cual se debe comenzar a prestar mayor atención ya que la importancia del análisis en materia geológica debe asumirse de forma cuantitativa pues solamente tomando conciencia del beneficio que de esto resulta se puede intentar una descripción de cualquier sistema en estudio logrando así una serie de resultados congruentes y confiables además de útiles.

Tercero: Se resalta la utilidad de la realización y profundización del estudio de los procesos y fenómenos fisico-químicos desde el punto de vista numérico, por la objetividad alcanzada bajo este criterio, ya que permite una mejor apreciación y valoración y repercute directamente en la toma de decisiones.

Cuarto: La porosidad y la permeabilidad se presentan de forma diferente en rocas carbonatadas que en rocas clásticas debido a la propia constitución de ambas, pues se ven afectadas por fenómenos geológicos en distintas formas e intensidades, por tanto es necesario abordar de forma adecuada esta problemática de acuerdo al tipo de roca presente en el sistema y no aplicar indistintamente los conceptos y parámetros conocidos.

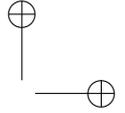
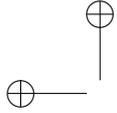
Quinto: La porosidad y la permeabilidad han sido poco estudiadas como una cuestión geológica cuantificable, pocos intentos se han realizado acerca de esto principalmente en los últimos 15 años

por parte de gente de instituciones académicas y principalmente petroleras de presencia mundial como Shell y British Petroleum entre otras, hecho que sugiere la gran importancia que tiene en la vida práctica el conocimiento de ésta relación. Esto significa que el tema representa un campo de desarrollo extenso y poco estudiado, pero de una enorme utilidad, ya que una vez que se logren avances en el conocimiento de la cuantificación y predicción de porosidades y permeabilidades y lógicamente se apliquen en la exploración y explotación de agua, gas y petróleo supone un mayor beneficio para las industrias dedicadas a este fin, pues sus inversiones serán más bajas y sus producciones y rendimientos serán mayores.

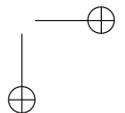
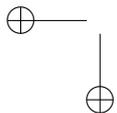
Sexto: No deben utilizarse ciegamente los parámetros destinados al análisis de la porosidad y la permeabilidad en clásticos y carbonatos, pues su mal empleo puede conducir a resultados equivocados, si se utilizan indistintamente para cualquiera de este tipo de rocas. En otras palabras, el criterio aplicado a este análisis es de suma importancia puesto que se deben hacer las consideraciones adecuadas a cada clase en observación.

Séptimo: El proceso de diagénesis, relacionado con la formación y destrucción de la porosidad y su impacto en la permeabilidad comprende un sinnúmero de variables físicas y químicas como la presión litostática, presión de poro, temperatura, densidad de los fluidos, saturación de fluidos, saturación de minerales en solución, transporte de masa, isotérmicos, etc., hecho que incide en su análisis de tal manera que obliga a elegir cuál o cuáles de los fenómenos asociados a ésta serán estudiados, pues abordar el proceso como un todo resulta simplemente imposible. Es necesario que dichos fenómenos se encuentren preferentemente lo más interrelacionados posibles con el fin de obtener mejores resultados.

Octavo: Los modelos físicos, matemáticos y geológicos, son sólo eso, modelos, los cuales son planteados bajo condiciones ideales, condiciones que no se presentan en la naturaleza. Por eso se debe ser sumamente cuidadoso al emplear cualquiera de éstos y



aún más al utilizarlos de forma simultánea. Los modelos deben ser lo más sencillos posibles además de considerar las variables indispensables que sean capaces de describir un fenómeno o proceso hasta donde sea posible y no pretender describir en forma total. El análisis de los diferentes aspectos geológicos requiere sustentarse en situaciones verdaderamente posibles, e integrarse a otros análisis geológicos, pues la historia y funcionamiento de la geología de una localidad no se pueden inferir sin el conocimiento y las herramientas necesarias, los cuales en la actualidad no resultan ni completamente adecuados ni suficientes para este objetivo.



