

34
2ej



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

Análisis e Interpretación de Correlaciones
Porosidad Permeabilidad de Medios Porosos

T E S I S

Que para obtener el título de
INGENIERO PETROLERO

p r e s e n t a

PORFIRIO VAZQUEZ COLORADO



Director de Tesis: ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS

México, D. F.

1996

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



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.

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO
FACULTAD DE INGENIERIA
DIVISION DE INGENIERIA EN CIENCIAS DE LA TIERRA
DEPARTAMENTO DE EXPLOTACION DEL PETROLEO

TITULO: ANALISIS E INTERPRETACION DE CORRELACIONES
POROSIDAD PERMEABILIDAD DE MEDIOS POROSOS

Director de Tesis: Ing. Manuel Villamar Vigueras

Jurado:

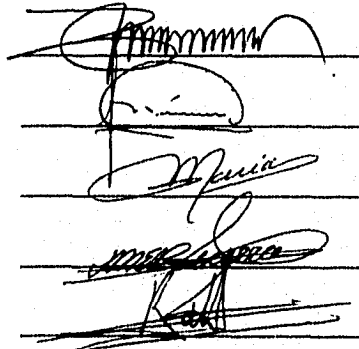
Presidente: Ing. Manuel Villamar Vigueras

Vocal: Ing. Néstor Martínez Romero

Secretario: Ing. Salvador Macias Herrera

Primer Suplente: Ing. Mario Becerra Cepeda

Segundo Suplente: M. en I. Roberto Padilla Sixto



Ciudad Universitaria, México D.F., Noviembre de 1996



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-1-079

SR. PORFIRIO VAZQUEZ COLORADO
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Manuel Villamar Viguera, y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

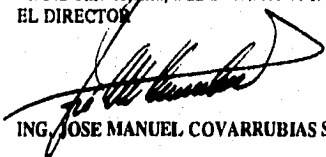
ANALISIS E INTERPRETACION DE CORRELACIONES POROSIDAD-PERMEABILIDAD DE MEDIOS POROSOS

- RESUMEN**
- INTRODUCCION**
- I DEFINICIONES Y CONCEPTOS BASICOS**
- II DETERMINACION DE LOS PARAMETROS DE CORRELACION CONSIDERADOS**
- III EJEMPLOS DE CORRELACIONES POROSIDAD-PERMEABILIDAD**
- IV ANALISIS DE LA DISPERSION DE DATOS EN LAS CORRELACIONES POROSIDAD-PERMEABILIDAD**
- V CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES REFERENCIAS Y BIBLIOGRAFIA**

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Ciudad Universitaria, a 22 de octubre de 1996
EL DIRECTOR


ING. JOSE MANUEL COVARRUBIAS SOLIS

JMCS*RLR*ggg.

ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN
DE CORRELACIONES
POROSIDAD - PERMEABILIDAD
DE MEDIOS POROSOS

CONTENIDO

	pág.
RESUMEN	i
INTRODUCCION	ii
CAPITULO I DEFINICIONES Y CONCEPTOS BASICOS	1
I.1 POROSIDAD	2
I.2 PERMEABILIDAD	5
I.3 TAMAÑO DE GRANO	8
I.4 FORMA DEL GRANO	12
I.4.1 ESFERICIDAD	12
I.4.2 REDONDEZ	13
I.4.3 RELACION ENTRE ESFERICIDAD Y REDONDEZ	15
I.5 EMPACAMIENTO	16
I.6 CEMENTACION	20
I.7 TORTUOSIDAD	20
I.8 ROCAS SEDIMENTARIAS	21
I.8.1 ROCAS DETRITICAS	22
I.8.2 ROCAS CARBONATADAS	23
CAPITULO II DETERMINACION DE LOS PARAMETROS DE CORRELACION CONSIDERADOS	28
II.1 POROSIDAD EFECTIVA	29
II.2 PERMEABILIDAD ABSOLUTA	32
II.3 ESFERICIDAD	36
II.4 REDONDEZ	39
II.5 TORTUOSIDAD	40
II.6 ESPESOR MEDIO DE GRANOS Y ANCHURA MEDIA DE POROS	41

CAPITULO III	EJEMPLOS DE CORRELACIONES POROSIDAD - PERMEABILIDAD	46
CAPITULO IV	ANALISIS DE LA DISPERSION DE DATOS EN LAS CORRELACIONES POROSIDAD - PERMEABILIDAD	61
IV.1	OBSERVACIONES	62
IV.2	RELACION GENERAL POROSIDAD - PERMEABILIDAD PARA MEDIOS CON POROSIDAD INTERGRANULAR	93
CAPITULO V	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	104
	REFERENCIAS Y BIBLIOGRAFIA	107
	NOMENCLATURA	110

RESUMEN

En esta tesis se presentan los resultados que se obtuvieron al hacer un análisis sobre la dispersión de datos que normalmente se tiene en las correlaciones porosidad - permeabilidad de medios porosos.

Como parte inicial del trabajo, se definen y comentan conceptos básicos sobre porosidad y permeabilidad y sobre los principales factores o parámetros que originan y rigen a estas propiedades. También, en forma breve, se indican algunos procedimientos para determinar, directa o indirectamente, los parámetros que se consideran en las correlaciones.

Para realizar lo antes señalado, se llevó a cabo una revisión bibliográfica, seleccionándose ejemplos de correlaciones porosidad - permeabilidad, los cuales se presentan en esta tesis. Los ejemplos corresponden a correlaciones obtenidas en empacamientos de esferas y arena suelta y en formaciones consolidadas (areniscas y carbonatos), por lo que se abarca un amplio rango de valores de tales propiedades petrofísicas.

Con base en la información obtenida en los artículos técnicos fuente, para algunas correlaciones se llevó a cabo un análisis detallado de la dispersión de datos, con el propósito de definir las razones principales o importantes para que este fenómeno ocurra. Así, con la información base y la obtenida del análisis detallado, se presenta una correlación general de porosidad - permeabilidad.

Por último, se presentan las principales conclusiones alcanzadas y se hacen algunas recomendaciones al respecto.

INTRODUCCION

La mayor parte de las acumulaciones de hidrocarburos del subsuelo se encuentran en rocas sedimentarias: areniscas y carbonatos, por lo que debe tenerse un buen conocimiento de ellas para fundamentar correctamente su explotación y lograr óptimas recuperaciones.

En múltiples trabajos y estudios de Ingeniería Petrolera, principalmente los relacionados a los yacimientos, como son los de: caracterización, comportamiento y simulación, se utilizan correlaciones de propiedades de la roca, de los fluidos y del sistema roca - fluidos.

Una de las correlaciones más utilizadas es la correlación porosidad - permeabilidad de la roca del yacimiento. Esta correlación con mucha frecuencia se establece, ya que es una de las correlaciones básicas.

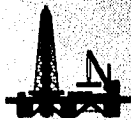
Estas correlaciones se pueden establecer en gráficas con diversas escalas: normal, semilogarítmica o doble logarítmica. Cualquiera que sea el caso, es práctica común ajustar una ecuación a los datos graficados para introducirla en los cálculos que se realizan en los diversos estudios.

Algunas correlaciones tienen poca dispersión de datos, por lo que la ecuación ajustada es una buena representación de ellos; sin embargo, la mayoría de las correlaciones porosidad - permeabilidad, presentan dispersión grande o muy grande de datos; por lo tanto, la ecuación que se ajusta dista mucho de ser representativa y podría generar errores, o por lo menos resultados poco confiables, cuando se utilice.

Tanto la porosidad como la permeabilidad de las rocas sedimentarias dependen de aspectos estrechamente ligados a las características de los elementos que las conforman, denominados en muy diversas formas, por ejemplo: granos, clastos, partículas o cristales. En las rocas, estos elementos no son homogéneos, al contrario son muy heterogéneos. El grado de heterogeneidad se manifiesta en el grado de dispersión de datos de las correlaciones porosidad - permeabilidad. De acuerdo a lo anterior, es necesario determinar los aspectos responsables de la dispersión de datos en una correlación para afinarla y posteriormente ajustar ecuaciones a las tendencias de datos que se establezcan. Estas ecuaciones serán más representativas y, por lo tanto, más confiables.

Con el propósito de cooperar un poco en la solución de tal problema, se desarrolló esta Tesis con base en información publicada en literatura técnica de Ingeniería Petrolera.

CAPITULO I



DEFINICIONES Y CONCEPTOS BASICOS

LI POROSIDAD (ϕ)

La porosidad se define como la relación entre el volumen de espacios vacíos (V_p), no ocupados por sólidos, y el volumen total de roca (V_r), se expresa en fracción o porcentaje, de acuerdo a las siguientes expresiones

$$\phi \text{ (fracción)} = \frac{V_p}{V_r} \quad (1.1)$$

$$\phi(\%) = \frac{V_p}{V_r} 100 \quad (1.2)$$

La porosidad de las rocas almacenadoras de hidrocarburos en los yacimientos, varía entre 5 y 40 %, siendo la más común la comprendida entre 10 y 20 %¹.

POROSIDAD PRIMARIA

Es aquella que se forma durante el proceso de depósito, a la cual también se le conoce como porosidad intergranular o intercrystalina².

POROSIDAD SECUNDARIA

Esta se forma posterior al depósito de los sedimentos. Es el resultado de cambios que pueden aumentar o disminuir la porosidad original, tales cambios pueden ser la cementación, el fracturamiento y la disolución, entre otros³.

POROSIDAD ABSOLUTA (ϕ_a)

La porosidad absoluta es el porcentaje del espacio vacío total con respecto al volumen total de la roca, sin tener en cuenta si los poros están interconectados o no. Se expresa en la siguiente forma:

$$\phi_a = \frac{V_{pc} + V_{pn}}{V_r} \quad (1.3)$$

¹ Referencias al final del trabajo

Donde:

V_{pc} = Volumen de poros comunicados

V_{pnc} = Volumen de poros no comunicados

POROSIDAD EFECTIVA (ϕ_e)

Es el porcentaje del espacio poroso intercomunicado con respecto al volumen total de roca¹.

$$\phi_e = \frac{V_{pc}}{V_r} \quad (1.4)$$

Esta porosidad es la de mayor interés, ya que es la que permite a la roca tener permeabilidad, que a su vez permite el paso de fluidos.

La porosidad de las rocas sedimentarias es función de algunos factores litológicos, entre los más importantes se tienen los siguientes:

- Forma de grano
- Variación del tamaño de grano
- Tamaño de grano
- Empaque de los granos
- Grado de cementación
- Consolidación

La porosidad depende básicamente de la uniformidad del tamaño de los granos. La mayor porosidad se logra cuando los granos mantienen poca variación de tamaño. Por ejemplo, si se cuenta con un empaque al cual se le agregan granos de mayor o menor tamaño la porosidad se verá afectada en proporción directa a la fracción agregada.

La forma y tamaño de grano, que siempre van asociados, tienen influencia en los valores de porosidad; por ejemplo, los granos más esféricos tienden a acomodarse mejor, dejando un mínimo espacio poroso, no así los de forma irregular, con cierta angulosidad, que facilitan la formación de espacios porosos.

Respecto al tamaño, se ha observado que los sedimentos de grano fino poseen mayor porosidad que los de grano grueso.

Cuando se preparan empaques que están constituidos por esferas no cementadas la porosidad absoluta es igual a la efectiva, por no existir poros aislados en este tipo de medios porosos.

El empaque en la naturaleza se presenta por lo general más compacto, con menos espacios vacíos, reduciendo los valores de porosidad.

1.2 PERMEABILIDAD (K)

Es la facultad que la roca posee para permitir que los fluidos se muevan a través de la red de poros y/o espacios interconectados que contiene. Si los huecos no están conectados, no existe permeabilidad.

Los factores que influyen en la porosidad de las rocas sedimentarias también influyen en la permeabilidad: el tamaño, el empaquetamiento y la forma de los granos, así como la distribución de los mismos, de acuerdo al grado de litificación (cementación y consolidación).

PERMEABILIDAD ABSOLUTA (K_a)

La permeabilidad absoluta es la que depende exclusivamente de las características de la roca. Al igual que la porosidad depende de:

- Tamaño de grano
- Forma de granos
- Variación de tamaño de los granos
- Empaque de los granos
- Grado de cementación
- Consolidación

PERMEABILIDAD EFECTIVA (K_e)

Se tiene permeabilidad efectiva cuando el fluido que circula no satura 100% al medio poroso, sin importar si el otro o los otros fluidos saturantes se mueven o no, o bien es la permeabilidad del medio poroso a un fluido circulante en un estado determinado de saturación menor a 100 %

Como los fluidos que se encuentran en los yacimientos petroleros son agua, aceite y/o gas, se pueden tener permeabilidades efectivas a ellos: K_{ew} , K_{eo} y K_{eg} .

PERMEABILIDAD RELATIVA (K_r)

Es la relación entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta y se expresa en forma fraccional⁵

$$K_{rw} = K_{ew} / K_a \quad (1.5)$$

$$K_{ro} = K_{eo} / K_a \quad (1.6)$$

$$K_{rg} = K_{eg} / K_a \quad (1.7)$$

PERMEABILIDAD AL LIQUIDO (K_L o K_R)

Es la permeabilidad obtenida por el método de Klinkenberg⁶, que consiste en determinar la ordenada al origen de la tendencia recta, en papel normal, que definen las permeabilidades al gas medidas a un medio poroso y sus correspondientes recíprocos de presiones medias de flujo.

La permeabilidad al líquido es menor que la permeabilidad al gas, debido a que en las mediciones de permeabilidad al gas ($S_g = 100\%$) se presenta el fenómeno de deslizamiento molecular.

La permeabilidad de un medio poroso se determina por medio de la ley de Darcy, la cual puede expresarse en varias formas, dependiendo de la geometría y posición del medio poroso, tipo de fluido y de flujo. Por ejemplo, para flujo horizontal de un fluido incompresible a través de un medio poroso, cuya sección transversal al flujo es constante, la ley de Darcy se expresa como⁶.

$$K = \frac{\mu_f Q L}{A (P_1 - P_2)} \quad (1.8)$$

Donde:

K = Permeabilidad del medio poroso, en darcys (D)

μ_f = Viscosidad del fluido, en centipoises (cp)

Q = Gasto del fluido, en (cm³/seg)

L = Longitud del medio poroso en (cm)

A = Area de la sección transversal, perpendicular a la dirección de flujo, en (cm²)

P_1 = Presión de la cara del núcleo corriente arriba, en atmósferas (atm.)

P_2 = Presión en la cara del núcleo, corriente abajo, en atmósferas (atm.)

La unidad de permeabilidad es el Darcy. Una roca tiene una permeabilidad de 1 Darcy, cuando 1 cm³ de fluido, con viscosidad de 1 centipoise pasa en 1 segundo a través de un volumen de roca con sección de 1 cm² y un cm de longitud, bajo una presión diferencial de 1 atmósfera⁷.

1 Darcy = $(1 \text{ cm}^3/\text{seg}) (1 \text{ cp}) (1\text{cm}) / (1 \text{ cm}^2) (1 \text{ atm})$

Como el darcy es una unidad demasiado grande, se utiliza el milidarcy (0.001 Darcy).

La permeabilidad de las rocas almacenadoras de tipo sedimentario, puede variar entre 5 y 1000 milidarcys, pero se tienen casos en que suele ser más alta y otros en los que es inferior a 5 milidarcys¹.

En sedimentos estratificados se ha encontrado que la permeabilidad es mayor paralela a la estratificación que perpendicular a ella.

1.3 TAMAÑO DE GRANO

El término tamaño de grano va más en relación con los conceptos largo, ancho y espesor de fragmentos; sin embargo, cuando se refiere este término en rocas clásticas, se relaciona con el concepto de diámetro y, en ocasiones este concepto sustituye a los anteriores. Este término junto con la forma y la disposición de los granos determinan la textura de una roca.

En la práctica, el término diámetro varía considerablemente según la forma como se haya efectuado la medición. Todos los métodos de medición toman como patrón de referencia la esfera.

La permeabilidad está más ligada a las dimensiones de los granos que la porosidad. El diámetro medio de poros está en función del diámetro medio de granos, y como la permeabilidad depende del tamaño de los poros por donde circulan los fluidos, será por lo tanto más elevada cuando más grande sea el diámetro de granos.

La Tabla 1.1 muestra, en forma general, los términos utilizados para partículas, según el tamaño:

TABLA 1.1

TAMAÑO DE GRANO	TERMINO COMUN
Grueso	Grava
Mediano	Arena
Fino	Arcilla

El tamaño de grano es de interés para la correlación y obtención de propiedades¹.

Como se mencionó anteriormente, mientras más uniforme sea el tamaño mayor es la permeabilidad. Si las partículas o granos no son del todo uniformes, los granos pequeños se depositan entre los granos más grandes, reduciendo porosidad y permeabilidad. En rocas de grano grueso, la permeabilidad y la porosidad tendrán a ser altas y permitirán el paso de fluidos más fácil que las de grano fino. El tamaño de grano es el factor más importante en la permeabilidad, no así en la porosidad, en la que es más importante la variación de tamaño de grano.

El tamaño de grano también tiene un papel importante en la clasificación de rocas sedimentarias clásticas. Los sedimentos gruesos y de formas angulosas revelan poco transporte y una idea de la roca que los originó; los sedimentos redondeados y casi esféricos indican un transporte largo⁸.

La siguiente clasificación se presenta considerando la redondez⁹.

A - Granos muy angulosos

- Compuestos de vidrio volcánico u otro material volcánico
- Compuestos de rocas susceptibles de desintegrar
- Pueden ser partículas de brecha

B - Granos con una o más facetas desgastadas o de fractura.

- Generalmente asociados con guijarros de origen glacial
- Asociados con granos redondeados de origen eólico.

C - Granos menos angulosos y algo redondeados

- Arenas fluvio - glaciares.

D - Granos redondeados

- Arenas de origen eólico, marino y fluvial.

Los fragmentos pueden ser de uno o varios tamaños en una misma roca. La Tabla 1.2 da el grado de clasificación de granos de acuerdo al tamaño¹⁰.

TABLA 1.2

ROCAS CON GRANOS DE	GRADO DE CLASIFICACION
1 ó 2 tamaños	Muy buena
3 ó 4 tamaños	Buena
5 ó 6 tamaños	Moderada
Más de 7 tamaños	Pobre

El grado de clasificación de granos es lo que se conoce como "dispersión o variación de tamaño de grano".

Actualmente, la clasificación más utilizada y aceptada de tamaño de grano es la de Wentworth, que a continuación se presenta en la Tabla 1.3. Considera el tamaño de grano o partícula, su clasificación y la roca que se forma.

TABLA 1.3⁹

DIMENSIONES LIMITATIVAS (en mm)	CLASIFICACIÓN DE LOS GRANOS	ROCAS CONSOLIDADAS
2-4	GRAVA	BRECHA O CONGLOMERADO
1-2	ARENA MUY GRUESA	ARENISCA
0.5 - 1	ARENA GRUESA	
0.25 - 0.5	ARENA MEDIANA	
0.125 - 0.25	ARENA FINA	
0.0625 - 0.125	ARENA MUY FINA	
0.0039 - 0.0625	LIMO	LIMOLITA
<0.0039	ARCILLA	LUTITA

Comúnmente, el tamaño de los granos se maneja en mm o en unidades phi (Φ). La Tabla 1.4 presenta la conversión de unidades Φ a mm, o bien, se puede utilizar la siguiente ecuación¹¹.

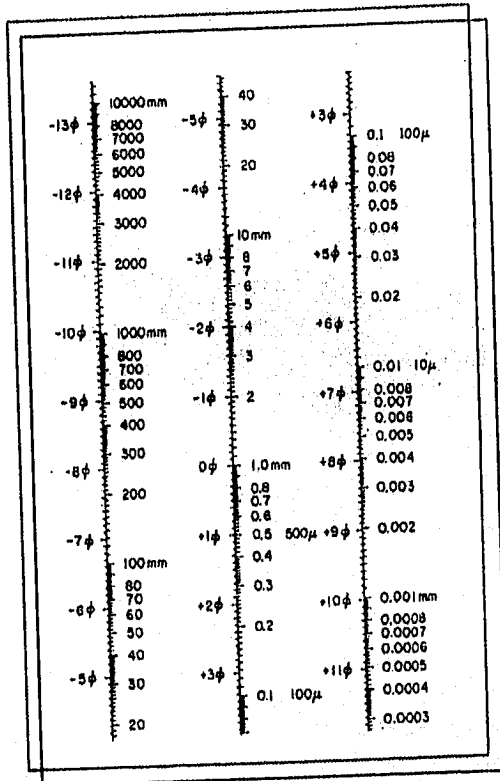
$$\Phi = -\log_2 d \quad (1.9)$$

Donde:

Φ = Diámetro de la partícula (unidades phi)

d = Diámetro de la partícula (mm)

TABLA 1.4
 Relación entre mm y unidades ϕ^{11}



1.4 FORMA DEL GRANO

La forma se refiere al aspecto de los granos, éstos pueden ser cúbicos, esféricos cilíndricos, etc; sin embargo, hay ciertas formas tan irregulares que es difícil describirlas, por lo que fue necesario elegir un patrón de referencia para un índice cuantitativo y este fue la "esfera". La esfera ha constituido, hasta hoy en día, una norma de referencia muy útil al considerar que aquellas partículas que tienen forma similar se comportan de igual manera al estar sujetas a las mismas condiciones¹².

1.4.1 ESFERICIDAD (Ψ)

Para condiciones ideales, la esfericidad se definió como s / S , donde s es la superficie de una esfera de volumen equivalente al fragmento en cuestión, y S es la superficie del fragmento. Para una esfera esta relación da un valor de 1.0 y para cualquier otro fragmento el valor es menor de 1.0. Cuando se tienen partículas irregulares, la esfericidad puede expresarse como d_n / D , donde d_n es el diámetro nominal (diámetro de una esfera del mismo volumen que la partícula, Wadell, 1935) y D es el diámetro de la esfera circundante. La relación de valores no cambia para esferas, seguirá igual a 1.0, y para otras partículas el valor será menor a 1.0. La Figura 1.1 muestra una estimación visual de la esfericidad¹².

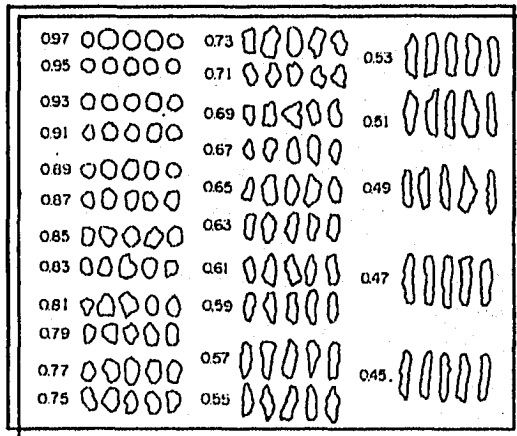


FIGURA 1.1
Estimación visual de la esfericidad²⁵

1.4.2 REDONDEZ (Θ)

La redondez se relaciona con la agudeza de las aristas y de los vértices de un fragmento clástico y es independiente de la esfericidad. Es decir, trata de definir la silueta exterior, las aristas y su redondeamiento. Krumbein y Griffith¹³ presentan los grados de redondez que muestra la Figura 1.2.

Se ha observado que el grado de redondeo depende del tamaño y del peso. Las partículas más grandes y pesadas son las más redondas¹³.

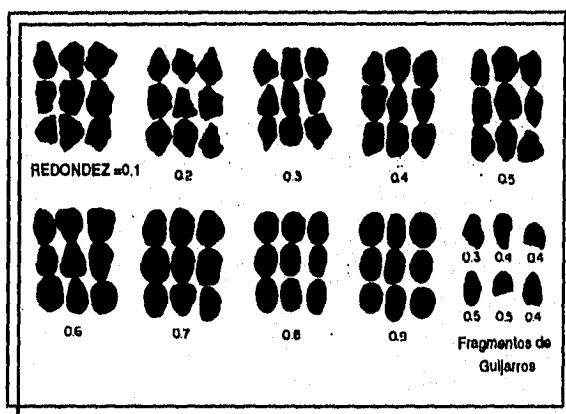


FIGURA 1.2
Estimación visual de la redondez²⁵

La Figura 1.3 muestra 2 grupos de partículas, uno de alta y otro de baja esfericidad, y el grado de redondez que tienen. Las escalas fueron determinadas a partir de observaciones visuales, siendo por lo general las más angulosas las partículas de limo y arcilla y las menos angulosas las arenas de grano grueso.








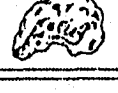

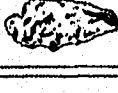


REDONDEZ	ESFERICIDAD	
	ALTA	BAJA
A MUY REDONDEADA		
B REDONDEADA		
C SUBREDONDEADA		
D SUBANGULOSA		
E ANGULOSA		
F MUY ANGULOSA		

FIGURA 1.3
Estimación visual de esfericidad y redondez²⁵

1.4.3 RELACION ENTRE ESFERICIDAD Y REDONDEZ

En los sedimentos naturales no solo la esfericidad y redondez están correlacionadas estrechamente entre sí, sino que cada una de éstas, a su vez, es función del tamaño. Se ha observado que los granos de mayor tamaño están mejor redondeados y son también los más esféricos¹³.

