



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA  
DE MEXICO

---

FACULTAD DE INGENIERIA

'PROCEDIMIENTOS PARA AFINAR EL VALOR DE LA  
PERMEABILIDAD CON BASE EN CORRELACIONES  $\phi - K$ '

**T E S I S**

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

**INGENIERO PETROLERO**

P R E S E N T A :

**ROSIO TERESITA IGNOROSA LUNA**



DIRECTOR DE TESIS: ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS

MEXICO, D. F.

2004



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.

ESTA TESIS NO SALE  
DE LA BIBLIOTECA



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AVENIDA 11  
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA  
DIRECCIÓN  
60-I-322

**SRITA. ROCIO TERESITA IGNOROSA LUNA**  
**Presente**

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

**PROCEDIMIENTOS PARA AFINAR EL VALOR DE LA PERMEABILIDAD CON BASE EN CORRELACIONES  $\Phi - K$**

**RESUMEN**

**INTRODUCCIÓN**

- I DEFINICIONES Y CONCEPTOS BÁSICOS**
  - II CORRELACIONES POROSIDAD-PERMEABILIDAD**
  - III CONSIDERACIÓN DE ASPECTOS GEOLÓGICOS Y PETROFÍSICOS**
  - IV METODOLOGÍA**
  - V CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**
- REFERENCIAS Y BIBLIOGRAFÍA**

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 HABLARÁ EL ESPÍRITU"**

Cd. Universitaria, D. F., a 25 de marzo de 2004  
**EL DIRECTOR**

**M. en C. GERARDO FERRANDO BRAVO**

GFB/VAGC\*gtg

Autorizo a la Dirección General de Bibliotecas de la UNAM a difundir en formato electrónico e impreso el contenido de mi trabajo recepcional.

NOMBRE: ROCIO TERESITA

IGNOROSA LUNA

FECHA: 23/AGOSTO/2004

FIRMA: [Firma manuscrita]

**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MÉXICO**

**FACULTAD DE INGENIERIA**

**“PROCEDIMIENTOS PARA AFINAR EL VALOR DE LA PERMEABILIDAD CON  
BASE EN CORRELACIONES  $\phi - K$ ”**

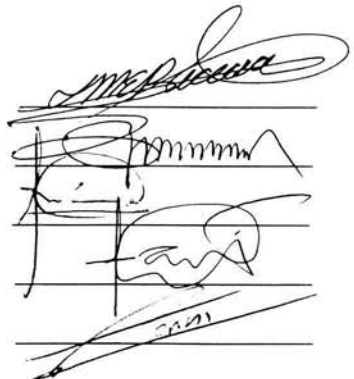
**Tesis presentada por:**

**ROSIO TERESITA IGNOROSA LUNA**

**Dirigida por: ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS**

Jurado del examen profesional.

**PRESIDENTE:** M. I. Mario Becerra Zepeda  
**VOCAL:** Ing. Manuel Villamar Viguera  
**SECRETARIO:** M. I. Néstor Martínez Romero  
**1er. SUPLENTE:** Dr. Víctor Hugo Arana Ortiz  
**2do. SUPLENTE:** Ing. Martín Terrazas Romero



Handwritten signatures of the jury members on a lined background. The signatures are written in black ink and are somewhat stylized. The first signature is the most prominent and appears to be 'M. Becerra Zepeda'. Below it are four other signatures, each corresponding to a member of the jury listed in the text to the left.