A. FACTORES DE CONVERSIÓN

Área

$$1 \text{ pulg}^2 = 6.4516 \text{ cm}^2$$

$$1 \text{ cm}^2 = 10^{-4} \text{ m}^2$$

Concentración

$$1 \text{ microgramo} = 1 \text{ parte por millón (ppm)}$$

$$\mu\text{g/mm (ml)} = 0.001 \text{ gramo g/l (litro)} = 1 \text{ miligramo mg/l}$$

$$1 \text{ g/ton métrica} = 1 \text{ ppm} = 0.001 \%$$

$$1 \text{ parte por millón} = 0.9072 \text{ g/ton corta} = 1 \text{ g/ton métrica}$$

$$1 \text{ onza Troy/ton (corta)} = 34.286 \text{ ppm}$$

Densidad

$$\text{Densidad } (\rho) = \text{gms/cc } \acute{o} \text{ mg/m}^3$$

Longitud

$$1 \text{ angstrom } (\text{Å}) = 10^{-1} \text{ nm} = 10^{-4} \mu\text{m} = 10^{-7} \text{ mm} = 10^{-8} \text{ cm}$$

$$1 \text{ nanómetro (nm)} = 10 \text{ Å} = 10^{-9} \text{ m}$$

$$1 \text{ micrómetro } (\mu\text{m}) = 1 \text{ micrón } (\mu) = 1000 \text{ nm}$$

$$1 \text{ milímetro (mm)} = 1000 \mu\text{m} = 100\,000 \text{ nm} = 0.0394 \text{ in}$$

$$0.03 \text{ milímetros} = 30 \text{ micrones}$$

$$1 \text{ pulgada (in)} = 2.54 \text{ cm}$$

$$1 \text{ centímetro (cm)} = 0.39 \text{ in}$$

$$1 \text{ metro (m)} = 3.2808 \text{ ft}$$

$$1 \text{ pie (ft)} = 0.3048 \text{ m}$$

$$1 \text{ kilómetro (km)} = 0.6214 \text{ mi} = 3\,281 \text{ ft}$$

$$1 \text{ milla (mi)} = 1.6093 \text{ km} = 5\,280 \text{ ft}$$

Masa/Peso

$$1 \text{ gramo (g)} = 0.03527 \text{ onzas (Avoirdupois)} = 0.03215 \text{ onzas (Troy)}$$

$$1 \text{ onza (Avoir)} = 28.3495 \text{ g} = 1.097 \text{ oz (Troy)}$$

$$1 \text{ Kilogramo (kg)} = 2.20462 \text{ lb (Avoir)} = 35.27 \text{ oz (Avoir)}$$

$$1 \text{ libra (lb) (Avoir)} = 0.4536 \text{ kg} = 16 \text{ oz (Avoirdupois)}$$

$$1 \text{ libra (lb) (Troy)} = 12 \text{ oz (Troy)}$$

$$1 \text{ ton corta} = 2000 \text{ lb (Avoir)}$$

$$1 \text{ ton larga} = 2240 \text{ lb (Avoir)}$$

$$1 \text{ ton métrica} = 2205 \text{ lb (Avoir)}$$

Presión

$$1 \text{ atmósfera (atm)} = 1.01325 \text{ (bar)} = 1.013 \times 10^5 \text{ (Pa)} \\ = 14.6963 \text{ psi} = 760 \text{ mmHg}$$

$$1 \text{ bar} = 0.9869 \text{ atm} = 14.5038 \text{ psi} = 10^5 \text{ Pa}$$

$$1 \text{ psi} = 0.0689 \text{ bar} = 0.0680 \text{ atm}$$

$$1 \text{ kg/cent. cuad.} = 0.96784 \text{ atm} = 0.98067 \text{ bar} = 14.2233 \text{ psi}$$