La redondez de una partícula clástica representa el transporte que ha tenido. La esfericidad representa mayormente las condiciones de depósito en el momento de su acumulación, modificada en menor grado por los procesos de abrasión. La Figura 1.4 muestra una estimación visual de redondez y esfericidad en granos de arena

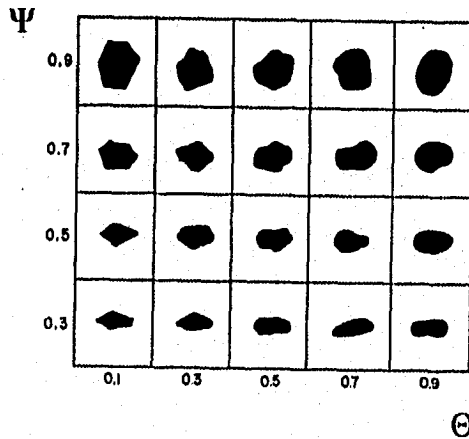


FIGURA 1.4

Estimación visual de esfericidad y redondez¹³

1.5 EMPACAMIENTO (E)

El empacamiento de las rocas es el arreglo o acomodo de los granos en un cierto espacio, depende principalmente del tamaño y de la distribución de los granos, de la compactación y de la presencia de cementantes. Slichter⁷ fue el primero en introducir el efecto de la empaquetadura de los granos en la permeabilidad y propuso la siguiente ecuación:

$$K = 10.2 \frac{d^2}{k_E} \quad (1.10)$$

Donde:

K = Permeabilidad (D)

d = Diámetro de partículas (cm)

k_E = Constante de la empaquetadura, función de la porosidad.

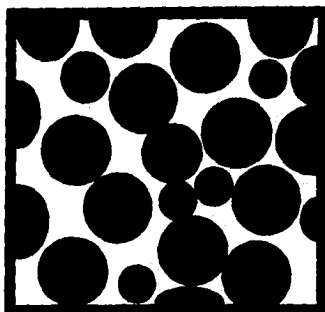
Como se mencionó en los conceptos de porosidad, cuando se considera que el medio poroso está constituido por esferas no cementadas, se tiene que la porosidad absoluta es igual a la porosidad efectiva, por no existir poros aislados dentro de este tipo de empacamientos artificiales. Para preparar empacamientos, además de esferas, suelen utilizarse mezclas de granos de diferente tamaño, o un solo tamaño, con el propósito de simular medios porosos.

De los empacamientos se ha determinado:

- Que la forma y tamaño de los espacios porosos dependen de la forma y tamaño de los granos y del arreglo de unos con otros.
- Para un tamaño determinado de granos no consolidados de forma esférica, la permeabilidad y porosidad dependen únicamente del empaque.
- Si se cuenta con granos no consolidados de diferentes tamaños, la permeabilidad depende del empaque, del tamaño, forma y dispersión de granos.
- Si se agrega un cementante, la permeabilidad dependerá del empaque, la textura y el cementante.

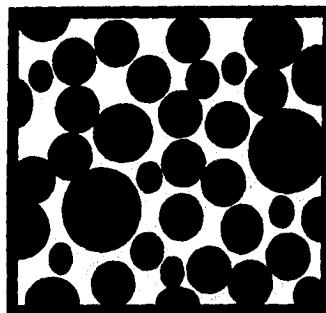
- A mayor tamaño de grano es mayor la permeabilidad.
- A menor tamaño de grano es mayor la porosidad, no porque la porosidad dependa únicamente del tamaño, sino porque las partículas más pequeñas son también las más angulosas, permitiendo mayores espacios porosos.
- La dispersión de tamaño de grano afecta en mayor medida la porosidad.
- El camino para un fluido en un empaque, resulta más tortuoso mientras se tenga mayor presencia de cementante y sea también mayor la dispersión de tamaños de grano.
- En la naturaleza prevalecen los empaques más compactos.
- Los empaques más sueltos, expresan mayores porosidades, acompañados también por mayores permeabilidades.

La Figura 1.5 muestra empacamientos con diferente arreglo y tamaño de esferas, y consecuentemente, diferentes valores de porosidad y permeabilidad.



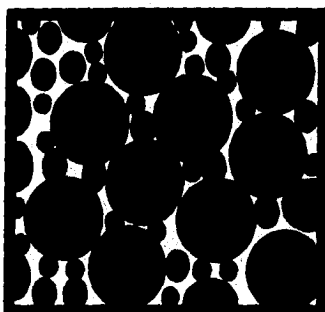
EMPACAMIENTO 1

$\Phi = 0.36$
 $K = 169.5 D$



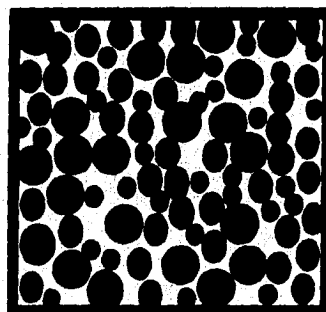
EMPACAMIENTO 2

$\Phi = 0.358$
 $K = 47.6 D$



EMPACAMIENTO 3

$\Phi = 0.247$
 $K = 11.9 D$



EMPACAMIENTO 4

$\Phi = 0.346$
 $K = 9.6 D$

FIGURA 1.5

Empacamientos de esferas con diferente arreglo ¹⁸

Los empaques en la naturaleza se ven afectados por:

- El tamaño forma y dispersión de granos.
- La compactación, que es el factor geológico que reduce la porosidad y la permeabilidad debido a la presión orogénica o al peso de los sedimentos. A medida que la presión de los sedimentos superpuestos aumenta los granos tienden a formar empaques más compactos.
- La cementación es el factor que más reduce la porosidad y permeabilidad al afectar el tamaño, forma y continuidad de los canales. Los principales cementantes son, la calcita, el sílice, la arcilla y la dolomita.

La Figura 1.6 muestra las diferentes maneras en que pueden empacarse las esferas y las formas de los espacios porosos resultantes, según Graton y Fraser¹³. Donde el empaque 1 es el más abierto y el empaque 6 es el más cerrado.

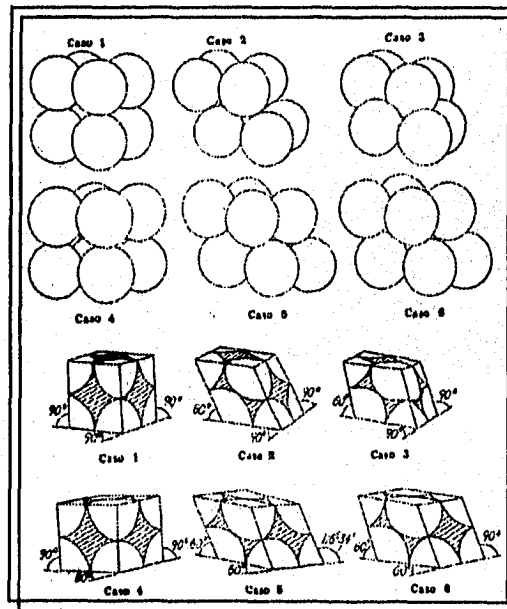


FIGURA 1.6
Tipos de empaques de esferas²⁵

1.6 CEMENTACION

La cementación es uno de los cambios diagenéticos que tiene mayor efecto sobre la porosidad y la permeabilidad. Afecta al tamaño, la forma y continuidad de los canales. La forma y el tamaño de los espacios porosos dependen de la forma y tamaño de los granos, su arreglo respecto a unos con otros y el grado en el que la cementación haya progresado¹³.

El material cementante puede ser derivado de la propia roca o puede ser llevado por solución. La cementación puede ocurrir de forma simultánea o posterior al depósito.

Los cementantes más comunes son el sílice, la calcita, la dolomita y la arcilla o combinaciones de éstos. El sílice es el material cementante más común en la naturaleza; a menudo se presenta como granos de cuarzo y en otras ocasiones como ópalo o calcedonia. El cemento de carbonato en areniscas se puede formar al mismo tiempo que la arena se deposita o poco después de la depositación por medio de los fluidos circulantes; normalmente se presenta en forma de calcita o dolomita.

Las arcillas, especialmente la montmorillonita, actúan como cementantes; ocasionan el taponamiento de espacios porosos en medios en los que circula agua dulce, al hincharse y deflocularse.

Existen 2 tipos de cementantes:

- 1) Aglomerantes elásticos, como los minerales de arcilla, moscovita, sericita y clorita.
- 2) Aglomerantes de precipitación, como la calcita, el cuarzo, la calcedonia y hematita.

1.7 TORTUOSIDAD (τ)

El coeficiente de tortuosidad, τ , es un número conceptual adimensional que representa la desviación de un sistema poroso respecto a un sistema compuesto de un grupo de capilares rectos. Es también una medida de la longitud del trayecto tortuoso, por el que una partícula de fluido debe pasar; expresada en términos de la distancia más corta entre dos puntos de dicho trayecto⁴.

18 ROCAS SEDIMENTARIAS

Las rocas sedimentarias son aquellas que se originan por acciones mecánicas o químicas sobre otras rocas ya existentes, o bien, se definen como sedimentos depositados que sufren una litificación¹⁸.

Toda roca que contenga huecos y que estén unidos entre sí, puede constituir un almacén (yacimiento) de hidrocarburos. Muchas rocas presentan estas características, pero, considerando los campos petroleros antiguos y actuales, así como las reservas, se concluye que la mayor parte de los yacimientos se encuentran en dos tipos de roca¹⁴:

1 Rocas detríticas: arenas y areniscas, que presentan el 61.7 % de los campos y contienen el 59 % de las reservas mundiales (exceptuada la ex Unión Soviética).

2 Rocas calcáreas: calizas y dolomías, menos abundantes y quizás menos explotadas que las rocas detríticas, pero que presentan el 32 % de los campos y el 40.2 % de las reservas mundiales (exceptuada la ex Unión Soviética).

Las rocas almacenadoras que no pertenecen a alguna de estas dos categorías se encuentran en el 6.3 % de los campos, con el 0.8 % de las reservas mundiales, y son principalmente evaporitas, rocas volcánicas y metamórficas.

La Tabla 1.5 muestra los valores de porosidad y permeabilidad de rocas sedimentarias, cuando pueden ser almacenadoras.

TABLA 1.5
Modificada de Levorsen, 1967 y Rodríguez Santana Eduardo, 1985¹⁵

POROSIDAD %		PERMEABILIDAD mD	
Muy pobre	0 - 5	Baja	1 - 10
Pobre	5 - 10	Regular	10 - 100
Regular	10 - 15	Buena	100 - 1000
Muy buena	20 - 25	Muy buena	>1000

1.8.1 ROCAS DETRITICAS

Las rocas detríticas o clásticas son el resultado de la acumulación de elementos arrancados a rocas preexistentes por erosión, sedimentados in - situ o transportados a distancias variables por agentes diversos como: ríos, glaciares, viento, etc., cementados o no después de su depósito. Pueden ser muy diferentes entre sí, en función de la naturaleza mineralógica o petrográfica de los elementos, su tamaño y su forma, su colocación, su compactación y la abundancia y naturaleza del cemento. Las principales rocas detríticas son:

Conglomerados.- Son las rocas constituidas por la consolidación y cementación de cantos gruesos de cualquier origen.

Areniscas.- Son las rocas resultantes de la cementación de las arenas. Los minerales predominantes en su formación son el cuarzo y los feldespatos. En muchas areniscas el cuarzo constituye prácticamente la totalidad de la roca.

Limolitas.- Son las rocas compuestas por limo endurecido. La variedad más importante es el loes, de origen eólico, formado por el polvo arrastrado por el viento, a grandes distancias, a zonas húmedas y lluviosas, donde forman grandes depósitos de tierra porosa

Arcillolitas.- Rocas formadas por minerales de grano muy fino (arcilla). Debido a la pequeñez de las partículas, se encuentran en estado coloidal, Son el resultado de la alteración de rocas preexistentes, ricas en minerales aluminicos.

Los granos de arena se presentan en una variedad infinita de tamaños y formas, factores que determinan la porosidad y permeabilidad. La forma de los granos puede ser: angular, subangular o redonda, dependiendo de la distancia que hayan sido transportados.

Las porosidades y permeabilidades de nuestro interés son las de las areniscas, que son las principales rocas detríticas. La porosidad se presenta intergranular o de fractura, en este trabajo se analiza la intergranular.

La porosidad intergranular es el espacio neto que queda después que la porosidad inicial ha sido reducida por agentes geológicos como: consolidación, cementación, recristalización, granulación, etc., factores que también afectan la permeabilidad.

1.8.2 ROCAS CARBONATADAS

Las rocas carbonatadas comprenden todas las rocas sedimentarias, que en su mayor parte, están constituidas por calcita y dolomita. Su origen es por precipitación química o bioquímica.

El aspecto, la composición y la textura de estas rocas es muy variable, como resultado de que su formación es de acciones variadas, que suelen superponerse unas con otras.

El origen de estas rocas puede ser por¹⁴:

- Precipitación química in - situ, debida a las condiciones del medio como:
Temperatura
Concentración de calcio en el agua
Agitación del agua, etc.
- Precipitación bioquímica, que está muy ligada a la primera y que es debida a organismos vivos en las condiciones del medio.
- Destrucción de las rocas calcáreas ya existentes, cualquiera que haya sido su origen, y sedimentación de los fragmentos, que frecuentemente es a corta distancia de la fuente del material, debido a la alta solubilidad de los carbonatos, que no resisten un transporte muy largo
- Modificaciones mineralógicas provocadas por la circulación de aguas cargadas de sales disueltas, en particular de aguas con iones de Magnesio (dolomitización) o de sílice.
- Por disolución y precipitación durante la diagénesis o posterior a ella, que traen consigo un cambio en la composición y proporción de cemento existente entre los elementos originales de la muestra

Las principales rocas carbonatadas son⁵:

Calizas de origen bioquímico.- Son las más importantes geológicamente hablando, por ocupar grandes extensiones, están formadas casi exclusivamente por carbonato de calcio. y, a su vez, las más importantes son:

Creta.- Caliza de grano fino, poco compacta.

Caliza Coralina.- Constituidas por fragmentos de corales y algas calcáreas, dando lugar a los arrecifes.

Dolomías.- Es menos frecuente que la caliza y ocurre de dos formas, una es de grano relativamente fino que se presenta en capas extensas, otra, es de material cristalino más grueso.

La mayoría de los yacimientos petroleros en rocas carbonatadas presentan porosidad y permeabilidad secundarias, como resultado de fenómenos que actúan sobre la roca después de la litificación. Estos fenómenos son los procesos diagenéticos.

A diferencia de los yacimientos de areniscas, que presentan un alto grado de continuidad horizontal en el desarrollo de su porosidad, en las rocas carbonatadas este fenómeno es de extensión limitada, tanto horizontal como verticalmente. Además de que las aberturas de los poros de las calizas tienen la característica de ser menos uniformes, en forma y tamaño. En algunos casos, las formaciones de calizas adquieren porosidad fracturándose, como resultado de movimientos de la corteza terrestre

Las razones por las cuales las rocas carbonatadas forman los yacimientos más importantes son:

- a) Presentan mayor espesor en sus capas
- b) Presentan un sistema complejo de poros, cavernas y canales intercomunicados, donde los poros forman el sistema matriz y los canales representan el sistema de fracturas.

La porosidad en las rocas carbonatadas puede ser primaria y secundaria. La porosidad primaria en las rocas carbonatadas puede resultar de:

- Vacíos entre granos clásicos
- Vacíos formados de esqueletos, cuando se remueve materia orgánica de corales y algas calcáreas.
- Vacíos intercrystalinos formados en calizas cristalinas a lo largo de planos de clivaje y por diferencia en el tamaño de los cristales.

Los yacimientos en calizas con porosidad primaria rara vez son importantes, pero facilitan la formación de porosidad secundaria, al permitir la circulación de agua subterránea. En las rocas carbonatadas la porosidad secundaria suele formarse por:

- Diaclasas, causadas por consolidación, contracción, esfuerzos tectónicos o cambios mineralógicos. Las diaclasas consisten de una serie de fracturas que siguen un arreglo consistente con grupos de fracturas, paralelos unos a otros, que, a su vez, son interceptados por otros grupos con un ángulo determinado. Estas fracturas, por lo general, se presentan en diferentes tamaños y son el resultado de pequeñas fuerzas de tensión, dada la fragilidad de los carbonatos.
- Acción de lixiviación por aguas subterráneas. En este proceso se desarrolla la porosidad secundaria por medio de disolución, y está relacionada con la topografía de antiguas superficies de erosión. En este proceso, se requiere un período de erosión suficientemente largo y un relieve superficial por encima del nivel hidrostático que permita la acción disolvente del agua.
- Dolomitización. Se ha establecido que es el resultado de la sustitución molecular de calcio por magnesio en las calizas, por lo general es un proceso local que va presentando un cambio gradual.

Cuando se habla de porosidad y permeabilidad granular en rocas carbonatadas, el comportamiento de los parámetros analizados es similar al que se tiene con rocas detríticas. El tamaño, la distribución y la forma de los granos son los factores más influyentes. Otros factores a considerar son: la composición granular, los cementantes y las fisuras o fracturas, que son muy comunes en este tipo de roca.

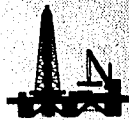
Las principales rocas almacenadoras de hidrocarburos son las detríticas y carbonatadas, siendo para el primer grupo las más importantes las areniscas y para el segundo las dolomías y calizas. Cada grupo posee características distintas en cuanto a composición, forma, estabilidad y continuidad de sus componentes. De estos grupos, las areniscas suelen ser menos susceptibles a cambios producto de la diagénesis y son de formas más definidas, lo cual permite evaluar con mayor facilidad el comportamiento de las propiedades petrofísicas porosidad - permeabilidad. La Tabla 1.6 presenta una comparación entre las propiedades de las rocas detríticas y las carbonatadas.

TABLA 1.6
COMPARACION POROSIDAD - PERMEABILIDAD
ENTRE ROCAS CLASTICAS (ARENISCAS) Y ROCAS
CARBONATADAS (CALIZAS Y DOLOMIAS) ¹⁵

ASPECTO A COMPARAR	ARENISCA	CARBONATOS
Porcentaje de porosidad inicial en los sedimentos al depositarse	comúnmente: 25-40%	comúnmente: 10-70%
Porcentaje de porosidad final	La mitad o más de la mitad de la porosidad inicial: 15-30%	Normalmente nula o una pequeña fracción de la porosidad inicial: 5-15%
Tipo(s) de porosidad primaria	Casi exclusivamente interpartícula	Predomina generalmente la interpartícula, pero también la del tipo intrapartícula.
Tipo(s) de porosidad final	Casi exclusivamente interpartícula	Muy variada, debido a las modificaciones posdeposicionales.
Tamaño de los poros y de los canales de interconexión	Están muy ligados al tamaño y clasificación de las partículas sedimentarias.	Muestran poca relación al tamaño o clasificación de las partículas.
Forma de los poros	Muestra una fuerte dependencia de la forma de las partículas.	Muy variada, de fuerte o nula dependencia de las partículas o factores diagenéticos.
Uniformidad en la forma tamaño y distribución de los granos	Comúnmente muy uniforme dentro de un cuerpo homogéneo	Variable, desde uniforme hasta extremadamente heterogénea.

	ARENISCA	CARBONATOS
Influencia de la diagénesis	Mínima; normalmente reducciones mínimas de la porosidad primaria por compactación y cementación	Grande; puede crear destruir o modificar, en gran medida la porosidad inicial. La cementación y la solución son muy importantes
Influencia del fracturamiento	Generalmente no es muy importante en las propiedades almacenadoras	De gran importancia en las propiedades almacenadoras
Evaluación visual de la porosidad y permeabilidad	Relativamente fácil, Estimaciones visuales semicuantitativas.	Variable. las estimaciones visuales semicuantitativas varían de fáciles a muy difíciles. Comúnmente son necesarias mediciones con instrumentos.
Utilidad del análisis de núcleos para la evaluación del yacimiento	Los tapones cilíndricos de 2.5 cm de diámetro normalmente son adecuados para evaluar la porosidad	Los tapones son normalmente inadecuados. Se requieren muestras grandes.
Interrelaciones porosidad-permeabilidad	Relativamente consistentes; comúnmente son dependientes del tamaño y clasificación de las partículas.	Muy variables; comúnmente son independientes del tamaño y clasificación de las partículas.

CAPITULO II



**DETERMINACION DE LOS PARAMETROS
DE CORRELACION CONSIDERADOS**

II.1 POROSIDAD EFECTIVA (ϕ_e)

Existen diversos equipos de laboratorio para medir la porosidad efectiva. Algunos se basan en la ley de Boyle. En un porosímetro tipo Boyle, el método consiste en tomar medidas de los volúmenes que ocupa una masa de gas al cambiar las presiones, manteniendo la temperatura constante.

El aparato utilizado corresponde a la Figura 2.1 y consta esencialmente de los cinco componentes siguientes:

- 1.- Dos buretas de vidrio
- 2.- Un recipiente portamuestras
- 3.- Una válvula de vidrio de 3 pasos
- 4.- Un tubo de vidrio junto con una regla de madera
- 5.- Un bulbo nivelador de vidrio, que contenga mercurio.

En forma breve, el procedimiento para conocer el volumen de sólidos es el siguiente.

-Con la celda portamuestra vacía y abierta la válvula a la atmósfera, el bulbo nivelador se lleva a la posición No. 1, en la que el nivel de mercurio (Hg) se ajusta a la marca cero sobre la bureta derecha.

-La válvula a la atmósfera se cierra y se baja el bulbo nivelador una distancia L , en cm de Hg, igual a la presión atmosférica del lugar (lectura sobre la regla). El nuevo nivel de mercurio sobre la bureta derecha corresponde al incremento en el volumen de gas, en cm^3 , al cambiar a presión más baja, P_2 .

-Los dos pasos anteriores se repiten pero con la muestra dentro de la celda portamuestras

Como la masa de gas se somete a dos presiones: presión atmosférica (P_1) y una presión más baja (P_2), en cm de Hg, para una temperatura constante del lugar, se puede aplicar la ley de Boyle:

$$P_1 V_1 = P_2 V_2 \quad (2.1)$$

Donde:

P_1, V_1 , = Condiciones iniciales del proceso

P_2, V_2 , = Condiciones finales del proceso.

V_1 = Volumen de la celda portamuestras

$$V_2 = V_1 + \Delta V \quad (2.2)$$

Donde:

ΔV = Es el incremento de volumen causado por la caída de presión (L - D) en cm de Hg; De acuerdo con el diseño, la distancia D es igual al producto $m\Delta V$, y m es una constante de calibración.

Con la ecuación siguiente se obtiene el volumen de la celda portamuestras.

$$V_1 = \frac{\Delta V}{P_1 / m \Delta V - 1} \quad (2.3)$$

Como se hacen dos mediciones, una sin muestra (V_1) y otra con muestra (V_1'), la diferencia de los dos volúmenes es igual al volumen de sólidos.

$$V_s = V_1 - V_1' \quad (2.4)$$

Este volumen de sólidos se combina con el volumen de roca, obteniendo a partir de las dimensiones de la muestra o con algún otro procedimiento, para obtener la porosidad, de acuerdo a la siguiente ecuación.

$$\phi = \frac{V_r - V_s}{V_r} 100 \quad (2.5)$$

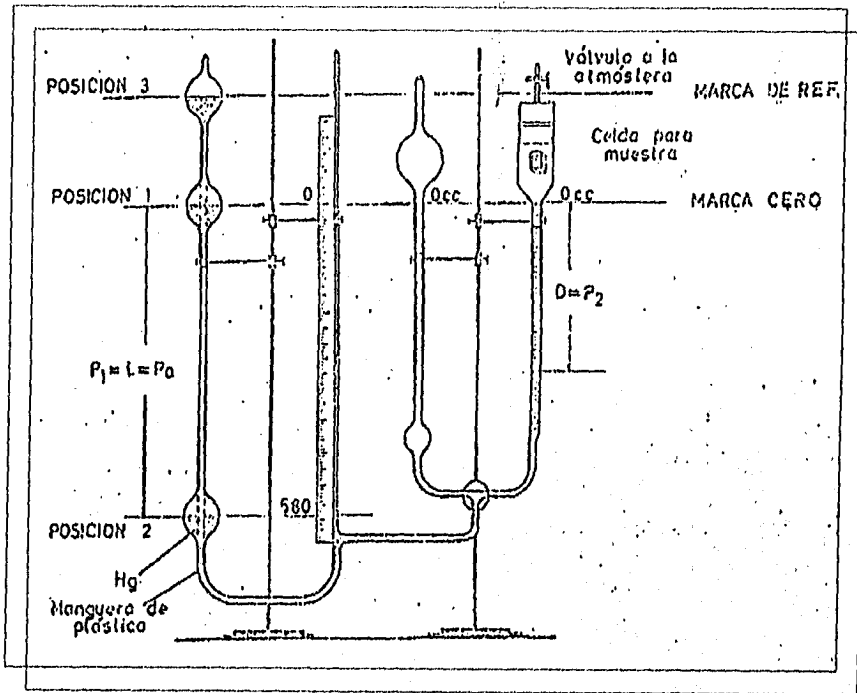


FIGURA 2.1
 Esquema de un Porosímetro basado en la ley de Boyle⁶

II.2 PERMEABILIDAD ABSOLUTA

El procedimiento que se presenta se basa en la ecuación de Darcy en su forma más simple para flujo laminar, horizontal e isotérmico:

$$K = \frac{\mu_f Q_n L}{A (\Delta P)} \quad (2.6)$$

Donde:

Q_n = Gasto del fluido a presión media, en (cm³ / seg)

μ_f = Viscosidad del fluido, en (cp)

ΔP = Diferencia de presión, $\Delta P = P_e - P_s$, en (atm.)