*A DIOS, por todo lo que soy*

*A mis PADRES, por su  
amor, comprensión, esfuerzo, desvelos....*

*A mis hermanas Lupita, Lulú,  
Chayo, Mary Carmen, Ana y a mi hermano  
Manuel, por todo su cariño y apoyo...*

*A mi esposo Alfonso,  
a mis hijas Osy y Jessy  
con todo mi amor...*

## A G R A D E C I M I E N T O S

*Al Ing. Manuel Villamar Viguera  
por sus consejos, por sus palabras de estímulo,  
por brindarme su tiempo y su sabiduría  
para la elaboración de este trabajo*

*A mis profesores de la Facultad de Ingeniería*

*Al M. I. Mario Becerra Zepeda*

*Al M. I. Néstor Martínez Romero*

**PROCEDIMIENTOS PARA AFINAR EL VALOR DE LA PERMEABILIDAD  
CON BASE EN CORRELACIONES  $\phi - K$**

**I N D I C E**

	pág.
<b>RESUMEN</b>	i
<b>INTRODUCCION</b>	ii
<b>RELACION DE FIGURAS Y TABLAS</b>	iii
<b>I.-DEFINICIONES Y CONCEPTOS BÁSICOS</b>	<b>1</b>
I.1.Porosidad	1
I.1.1.Definición	1
I.1.2. Clasificación de la porosidad	2
I.1.3.Factores que definen, afectan o modifican la porosidad de las rocas	7
I.2.Permabilidad	11
I.2.1.Definición	11
I.2.2. Clasificación	14
I.2.3.Factores que definen, afectan o modifican la permeabilidad de las rocas	15
I.3.Determinación de la porosidad y de la permeabilidad de las rocas en el laboratorio	20
I.3.1.Aspectos generales	20
I.3.2.Determinación de la porosidad efectiva de una roca con base en la Ley de Boyle	26
I.3.3.Determinación de la permeabilidad absoluta de una roca en el laboratorio	30
I.4.Ambiente Sedimentario	34
<b>II.-CORRELACIONES POROSIDAD-PERMEABILIDAD</b>	<b>36</b>
<b>III.-CONSIDERACION DE ASPECTOS GEOLÓGICOS Y PETROFISICOS</b>	<b>49</b>
<b>IV.-METODOLOGIA</b>	<b>76</b>
IV.1.Pozo descubridor de un yacimiento o campo petrolero (inicialmente pozo exploratorio)	77
IV.2.Pozo de desarrollo de un yacimiento o campo petrolero	80
IV.3.Yacimiento o campo petrolero desarrollado	81
<b>V.-CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	<b>83</b>
<b>REFERENCIAS Y BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>86</b>



---

---

## RESUMEN

En este trabajo, a través de cinco capítulos, se presentan los resultados obtenidos de la revisión de literatura técnica publicada referente a la aplicación de correlaciones entre porosidad y permeabilidad de las formaciones con el objetivo de estimar el valor de la permeabilidad de los yacimientos o campos petroleros en áreas en las que se carece de muestras de roca.

En el Capítulo I se presentan definiciones y conceptos básicos relacionados al tema, así como procedimientos de laboratorio para medir la porosidad y la permeabilidad a muestras de roca.

En el Capítulo II se describen características de las correlaciones porosidad-permeabilidad que normalmente se establecen en los estudios de caracterización estática de yacimientos. Se consideran los dos tipos de presentación de tales correlaciones: la gráfica y la matemática a través de ecuaciones.

De acuerdo a los artículos técnicos revisados, se identificaron los aspectos geológicos y petrofísicos comúnmente utilizados por los profesionales para obtener valores más precisos en la predicción de la permeabilidad a partir de las correlaciones porosidad-permeabilidad. Este aspecto se expone en el Capítulo III.

En el Capítulo IV se describe un procedimiento que se propone para facilitar el análisis, el procesamiento y la interpretación de datos con el fin de mejorar la estimación de la permeabilidad en rocas sedimentarias con porosidad primaria intergranular o intercrystalina.

Al final, en el Capítulo V se señalan las principales conclusiones y recomendaciones resultantes del trabajo realizado.

---

---

## INTRODUCCIÓN

La caracterización estática de yacimientos es un procedimiento técnico que genera información indispensable en los múltiples estudios de yacimientos, como es la simulación numérica y optimizar las estrategias en la explotación de hidrocarburos.