$$1 \text{ kilobar (kbar)} = 10^5 \text{ Pa} = 986.9 \text{ atm}$$

$$1 \text{ pascal (Pa)} = 1 \text{ N/m}^2$$

$$1 \text{ kilopascal (kPa)} = 10^3 \text{ Pa} = 10^{-2} \text{ bar}$$

$$1 \text{ megapascal (MPa)} = 10^6 \text{ Pa} = 10 \text{ bar}$$

$$1 \text{ gigapascal} = 10^9 \text{ Pa} = 10^4 \text{ bar} = 10 \text{ kbar}$$

Temperatura

$$1 \text{ grado Fahrenheit} = \frac{5}{9}^\circ\text{C}$$

$$^\circ\text{C} = \frac{5}{9}(\text{°F} - 32)$$

$$^\circ\text{F} = \frac{9}{5}^\circ\text{C} + 32$$

Viscosidad

$$1 \text{ poise} = 1 \text{ dyn} \times \text{s/cm}^2 = 1 \text{ g/cm} \times \text{s}$$

Volumen

$$1 \text{ pulg. cúbica (in}^3) = 16.4 \text{ cm}^3$$

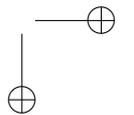
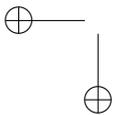
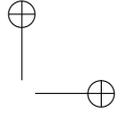
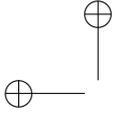
$$1 \text{ litro (l)} = 1\,000.028 \text{ cm}^3 = 1.057 \text{ qt}$$

$$1 \text{ mililitro (ml)} = 1.000\,028 \text{ cm}^3 = 1 \text{ cm}^3$$

$$1 \text{ microlitro } (\mu\text{l}) = 10^{-3} \text{ ml} = 10^{-6} \text{ l}$$

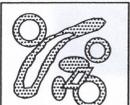
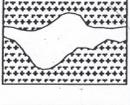
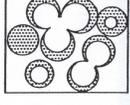
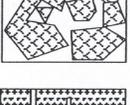
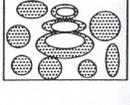
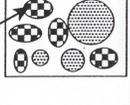
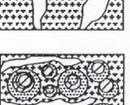
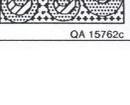
$$1 \text{ galón (imperial, U. K.)} = 4.546 \text{ l}$$

$$1 \text{ galón (U.S.A.)} = 3.785 \text{ l}$$

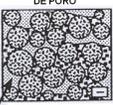
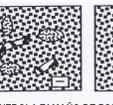
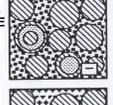
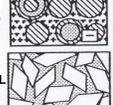
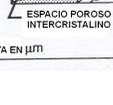
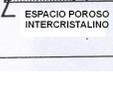
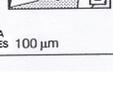
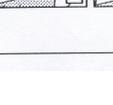
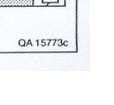


B. CLASIFICACIÓN GEOLÓGICA DE POROS

TIPOS BASICOS DE POROSIDAD			CHOQUETTE Y PRAY (1970)		
SELECTIVO DE TEXTURA			NO SELECTIVO DE TEXTURA		
	INTERPARTICULAR	BP		FRACTURA FR	
	INTRAPARTICULAR	WP		CANAL* CH	
	INTERCRISTALINA	BC		VACUOLA* VUG	
	MOLDICA	MC		CAVERNA* CV	
	FENESTRAL	FE	*CAVERNA APLICA A POROS DEL TAMAÑO DE UN HOMBRE O MÁS GRANDES CON FORMAS DE CANAL O DE VACUOLAS		
	GUARIDA	SH			
	ESTRUCTURAS DE CRECIMIENTO	GF			
SELECTIVO O NO DE TEXTURA					
	BRECHA BR		SOTERRAMIENTO BO		PISTAS BU
					ENCOGIMIENTO SK