A = Sección transversal al flujo, en (atm.)

L = Longitud a la que se tiene la ΔP , en (cm)

P_e = Presión de entrada al núcleo, en (atm.)

P_s = Presión de salida del núcleo, en (atm.)

Algunos cálculos intermedios se llevan a cabo con las siguientes expresiones:

$$\bar{P} = \frac{P_e + P_s}{2} \quad (2.7)$$

$$K = \frac{\mu Q_n L}{A (P_e - P_s)} \quad (2.8)$$

Donde: Q_b es el gasto de gas a las condiciones P_b del gasómetro

La medición se realiza en laboratorio utilizando un permeámetro de gas (Figura 2.2) que consta de los 6 componentes básicos siguientes:

- Fuente de suministro de gas
- Bomba de vacío
- Portamuestras Hassler
- Gasómetro
- Cronómetro
- Termómetro

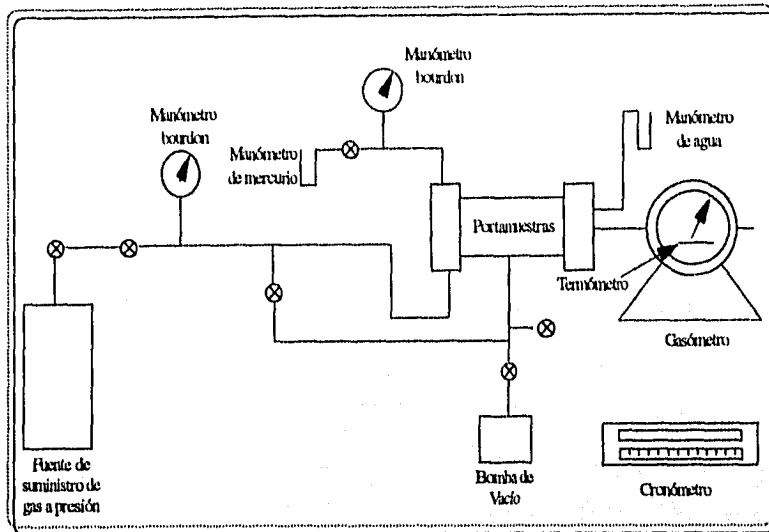


FIGURA 2.2
Permeámetro de gas⁶

El procedimiento es el siguiente:

- El núcleo debe estar limpio y seco. Se mide su área y su longitud
- Debe utilizarse un gas inerte, que no reaccione con los sólidos de la roca; generalmente se usa gas nitrógeno o aire.
- Se realizan mediciones de gasto de gas (Q_b) que se hace circular por la muestra, midiendo las presiones de entrada y salida en el núcleo, así como la del gasómetro

La Figura 2.3 muestra las mediciones que se realizan en los núcleos para este procedimiento

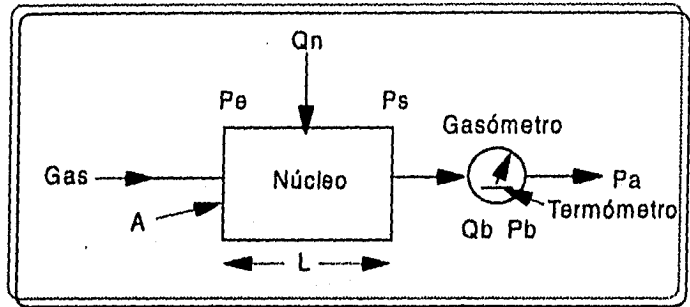


FIGURA 2.3
Mediciones realizadas en un núcleo⁶

- Después de haber hecho varias mediciones de permeabilidad al gas (al menos 5) a distintas presiones medias de flujo, se corrige por efecto de Klinkenberg y se obtiene la permeabilidad al líquido, graficando los valores de permeabilidad al gas, en papel normal, con sus correspondientes presiones medias de flujo y extrapolando a:

$$1/\bar{P} = 0$$

La Figura 2.4 muestra los valores que se grafican.

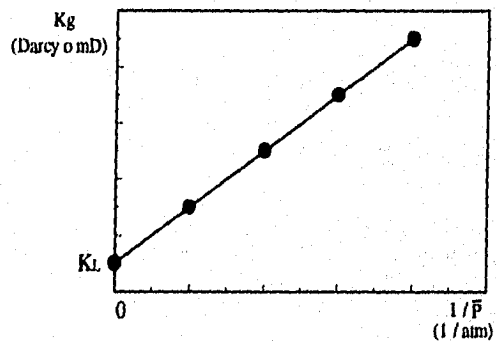


FIGURA 2.4
Gráfica para obtener la permeabilidad al líquido⁶

- Klinkenberg propuso la siguiente ecuación:

$$K_L = \frac{K_g}{1 + (b / \bar{P})} \quad (2.9)$$

Donde:

K_L = Permeabilidad al líquido (mD)

K_g = Permeabilidad al gas (mD)

b = Constante de Klinkenberg para un cierto medio poroso y un cierto gas

\bar{P} = Presión media de flujo (atm.)

II.3 ESFERICIDAD (Ψ)

¹⁶Conocer la esfericidad de las partículas es de gran interés, por ser la esfera un parámetro de medición que ejemplifica el comportamiento de granos o partículas semejantes. Las partículas con la misma esfericidad se comportan de forma semejante cuando son sujetas a las mismas condiciones. En la naturaleza, las partículas son de formas irregulares, hecho que dificulta su medición por lo que se han creado métodos muy complejos y que acarrear muchos errores. En el método que a continuación se presenta se llega a una ecuación que está restringida a esferas del mismo tamaño sugiriéndose, por lo tanto, una clasificación de partículas en grupos de tamaño uniforme mediante la utilización de tamices de agujeros circulares.

Cabe mencionar que este método fue probado por el autor que lo propuso (C. Pérez Rosales, 1972) con partículas tanto de forma regular como irregular y presentó muy buenos resultados en ambos casos, sin presentar variaciones significativas

Considerando un conjunto de partículas iguales, su esfericidad (Ψ) puede calcularse con la siguiente expresión.

$$\Psi = \frac{s}{S} \quad (2.10)$$

S = Es la superficie de la partícula

s = Es la superficie de una esfera del mismo volumen que la partícula

Como no existe un procedimiento práctico para medir la superficie de partículas irregulares, se recurre a un método indirecto. Suponiendo que las partículas son agrupadas formando un empacamiento poroso aleatorio, cuya superficie específica S_s , definida como la superficie de partículas por unidad de volumen bruto o del empacamiento, está dada por:

$$S_s = \frac{M S}{V_{TE}} \quad (2.11)$$

M = Número de partículas

V_{TE} = Volumen total del empacamiento

V_{TE} : se puede expresar como:

$$V_{TE} = \frac{M V}{I - \phi} \quad (2.12)$$

V = Es el volumen de cada partícula

ϕ = Es la porosidad fraccional del empacamiento

Combinando las ecuaciones 2.11 y 2.12 se llega a la siguiente ecuación:

$$S = \frac{V S_s}{I - \phi} \quad (2.13)$$

Donde la superficie s y el volumen V de una esfera, se relacionan mediante la expresión:

$$s = (36 \pi V^2)^{1/3} \quad (2.14)$$

Sustituyendo las ecuaciones 2.13 y 2.14 en la ecuación 2.10, se llega a:

$$\Psi = (36 \pi / V)^{1/3} (I - \phi / S_s) \quad (2.15)$$

La ecuación 2.15 es la base del método propuesto. El método requiere de un empacamiento aleatorio de partículas que será consolidado mediante un material plástico coloreado, de tal manera que se obtenga un buen contraste entre las partículas y los espacios originalmente huecos. El empacamiento es seccionado al azar a través de uno o varios planos y se toman microfotografías de cada sección. Por último se superpone una malla cuadrada sobre cada reproducción ampliada (Figura 2.5) y se determinan los siguientes parámetros:

I = Número de intersecciones entre las líneas de la malla y el perímetro de granos

L_{TLM} = Longitud total de las líneas de la malla

m_{MF} = Amplificación lineal de las microfotografías

N_{NDPG} = Número de nodos que quedan dentro del perímetro de granos

N_{TMM} = Número total de nodos de la malla

Se puede demostrar que estos parámetros se relacionan con la porosidad y la superficie específica mediante las ecuaciones¹⁷:

$$\phi = 1 - \frac{N_{NDPG}}{N_{TNM}} \quad (2.16)$$

$$S_s = \frac{2 m_{MC} I}{L_{TLM}} \quad (2.17)$$

Al sustituir las ecuaciones 2.16 y 2.17 en la ecuación 2.15, se obtiene finalmente la esfericidad buscada en términos del volumen individual de los granos y algunos parámetros que se pueden determinar mediante el análisis superficial de un empacamiento aleatorio de los granos.

$$\Psi = \left(\frac{9\pi}{2V} \right)^{1/3} \left(\frac{L_{TLM} N_{NDPG}}{m_{MC} N_{TNM} I} \right) \quad (2.18)$$

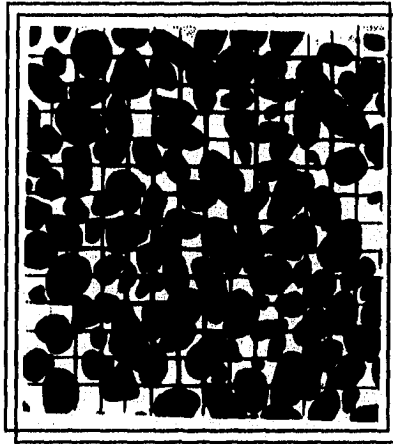


FIGURA 2.5
Malla superpuesta sobre medio poroso¹⁶

II.4 REDONDEZ (Θ)

¹²La redondez expresa la relación entre el radio de curvatura promedio de las aristas o vértices de un grano, y el radio de curvatura de la esfera máxima inscrita en el grano. Esto se expresa como:

$$\Theta = \frac{\sum_{i=1}^N (r_i / \psi)}{Nv} \quad (2.19)$$

Donde:

Θ = Redondez

r_i = Radios individuales de los vértices

Nv = Número de vértices

ψ = Radio de la esfera o círculo máximo inscrito.

Esto se observa más claro con la Figura 2.6, basada en un diagrama de guijarros que muestra la naturaleza geométrica de la redondez.

Así, una esfera tendrá una redondez igual a 1.0 y también una esfericidad de 1.0; sin embargo cuerpos que no son esféricos pueden tener una redondez de 1.0

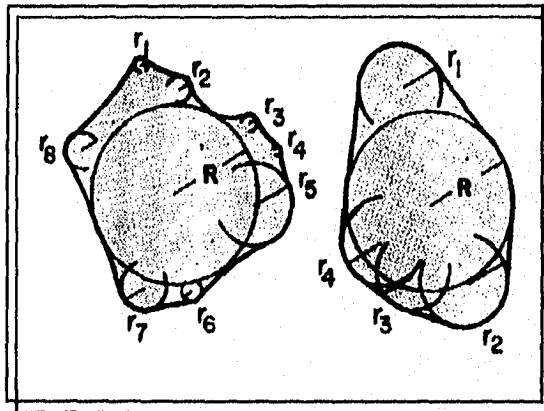


FIGURA 2.6
Naturaleza geométrica de la redondez¹²

II.5 TORTUOSIDAD (τ)

⁴La determinación de la tortuosidad se realiza a partir de los valores de factor de formación y de porosidad.

En rocas consolidadas, en las cuales la porosidad se puede representar por un número "n" de capilares tortuosos de longitud L y con una sección transversal A, se puede derivar una expresión para el factor de formación F de la siguiente forma

$$R = R_o \left(\frac{L}{A} \right) = \left(\frac{R_w \tau L}{n \pi r^2} \right) = R_w \left(\frac{\tau^2 L}{A \phi} \right) \quad (2.20)$$

Donde:

R = Resistencia de un núcleo cilíndrico de longitud L y sección transversal A

R_o = Resistividad de la roca a una saturación de agua (S_w) de 100 %

R_w = Resistividad del agua

τ = Tortuosidad

ϕ = Porosidad

n = Número de capilares de longitud τL

A = Sección transversal de un núcleo cilíndrico

L = Longitud de un núcleo cilíndrico

Por lo que

$$R_o = \frac{R_w \tau^2}{\phi} = F R_w \quad (2.21)$$

$$\tau^2 = F \phi \quad (2.22)$$

Donde: F = Factor de formación

La ecuación anterior permite determinar el valor de τ debido a que las medidas de porosidad y el factor de formación pueden hacerse fácilmente y con exactitud

II.6 ESPESOR MEDIO DE GRANOS Y ANCHURA MEDIA DE POROS

¹⁷Aun cuando estos parámetros no se utilizaron en este trabajo para analizar las correlaciones, se consideran de importancia por lo que se indica como se obtienen.

El procedimiento que a continuación se presenta se divide en dos partes, una parte teórica y una experimental, que requiere del análisis superficial de una muestra, por lo que se recomienda para materiales homogéneos e isotrópos. En este procedimiento también se maneja la porosidad por estar relacionada con el presente análisis.

El procedimiento a seguir es: sacar microfotografías del empaque y ampliar su tamaño para superponer una línea arbitraria, suficientemente larga, sobre una sección, de modo que la línea quede distribuída uniformemente sobre la superficie.

El primer parámetro a determinar es la porosidad. Si L es la longitud total de la línea y l es la suma de longitudes de los segmentos de línea que quedan dentro de espacios porosos, la porosidad está dada por:

$$\phi = \frac{l}{L} \quad (2.23)$$

Si c representa el número de intersecciones entre la línea y el perímetro de poros, se puede demostrar que la superficie específica S_s , definida como la superficie de poros por unidad de volumen de roca, se expresa como:

$$S_s = \frac{2c}{L} \quad (2.24)$$

Si se supone que una línea arbitraria se coloca sobre una sección de una muestra, de modo que la línea quede distribuída uniformemente sobre la superficie (Figura 2.7), cada segmento de línea dentro de un espacio poroso es la anchura de poros en una localización y dirección dadas. Si el material es homogéneo e isotrópico, la anchura media de poros de la muestra está dada por:

$$a = \frac{l}{(c/2)} \quad (2.25)$$

l , representa la suma de las longitudes de los segmentos de la línea que queda dentro de los espacios porosos
 c , representa el número de intersecciones entre la línea y el perímetro de poros

Cada segmento de línea dentro de un espacio sólido es el espesor de grano (δ) en la localización y dirección correspondientes y está dada por:

$$\delta = \frac{L - l}{c/2} \quad (2.26)$$

Donde:

L = Longitud total de la línea.

A partir de estas definiciones, es posible encontrar una relación funcional entre anchura media de poros y espesor medio de granos. Combinando las ecuaciones 2.23, 2.25 y 2.26, se obtiene:

$$\delta = a \frac{(1 - \phi)}{\phi} \quad (2.27)$$

La anchura media de poros, expresada en función de la porosidad, se obtiene con la siguiente ecuación que resulta de combinar las ecuaciones 2.23, 2.24 y 2.25

$$a = \frac{4\phi}{S_s} \quad (2.28)$$

Finalmente sustituyendo el valor de a , dado en la ecuación 2.28, en la ecuación 2.27, se tiene la ecuación que se utiliza para cálculos de espesor de grano:

$$\delta = 4 \frac{(1 - \phi)}{S_s} \quad (2.29)$$

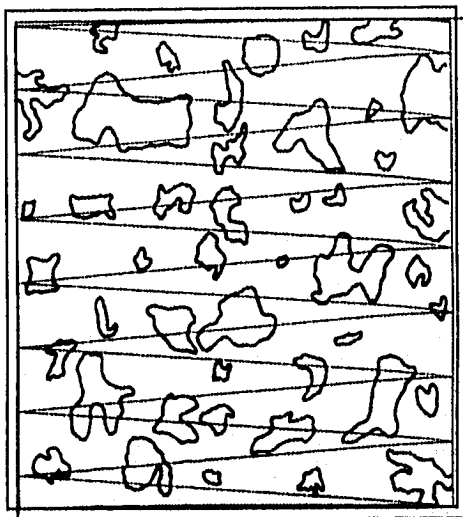


FIGURA 2.7
Línea superpuesta sobre medio poroso¹⁷

Utilizando las ecuaciones obtenidas en el paso anterior se sigue con la segunda parte del procedimiento que es similar al utilizado en la determinación de la esfericidad. Consiste en impregnar la muestra con una sustancia coloreada con un material plástico que ocupe los espacios huecos, se obtienen microfotografías de secciones y se amplifican, a estas ampliaciones se les superpone una retícula cuadrada formada por líneas horizontales y verticales que se interseccionan mutuamente en puntos llamados nodos.(Figura 2.8)

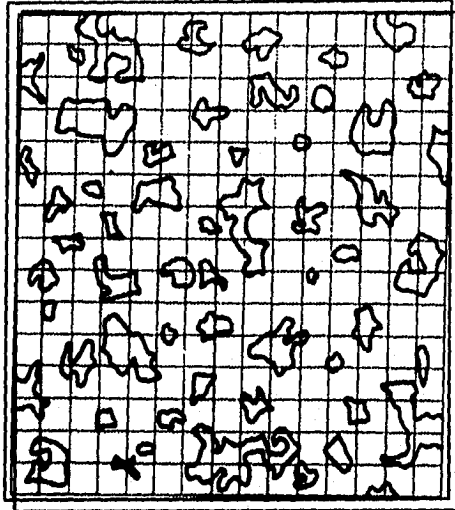


FIGURA 2.8
Retícula superpuesta sobre medio poroso¹⁷

Si los espacios porosos tienen una distribución al azar, los nodos de la retícula se consideran como puntos colocados al azar sobre la sección. Así, la retícula se puede considerar como una línea arbitraria de gran longitud. Por lo que si la amplificación lineal de la reproducción de la sección es m_{MF} , entonces la superficie específica está dada por:

$$S_s = \frac{2 c m_{MF}}{L_{TLM}} \quad (2.30)$$

Sustituyendo ϕ de la ecuación 2.23 y S_s de la ecuación 2.30 en las ecuaciones 2.28 y 2.29 se llega a las fórmulas:

$$a = \frac{2 L_{TLM} \phi}{N_{TMM} c m_{MF}} \quad (2.31)$$

para la anchura media de poros y

$$\delta = 2 L_{TLM} \left(\frac{N_{TSM} - n}{N_{TSM} \cdot c \cdot n_{MF}} \right) \quad (2.32)$$

para el espesor medio de granos.

Como se mencionó anteriormente, estas ecuaciones son para materiales homogéneos e isotropos; sin embargo, mediante el análisis de varias secciones y el empleo de métodos estadísticos puede ser muy útil en medios heterogéneos¹⁷. La precisión también depende del número de líneas de la retícula y de la ampliación de la microfotografía.

CAPITULO III

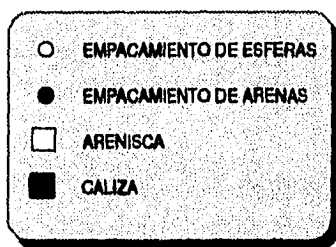


**EJEMPLOS DE CORRELACIONES
POROSIDAD-PERMEABILIDAD**

En este Capítulo se presenta la relación gráfica de los parámetros porosidad y permeabilidad. En las Gráficas 3.1 a 3.11 se presentan los datos de porosidad y permeabilidad que fueron leídos de gráficas o tablas de diferentes publicaciones. No se hace mención de los parámetros que intervienen en dichas variaciones con el propósito de observar el comportamiento general de las correlaciones, que en algunos casos, está perfectamente definido y en otros no es posible definirlo

De estas gráficas se indica únicamente el medio poroso que se ilustra. La Tabla 3.1 señala los símbolos utilizados. Considerando ésto y la escala utilizada, se puede dar una idea de los valores que corresponden a cada medio poroso, que al presentar características litológicas semejantes sus valores de porosidad y permeabilidad también tienen cierta similitud.

TABLA 3.1



○	EMPACAMIENTO DE ESFERAS
●	EMPACAMIENTO DE ARENAS
□	ARENISCA
■	CALIZA

En la Tabla 3.2 se presenta un resumen de datos de las once correlaciones mencionadas. Se señala los tipos de medios porosos y los rangos de porosidad y permeabilidad que tienen.

La Gráfica 3.12 presenta los datos de las once correlaciones anteriores. En esta gráfica se pueden distinguir claramente los agrupamientos que siguen los datos de formaciones consolidadas y de empacamientos, correspondiendo los datos presentados a los proporcionados en la literatura. Para areniscas y carbonatos se tiene un rango de 0.01 a 10,000 mD en permeabilidad y de 1 a 35 % en porosidad y para empacamientos artificiales se tiene en permeabilidad un rango de 10,000 a 500,000 mD y en porosidad de 25 a 45 %

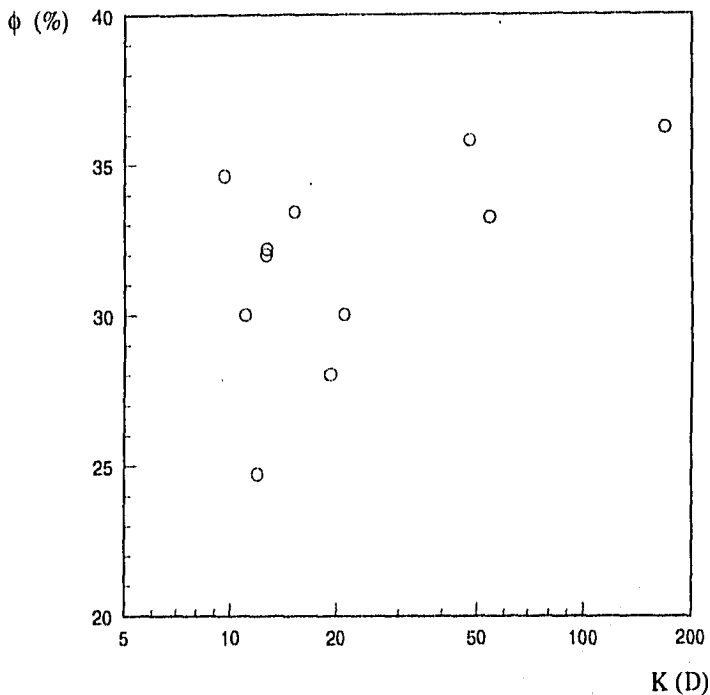
Para algunas de las gráficas presentadas en este Capítulo se analiza la dispersión de datos en el Capítulo IV, principalmente para las de empacamientos, que en general, dan más información y puede hacerse un análisis más completo.

TABLA 3.2

GRAFICA	MEDIO	ϕ (%)	K(mD)
3.1	EMPACAMIENTO DE ESFERAS	25 - 35	10,000 - 200,000
3.2	EMPACAMIENTO DE ARENA	23 - 45	1,000 - 500,000
3.3	EMPACAMIENTO DE ARENA	35 - 44	12,000 - 35,000
3.4	ARENISCA	9 - 19	0.05 - 100
3.5	ARENISCA	17 - 24	1 - 300
3.6	ARENISCA	11 - 30	40 - 1500
3.7	ARENISCA	19 - 29	100 - 5,000
3.8	ARENISCA	1 - 30	0.1 - 3,000
3.9	ARENISCA	1 - 36	1 - 10,000
3.10	ARENISCA Y CARBONATOS	8 - 30	1 - 1,000
3.11	CALIZA	1 - 15	0.01 - 4

Todas las gráficas se presentan en escala semilogarítmica, dado los valores manejados para cada parámetro. Para la permeabilidad se utiliza la escala logarítmica por presentar rangos muy grandes, de 0.01 a 500,000 mD y para la porosidad se utiliza la escala normal, por presentar rangos muy pequeños, de 1 a 45%

Cada gráfica se presenta señalando el medio poroso al que corresponde, el fluido con que fueron medidas la porosidad y la permeabilidad, los datos de la publicación, libro o revista, título del artículo, autor (es) y fecha de publicación.