Para la mejor comprensión de los procesos de producción de aceite y gas, la caracterización estática de un yacimiento debe reflejar apropiadamente tanto la geología interna y externa como la petrofísica del yacimiento y ser tan cuantitativa y precisa como sea posible.

Como bien se sabe, el comportamiento de los yacimientos es función de la magnitud y variación de sus distintas características, por ejemplo, en procesos de recuperación secundaria la temprana entrada de agua en los pozos productores puede ser causada por un ineficiente desplazamiento resultante de desfavorables perfiles de permeabilidad dentro de la formación que originan un rápido avance de agua a través de una capa con muy alta permeabilidad. Una buena comprensión de las razones causantes del comportamiento de un yacimiento es importante para poder seleccionar las acciones que remedien la situaciones desfavorables. Las estrategias en el manejo del yacimiento son tan realistas como el conocimiento de la distribución espacial de las propiedades de las rocas.

La permeabilidad es una de las propiedades más difíciles de predecir. Muchos investigadores han intentado capturar la complejidad de la función de la permeabilidad en modelos con aplicación general. Mientras estos estudios contribuyen a una mejor comprensión de los factores que determinan la permeabilidad de las rocas, ellos demuestran que es una ilusión que haya una relación universal entre la permeabilidad y las variables que puedan obtenerse de análisis de muestras de roca o de interpretación de registros geofísicos de pozos.

Las permeabilidades estimadas son un aspecto crítico en la caracterización o descripción de un yacimiento. En yacimientos de arena homogénea, normalmente existe una relación lineal, casi sin dispersión de datos, entre la porosidad y el logaritmo de la permeabilidad, por lo que las predicciones de permeabilidad en esas arenas pueden hacerse, con aceptable aproximación, utilizando la porosidad obtenida a partir de registros de pozos ó de núcleos. En carbonatos y arenas heterogéneas, sin embargo, las variaciones petrofísicas originadas por ejemplo por diagénesis, variación del tamaño de los granos y cementación, pueden alterar significativamente la relación directa y simple entre la porosidad y la permeabilidad.

El objetivo de este trabajo es presentar una metodología para obtener un valor más aproximado de la permeabilidad, ya que esta es la propiedad del yacimiento que tiene el impacto más significativo y directo sobre la trayectoria preferente del flujo de los fluidos. Al obtener un valor afinado de la permeabilidad se optimizará la caracterización del yacimiento, lo cual conlleva un beneficio muy importante en las operaciones diarias de control de explotación de hidrocarburos y en los estudios de simulación de yacimientos.

## RELACION DE FIGURAS Y TABLAS

<b>FIGURAS:</b>	pág.
Fig. I.1. Porosidad total, efectiva y no efectiva de una roca	3
Fig. I.2. Espacio poroso de la típica roca compuesta de arena fina intergranular	5
Fig. I.3. Típica roca carbonatada de yacimiento	6
Fig. I.4. Grupos de esferas uniformes para empacamientos cúbico y rombohedral	8
Fig. I.5. Clasificación de granos en arenas vistas bajo el microscopio	8
Fig. I.6. Imágenes de porosidad a partir de rayos X sobre núcleos de caliza	9
Fig. I.7. Imagen longitudinal de un fragmento del núcleo de una roca, obtenido en el campo Cantarell	9
Fig. I.8. Dibujo esquemático del filtro utilizado por Darcy en su experimento	12
Fig. I.9. Efectos de la forma y tamaño de grano en la permeabilidad	17
Fig. I.10. Fotografía de lámina delgada que muestra la variedad de formas y tamaños de granos de una roca sedimentaria	17
Fig. I.11. Molde que muestra el espacio poroso de una arena consolidada	18
Fig. I.12. Variación de la permeabilidad con el arreglo	18
Fig. I.13. Variación de la permeabilidad con material cementante	19
Fig. I.14. Muestreo de roca del yacimiento	21
Fig. I.15. Muestras pequeñas cortadas horizontal y verticalmente	22
Fig. I.16. Diagrama de equipo de presión constante	26
Fig. I.17. Situación del equipo en la etapa 6	27
Fig. I.18. Situación del equipo en la etapa 7	27
Fig. I.19. Situación del equipo en la etapa 8	28
Fig. I.20. Permeámetro de gas (Diagrama)	31
Fig. II.1. Ejemplos de perfiles de porosidad y permeabilidad de cuatro pozos preparados con datos de núcleos	36
Fig. II.2. Ejemplo de variación vertical de la porosidad y de la permeabilidad de una arenisca, obtenida con datos de núcleos	37
Fig. II.3. Comparación del perfil de porosidad, obtenido con datos de núcleos, con el registro neutrón	37