ESPACIO POROSO VACUOLAR LUCIA (1983)			
VACUOLAS SEPARADAS CONEXION VACUOLA-MATRIZ		VACUOLAS EN CONTACTO CONEXION VACUOLA-VACUOLA	
	TEXTURA DE GRANO	TEXTURA DE LODO	TEXTURA DE GRANO Y LODO
	EJEMPLO TIPO	EJEMPLO TIPO	EJEMPLO TIPO
PORCENTAJE DE POROSIDAD DE VACUOLAS SEPARADAS	POROS MOLDICOS 	POROS MOLDICOS 	CAVERNOSO 
	POROS MOLDICOS COMPUESTOS 	POROS INTRAFOSILES 	BRECHA 
	POROS INTRAFOSILES 	POROS DE GUARIDA 	FRACTURAS 
	MICROPOROSIDAD INTRAGRANULAR 		FRACTURAS DE DISOLUCION 
			FENESTRAL 

QA 15762c

ESPACIO POROSO INTERPARTICULARS LUCIA (1983)						
TAMAÑO Y SELECCION DE PARTICULA (INTERCONEXION MATRICIAL)						
PORCENTAJE DE POROSIDAD INTERPARTICULAR	TEXTURA DE GRANO		TEXTURA DE LODO			
	GRAINSTONE	PACKSTONE	PACKSTONE	WACKSTONE	MUDSTONE	
		TAMAÑO DE GRANO CONTROLA TAMAÑO DE PORO	GRANO Y LODO CONTROLAN TAMAÑO DE PORO	EL TAMAÑO DEL LODO CONTROLA TAMAÑO DE POROS CONECTADOS		
	CALIZA					
	ESPACIO POROSO INTERGRANULAR O CEMENTANTE	ESPACIO POROSO INTERGRANULAR O CEMENTANTE	TAMAÑO DE CRISTAL DE DOLOMITA CONTROLA TAMAÑO DE POROS CONECTADOS			
DOLOMITA TAMAÑO DE CRISTAL < 100µm						
	ESPACIO POROSO INTERGRANULAR O CEMENTANTE	ESPACIO POROSO INTERGRANULAR O CEMENTANTE	TAMAÑO DE CRISTAL DE DOLOMITA CONTROLA TAMAÑO DE POROS CONECTADOS			
DOLOMITA TAMAÑO DE CRISTAL 20-100µm						
	ESPACIO POROSO INTERGRANULAR O CEMENTANTE	ESPACIO POROSO INTERGRANULAR O CEMENTANTE	TAMAÑO DE CRISTAL DE DOLOMITA CONTROLA TAMAÑO DE POROS CONECTADOS			
DOLOMITA TAMAÑO DE CRISTAL > 100µm						
	ESPACIO POROSO INTERCRISTALINO	ESPACIO POROSO INTERCRISTALINO	TAMAÑO DE CRISTAL DE DOLOMITA CONTROLA TAMAÑO DE POROS CONECTADOS			