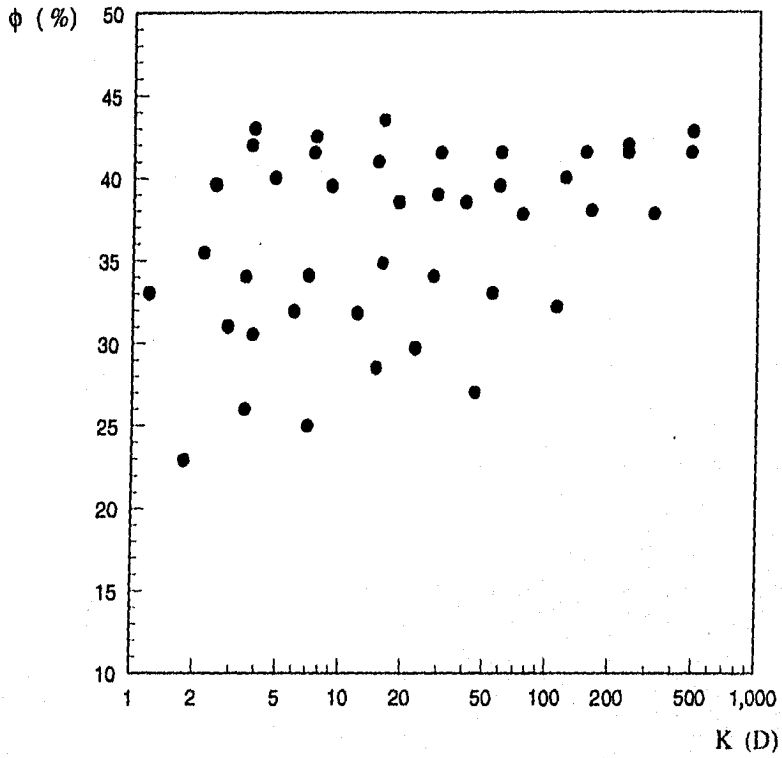
GRAFICA 3.1

MEDIO POROSO EMPACIAMIENTOS DE ESFERAS DE VIDRIO (DATOS ORIGINALES PRESENTADOS EN FORMA TABULADA)

POROSIDAD: DETERMINADA A PARTIR DE LAS DENSIDADES DE LAS MEZCLAS, LOS PESOS DEL PORTAMUESTRAS CON Y SIN EMPACIAMIENTO Y LAS DIMENSIONES INTERIORES DEL CILINDRO RECIPIENTE.

PERMEABILIDAD: MEDIDA CON SALMUERA

ARTICULO: "DETERMINACION DIRECTA Y ESTEREOLOGICA DE ALGUNAS PROPIEDADES PETROFISICAS SOBRE EMPACIAMIENTOS DE ESFERAS" ¹⁸

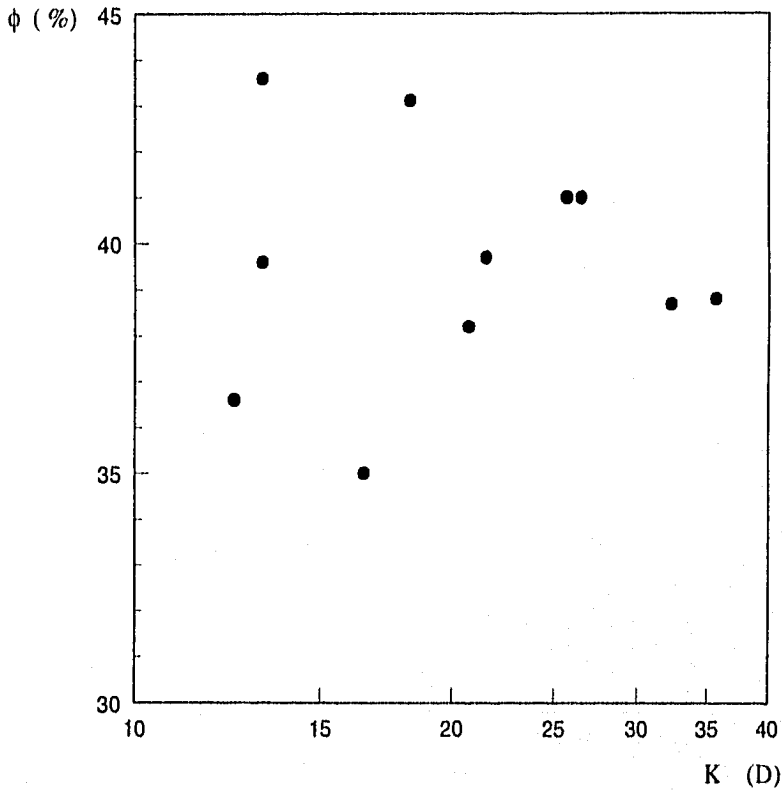


GRAFICA 3.2

MEDIO POROSO: EMPACIAMIENTOS DE AREÑA (DATOS ORIGINALES PRESENTADOS EN FORMA GRAFICA)

POROSIDAD Y PERMEABILIDAD MEDIDAS CON AGUA

ARTICULO: "PERMEABILITY-POROSITY RELATIONSHIPS IN SEDIMENTARY ROCKS"¹⁹

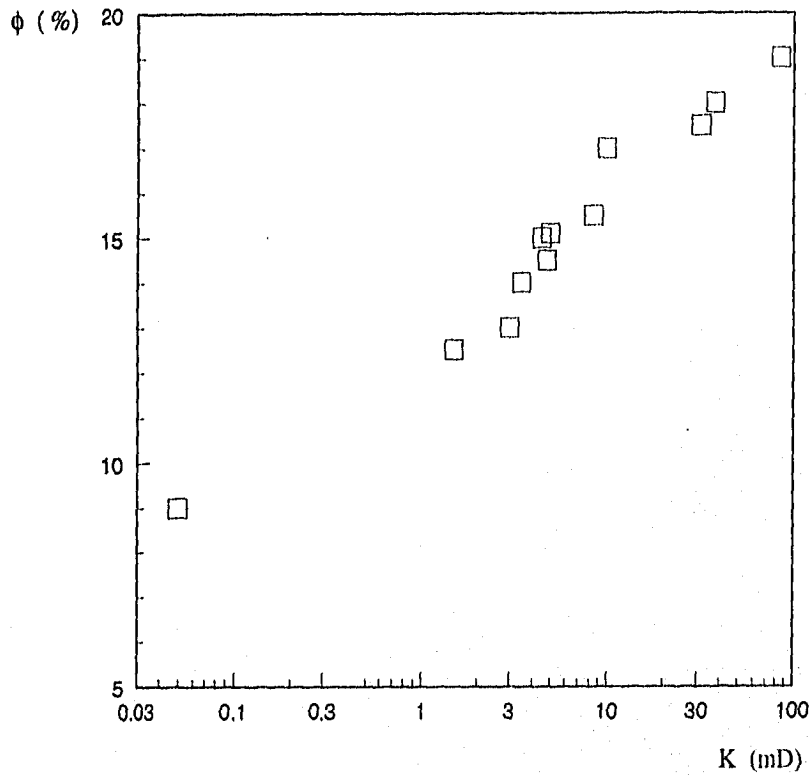


GRAFICA 3.3

MEDIO POROSO EMPACIAMIENTOS DE ARENA OTTAWA (DATOS ORIGINALES PRESENTADOS EN FORMAS TABULADA Y GRAFICA)

POROSIDAD Y PERMEABILIDAD MEDIDAS CON AGUA

ARTICULO: "CORRELACIONES ENTRE PARAMETROS ESTADISTICOS Y PROPIEDADES PETROFISICAS" ²⁰



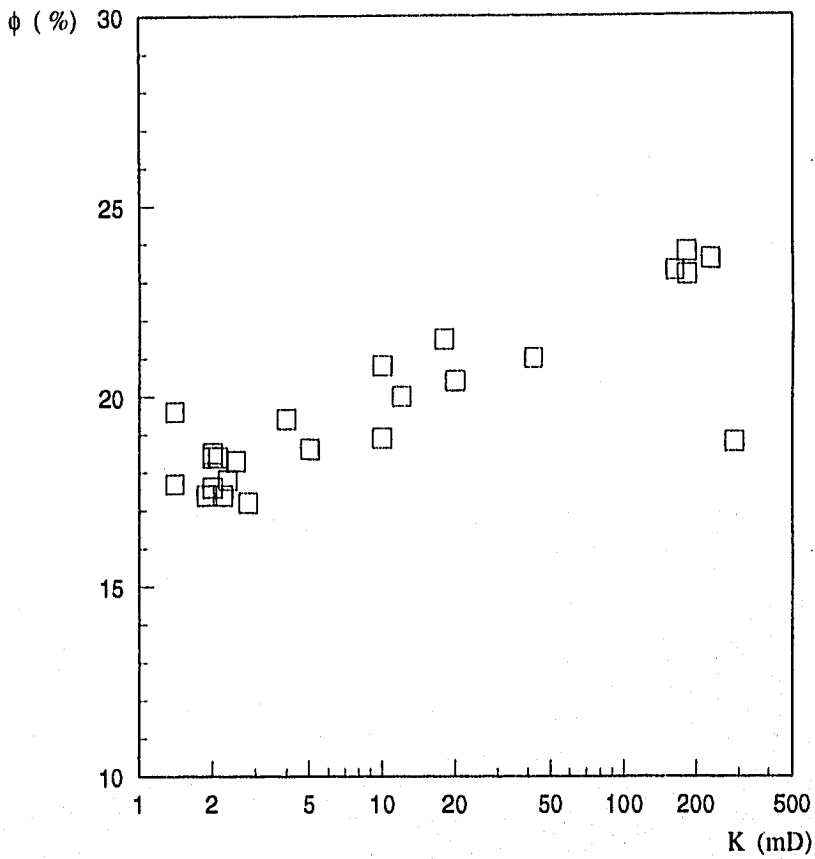
GRAFICA 3.4

MEDIO POROSO: ARENISCAS (DATOS ORIGINALES PRESENTADOS EN FORMA GRAFICA)

POROSIDAD: DETERMINADA A PARTIR DEL REGISTRO DE DENSIDAD

PERMEABILIDAD: DETERMINADA CON UNA RELACIÓN RESULTANTE DE COMBINAR DATOS DE NUCLEOS Y DE REGISTROS GEOFISICOS

ARTICULO: "ESTIMATION OF AQUIFER PERMEABILITIES FROM ELECTRIC WELL LOGS" ²¹

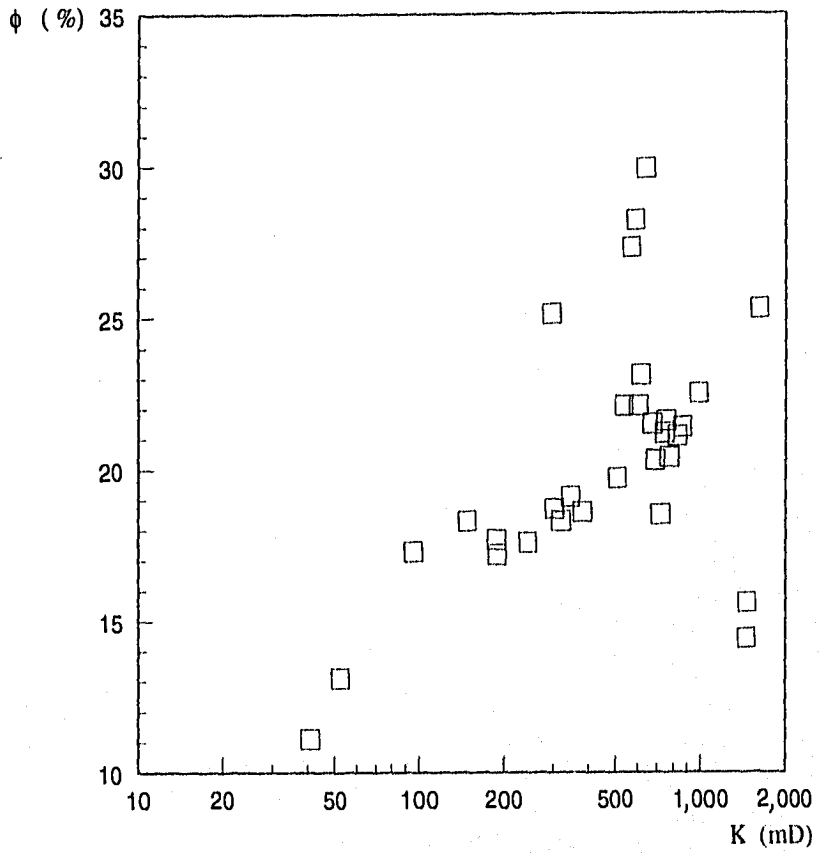


GRAFICA 3.5

MEDIO POROSO: NUCLEOS DE ARENISCA (DATOS ORIGINALES PRESENTADOS EN FORMA TABULADA)

POROSIDAD Y PERMEABILIDAD AL LIQUIDO MEDIDAS CON GAS

ARTICULO: "MEDICION EN EL LABORATORIO DE LA RESISTIVIDAD DE LAS ROCAS" 22

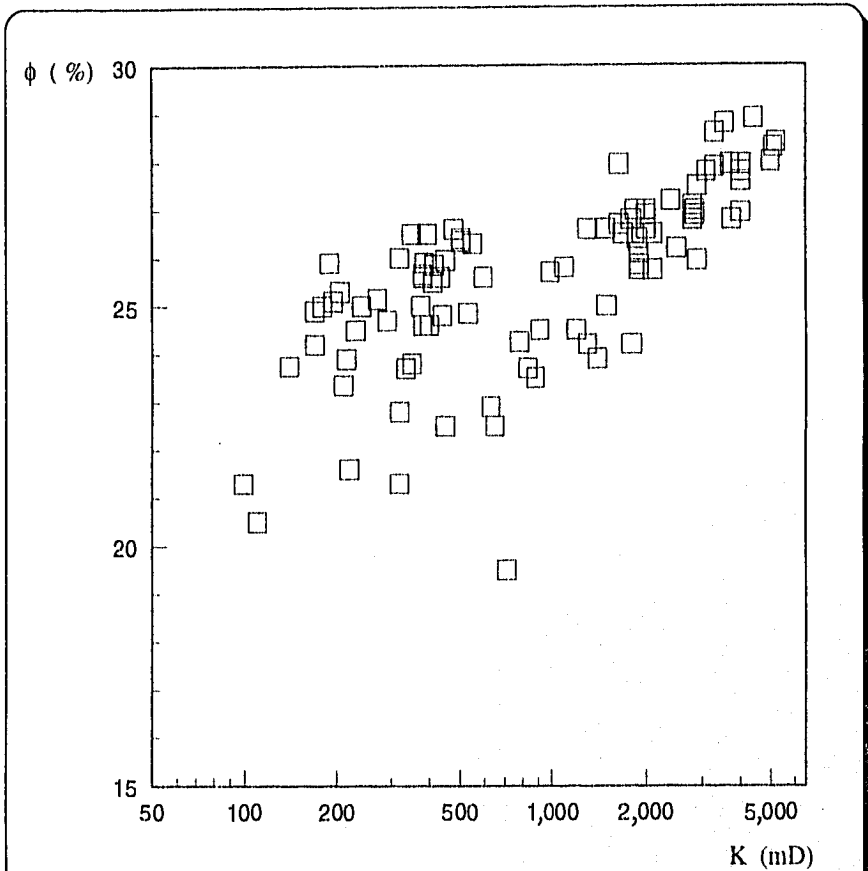


GRAFICA 3.6

MEDIO POROSO: NUCLEOS DE ARENISCAS (DATOS ORIGINALES PRESENTADOS EN FORMA TABULADA)

POROSIDAD Y PERMEABILIDAD MEDIDAS CON GAS

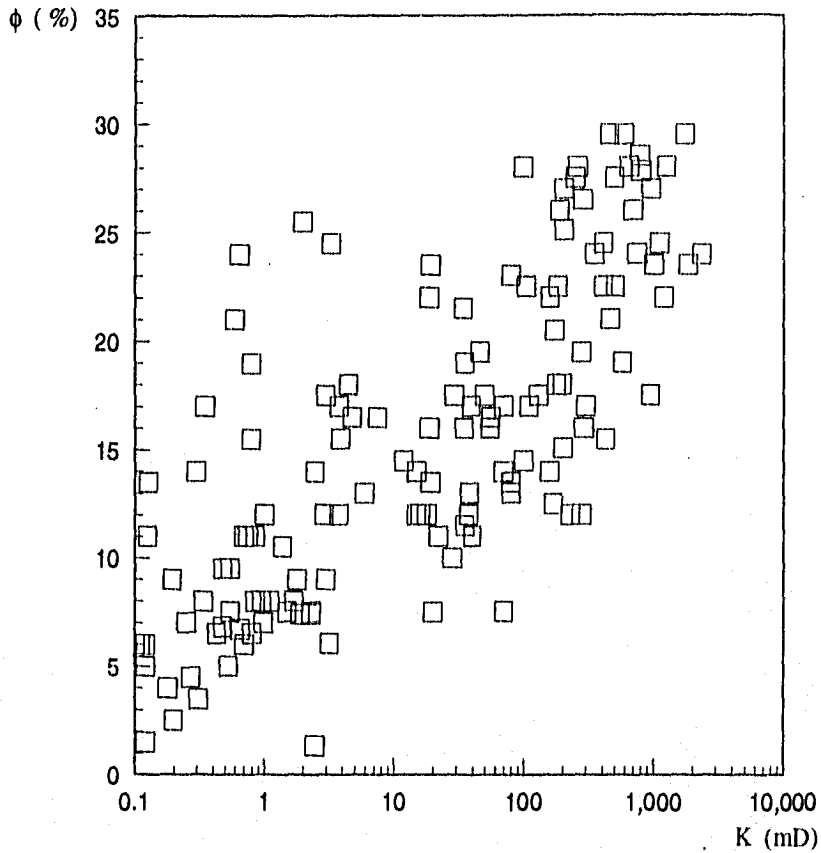
ARTICULO: "CORRELATION OF CAPILLARY NUMBER RELATIONSHIPS FOR SANDSTONE" ²³



GRAFICA 3.7

MEDIO POROSO: NUCLEOS DE ARENISCA (DATOS ORIGINALES PRESENTADOS EN FORMA GRAFICA)
 POROSIDAD Y PERMEABILIDAD MEDIDAS CON AGUA

ARTICULO "THE USE OF ROUTINE AND SPECIAL CORE ANALYSIS IN CHARACTERIZING BRENT
 GROUP RESERVOIR, U.K. NORTH SEA" 24

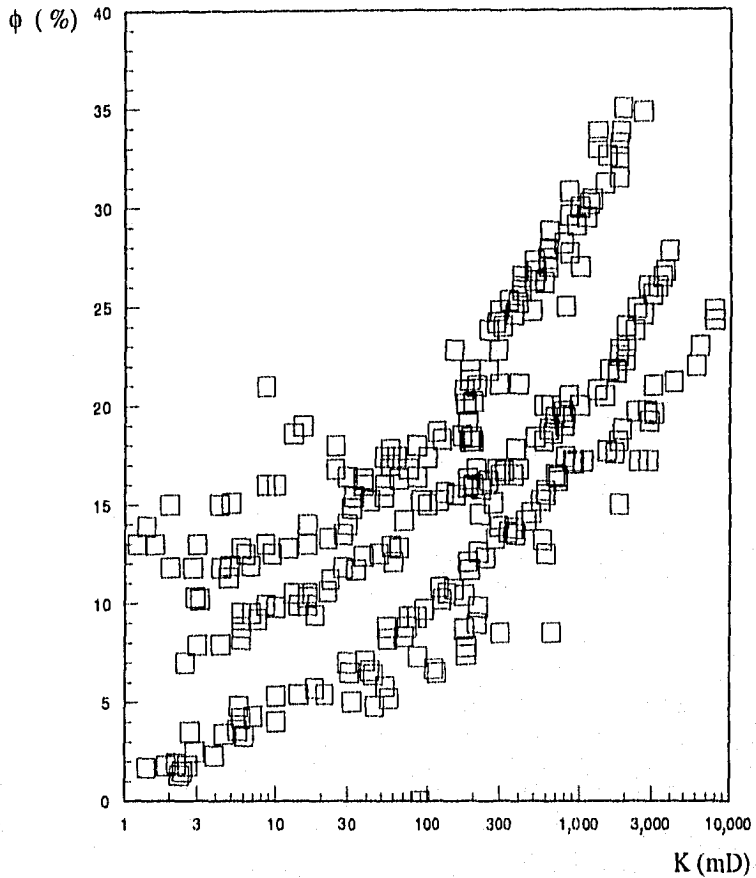


GRAFICA 3.8

MEDIO POROSO: NUCLEOS DE ARENISCAS (DATOS ORIGINALES REPORTADOS EN FORMA GRAFICA)

POROSIDAD Y PERMEABILIDAD MEDIDAS CON AGUA

ARTICULO: "PERMEABILITY-POROSITY RELATIONSHIPS IN SEDIMENTARY ROCKS" ¹⁹

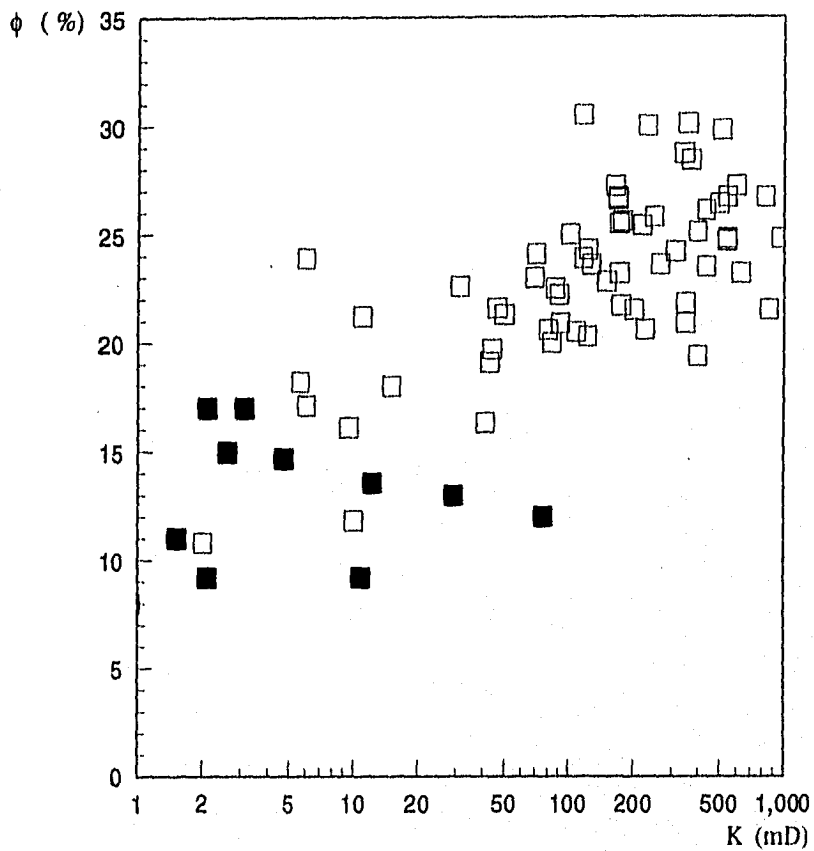


GRAFICA 3.9

MEDIO POROSO: NUCLEOS DE ARENISCA (DATOS ORIGINALES PRESENTADOS EN FORMA GRAFICA)

POROSIDAD Y PERMEABILIDAD MEDIDAS CON GAS. EN LAS MEDICIONES DE PERMEABILIDAD LOS NUCLEOS ESTABAN SATURADOS CON AGUA IRREDUCTIBLE

TEMA: "POROSITY AND PERMEABILITY" 25

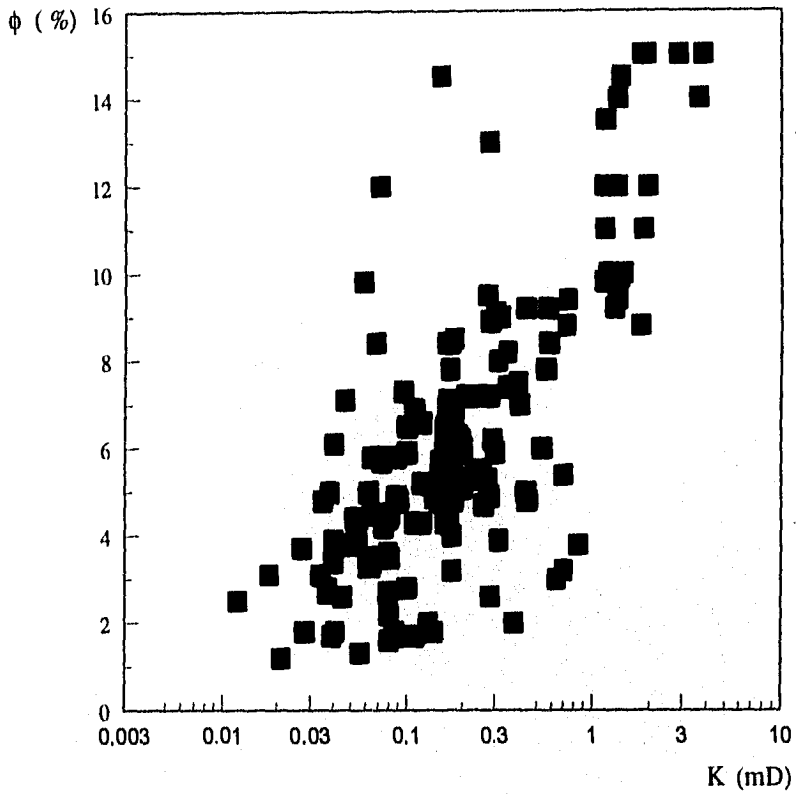


GRAFICA 3.10

MEDIO POROSO: NUCLEOS DE ARENISCAS Y CARBONATOS (DATOS ORIGINALES PRESENTADOS EN FORMA TABULAR Y GRAFICA)

POROSIDAD Y PERMEABILIDAD MEDIDAS CON AGUA

ARTICULO: "UN METODO PRACTICO PARA DETERMINAR EXPONENTES DE CEMENTACION Y ALGUNOS OTROS PARAMETROS COMO UNA AYUDA EN EL ANALISIS DE REGISTROS DE POZOS" 26

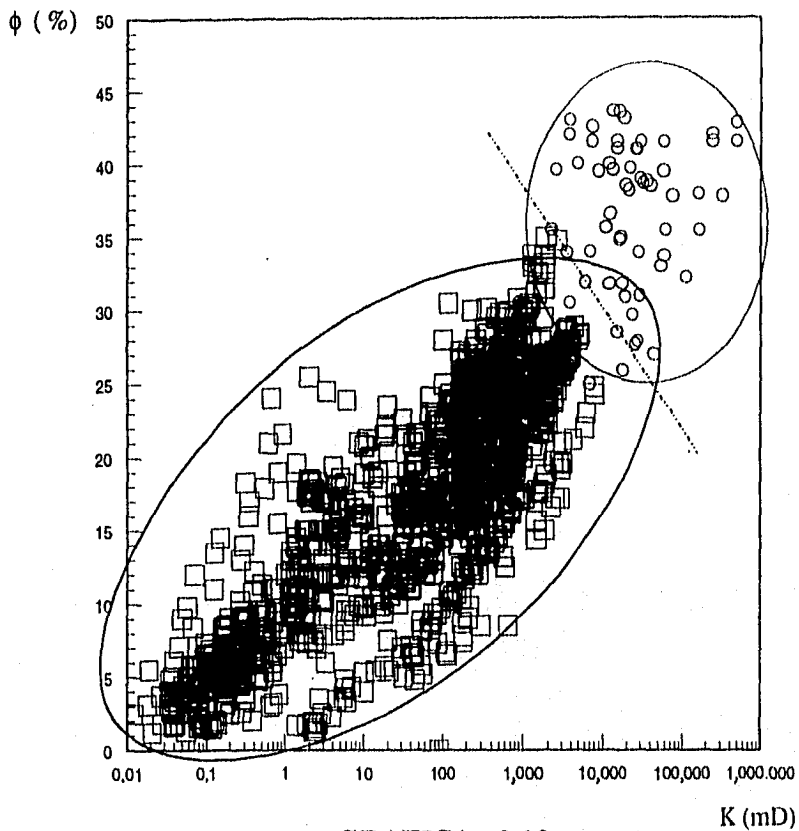


GRAFICA 3.11

MEDIO POROSO: NUCLEOS DE CALIZA (DATOS ORIGINALES PRESENTADOS EN FORMA GRAFICA)

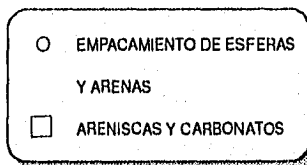
POROSIDAD Y PERMEABILIDAD AL LIQUIDO MEDIDAS CON GAS

ARTICULO: "LAS DETERMINACIONES PETROFISICAS Y EL PROBLEMA DE LA VARIACION VERTICAL DEL CONTACTO ACEITE-AGUA EN EL CAMPO MIQUETLA, DISTRITO POZA RICA, VERACRUZ" ²⁷



GRAFICA 3.12

TOTAL DE DATOS PRESENTADOS DE LAS GRAFICAS 3.1 A 3.11



CAPITULO IV



**ANALISIS DE LA DISPERSION DE DATOS
EN LAS CORRELACIONES
POROSIDAD-PERMEABILIDAD**

IV.1 OBSERVACIONES

El análisis de la dispersión de datos en las correlaciones porosidad - permeabilidad presentadas, sólo se realizó para los ejemplos que, en las publicaciones fuente, tuvieron información utilizable, tal es el caso de las correlaciones para empacamientos de esferas y de arenas, Gráficas 3.1, 3.2 y 3.3 del Capítulo anterior y de la correlación para areniscas, Gráfica 3.9.