Fig. II.4. Gráfica $\phi$ - k en papel normal	39
Fig. II.5. Gráfica $\phi$ - k en papel semilogarítmico (semi-log)	39
Fig. II.6. Gráfica $\phi$ - k en papel doble logarítmico (log-log)	40
Fig. II.7. Correlación porosidad- permeabilidad obtenida con datos de núcleos	41
Fig. II.8. Relación entre porosidad y permeabilidad para muestras de calizas con granos pequeños	41
Fig. II.9. Relación entre porosidad y permeabilidad para rocas carbonatadas del Pensilvánico	42
Fig. II.10. Correlación porosidad-permeabilidad para caliza del campo Miquetla, Poza Rica, Ver.	42
Fig. II.11. Correlación porosidad-permeabilidad para núcleos del Carbonífero Superior	43
Fig. II.12. Correlaciones porosidad-permeabilidad obtenidas con datos de núcleos de dos formaciones	43
Fig. II.13. Correlación entre porosidad y permeabilidad	45
Fig. II.14. Correlación porosidad-permeabilidad de un yacimiento del Campo Ghawar	46
Fig. III.1. Mapa de localización del yacimiento North Robertson Unit.	50
Fig. III.2. Porosidad vs permeabilidad de todas las muestras de núcleos de ocho pozos del yacimiento North Robertson Unit, West Texas	51
Fig. III.3. Relaciones porosidad-permeabilidad para los principales ambientes de depósito	52
Fig. III.4. Relaciones porosidad-permeabilidad por tipo de roca. Muestras usadas en el análisis de geometría porosa	53
Fig. III.5. Correlación porosidad-permeabilidad para la formación Etive, pozo CN-29, Bloque IV, Campo Cormorant Norte	55
Fig. III.6. Porción de registros y correlación porosidad-permeabilidad separada por intervalos de la formación Etive, pozo CN-29, Bloque IV, Campo Cormorant Norte	55
Fig. III.7. Correlación porosidad-permeabilidad para la formación Etive, pozo CA-02, Campo Cormorant Sur	56
Fig. III.8. Porción de registros y correlación porosidad-permeabilidad separada por intervalos de la formación Etive, pozo CA-02, Campo Cormorant Sur	56
Fig. III.9. Gráfica de porosidad-permeabilidad, formación Etive, dos pozos en zona de aceite, Bloque IV, Campo Cormorant Norte	57
Fig. III.10. Gráfica porosidad-permeabilidad, dos pozos en la zona de aceite, datos separados por pozo, formación Etive, Bloque IV, Campo Cormorant Norte	57
Fig. III.11. Gráfica porosidad-permeabilidad, dos pozos en zona de agua, Bloque III, Campo Cormorant Norte	58