NOTA: LA BARRA ESTA EN µm

NOTA: LA BARRA ES 100 µm

QA 15773c

BIBLIOGRAFÍA

- AMYX, JAMES W. 1960. *Petroleum resevoir engineering*. Ed. McGraw Hill, U.S.A.
- ARCHIE, G. E. 1952. *Classification of carbonate reservoirs rocks and petrophysical considerations*. Am. Assoc. Petr. Geol. Bull. 36 pag 278-298.
- ARPS, J. J. 1964. *Engineering concepts useful in oil finding*. Am. Assoc. Petr. Geol. Bull. vol 48 157-165.
- ATHY, L. F. 1930. *Density, porosity and compaction of sedimentary rocks*. Am. Assoc. Petr. Geol. Bull. vol 14 1-24.
- BJORLYKKE, K. 1987. *Formation of secondary porosity. How important is it?* Am. Assoc. Petr. Geol. Mem 37, 277-286.
- BLOCH, S. 1991. *Empirical prediction of porosity and permeability in sandstone*. Am. Assoc. Petr. Geol. Bull. 75 (7) 1145-1160.
- CHAPMAN, R. E. 1981. *Geology and water: An introduction to fluid mechanics for geologists*. The Hague, Martinus Nijhoff. 228p. The Netherlands.
- CHOQUETTE, P. W., PRAY, L. C. 1970. *Geologic nomenclature and classification of porosity in sedimentary carbonates*. Am. Assoc. Petr. Geol. Bull. 54 (2) 207-250.
- DAJNOV, V. N. 1982. *Petróleo y gas en las rocas*. Editorial Reverté, España.
- FANG, J. H., VISSCHER, P. B., DANS, A. M. J. 1988. *Porosity reduction in sandstone by quartz overgrowth. Discussion*. Am. Assoc. Petr. Geol. Bull. 72 (12) 1515-1517.
- FREEZE, R. A., CHERRY, J. A. 1979. *Groundwater*. Englewood Cliffs, New Jersey, Ed. Prentice Hall. 604p. U.S.A.

- GILES, R. G. 1997. *Diagenesis: A quantitative perspective. Implications for basin modelling and rock property prediction*. The Netherlands, Kluwer Academic Publishers 526p. The Netherlands.
- GRATON, L. C., FRASER, H. J. 1935. *Systematic packing of spheres, with particular reference to porosity and permeability*. J. Geol. 43, 785-909.
- JAEGER, J. C., COOK, N. G. 1979. *Fundamentals of rock mechanics 3rd Edition*, Chapman And Hall, U.S.A.
- LEDER, F., PARK, W. 1986. *Porosity reduction in sandstone by quartz overgrowth*. Am. Assoc. Petr. Geol. Bull. 70 (11) 1713-1728.
- LEMEÉ, C., GUÉGUEN, Y. 1996. *Modeling of porosity loss during compaction and cementation of sandstones*. Geology, vol. 24 No. 10 875-878.
- LERCHE, I. 1991. *Basin analysis, quantitative methods*. Publ. by Academic Press Inc. 562 (vol 1) 570p.
- LEVINE, I. N. 1991. *Physical-Chemistry*, 3rd Edition, McGrawHill, U.S.A.
- LEVORSEN, A. I. 1967. *Geology of petroleum*. W. H. Freeman and Company, San Fco. California, U.S.A.
- LUCIA, F. JERRY 1995. *Rock-fabric Petrophysical classification of carbonate pore space for reservoir characterization*. AAPG Bulletin, V. 79 No. 9, 1275-1300.
- MCBRIDE, E., MILLIKEN, K. *Sandstone diagenesis: Key to reservoir quality of sandstones*. Department of geol. sciences. University of Texas at Austin. U.S.A.
- MARON, S. H., PRUTTON, C. 1984. *Principles of physical-chemistry* Ed. The Mc Millan Company, U.S.A.
- MONREAL, R. MONTIJO, A. GRIJALVA, R. 2000. *Guía para el estudio petrográfico de rocas detríticas*. Colección textos académicos, Universidad de Sonora, México.

- MOORE, T. V. 1938. *Behaviour of fluids in oil reservoirs*. Am. Assoc. Petr. Geol. Bull. vol 22 1237-1249.
- PLAS, L VAN DER, TOBI, A. C. 1965. *A cahrt for judging the reliability of point counting results*. Amer. J. Sci. V. 263, 87-90
- SCHERER, M. 1987. *Parameters influencing porosity in sandstones: A model for sandstone porosity prediction*. Am. Assoc. Petr. Geol. Bull. 71 (5) 485-491.
- SELLEY, R. C. 1998. *Petroleum Geology 2nd Edition Academic Press*, London, U.K.
- TERZAGHI, K. 1955. *Influence of geological factors on the engineering properties of sediments*. Economic Geology Fiftieth Anniversary Volume, U.S.A.
- TIAB, J. DONALSON E. 2004. *Petrophysics* Ed. Elsevier, U.S.A.