En los análisis se toman en cuenta, además de la porosidad y la permeabilidad, aspectos como: tamaño medio de grano, rango de variación del tamaño de grano, esfericidad y redondez.

La clasificación de tamaño de grano que se toma como base en este trabajo es la propuesta por Chilingarian²⁵ y reproducida en la Tabla 4.1

TABLA 4.1

TAMAÑO DE GRANO	mm
GRUESO A MUY GRUESO	0.5 - 2
MEDIO A GRUESO	0.25 - 0.5
FINO A MEDIO	0.10 - 0.25
FINO	0.004 - 0.10
MUY FINO	< 0.004

Para cada correlación entre los parámetros mencionados se ajustó una ecuación que representa la tendencia media de los puntos graficados.

"DETERMINACION DIRECTA Y ESTEREOLOGICA DE ALGUNAS PROPIEDADES
PETROFISICAS SOBRE EMPACAMIENTOS DE ESFERAS"¹⁸

DATOS DEL ARTICULO

El artículo se preparó con base en mediciones hechas sobre empacamientos de pequeñas esferas de vidrio, de tres tamaños diferentes. Las especificaciones de tamaño de esferas proporcionadas en el artículo y dadas por el fabricante, son:

TABLA 4.2

A	0.47
B	0.29
C	0.12

Con estas esferas se prepararon once empacamientos, de los cuales 3 se prepararon con las arenas A, B y C y 8 con mezclas de éstas, según se indica en la Tabla 4.3

TABLA 4.3

1	A	0.47	169.5	36.2
2	1/4A + 3/4B	0.335	54.3	33.2
3	B	0.29	47.6	35.8
4	1/3A + 1/3B + 1/3C	0.293	21	30
5	1/2A + 1/3B + 1/6C	0.352	19.3	28
6	1/3B + 2/3C	0.177	15.2	33.4
7	1/4A + 1/4B + 1/2C	0.25	12.7	32.2
8	1/8A + 1/4B + 7/12C	0.221	12.8	32
9	2/3A + 1/3C	0.353	11.9	24.7
10	1/2B + 1/2C	0.205	11	30
11	C	0.12	9.6	34.6

Determinación de la porosidad de los empacamientos.

Para determinar la porosidad de los empacamientos, se utilizó la densidad de las esferas. Se tomaron diez muestras de cada tamaño, para las cuales se determinó su densidad. Se prepararon 11 empacamientos de esferas, cuya densidad se obtuvo ponderando la proporción empleada de cada tamaño con su densidad particular. La porosidad se calculó a partir de las densidades de los empacamientos, los pesos del porta muestras con sus empacamientos y las dimensiones interiores del cilindro recipiente.

Determinación de la permeabilidad.

La permeabilidad se obtuvo utilizando un dispositivo similar al utilizado por Klinkenberg. El procedimiento consistió en saturar 100% el empacamiento con salmuera y hacer mediciones de presión y gasto. La permeabilidad se calculó con la siguiente ecuación.

$$K = 1.0133 \times 10^6 \frac{Q \mu L}{A \rho g h} \quad (4.1)$$

Donde:

K: Permeabilidad del empacamiento (D)

Q: Gasto de salmuera que fluye a través del empacamiento (cm³ / seg).

μ : Viscosidad de la salmuera (cp)

L: Longitud del empacamiento (cm)

A: Área transversal del empacamiento (cm²)

ρ : Densidad de la salmuera (gr / cm³)

g: Aceleración debida a la gravedad (cm / seg²)

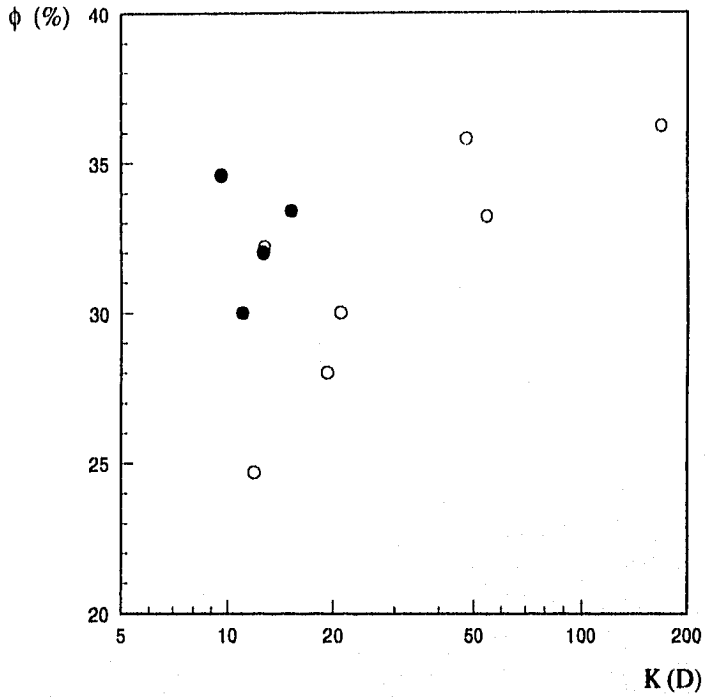
h: Diferencia de elevación entre el nivel de la salmuera en el tubo piezométrico y la descarga del permeámetro (cm)

Los valores de porosidad y permeabilidad resultantes se muestran en la Tabla 4.3. Presentaron variación de 24.7 a 36.2 % de porosidad y un rango de variación de permeabilidad de 11 a 169.5 Darcys.

Este ejemplo resulta interesante al considerar que los empaques no fueron hechos con un sólo tamaño de esferas, sino que se realizaron mezclas de tres tamaños diferentes y sólo los empaques con esferas A, B y C mantuvieron un sólo tamaño.

Con base en las proporciones de esferas en los empacamientos, reportados en el artículo, se calcularon para esta tesis los tamaños medios de esferas que se indican en la Tabla 4.3.

En la Gráfica 4.1 se muestra la correlación porosidad - permeabilidad de la Gráfica 3.1 pero ahora señalando el tamaño medio de esferas, de acuerdo a la clasificación de tamaño propuesta por Chilingarian²⁵.



GRAFICA 4.1

Correlación Porosidad - Permeabilidad en función del tamaño medio de esferas

- Grano (esferas) medio a grueso 0.25 a 0.50 mm
- Grano (esferas) fino 0.10 a 0.25 mm

ANÁLISIS Y OBSERVACIONES:

La Gráfica 4.1 ilustra el comportamiento porosidad y permeabilidad de los empacamientos de esferas analizados. Esta gráfica corresponde a la 3.1 del Capítulo III.

Al igual que en otros análisis similares, en los que se utilizan empacamientos, los valores de porosidad y permeabilidad son muy altos, dado que se está trabajando con esferas no cementadas y en los que no se tienen poros aislados, pero que sin embargo, suelen ser muy representativos de las características estructurales de los poros. Uno de los objetivos de trabajar con este tipo de empacamientos es reproducir medios porosos que presenten resultados aplicables a medios porosos con características similares a las de los empacamientos, dando tendencias generales de comportamiento de los parámetros porosidad - permeabilidad.

Los empaques 1, 2 y 3 muestran los valores de permeabilidad más altos por estar constituidos por esferas más grandes y o sin gran variación en tamaño. El tamaño de las esferas A es de 0.47 mm y de 0.29 mm para las esferas B, de aquí que los valores de permeabilidad sean mucho más altos para los empacamientos de esferas de tamaño A. El empaque C también presenta un sólo tamaño de esferas (0.120 mm), pero por ser tan pequeño, los resultados de permeabilidad resultan ser los más bajos medidos.

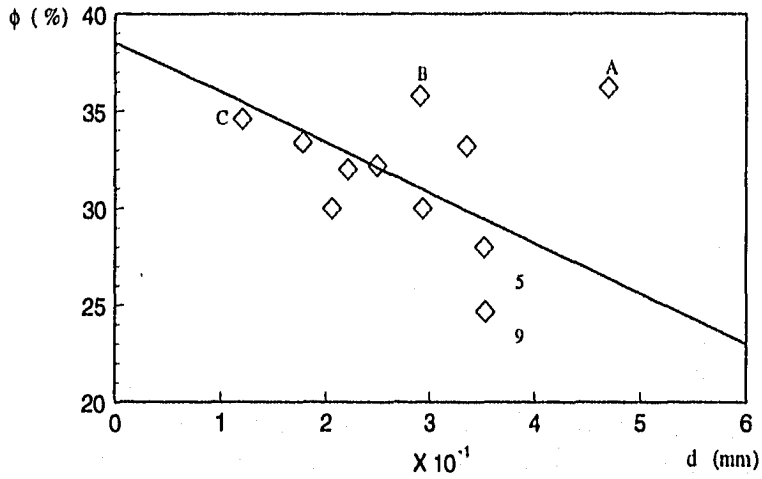
En la Tabla 4.3, se puede observar que al hacer una relación entre las proporciones de la mezcla y el tamaño de esferas se determina que cuando los empaques muestran mayor dispersión de tamaño de grano, en este caso de esferas, se tienen los valores más bajos de porosidad, por ser los empaques más compactos al ocupar las esferas más pequeñas los espacios resultantes entre las esferas más grandes. De esta misma relación, se determina mayor permeabilidad a mayor tamaño de grano, y menor permeabilidad a menor tamaño de grano y mayor variación (dispersión) del tamaño de esferas. Lo que indica que la porosidad y la permeabilidad están asociadas a la dispersión y al tamaño de grano. Volviendo a la Tabla 4.3 se observa que los empacamientos 7 y 8, que tienen prácticamente la misma proporción de componentes, tienen los mismos valores de porosidad y permeabilidad. Esto indica que los empacamientos artificiales se pueden agrupar de diferentes maneras dando resultados similares. Lo mismo se puede aplicar a empacamientos naturales, de ahí la importancia de utilizar medidas de tamaño de grano, de dispersión de tamaño de grano, o tomar parámetros de referencia como la esfera.

Las Gráficas 4.1A y 4.1B muestran la relación de la porosidad y la permeabilidad con respecto al tamaño medio de grano(esferas).

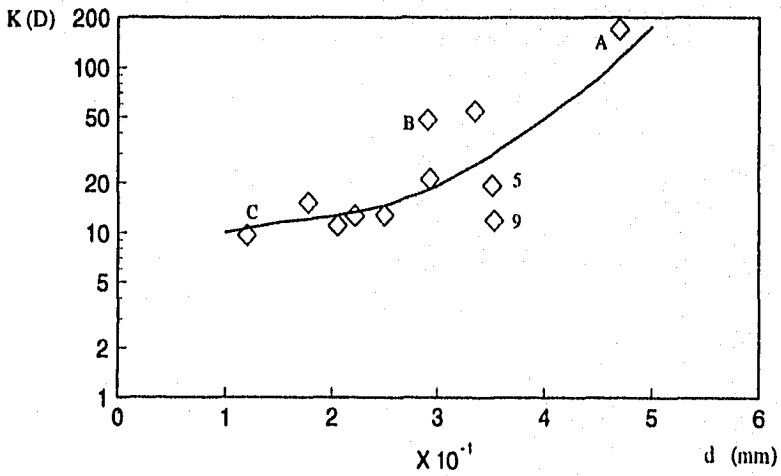
De la Gráfica 4.1A, lo más sobresaliente es señalar que la porosidad se afecta más por la dispersión que por el tamaño de grano. Si se identifican los tres empacamientos preparados exclusivamente por las muestras A, B y C, con un solo tamaño de esferas cada uno, se observa que presentan el mismo valor de porosidad o muy parecido, debido a que no hay dispersión de tamaño de esferas en cada empaque. Los empaques restantes deben el valor de su porosidad a la dispersión de tamaño de esferas. Los empaques señalados con los números 5 y 9 son los que presentan mayor dispersión de tamaño de esferas o contienen esferas muy grandes mezcladas con esferas muy chicas, ésto hace que disminuya la porosidad.

En la Gráfica 4.1B se nota que la permeabilidad es más afectada por el tamaño de grano. Si nuevamente se identifican los empacamientos formados exclusivamente por esferas A, B y C, se observa que tienen diferentes valores de permeabilidad, aumentando conforme aumenta el tamaño de las esferas. Los empaques restantes son afectados también por el tamaño de esferas y en menor medida por la dispersión de tamaños de esferas y por el empaque.

Para las Gráficas 4.1A y 4.1B se presentan las ecuaciones determinadas a partir de la técnica de interpolación REGRESML²⁸ Representan el comportamiento de las tendencias de los parámetros ilustrados: porosidad y permeabilidad en función del tamaño de grano, en este caso de esferas.



GRAFICA 4.1A
 Correlación Porosidad - Tamaño medio de esferas
 $\phi = 38.6067 - 25.9768 d$ (4.2)



GRAFICA 4.1B
 Correlación Permeabilidad - Tamaño medio de esferas
 $K = 41 - 418 d + 1044 d^{1.9}$ (4.3)

"PERMEABILITY - POROSITY RELATIONSHIPS IN SEDIMENTARY ROCKS"¹⁹

DATOS DEL ARTICULO

Se realizaron estudios en empacamientos de arena con 8 tamaños de grano, el tamaño medio más pequeño utilizado fue de 0.074 mm y el más grueso, de 0.840 mm. Los empacamientos fueron cilíndricos, con 1.8 cm de diámetro y 5 cm de longitud.

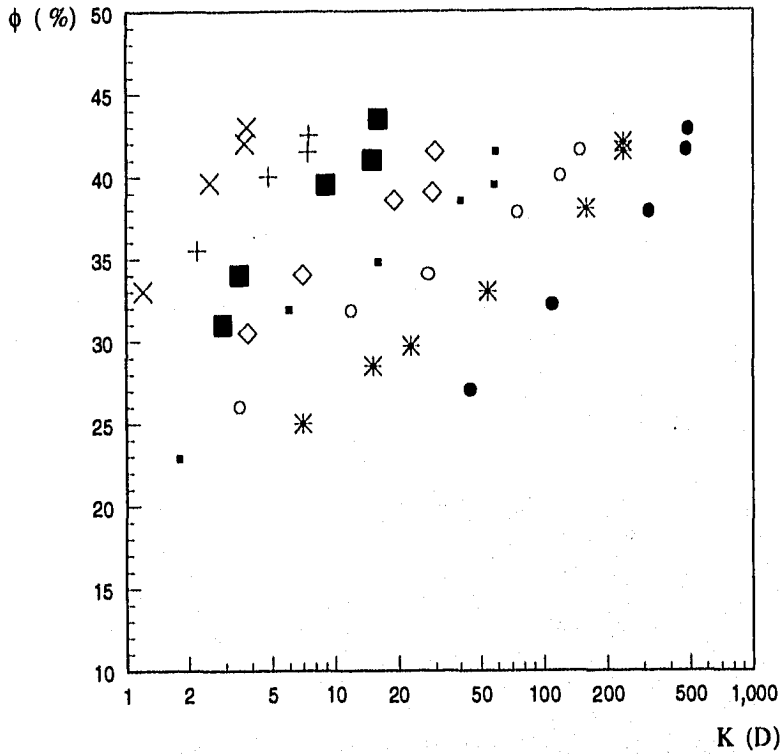
La porosidad y la permeabilidad fueron medidas con agua. Para la permeabilidad se obtuvo un rango de valores de 0.9 a 490 Darcys y para la porosidad, de 22.9 a 43.5 %. Los rangos de variación del tamaño de grano, que proporciona el autor, se presentan en la Tabla 4.4. Los datos de porosidad y de permeabilidad se presentan en la Tabla 4.5 y en la Gráfica 4.2, en la que se señala el tamaño medio de grano.

TABLA 4.4

TAMAÑO DE GRANO	RANGO (mm)
Grueso	0.50 - 1.00
Mediano	0.25 - 0.50
Fino	0.125 - 0.250
Muy fino	0.063 - 0.125

TABLA 4.5

0.9	30.5	3.8	30.5	12	31.8	30	41.5	150	41.5
1.2	33.0	3.8	43	15	28.5	40	30.5	160	38
1.8	22.9	4.8	40	15	41	45	27	240	41.5
2.2	35.5	6	31.9	16	34.8	54	33	240	42
2.5	39.8	7	25	16	43.5	58	39.5	320	37.8
2.9	31.0	7	34	19	38.5	59	41.5	480	41.5
3.5	26	7.4	41.5	23	29.7	75	37.8	490	42.8
3.5	34	7.6	42.5	28	34	110	32.2		
3.7	42	9	39.5	29	39	120	40		



GRAFICA 4.2

Correlación Porosidad - Permeabilidad en función del tamaño medio de grano

●	Grano grueso (superior)	0.710 a 1.00 mm
●	grueso (inferior)	0.500 a 0.710 mm
*	medio (superior)	0.350 a 0.500 mm
○	medio (inferior)	0.250 a 0.350 mm
◊	fino (superior)	0.177 a 0.250 mm
■	fino (inferior)	0.125 a 0.177 mm
+	muy fino (superior)	0.088 a 0.125 mm
X	muy fino (inferior)	< 0.088 mm

ANÁLISIS Y OBSERVACIONES

La Gráfica 4.2 corresponde a la 3.2 del Capítulo III. La diferencia entre ambas gráficas es que la 3.2 presenta una dispersión de datos, sin señalar los diferentes tamaños de grano, por lo que no se define algún comportamiento entre los parámetros porosidad y permeabilidad. La Gráfica 4.2 ya hace distinción de los diferentes tamaños de grano y el comportamiento de los parámetros analizados está más definido, distinguiendo varias tendencias. Las principales observaciones son:

- 1 Para una cierta porosidad, las tendencias con mayores valores de permeabilidad son las de grano grueso, y las de menores valores de permeabilidad son las de grano fino.
- 2 Para una cierta permeabilidad, los valores de porosidad aumentan a medida que disminuye el tamaño de grano.
- 3 De esta gráfica se concluye que la variación de la porosidad es en menor grado afectada por el tamaño de grano, no así la permeabilidad que depende del tamaño de grano y por supuesto de las características propias de cada tamaño que se analizan más adelante.

"CORRELACIONES ENTRE PARAMETROS ESTADISTICOS Y PROPIEDADES PETROFISICAS"²⁰

DATOS DEL ARTICULO

Este trabajo se realizó sobre empacamientos de arena Ottawa, constituida exclusivamente de granos de cuarzo. El material utilizado está compuesto por arena de grano grueso, medio y fino. Presenta un rango de variación para la porosidad de 35 a 43.6 % y para la permeabilidad de 12.4 a 35.6 Darcys.

La porosidad se obtuvo de la siguiente manera: formado un empacamiento, se saturó con agua; el volumen de agua que saturó al empacamiento fue medido con una bureta y se consideró igual al volumen de poros. La relación de esta medida y el volumen del empacamiento dió la porosidad. Para todos los empacamientos el diámetro fue de 3.5 cm y la longitud de 7.7 cm. La permeabilidad del empacamiento se obtuvo con un procedimiento que consistió en medir gastos de agua a diferentes caídas de presión y, de acuerdo con el diseño del equipo, se utilizó la ecuación 4.4 para determinarla.

$$K = 827.91 \frac{(\Delta P + L)}{Q_w} \quad (4.4)$$

Donde:

ΔP = Caída de presión (cm)

L = Longitud del empacamiento (cm)

Q_w = Gasto de agua (cm³/seg)

El total de muestras analizadas fue de 11. Los empacamientos se prepararon con arena Ottawa, mezclando en ocasiones varios tamaños de grano. La composición granulométrica y el correspondiente tamaño medio de grano (en unidades Φ) de las once muestras analizadas se proporcióna en la Tabla 4.6.

Las diferentes pruebas de porosidad realizadas a las muestras A, B, C, y D arrojaron valores muy cercanos, en los que la diferencia más grande entre las porosidades medidas para una

misma muestra fue de 0.7 %, por lo que se consideró que para cada muestra se reprodujo el mismo arreglo de los granos en los empacamientos. Los resultados obtenidos se pueden apreciar en la Tabla 4.6, donde se presentan los valores promedio de porosidad de las muestras mencionadas y de las siete restantes.

Al igual que en la medición de porosidad, se hicieron varias mediciones de permeabilidad para cada una de las once muestras analizadas. Los valores medios de permeabilidad se proporcionan en la Tabla 4.6

TABLA 4.6

1	A	0.67	35.6	36.6
2	3/4A + 1/4B	0.92	32.3	38.7
3	B	1.49	26.5	41
4	E	1.48	26.7	41
5	1/2B + 1/2C	1.66	21.5	39.7
6	1/2A + 1/2C	1.45	20.7	38.2
7	C	2.19	18.2	43.1
8	3/4A + 1/4D	1.38	16.5	35
9	D	2.875	13.2	43.6
10	1/2B + 1/2D	2.2	13.2	39.6
11	1/2A + 1/2D	1.6	12.4	36.6

ANALISIS Y OBSERVACIONES

Como el tamaño medio de grano se presentó en unidades Φ , se realizó la conversión a mm a partir de algunos datos presentados en ambas unidades (Φ y mm), los cuales fueron graficados y se les determinó la ecuación 4.5 a partir de la técnica de interpolación Regresmi. Los datos de tamaño medio de grano en mm se presentan en la Tabla 4.7. Se pudo haber usado para convertir las unidades Φ a mm, la Tabla 1.3 o la ecuación 1.9 con resultados similares a la ecuación propuesta.

$$d = 0.9586 - 0.5946\Phi + 0.1492\Phi^2 - 16.236\Phi^3 \quad (4.5)$$

Donde:

d = diámetro en mm

Φ = diámetro en unidades phi.

Los datos de la Tabla 4.7, correspondientes a esfericidad y redondez fueron determinados a partir de correlacionar gráficamente algunos datos, presentados en el artículo técnico base, de tamaño de grano, esfericidad y redondez. Una vez graficados estos datos se procedió a obtener los datos faltantes de esfericidad y redondez por medio de interpolación.