Fig. III.12. Gráfica porosidad-permeabilidad, dos pozos en la zona de agua, datos separados por pozo, formación Etive, Bloque III, Campo Cormorant Norte	58
Fig. III.13. Gráfica de porosidad-permeabilidad, formación Etive, un pozo perforado en zona de aceite y otro en zona de agua, Bloque II, Campo Cormorant Sur	59
Fig. III.14. Gráfica porosidad-permeabilidad, formación Etive, datos separados por pozo, un pozo en la zona de aceite y otro en la zona de agua, Bloque II, Campo Cormorant Sur	59
Fig. III.15. Porción de registro y gráfica porosidad-permeabilidad, formación Ness Inferior, Bloque I, Campo Cormorant Sur	60
Fig. III.16. Comparación de escalas de las gráficas porosidad-permeabilidad, formación Etive, pozo CA-02, Campo Cormorant Sur	60
Fig. III.17. Correlación porosidad-permeabilidad para todos los núcleos del pozo 3/3-3, Grupo Brent, Campo Ninian	63
Fig. III.18. Correlación porosidad-permeabilidad de núcleos para la formación Tarbert, pozo 3/3-3, Campo Ninian	63
Fig. III.19. Permeabilidad vs porosidad de núcleos para las formaciones Etive y Ness, pozo 3/3-3, Campo Ninian	64
Fig. III.20. Permeabilidad vs porosidad de núcleos para las formaciones Broom y Rannoch, pozo 3/3-3, Campo Ninian	65
Fig. III.21. Mapa de localización del Campo Prudhoe Bay mostrando el área NWFB y localización de los pozos nucleados utilizados en el estudio.	66
Fig. III.22. Gráficas porosidad-permeabilidad por zonas, NWFB, Campo Prudhoe Bay	67
Fig. III.23. Gráficas en escalas logarítmica y lineal de permeabilidades de núcleos y estimadas para un pozo nucleado del NWFB.	68
Fig. III.24. Porosidad-permeabilidad para varios grupos de tamaño de partícula (500-100 $\mu$ , 100-20 $\mu$ , < 20 $\mu$ ) en rocas carbonatadas no cavernosas	69
Fig. III.25. Correlación porosidad-permeabilidad para empacamientos de arena suelta	71
Fig. III.26. Correlación porosidad-permeabilidad para empacamientos de arena suelta.	72
Fig. III.27. Correlación general porosidad-permeabilidad obtenida para empacamientos y areniscas	73
Fig. III.28. Correlación porosidad-esfericidad en empacamientos	74
Fig. III.29. Correlación porosidad-redondez en empacamientos	74
Fig. IV.1. Permeabilidad vs porosidad de datos de núcleos, clasificados por facies, East Kalimantan, Indonesia	82

<b>Tablas:</b>	<b>pág.</b>
Tabla I.1. Rangos de permeabilidad en los yacimientos de petróleo	14
Tabla I.2. Tipos de muestras de roca que se toman en los yacimientos	20
Tabla. I.3. Protección y preservación de los núcleos	24
Tabla I.4. Información que debe enviarse al laboratorio junto con los núcleos	25
Tabla II.1. Porosidades y permeabilidades de muestras de calizas con grano fino del Cretácico	38
Tabla II.2. Ecuaciones para estimar la permeabilidad en función de la porosidad y de varios parámetros petrofísicos obtenidos en el laboratorio y en el campo	48

---

---

## CAPITULO I

### DEFINICIONES Y CONCEPTOS BÁSICOS

#### I.1 POROSIDAD ( $\phi$ )

La porosidad es uno de los parámetros de las rocas que más interesan al Ingeniero Petrolero, en especial al de Ingeniería de Yacimientos, debido a que da una idea de la capacidad de las rocas o formaciones para contener o almacenar fluidos, especialmente hidrocarburos.

La mayor parte de los yacimientos de hidrocarburos se encuentran en dos tipos de roca sedimentaria:

Rocas detríticas de origen terrígeno: arenas y areniscas,

Rocas calcáreas de origen químico o biológico: calizas y dolomías

La porosidad que se encuentra en arenas y carbonatos (rocas sedimentarias en las que se tiene la mayor parte de los yacimientos) se forma por efecto de varios procesos geológicos que se llevan a cabo a través del tiempo.

Las rocas sedimentarias consisten de conjuntos de granos de material sólido de diferente tamaño y con formas variadas, menor o mayormente cementados y entre los cuales hay espacios vacíos.

Los granos de las rocas sedimentarias nunca se acomodarán en forma perfecta. La presión de sobrecarga que experimentan estas rocas en el subsuelo, debida a los estratos suprayacentes, no es suficiente para lograr su compactación completa. A los espacios vacíos que quedan en la roca o capa se les llaman poros, intersticios, espacio poroso, o bien, estructura porosa. Este espacio poroso provee el lugar para almacenar los fluidos que se tengan en la formación (aceite, gas, agua). Entonces, dependiendo del tamaño y de la forma de los granos y de su ocurrencia o empaquetamiento será la porosidad que se tenga en la roca sedimentaria.

Cabe aclarar que la porosidad también se puede tener en los otros dos tipos de rocas existentes en la corteza terrestre. Aparte de presentarse en las rocas sedimentarias, comúnmente asociadas a la producción comercial de hidrocarburos, también llega a presentarse en las rocas ígneas y metamórficas. Aunque rara vez son de interés comercial estos tipos de formaciones, existen ejemplos interesantes de ellos en algunas partes del mundo

##### I.1.1 Definición.

Existen varias formas de definir a la porosidad, desde unas muy simples hasta otras más elaboradas, pero en esencia todas indican lo mismo. Es decir, coinciden en que es un espacio disponible en la roca, sirviendo como receptáculo para los fluidos presentes en ella. Así, la porosidad es definida como la relación

---

---

del espacio vacío en la roca al volumen total de ella. Esto es, como el volumen de poros por unidad volumétrica de roca o como la fracción del volumen total de una muestra ocupada por poros o huecos. Siendo así una medida del espacio vacío en la roca, expresado como fracción o porcentaje del total de la roca misma. Esta relación se puede expresar como sigue:

$$\phi = \frac{V_p}{V_r} \quad (1-1)$$

donde:

$V_r$  = Volumen de roca

$V_p$  = Volumen de poros

Como el volumen total de la roca es la suma del volumen de sólidos y del volumen de poros, la porosidad se puede expresar como:

$$\phi = \frac{V_r - V_s}{V_r} \quad (1-2)$$

donde:

$V_s$  = Volumen de sólidos

### 1.1.2 Clasificación de la porosidad.

Hablando propiamente de la acumulación de hidrocarburos, se hace necesario tener clasificaciones de porosidad atendiendo a diversos aspectos, como se verá a continuación.

Considerando la forma como el material cementante establece la distribución de los poros Fig. 1.1 se tienen las siguientes porosidades:

- Porosidad absoluta o total: Se define como el porcentaje del espacio total disponible respecto al volumen total de roca, sin tomar en cuenta si los espacios (poros) están interconectados o no. Se puede expresar como sigue:

$$\phi_a = \frac{V_{pc} + V_{pnc}}{V_r} \quad (1-3)$$



---

---

donde:

$V_{pc}$  = Volumen de poros conectados

$V_{pnc}$  = Volumen de poros no conectados

$V_r$  = Volumen de roca

- Porosidad efectiva. Se define como el porcentaje del espacio poroso interconectado con relación al volumen total de roca. Se expresa como:

$$\phi_e = \frac{V_{pc}}{V_r} \quad (1-4)$$

Este tipo de porosidad es el que interesa al Ingeniero Petrolero realmente, por la comunicación de los fluidos en el yacimiento. Visto de otra forma, es una medida de la capacidad que tiene la roca para manejar un volumen de fluidos. Así, entonces, se podrán tener porosidades absolutas grandes, pero no serían de interés si no existe comunicación entre los poros de la roca. A estas porosidades se puede agregar la "porosidad no efectiva", es decir, la debida a poros no comunicados o espacios porosos aislados.