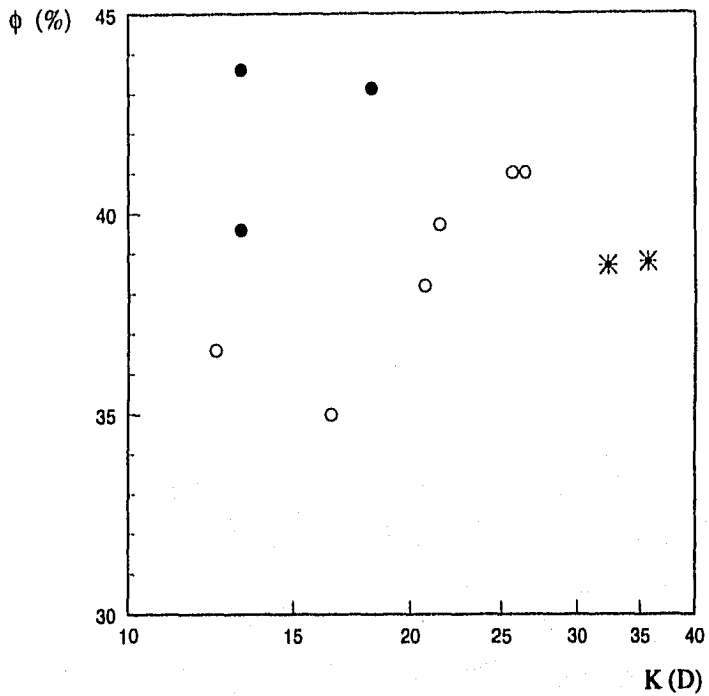
TABLA 4.7

1	0.63	0.92	0.82
2	0.635	0.85	0.78
3	0.355	0.71	0.69
4	0.368	0.71	0.68
6	0.28	0.6	0.6
6	0.37	0.71	0.69
7	0.22	0.52	0.51
8	0.385	0.73	0.71
9	0.137	0.39	0.28
10	0.215	0.54	0.51
11	0.285	0.62	0.62

En la Gráfica 4.3 (Gráfica 3.3 del Capítulo III) se presentan los datos medidos de porosidad y permeabilidad de los once empacamientos, identificándolos de acuerdo con el tamaño medio de grano. En esta gráfica se aprecia que para una cierta porosidad, la permeabilidad aumenta con el tamaño de grano o que para una permeabilidad dada, la porosidad aumenta al disminuir el tamaño de grano.

Para hacer un análisis detallado de los factores que influyen en la relación porosidad - permeabilidad, primero se harán comentarios sobre las características de los granos de arena.

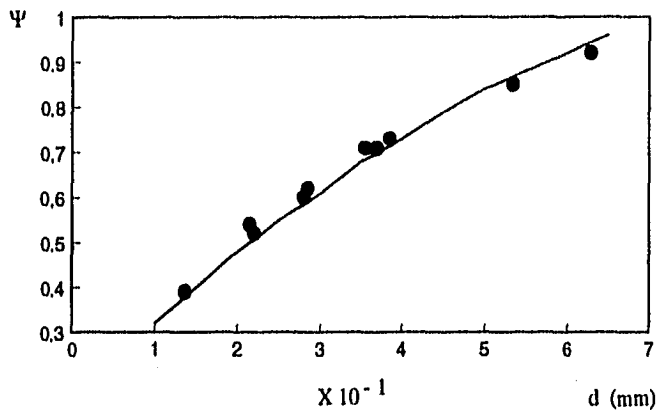
Las Gráficas 4.3A y 4.3B ilustran el comportamiento de la esfericidad y redondez en función del tamaño de grano. Como se observa presentan comportamientos muy bien definidos, en los que un aumento en el tamaño de grano va asociado a un aumento en la esfericidad y en la redondez. Se presenta, en cada caso, la ecuación ajustada a los puntos.



GRAFICA 4.3

Correlación Porosidad - Permeabilidad en función del tamaño medio de grano

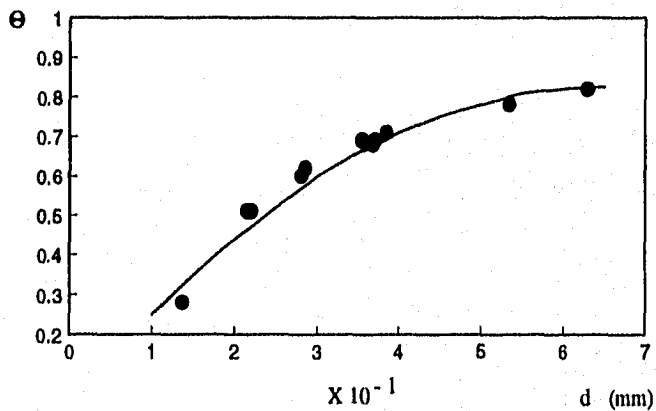
* Grano grueso a muy grueso	>0.50 mm
○ Grano medio a grueso	0.25 a 0.50 mm
● Grano fino	<0.25 mm



GRAFICA 4.3A

Correlación Esfericidad - Tamaño medio de grano

$$\Psi = 0.1494 + 1.8099 d - 0.8691 d^2 \quad (4.6)$$



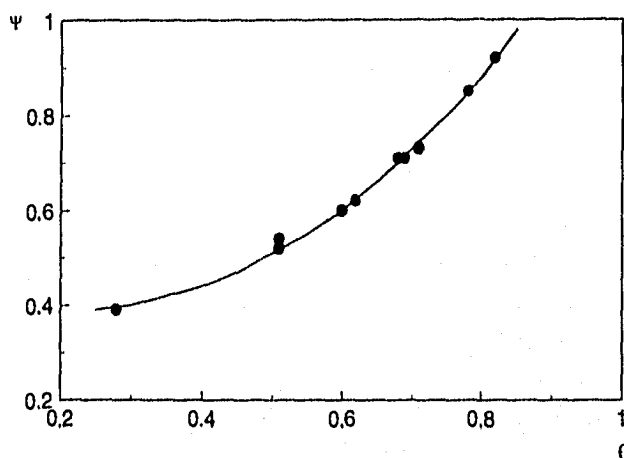
GRAFICA 4.3B

Correlación Redondez - Tamaño medio de grano

$$\Theta = 0.0079 + 2.5836 d - 2.0619 d^2 \quad (4.7)$$

La Gráfica 4.3C muestra la relación esfericidad - redondez, correspondiendo altos valores de esfericidad a altos valores de redondez. Esta es una tendencia que en general se presenta en este tipo de parámetros que van estrechamente relacionados al tamaño de grano. Sin embargo, en ocasiones un cuerpo no esférico puede ser redondo, como las partículas en forma de cápsulas.

La gráfica presenta una buena tendencia entre ambos parámetros, pero algunos autores como Pettijon¹² señalan que una pequeña variación en la esfericidad concuerda con una variación mucho más grande en la redondez.



GRAFICA 4.3C
Correlación Esfericidad - Redondez
 $\Psi = 0.4796 - 0.711\Theta + 1.5245 \Theta^2$ (4.8)

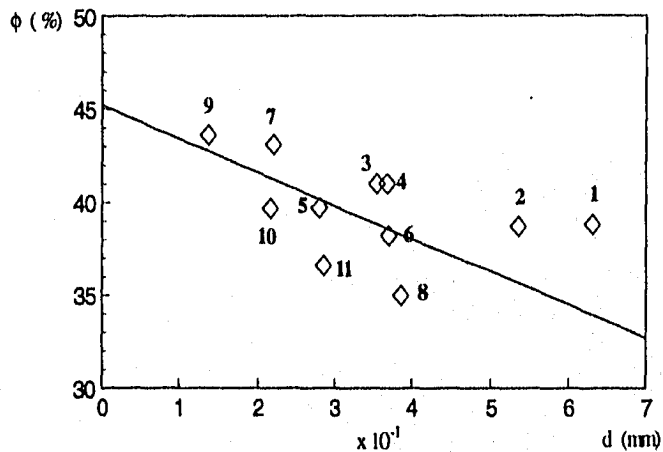
La Gráfica 4.3D muestra la relación porosidad - tamaño medio de grano. La tendencia general es que la porosidad aumenta al disminuir el tamaño de grano. Como se mostró en las Gráficas 4.3A y 4.3B el tamaño de grano está muy ligado a la forma: a mayor tamaño mayor redondez y esfericidad. Estas características hacen que los empacamientos sean más cerrados al tener mayor tamaño de grano.

En la Gráfica 4.3D se identifican los empacamientos con mínima dispersión de tamaño de grano (1, 3, 7 y 9) y con máxima dispersión (8, 10 y 11).

En empacamientos con tamaño medio de grano similar y diferente valor de porosidad, el principal factor influyente es el arreglo geométrico entre granos, que puede ser muy compacto o con mayor espaciado entre granos. Este aspecto lo define fundamentalmente el grado de dispersión del tamaño de grano, tal es el caso de los empacamientos 3 y 8, que aunque tienen tamaño medio de grano similar, 0.355 y 0.385, sus dispersiones de tamaño de grano son extremas, mínima y máxima, y por lo tanto sus porosidades son muy diferentes, 41 y 35 %.

Con base en la observación anterior, se puede señalar que la dispersión de puntos en la gráfica se debe principalmente a la dispersión del tamaño de grano de los empacamientos.

Se incluye la ecuación de la tendencia media de los puntos de la gráfica.



GRAFICA 4.3D

Correlación Porosidad - Tamaño medio de grano

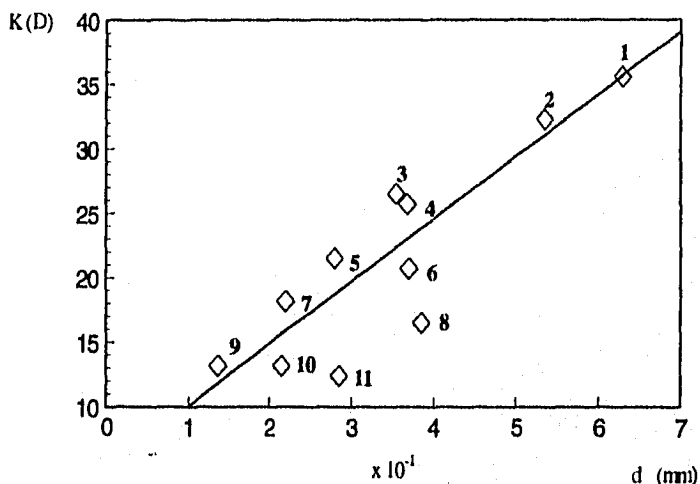
$$\phi = 45.2162 - 17.8989 d \quad (4.9)$$

La Gráfica 4.3E muestra la relación permeabilidad - tamaño medio de grano. La tendencia general es un aumento de permeabilidad al aumentar el tamaño de grano o una disminución de la permeabilidad al disminuir el tamaño de grano. Esto es lógico, ya que al aumentar el tamaño de grano, los espacios en los empacamientos también aumentan, facilitando el flujo de fluidos.

De la Gráfica 4.3E se observan tres empacamientos con tamaño de grano semejantes, entre 0.36 y 0.39 mm, con diferente valor de permeabilidad. En estos casos la permeabilidad depende básicamente del empaque, que lo define la dispersión de tamaño de grano. Este caso es el de los empaques 4, 6 y 8, cuyas variaciones de tamaño de grano van de bajas a altas, dando como resultado correspondientes valores de permeabilidad, de altos a bajos.

En el caso de esta gráfica, también se puede concluir que la dispersión de puntos se debe, principalmente a la variación del tamaño de grano de los empacamientos.

Se proporciona la ecuación de la tendencia media de los puntos graficados.



GRAFICA 4.3E

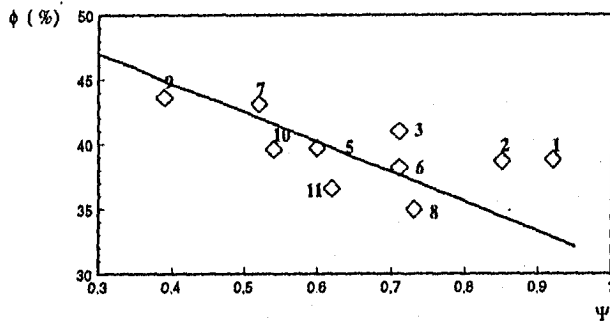
Correlación Permeabilidad - Tamaño medio de grano

$$K = 5.1903 + 48.4167 d \quad (4.10)$$

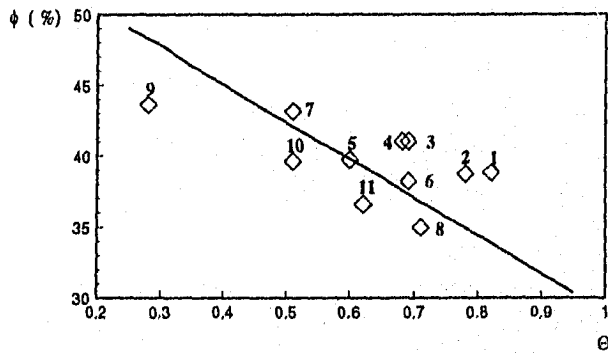
La Gráfica 4.3F presenta la relación porosidad - esfericidad; de ésta se puede señalar una disminución de la porosidad debida a una mayor esfericidad, ya que los granos esféricos tienden a acomodarse dejando un mínimo de espacio poroso. La dispersión de puntos también se debe al grado de variación del tamaño de los granos de los empacamientos.

La Gráfica 4.3G presenta la relación porosidad - redondez, observándose que a mayor porosidad son más bajos los valores de redondez. Lo anterior se explica considerando que las partículas más pequeñas son más angulosas, con lo que no se pueden tener empacamientos cerrados y sí un mayor espacio poroso. Como en los casos anteriores, la dispersión de puntos se debe a la variación del tamaño de los granos de los empacamientos.

Para las Gráficas 4.3F y 4.3G también se proporcionan las ecuaciones de las tendencias medias de los puntos.

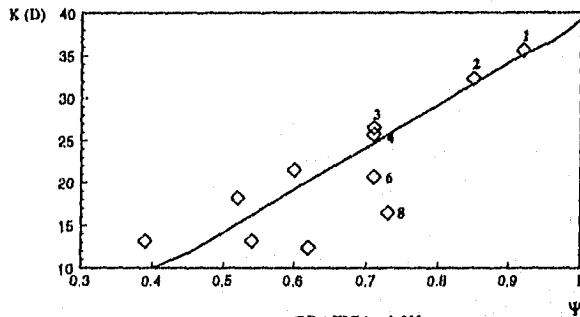


GRAFICA 4.3F
Correlación Porosidad - Esfericidad
 $\phi = 53.9188 - 22.916 \psi$ (4.11)

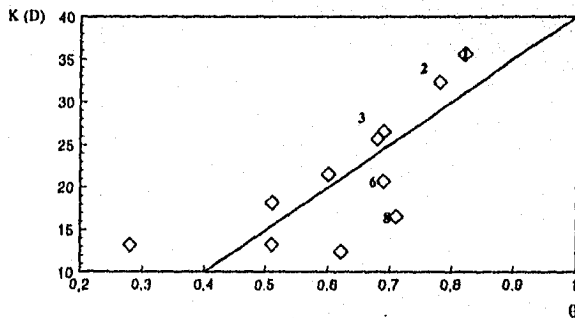


GRAFICA 4.3G
Correlación Porosidad - Redondez
 $\phi = 55.5292 - 26.4244 \Theta$ (4.12)

Las Gráficas 4.3H y 4.3I presentan las relaciones de la permeabilidad con la esfericidad y con la redondez. El comportamiento de estas gráficas está íntimamente asociado a la variación del tamaño de grano y al tamaño medio, que están relacionados a la forma de los granos. Si se recurre a las Tablas 4.6 y 4.7, se determina una relación directa entre estos parámetros: al aumentar el tamaño de grano aumenta la esfericidad y permeabilidad, Gráfica 4.3H; de igual manera se comportan los datos de la Gráfica 4.3I, en la que se presenta mayor permeabilidad conforme aumenta la redondez y el tamaño de grano. También se presentan datos con igual valor de redondez o esfericidad y diferente permeabilidad, en los que el tamaño de grano prácticamente no cambia. En estos casos el empaquetamiento define en gran medida este comportamiento, éste es el caso de los empaquetamientos 3 y 8 que tienen mínima y máxima variación de tamaño de grano respectivamente. La dispersión de puntos se debe, básicamente al grado de variación del tamaño de los granos de los empaquetamientos. Se proporcionan las ecuaciones de las tendencias medias de los puntos graficados.



GRAFICA 4.3H
Correlación Permeabilidad - Esfericidad
 $K = 49.9505 \psi - 10.7398$ (4.13)



GRAFICA 4.3I
Correlación Permeabilidad - Redondez
 $K = 50.4202 \theta - 10.3221$ (4.14)

"DEVELOPMENTS IN SEDIMENTOLOGY"²⁵

La publicación indica que se obtuvo la correlación porosidad - permeabilidad en areniscas con la siguiente granulometría.

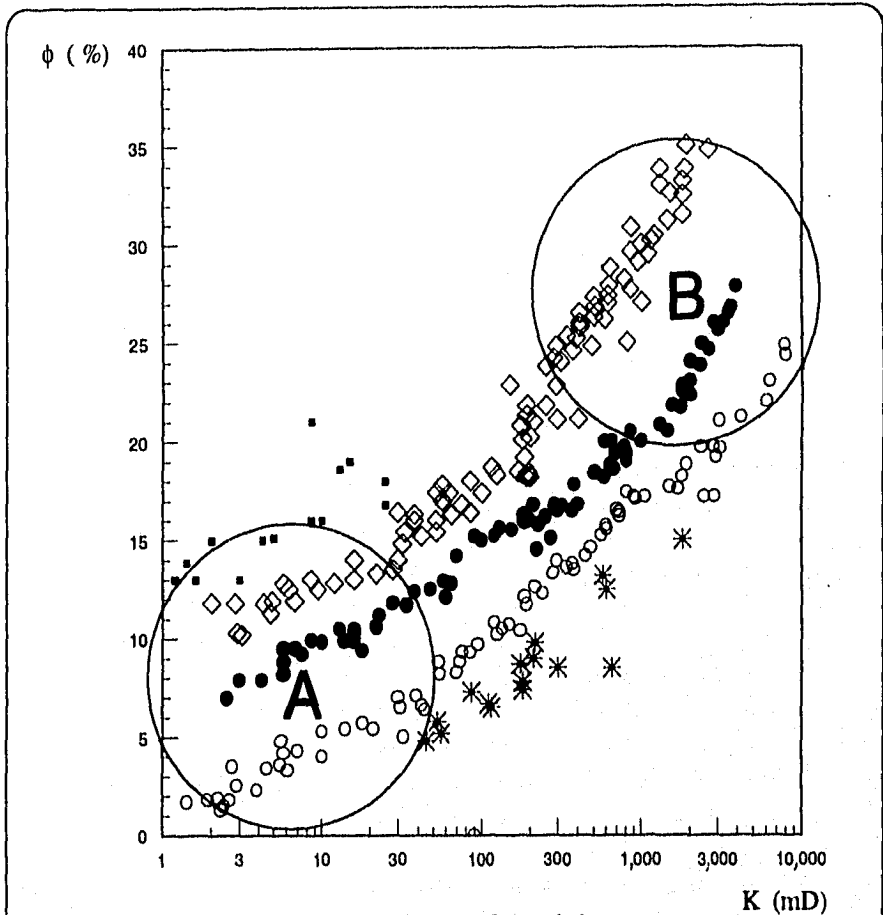
- Arenisca muy gruesa, con más del 50 % de granos de tamaño de 1 a 2 mm.
- Arenisca gruesa, con granos de 0.5 a 1 mm
- Arenisca media, con granos de 0.25 a 0.5 mm
- Arenisca fina, con granos de 0.1 a 0.25 mm
- Arenisca limosa, con contenido de limo (< 0.1 mm) mayor a 10 %
- Arenisca arcillosa, con contenido de arcilla (< 0.004 mm) mayor a 7 %

En la Gráfica 4.4 se reproducen los datos de la Gráfica 3.9, pero ahora identificándolos de acuerdo a la granulometría, como se presenta en el artículo original.

En la Gráfica 4.4 se indican los rangos de variación del tamaño de grano. Para esta tesis se consideró un rango de variación de 0.004 mm a 0.1 mm para la arenisca limosa y menor a 0.004 mm para la arenisca arcillosa; también se determinaron los rangos de variación de la porosidad y de la permeabilidad, Tabla 4.8

TABLA 4.8

MEDIO POROSO	K (mD)	ϕ (%)
ARENISCA CON GRANO GRUESO A MUY GRUESO	40-1800	4-15
ARENISCA CON GRANO MEDIO A GRUESO	1-8000	1-25
ARENISCA CON GRANO FINO A MEDIO	1-4000	7-28
ARENISCA LIMOSA	2-2000	10-35
ARENISCA ARCILLOSA	1-25	13-25



GRAFICA 4.4

Correlación Porosidad - Permeabilidad en función del tamaño medio de grano.

- | | | |
|---|--|-----------------|
| * | Arenisca con grano grueso a muy grueso | 0.50 a 2.00 mm |
| ○ | Arenisca con grano medio a grueso | 0.25 a 0.50 mm |
| ● | Arenisca con grano fino | 0.10 a 0.25 mm |
| ◇ | Arenisca Limosa (más de 10 % de limo) | 0.004 a 0.10 mm |
| ▪ | Arenisca Arcillosa (más de 7 % de arcilla) | < 0.004 mm |

ANÁLISIS Y OBSERVACIONES:

La Gráfica 4.4 es un ejemplo muy bueno que muestra la influencia del tamaño de grano en las relaciones porosidad - permeabilidad de rocas sedimentarias.

En la mencionada gráfica se hace distinción de los puntos de acuerdo a los diferentes rangos de tamaño de grano, resultando cinco tendencias. Estas tendencias afinan la dispersión de datos que presenta la Gráfica 3.9 (equivalente a la Gráfica 4.4).

Puesto que en la publicación de referencia no se proporciona mayor información, las siguientes observaciones se hacen con base en lo que se ha demostrado en otros trabajos.

Considerando que las mediciones se llevaron a cabo sobre núcleos de areniscas, la dispersión de valores se debe básicamente a la variedad del tamaño de grano, bien mostrada en la Gráfica 4.4, al empacamiento, a la forma de los granos y al cementante.

En la Gráfica 4.4 se marcan las dos zonas extremas: A y B.

-En la zona A, que presenta los valores más bajos tanto de porosidad como permeabilidad se tienen empacamientos formados por diferentes rangos de tamaños de grano, posiblemente los granos más pequeños se acomodan en los huecos formados por los granos más grandes, se tiene mayor cementación y no hay uniformidad en cuanto a redondez y esfericidad, formando empacamientos más compactos, reduciendo porosidad y permeabilidad.

-La zona B presenta los valores más altos, tanto de porosidad como de permeabilidad. Se supone que esto es debido a que las rocas cuentan con valores de tamaño de grano, mayores y más uniformes y a que se tiene menor cementación y por lo tanto la tortuosidad entre granos resulta mucho menor que en la zona anterior.

-Si se traza una línea recta vertical sobre un valor de permeabilidad, se nota que a menor tamaño de grano va en aumento la porosidad, ésto se explica considerando que los granos finos tienden a ser menos esféricos y más angulosos, propiciando mayor espacio poroso.

-Si se traza nuevamente una línea recta vertical, que señale el mismo valor de permeabilidad para cada tendencia, desde areniscas de grano muy grueso hasta areniscas arcillosas, aparentemente falla lo establecido de que a mayor tamaño de grano mayor permeabilidad. Una explicación a esto puede ser la siguiente: cada tendencia tiene un rango de variación en tamaño de grano, es decir, que los granos que definen cada curva mencionada no son del todo uniformes y que presentan cierta variación, esta variación asociada a factores como el cementante es lo que determina que se tenga el mismo valor de permeabilidad para diferentes tendencias. Si se recurre a la Gráfica 4.4 se verá mayor dispersión de datos en los casos con rango más amplio de tamaño de grano. Es un hecho que las muestras con más altos valores de permeabilidad son las de mayor tamaño de grano y menor tortuosidad.

-Lo mismo sucede si se traza una línea recta horizontal que indique el mismo valor de porosidad para muestras de diferente tamaño de grano. Los factores que determinan este comportamiento son: una mala clasificación de tamaño de grano, la cantidad y tipo de cementante.

-Una observación general para cada curva, considerando que cada una de ellas corresponde a rocas con granos del mismo tamaño y en todas se presenta una disminución de permeabilidad y porosidad, es que la porosidad y la permeabilidad dependen exclusivamente del tipo de empaque y del cementante.

-Con las observaciones anteriores se confirma que los parámetros porosidad y permeabilidad tienen una dependencia directa pero que no necesariamente a mayor porosidad se tendrá una mayor permeabilidad.

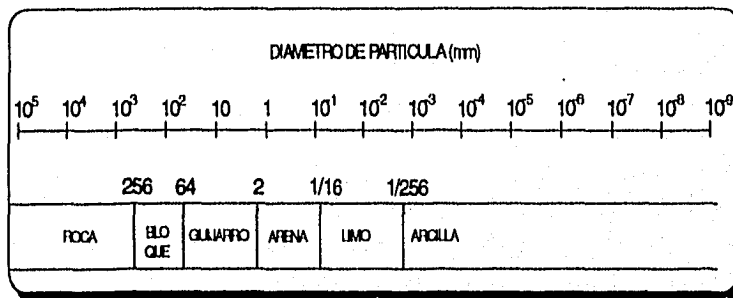
En las Gráficas 4.4A a 4.4E se muestran, en forma independiente, las cinco tendencias definidas y se proporcionan los datos también en forma tabulada. Algunos comentarios sobre estas gráficas son los siguientes.

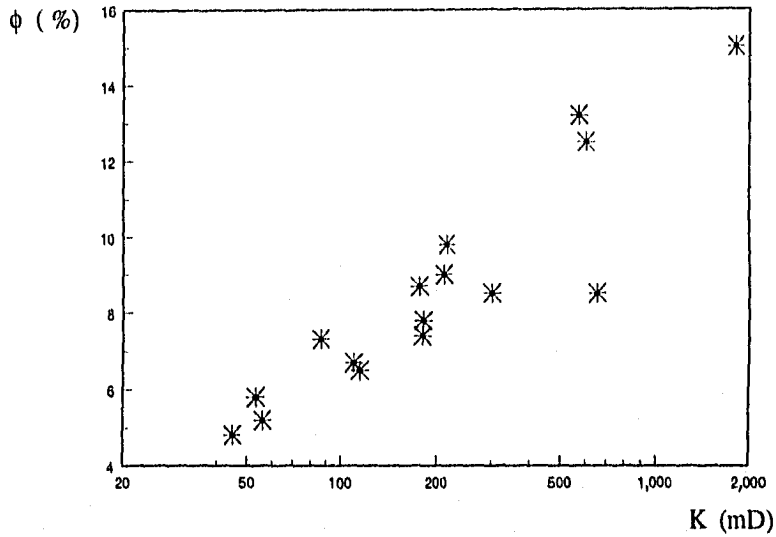
Se presenta una mayor dispersión de datos en las curvas correspondientes a areniscas arcillosas y a areniscas de grano grueso a muy grueso. Estas dispersiones se explican por los rangos tomados para su clasificación. Si se observa la Tabla 4.9, el caso que corresponde a areniscas arcillosas tiene un amplio rango de variación y si se observa la Gráfica 4.4E la dispersión es alta.

Por otro lado, para la Gráfica 4.4A, la dispersión es grande, siendo que se está utilizando una escala con valores dentro de un rango muy amplio tanto de permeabilidad como de porosidad, ésto se explica claramente por el amplio rango de tamaño de grano manejado, que es mayor que en los otros casos.

Para las Gráficas 4.4B, 4.4C y 4.4D, los valores dan tendencias mejor definidas, con menor dispersión de datos, que se explican al observar nuevamente la Tabla 4.9, la cual señala que estos casos tienen rangos de variación de tamaño de grano más pequeños que los considerados en las gráficas 4.4A y 4.4E.

TABLA 4.9
Rangos de clasificación de las partículas, de acuerdo al diámetro de éstas¹³

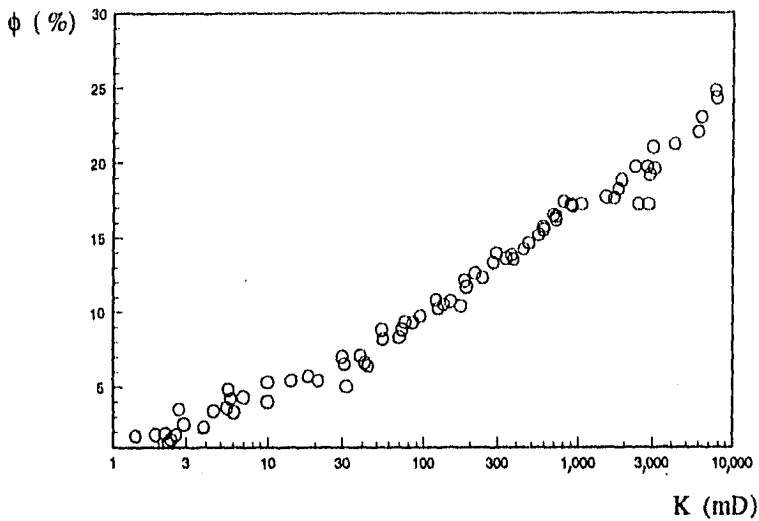




GRAFICA 4.4A

Correlación Porosidad - Permeabilidad para arenisca con grano grueso a muy grueso

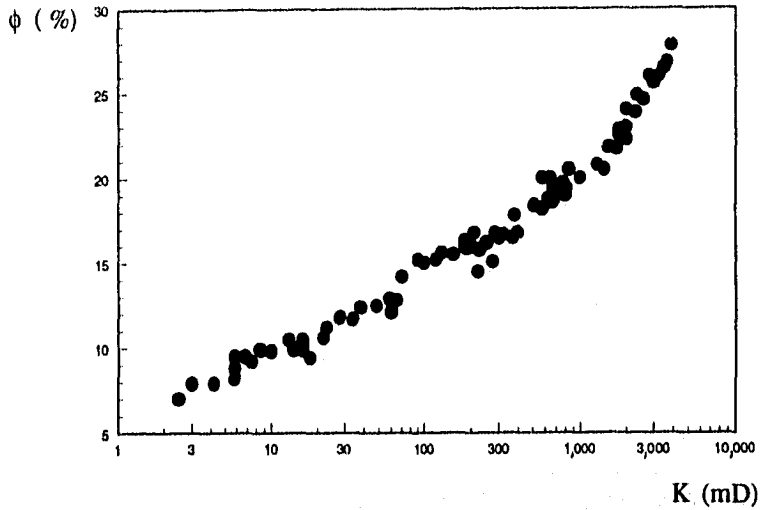
45	4.8	181	7.8
53	5.8	210	9.0
56	5.2	215	9.8
86	7.3	300	8.5
110	6.7	570	13.2
115	6.5	600	12.5
175	8.7	650	8.50
180	7.4	1800	15.0



GRAFICA 4.4B

Correlación Porosidad - Permeabilidad para arenisca con grano medio a grueso

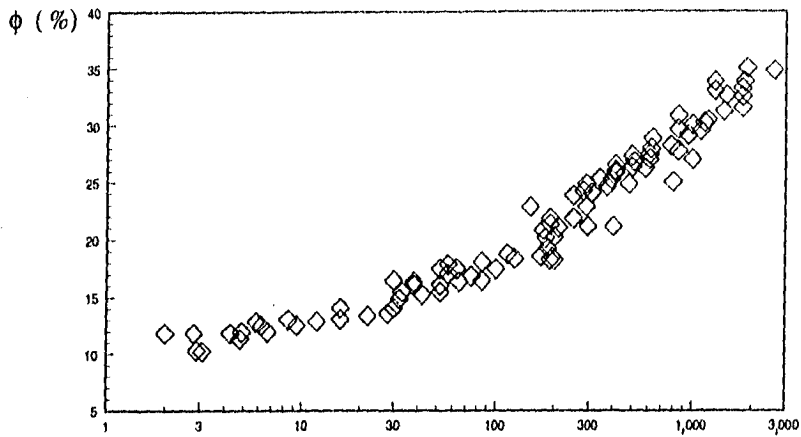
1.4	1.7	10	4.0	76	9.3	340	13.6	1500	17.7
1.9	1.8	10	5.3	85	9.3	370	13.8	1700	17.6
2.2	1.9	14	5.4	90	9.9	380	13.5	1800	19.7
2.3	1.3	18	5.7	95	9.7	445	14.2	1900	18.8
2.4	1.5	21	5.4	120	10.8	480	14.6	2350	18.1
2.6	1.8	30	7.0	125	10.2	555	15.2	2450	18.8
2.7	3.5	31	6.5	135	10.5	595	15.7	2800	19.7
2.9	2.5	32	5.0	150	10.7	600	15.5	2900	19.2
3.9	2.3	39	7.1	175	10.4	695	15.7	3050	21
4.5	3.4	42	6.6	185	12.1	720	16.2	3100	19.6
5.5	3.6	44	6.4	190	11.7	750	16.4	4200	21.2
5.6	4.8	54	8.8	215	12.6	805	17.4	6000	22
5.8	4.2	55	8.2	240	12.3	900	17.2	6300	23
6.1	3.3	70	8.3	280	13.3	920	17.1	7800	24.8
7.0	4.3	73	8.8	295	13.9	1050	17.2	7900	24.3



GRAFICA 4.4C

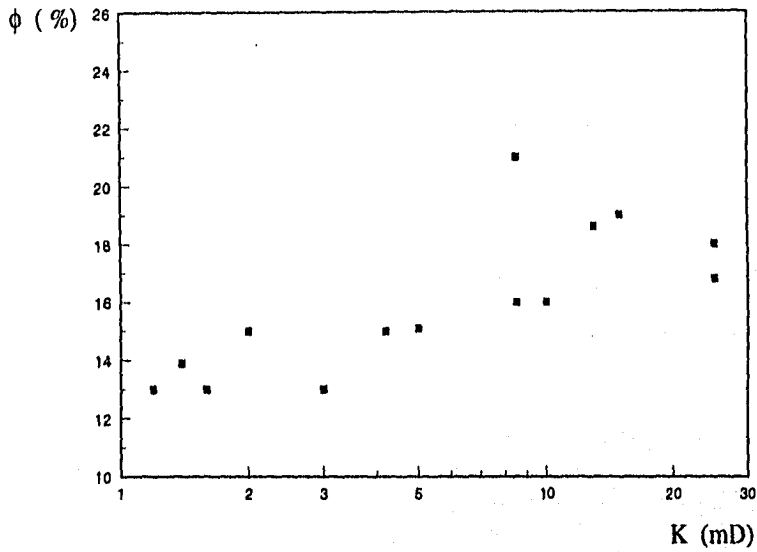
Correlación Porosidad - Permeabilidad para arenisca con grano fino a medio

2.5	7.0	22	10.6	185	16.3	580	18.2	1800	22.5
3.0	7.9	23	11.2	185	16.3	580	20	1800	22.8
4.2	7.9	28	11.8	200	16	630	18.8	2000	22.3
5.8	8.2	34	11.7	210	16.8	645	20	2000	23
5.8	8.8	38	12.4	220	14.5	670	18.6	2000	24
5.8	9.5	48	12.5	225	15.8	685	19.4	2300	23.8
6.8	9.5	58	12.9	250	16.2	780	20.5	2350	24.9
7.5	9.2	60	12.1	270	15.1	800	19	2600	24.6
8.5	9.9	65	12.8	285	16.8	810	19.4	2800	26
10	9.8	70	14.2	300	16.5	850	20.5	3000	25.6
13	10.5	90	15.2	320	16.7	1000	20	3250	26
14	9.9	100	15	370	16.5	1300	20.8	3500	26.5
16	9.9	120	15.2	380	17.8	1450	20.5	3650	26.8
16	10.5	130	15.6	400	16.8	1550	21.8	3900	27.8
18	9.4	155	15.5	510	18.4	1750	21		



GRAFICA 4.4D K (mD)
 Correlación Porosidad - Permeabilidad para arenisca Limosa

2.0	11.8	30	16.4	170	18.5	340	25.3	850	29.1
2.8	11.8	32	14.8	175	20.8	370	24.6	850	30.8
2.9	10.3	33	15.4	180	20.1	370	25.9	950	29.1
3.1	10.2	38	16	185	19.2	390	25.2	1000	27
4.3	11.8	42	15.2	190	18.2	400	21.1	1000	30
4.8	11.3	52	15.4	190	21.3	410	25.8	1100	29.5
4.9	11.9	52	16	190	21.8	410	26	1150	30.2
5.8	12.8	52	17.4	195	18.4	410	26.5	1200	30.4
6.2	12.5	57	17	200	18.2	480	24.8	1300	33
6.7	11.9	57	17.8	200	20.2	500	26.3	1300	33.8
8.5	13	63	17.4	210	21	500	27.3	1450	31.2
8.7	17.2	65	16.3	210	22.6	510	26.8	1450	31.8
9.4	12.5	75	16.8	250	21.8	580	26.2	1500	32.6
12	12.8	85	16.4	250	23.8	610	27	1800	31.5
16	13	85	18	280	24.2	620	27.9	1800	32.5
16	14	100	17.4	290	22.8	630	28.8	1800	33.2
22	13.3	115	18.7	290	22.8	780	28.2	1850	33.8
28	13.5	125	18.3	295	21.1	800	25	1900	35
30	14	150	22.8	310	24	850	27.7	2600	34.8



GRAFICA 4.4E

Correlación Porosidad - Permeabilidad
para arenisca arcillosa

1.2	13.0	8.5	16.0
1.4	13.9	8.5	21.0
1.6	13.0	10	16
2.0	15.0	13	18.6
3.0	13.0	15	19.0
4.2	15.0	25	16.8
5.0	15.1	25	18.0

IV.2 RELACION GENERAL POROSIDAD - PERMEABILIDAD PARA MEDIOS CON POROSIDAD INTERGRANULAR

Para obtener una expresión general de la relación porosidad - permeabilidad, aplicable tanto a medios porosos consolidados (areniscas) y no consolidados (empacamientos), se tomaron como base las cinco tendencias presentadas por Chilingarian²⁵ y se agregaron los datos de Saldaña¹⁸, Nelson¹⁹, y León²⁰, de acuerdo al tamaño medio de grano o esferas.

Para determinar las ecuaciones de ajuste se utilizaron dos métodos. El primero fue utilizando el programa REGRESML²⁸ y el segundo, que es el que aquí se presenta, por ser en el que las ecuaciones resultantes se ajustaron mejor a las tendencias presentadas, comprende los siguientes pasos.

El primer paso fue determinar una ecuación que se ajustara al comportamiento de cada una de las cinco tendencias consideradas, que corresponden a los cinco rangos de tamaño de grano. Se utilizó un tamaño promedio para cada caso.

Para los cinco casos, la ecuación se obtuvo por el método de mínimos cuadrados y resultó de la forma siguiente:

$$K = c d^{1.3} \phi^e \quad (4.15)$$

Donde:

K: Permeabilidad (mD)

ϕ : Porosidad (%)

d: Diámetro de grano (mm)

c y e: Constantes para cada caso.

El segundo paso fue ajustar para cada tendencia la ecuación obtenida, procedimiento que se realizó por ensaye y error. Las ecuaciones resultantes son las siguientes:

$$\text{Grano grueso a muy grueso} \quad (\bar{d} = 1.25 \text{ mm}), \quad K = 0.1 d^{1.3} \phi^{3.8} \quad (4.16)$$

$$\text{Grano medio a grueso} \quad (\bar{d} = 0.375 \text{ mm}), \quad K = 0.02 d^{1.3} \phi^{4.3} \quad (4.17)$$

$$\text{Grano fino a medio} \quad (\bar{d} = 0.175 \text{ mm}), \quad K = 0.008 d^{1.3} \phi^{4.5} \quad (4.18)$$

$$\text{Grano equivalente a fino} \quad (\bar{d} = 0.052 \text{ mm}), \quad K = 0.0022 d^{1.3} \phi^{5.0} \quad (4.19)$$

$$\text{Grano equivalente a arcilla} \quad (\bar{d} = 0.004 \text{ mm}), \quad K = 0.0001 d^{1.3} \phi^{6.6} \quad (4.20)$$

En las Gráficas 4.5 a 4.9 se presentan los datos utilizados tanto en forma tabular como gráfica, la tendencia media de los datos y la ecuación correspondiente.

Una vez determinadas las ecuaciones anteriores, se procedió a obtener una ecuación general, que fuera aplicable a las cinco tendencias analizadas.

Con base en las cinco expresiones obtenidas, se determinó la relación de los parámetros c y e con el tamaño de grano, para lo cual se construyeron las Gráficas 4.10 y 4.11 y se ajustaron las ecuaciones correspondientes, que se presentan a continuación.

$$e = 4/d^{0.096} \quad (4.21)$$

$$c = 0.07 d^{1.5} \quad (4.22)$$

Estos valores se sustituyeron en la ecuación (4.15) para obtener, finalmente, la ecuación general siguiente

$$K = 0.07 d^{1.3} \phi^{4/d^{0.096}} \quad (4.23)$$

Donde:

d = Tamaño de grano (mm)

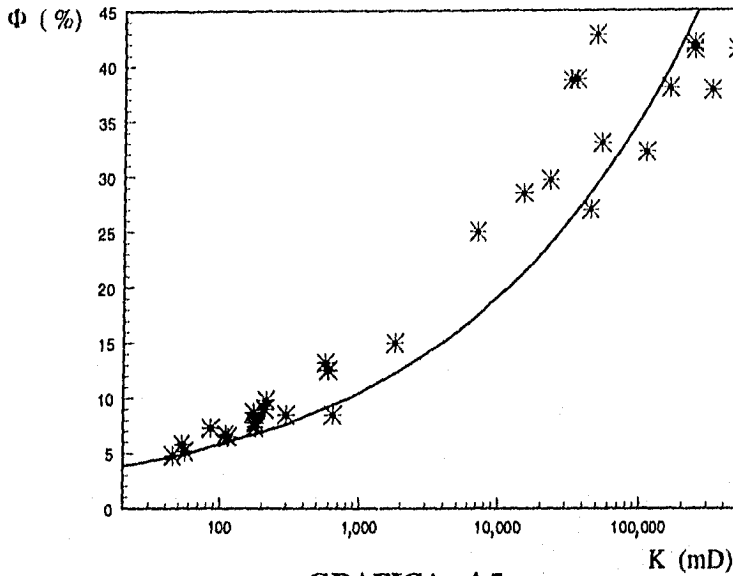
ϕ = Porosidad (%)

K = Permeabilidad (md)

Como puede observarse, esta ecuación para obtener la permeabilidad está en función de la porosidad y el tamaño de grano, por lo que se considera que tiene una amplia aplicación.

En la Gráfica 4.12 se presenta toda la información utilizada, clasificada de acuerdo a los cinco rangos de tamaño de grano considerados, las cinco tendencias medias (cinco tamaños de grano) y la ecuación general para obtener la permeabilidad en función de la porosidad y del tamaño de grano.

En la Gráfica 4.13 se presenta un juego de curvas, obtenidas con la ecuación general, para diferentes tamaños de grano. Esta gráfica permite obtener rápidamente el valor de la permeabilidad de un medio poroso (consolidado o no consolidado) si se conoce su porosidad y el tamaño medio de los granos que lo componen.

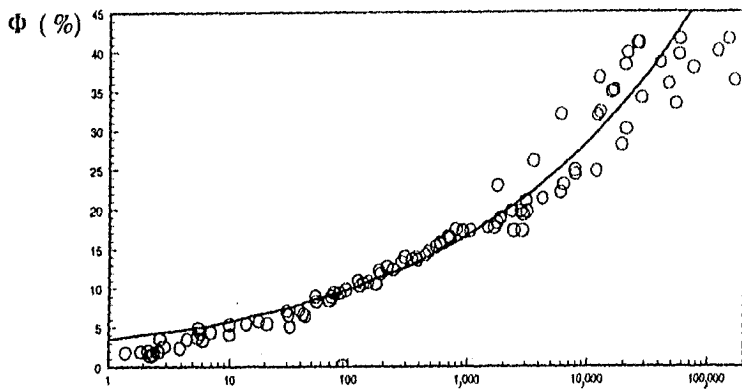


GRAFICA 4.5

Correlación Porosidad - Permeabilidad para areniscas y empacamientos con grano grueso a muy grueso

$$K = 0.1 d^{1.3} \phi^{3.8} \quad (4.16)$$

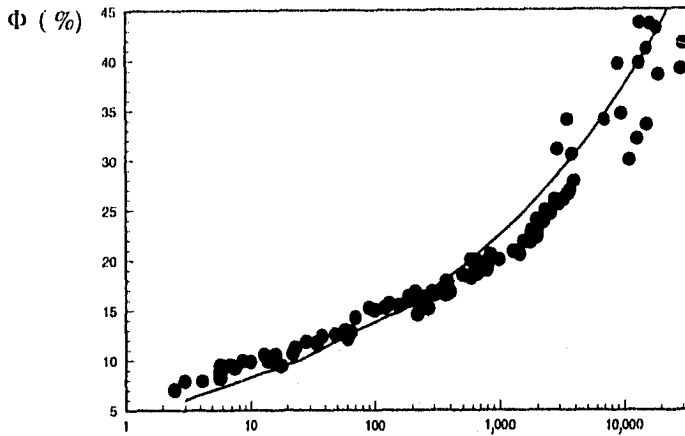
K (mD)	φ (%)	K (mD)	φ (%)	K (mD)	φ (%)
45	4.8	215	9.8	35600	38.8
53	5.8	300	8.5	45000	27.0
56	5.2	570	13.2	54000	33.0
86	7.3	600	12.5	160000	38.0
110	6.7	650	8.50	240000	41.5
115	6.5	1800	15.0	240000	42.0
175	8.7	7000	25.0	320000	37.8
180	7.4	15000	28.5	480000	41.5
181	7.8	23000	29.7	490000	42.8
210	9.0	32300	38.7		



GRAFICA 4.6 K (mD)
 Correlación Porosidad - Permeabilidad para areniscas
 y empacamientos con grano medio a grueso

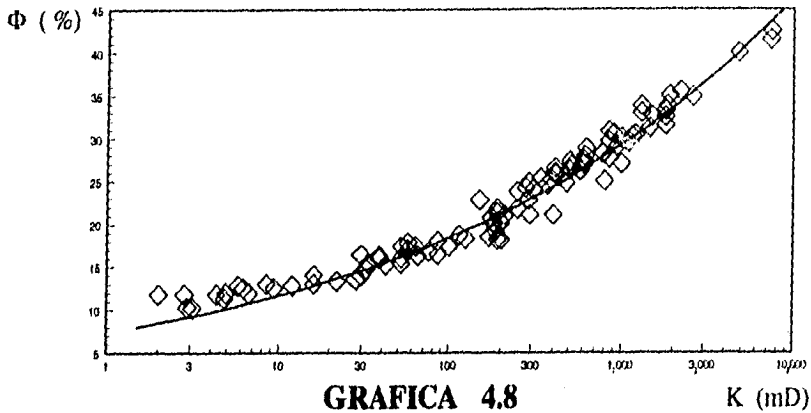
$$K = 0.02 d^{1.3} \phi^{4.3} \quad (4.17)$$

K (mD)	φ (%)	K (mD)	φ (%)	K (mD)	φ (%)	K (mD)	φ (%)	K (mD)	φ (%)
1.4	1.7	30	7.0	190	11.7	1500	17.7	12700	32.2
1.9	1.8	31	6.5	215	12.6	1700	17.6	16000	34.8
2.2	1.9	32	5.0	240	12.3	1800	19.7	16500	35.0
2.3	1.3	39	7.1	280	13.3	1800	22.9	19300	28.0
2.4	1.5	42	6.6	295	13.9	1900	18.8	20700	38.2
2.6	1.8	44	6.4	340	13.6	2350	18.1	21000	30.0
2.7	3.5	54	8.8	370	13.8	2450	18.8	21500	39.7
2.9	2.5	55	8.2	380	13.5	2800	19.7	25700	41.0
3.9	2.3	70	8.3	445	14.2	2900	19.2	26500	41.0
4.5	3.4	73	8.8	480	14.6	3050	21.0	28000	34.0
5.5	3.6	76	9.3	555	15.2	3100	19.6	36600	12.4
5.6	4.8	85	9.3	595	15.7	3500	26.0	40000	38.5
5.8	4.2	90	9.9	600	15.5	4200	21.2	47600	35.8
6.1	3.3	95	9.7	695	15.7	6000	22.0	54300	33.2
7.0	4.3	120	10.8	720	16.2	6000	31.9	58000	39.5
10	4.0	125	10.2	750	16.4	6300	23.0	59000	41.5
10	5.3	135	10.5	805	17.4	7800	24.8	75000	37.8
14	5.4	150	10.7	900	17.2	7900	24.3	120000	40.0
18	5.7	175	10.4	920	17.1	11900	24.7	150000	41.5
21	5.4	185	12.1	1050	17.2	12000	31.8	189500	36.2



GRAFICA 4.7 K (mD)
 Correlación Porosidad - Permeabilidad para areniscas
 y empacamientos con grano fino a medio
 $K = 0.008 d^{1.3} \phi^{4.5}$ (4.18)

K (mD)	φ (%)	K (mD)	φ (%)	K (mD)	φ (%)	K (mD)	φ (%)	K (mD)	φ (%)
2.5	7.0	38	12.4	285	16.8	1450	20.5	3900	27.8
3.0	7.9	48	12.5	300	16.5	1550	21.8	7000	34.0
4.2	7.9	58	12.9	320	16.7	1750	21	9000	39.5
5.8	8.2	60	12.1	370	16.5	1800	22.5	9600	34.6
5.8	8.8	65	12.8	380	17.8	1800	22.8	11000	30.0
5.8	9.5	70	14.2	400	16.8	2000	22.3	12600	32.0
6.8	9.5	90	15.2	510	18.4	2000	23	13200	43.6
7.5	9.2	100	15	580	18.2	2000	24	15000	41.0
8.5	9.9	120	15.2	580	20	2300	23.8	15200	33.4
10	9.8	130	15.6	630	18.8	2350	24.9	16000	43.5
13	10.5	155	15.5	645	20	2600	24.6	18200	43.1
14	9.9	185	16.3	670	18.6	2800	26	19000	36.5
16	9.9	185	16.3	685	19.4	2900	31.0	21500	39.7
16	10.5	200	16	780	20.5	3000	25.6	29000	39.0
18	9.4	210	16.8	800	19	3250	26.0	30000	41.5
22	10.6	220	14.5	810	19.4	3500	26.5		
23	11.2	225	15.8	850	20.5	3500	34.0		
28	11.8	250	16.2	1000	20	3650	26.8		
34	11.7	270	15.1	1300	20.8	3800	30.5		

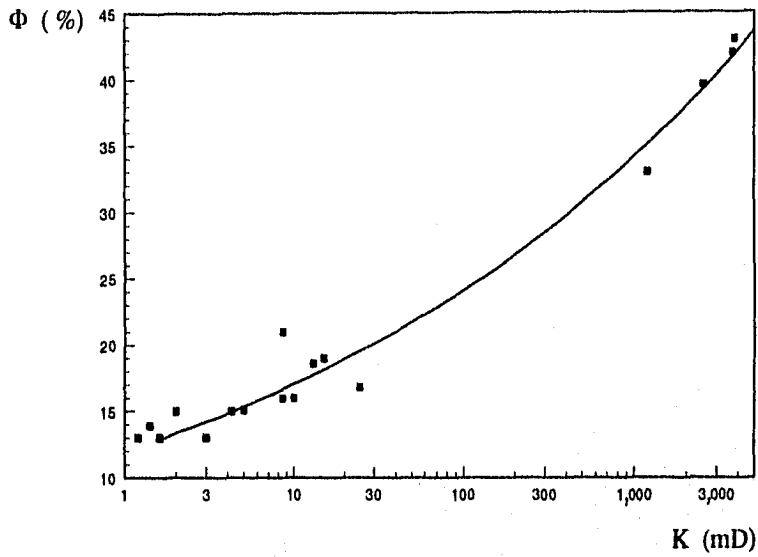


GRAFICA 4.8

Correlación Porosidad - Permeabilidad para areniscas
y empacamientos con grano de tamaño de Limo

$$K = 0.0022 d^{1.3} \phi^{5.0} \quad (4.19)$$

K (mD)	φ (%)	K (mD)	φ (%)	K (mD)	φ (%)	K (mD)	φ (%)	K (mD)	φ (%)
2.0	11.8	32	14.8	180	20.1	390	25.2	1000	27.0
2.8	11.8	33	15.4	185	19.2	400	21.1	1000	30.0
2.9	10.3	38	16.0	190	18.2	410	25.8	1100	29.5
3.1	10.2	42	15.2	190	21.3	410	26.0	1150	30.2
4.3	11.8	52	15.4	190	21.8	410	26.5	1200	30.4
4.8	11.3	52	16.0	195	18.4	480	24.8	1300	33.0
4.9	11.9	52	17.4	200	18.2	500	26.3	1300	33.8
5.8	12.8	57	17.0	200	20.2	500	27.3	1450	31.2
6.2	12.5	57	17.8	210	21.0	510	26.8	1450	31.8
6.7	11.9	63	17.4	210	22.6	580	26.2	1500	32.6
8.5	13.0	65	16.3	250	21.8	610	27.0	1800	31.5
8.7	17.2	75	16.8	250	23.8	620	27.9	1800	32.5
9.4	12.5	85	16.4	280	24.2	630	28.8	1800	33.2
12	12.8	85	18.0	290	22.8	780	28.2	1850	33.8
16	13.0	100	17.4	290	22.8	800	25.0	1900	35.0
16	14.0	115	18.7	295	21.1	850	27.7	2200	35.5
22	13.3	125	18.3	310	24.0	850	29.1	2600	34.8
28	13.5	150	22.8	340	25.3	850	30.8	4800	40.0
30	14.0	170	18.5	370	24.6	900	30.5	7400	41.5
30	16.4	175	20.8	370	25.9	950	29.1	7500	42.5

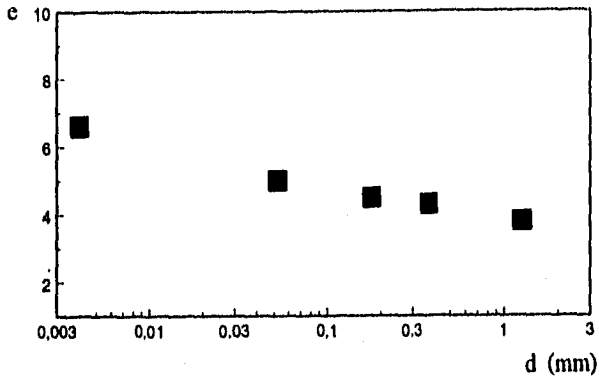


GRAFICA 4.9

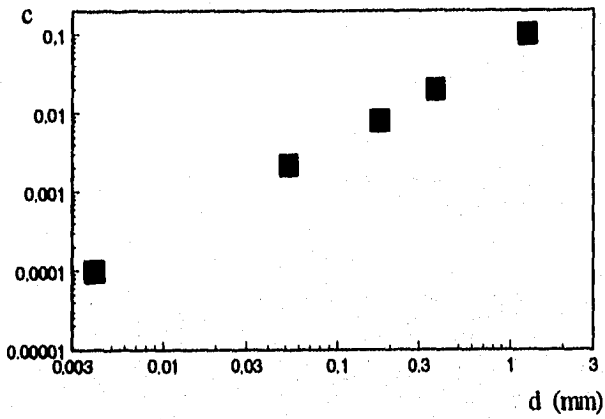
Correlación Porosidad - Permeabilidad para areniscas
y empacamientos con grano de tamaño de arcilla

$$K = 0.0001 d^{1.3} \phi^{6.6} \quad (4.20)$$

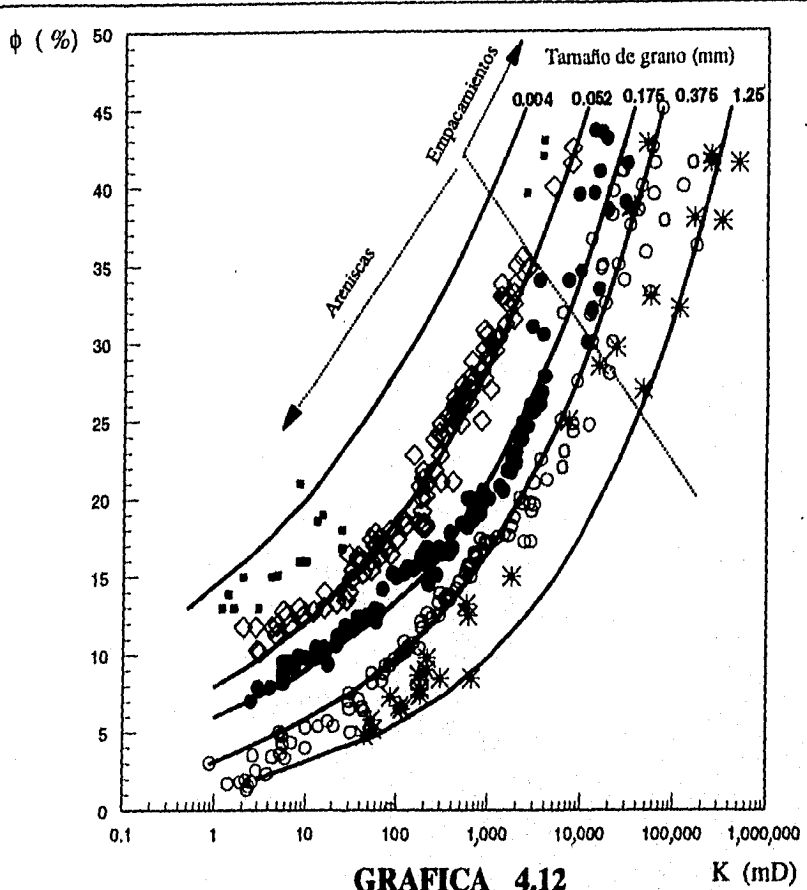
K (mD)	ϕ (%)	K (mD)	ϕ (%)	K (mD)	ϕ (%)
1.2	13.0	5.0	15.1	25	16.8
1.4	13.9	8.5	16.0	25	18.0
1.6	13.0	8.5	21.0	1200	33.0
2.0	15.0	10	16.0	2500	39.6
3.0	13.0	13	18.6	3700	42.0
4.2	15.0	15	19.0	3800	43.0



Gráfica 4.10 $e = 4/d^{0.096}$ (4.21)



Gráfica 4.11 $c = 0.07 d^{1.5}$ (4.22)

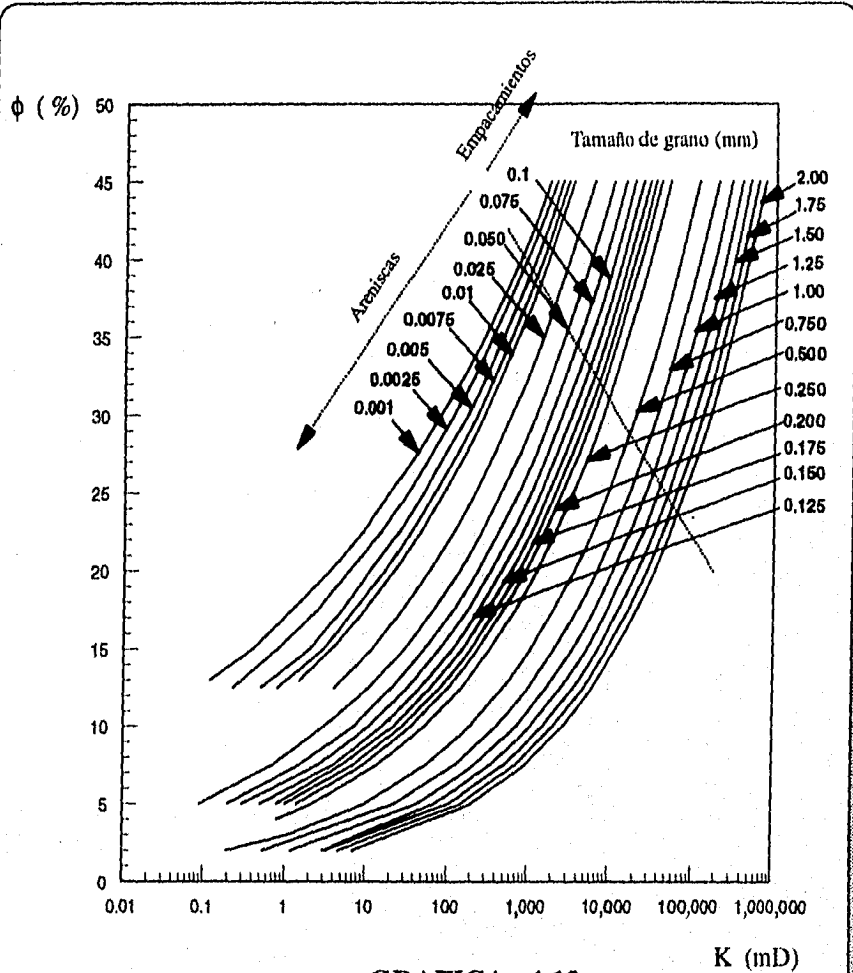


GRAFICA 4.12

Correlación general para areniscas y empacamientos con diferente tamaño de grano

$$K = 0.07 d^{2.8} \phi^{4/d^{0.096}} \quad (4.23)$$

*	Grano grueso a muy grueso	0.50 a 2.00 mm
○	Grano medio a grueso	0.25 a 0.50 mm
●	Grano fino	0.10 a 0.25 mm
◇	Grano con tamaño de limo	0.004 a 0.10 mm
■	Grano con tamaño de arcilla	< 0.004 mm



GRAFICA 4.13

Curvas obtenidas con la ecuación general

$$K = 0.07 d^{2.8} \phi^{4/d^{0.096}} \quad (4.23)$$

CAPITULO V



CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La mayor parte de la información analizada en esta tesis se publicó en artículos técnicos cuyo objetivo no fue señalar los factores que afectan a las correlaciones porosidad - permeabilidad de rocas sedimentarias; sólo en los casos presentados por Chilingarian²³ y Nelson¹⁹ se indica la influencia del tamaño de grano en tales correlaciones.

Con el análisis realizado, se obtuvieron resultados que ayudan a explicar la dependencia directa que existe entre los parámetros petrofísicos porosidad y permeabilidad de rocas sedimentarias y las características de los elementos que las conforman: clastos, granos, partículas o cristales.

Las pruebas en empacamientos de esferas y de arena Ottawa permiten observar el efecto que tiene el rango de variación del tamaño de las partículas (esferas o granos) en los empacamientos y, por consiguiente, en la porosidad y en la permeabilidad. Con las mediciones hechas en arena Ottawa se aprecian los efectos de la esfericidad y de la redondez de los granos en las dos propiedades petrofísicas mencionadas.

Algunos datos obtenidos sobre areniscas indican la influencia del tamaño de los granos y permiten hacer algunas estimaciones respecto al efecto que causa el grado de cementación.

Al combinar los datos de medios porosos consolidados (areniscas y carbonatos) con los correspondientes a no consolidados (empacamientos) se determinó una tendencia general porosidad - permeabilidad en función del tamaño medio de los granos. Esta tendencia tiene los siguientes rangos de variación.

Porosidad	1 a 44 %
Permeabilidad	0.01 a 500,000 mD
Tamaño medio de grano	< 0.004 a 2 mm

Con base en la información original y la obtenida en este análisis, se ajustaron ecuaciones específicas a varias tendencias porosidad - permeabilidad y se ajustó la ecuación general siguiente.

$$K = 0.07 d^{2.8} \phi^{0.096}$$

K : Permeabilidad absoluta, en mD

ϕ : Porosidad efectiva, en %

d : Tamaño medio de grano, en mm

Los resultados de este estudio muestran objetivamente que los aspectos granulares considerados (dispersión de tamaño, tamaño medio, esfericidad, redondez y empacamiento) son los que más influyen y, hasta cierto punto, son los que establecen las propiedades petrofísicas, como la porosidad y la permeabilidad, a pesar de que algunos de ellos se ven opacados en cierto grado por la presencia de cementante.

La influencia de las características granulares se manifiesta claramente en las correlaciones porosidad - permeabilidad. Amplios rangos de variación de las características granulares mencionadas originan dispersiones grandes de datos en las correlaciones porosidad - permeabilidad y, por supuesto, en otras correlaciones petrofísicas.

Los trabajos de caracterización de formaciones o de yacimientos deben hacerse con el detalle que requieren los modelos que actualmente se utilizan en los estudios de yacimientos, por lo que es necesario afinar las correlaciones petrofísicas cuando muestren dispersión de datos.

Puesto que cada yacimiento es un caso particular, será necesario definir cuáles son los aspectos responsables de la dispersión de datos en las correlaciones, con el fin de detallarlas para que su aplicación sea más correcta.

Lo expuesto en este trabajo puede servir de base para realizar estudios que tengan como finalidad detallar correlaciones petrofísicas, ya que se presentan procedimientos para determinar los parámetros que rigen el comportamiento de las propiedades petrofísicas de rocas sedimentarias. Por ejemplo, podría ser utilizado para llevar a cabo un análisis similar en rocas carbonatadas con porosidad intergranular o intercrystalina.

La ecuación general que se obtuvo podría ser utilizada para estimar la permeabilidad de medios porosos (consolidados y no consolidados) con porosidad intergranular, si se conoce el valor de ésta y del tamaño medio de grano.

REFERENCIAS Y BIBLIOGRAFIA

REFERENCIAS

- 1 Uren, Lester Charles.: "Ingeniería de Producción de Petróleo" Ed. Continental S. A. México, 1965
- 2 Pomerol, Jean Charles.: "Las rocas sedimentarias", Ed. Universitaria de Buenos Aires, 1979.
- 3 Pérez Matus, Jorge D.: "Importancia del Conocimiento Geológico de los Yacimientos Petroleros, para su mejor Explotación", Revista del IMP, México, 1983.
- 4 Pirson, Sylvain J.: "Ingeniería de Yacimientos Petroleros", Ed Omega, Barcelona, 1965.
- 5 Tyrrell, George Walter.: "Principios de Petrología", Ed. Continental S.A. México, 1963.
- 6 Villamar V., Manuel.: "Notas de la Materia Análisis de Muestras de Rocas y Fluidos", F.I, UNAM, México 1993.
- 7 E. WM., Heinrich.: "Petrología Microscópica", Ed. Omega, Barcelona, 1980
- 8 Meritano Arenas, Jacinto.: "Geología para Estudiantes de Ingeniería", Ed. Diana, México, 1963.
- 9 Lalce H., Frederic.: "Geología Práctica", Ed. Omega, Barcelona, 1970.
- 10 Palacios Salinas, Heriberto.: "Manual para el Estudio Microscópico de Rocas Sedimentarias", IPN, México, 1992.
- 11 Friedman, M. Gerald.: "Principles of Sedimentology", John Willey & Sons, Inc. New York, 1978.
- 12 Pettijohn, F. J.: "Rocas Sedimentarias", Ed. Universitaria de Buenos Aires, 1980.
- 13 Krumbein, W. C. and Sloss L. L.: "Stratigraphy and Sedimentation", Ed. UTEHA, México, 1969.

- 14 Guilcemot, J.: "Geología del Petróleo", Ed. Paraninfo, Madrid 1982
- 15 Rodríguez Santana, Eduardo.: "Apuntes de Geología del Petróleo", F.I, UNAM, México, 1985.
- 16 Pérez Rosales, Candelario.: "Un Nuevo Método Para Determinar Esfericidad", Revista del IMP, México, 1973.
- 17 Pérez Rosales, Candelario.: "Determinación Simultánea de Algunas Características Geométricas Básicas de los Medios Porosos", Revista del IMP, México, 1970.
- 18 Saldaña Cortés, M. A.: "Determinación Directa y Estereológica de Algunas Propiedades Petrofísicas Sobre Empacamientos de Esferas", Revista Ingeniería Petrolera, 1976.
- 19 Nelson H., Philip.: "Permeability - Porosity Relationship in Sedimentary Rocks", The Log Analyst, 1994.
- 20 León Ventura, Raúl y Villamar V., Manuel.: "Correlaciones entre Parámetros Estadísticos y Propiedades Petrofísicas", Revista Ingeniería Petrolera, 1974.
- 21 Basiouni Zaqui and Ogbe David.: "Estimation of Aquifer Permeabilities from Electric Well Logs", The Log Analyst 1978.
- 22 Villamar V., Manuel y Landero C., D.: "Medición en el Laboratorio de la Resistividad de las Rocas", Revista Ingeniería Petrolera, 1963.
- 23 Chatzis Ioannis and Morrow R. Norman.: "Correlation of Capillary Number, Relationships for Sandstone", SPEJ 1984.
- 24 J. H., Stiles Jr.: "The Use of Routine and Special Core Analysis in Characterizing Brent Group Reservoirs V. K. North Sea", SPE, 1992.
- 25 Chilingarian C. V.: "Developments in Sedimentology", Elsevier Scientific, New York, 1973

- 26 Gómez Rivero, Orlando.: "Un Método Práctico para Determinar Exponentes de Cementación y Algunos otros Parámetros como una Ayuda en el Análisis de Registros de Pozos", Revista Ingeniería Petrolera, 1976.
- 27 Pérez Rosales, Celestino.: "Las Determinaciones Petrofísicas y el Problema de la Variación Vertical del Contacto Aceite - Agua en el Campo Miquetla, Distrito Poza Rica, Veracruz", Revista Ingeniería Petrolera, 1962.
- 28 Martínez Romero, Néstor. Programa de Computo, proporcionado en la materia de Técnicas Avanzadas de Programación", Impartida en la F.I. de la UNAM, (modificado por J. Antonio Ruiz)

BIBLIOGRAFIA

- Garaicochea, Francisco.: "Apuntes de Comportamiento Primario de los Yacimientos", F.I. UNAM, México, 1972.
- Landes K., Kennet.: "Geología del Petróleo", Ed Omega, New York, 1977.
- Mataix, Claudio.: "Mecánica de Fluidos", Ed Harla, México, 1982.
- McCray ζ Cole.: "Tecnología de la Producción de Pozos Petroleros", Ed C.E.C.S.A. México, 1982.
- Rodríguez Nieto, Rafael.: "Principios de Mecánica de Yacimientos", F.I. UNAM, México, 1980.
- Sánchez Núñez, Lourdes.: "Caracterización Física de un Medio Poroso. Factor de Tortuosidad", Revista del IMP, México, 1983.
- Schlumberger Educational Services.: "Principios / Aplicaciones de la Interpretación de Registros", MCA Marketing, México, 1989.

NOMENCLATURA

a	Anchura media de poros	(mm)
A	Area	(cm ²), (m ²)
b	Constante de Klinkenberg	
c	Numero de intersecciones entre las líneas de una retícula y el perímetro de los poros	
C	Constante de proporcionalidad de la ecuación de Kozeny	
d	Diámetro de grano	(mm)
dn	Diámetro nominal	(mm)
D	Diámetro de una esfera circundante	(mm)
E	Empacamiento	(Adimensional)
F	Factor de formación	(Adimensional)
g	Aceleración de la gravedad	(cm/seg ²)
h	Altura	(cm)
Hg	Mercurio	
I	Número de intersecciones entre las líneas de una malla y el perímetro de los granos.	
K	Permeabilidad (mD)	
K _a	Permeabilidad absoluta	(mD)
K _e	Permeabilidad efectiva	(mD)
K _E	Constante de empaquetadura	(Adimensional)
K _g	Permeabilidad al gas	(mD)
K _L	Permeabilidad al líquido	(mD)
K _o	Permeabilidad al aceite	(mD)
K _w	Permeabilidad al agua	(mD)
K _{rg}	Permeabilidad relativa al gas	(Adimensional)
K _{ro}	Permeabilidad relativa al aceite	(Adimensional)
K _{rw}	Permeabilidad relativa al agua	(Adimensional)
l	Suma de las longitudes de los segmentos de línea que quedan dentro de los espacios porosos	(mm), (cm)
L	Longitud	(mm), (cm)
Log ₂	Logaritmo base 2	
L _{TLM}	Longitud total de las líneas de una malla o retícula	(mm), (cm)
n _i	Constante de calibración del porosímetro tipo Boyle	
m _{MF}	Amplificación lineal de microfotografías	
M	Número de partículas o granos	
n	Número de nodos que quedan dentro de espacios porosos.	

N_{NDPG}	Número de nodos que quedan dentro del perímetro de los granos
N_{TNM}	Número total de nodos de una malla o retícula
N_V	Número de vértices en un grano
P	Presión (atm), (Kg/cm ²)
\bar{P}	Presión media de flujo (atm)
P_b	Presión atmosférica local (cm Hg), (atm)
P_e	Presión de entrada a un núcleo (pg Hg), (atm)
P_s	Presión de salida de un núcleo (pg H ₂ O), (atm)
Q	Gasto (cm ³ /seg)
Q_b	Gasto de gas a las condiciones P_b del gasómetro (cm ³ /seg)
Q_n	Gasto de gas a \bar{P} (cm ³ /seg)
Q_w	Gasto de agua (cm ³ /seg)
r	Radio de grano (mm)
r_i	Radio individual de vértices en un grano.
R	Resistencia eléctrica (ohms)
R_o	Resistividad eléctrica de la roca con $S_w=100\%$ (ohms - m)
R_w	Resistividad eléctrica del agua (ohms - m)
s	Superficie de una esfera de volumen equivalente a una partícula (mm ²), (cm ²)
S	Superficie de una partícula (mm ²), (cm ²)
S_s	Superficie específica (cm ⁻¹)
V	Volumen de cada partícula (cm ³)
V_w	Volumen de esfera (cm ³)
V_p	Volumen de poros (cm ³)
V_{pc}	Volumen de poros comunicados (cm ³)
V_{pn}	Volumen de poros no comunicados (cm ³)
V_r	Volumen de roca (cm ³)
V_s	Volumen de sólidos (cm ³)
V_T	Volumen total (cm ³)
V_{TE}	Volumen total de empacamiento (cm ³)

LETRAS GRIEGAS

ΔP	Diferencia de presión (atm), (Kg/cm ²)
ΔV	Incremento de volumen (cm ³)
ϕ	Porosidad (fracción), (%)
ϕ_a	Porosidad absoluta (fracción), (%)

ϕ_e	Porosidad efectiva (fracción), (%)
Φ	Unidades phi
τ	Tortuosidad del medio poroso (Adimensional)
Ψ	Esféricidad de un grano (Adimensional)
μ	Micras
μ_f	Viscosidad de un fluido (cp)
Θ	Redondez de un grano (Adimensional)
ρ	Densidad (g/cm ³)
δ	Espesor (diámetro) de grano (mm), (cm), (Φ)
ψ	Esfera

SUBINDICES

a	Absoluta
atm	Atmósfera
e	Efectiva
E	Empaquetadura
f	Fluido
g	Gas
L	Líquido
LM	Líneas de malta o retícula
MF	Microfotografías
n	Nominal
NM	Nodos de una malla o retícula
NDPG	Nodos de una malla dentro del perímetro de los granos
o	Aceite
p	Poros
pc	Poros comunicados
pn	Poros no comunicados
r	Roca
rg	Relativo al gas
ro	Relativo al aceite
rw	Relativo al agua
s	Específico
T	Total
w	Agua