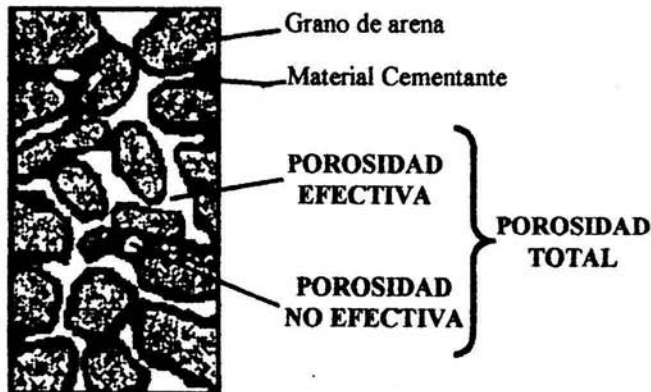


Fig. 1.1. Porosidad total, efectiva y no efectiva de una roca.<sup>1</sup>

Considérese ahora el origen o tiempo de depósito de los sedimentos. Desde el momento en que se forman las rocas quedan espacios vacíos dentro de

---

<sup>1</sup>Referencias al final.

---

---

ellas. Parte de estos poros quedan comunicados y parte quedan aislados por diversos factores geológicos al formarse la roca. Al paso del tiempo, puede modificarse el espacio poroso por fenómenos que se presentan en la roca. Así es que atendiendo al tiempo de depósito o modo de origen y a fenómenos posteriores, se tienen las siguientes porosidades:

- Porosidad Primaria: Se refiere a aquella adquirida al tiempo de depósito y litificación del material, es decir, en la diagénesis. Esto es, a los espacios vacíos que quedan entre los granos y fragmentos minerales en la roca. A esta porosidad también se le conoce con los nombres de porosidad original, intergranular, sucrosica o de matriz.
- Porosidad Secundaria: Es aquella que adquiere la roca una vez que han actuado en ella ciertos procesos geológicos (mecánicos) o fenómenos químicos. Estos pueden actuar por separado o en conjunto, asumiéndose que esto ha sido posterior a la litificación de la roca misma. También se le llega a llamar porosidad inducida.

Si se asocian las porosidades primaria y secundaria con los diferentes tipos de rocas, la porosidad primaria es típica de arenas, aunque también los carbonatos pueden presentar este tipo de porosidad. En las arenas es representada por la porosidad intergranular mientras que en las calizas se ejemplifica por las porosidades intercrystalina y oolítica.

La porosidad intergranular es el espacio que queda después de que la porosidad inicial ha sido reducida por agentes geológicos diagenéticos tales como consolidación, cementación, recristalización, etc.

En la Fig.1.2 se presentan fotografías de rocas que tienen esencialmente porosidad intergranular. La configuración del poro es compleja, pero los poros están relativamente distribuidos de manera uniforme. Las configuraciones complejas de poros se originan a partir de la interacción de muchos factores en el desarrollo geológico de la depositación. Estos factores incluyen el empaquetado y distribución del tamaño de las partículas de la estructura, el tipo de material intersticial y el tipo y grado de cementación.



Fig.1.2. Espacio poroso de la típica roca compuesta de arena fina intergranular<sup>2</sup>

La porosidad secundaria se presenta principalmente en rocas calizas y dolomitas o cualquier otra roca con presencia de cavernas, fracturas y fisuras como se observan estas últimas en algunas lutitas también.

Los fenómenos químicos mencionados se deben principalmente a la acción de las aguas subterráneas que reaccionan con la roca. Cabe mencionar que la porosidad primaria es importante en las calizas, ya que coadyuva a la acción de las aguas subterráneas en el trabajo de solución y depositación de los minerales. En tanto que los fenómenos mecánicos, son fenómenos tectónicos o de diastrofismo que se llevan a cabo en el medio ambiente y afectan a la roca.

En cuanto a los carbonatos, es importante señalar que los poros o vacíos que se tienen son conformados por los siguientes espacios: 1)intergranulares, 2)intercristalinos, 3)fisuras y fracturas, 4)vugulares. Todos estos pueden estar presentes o no al mismo tiempo en la roca; agruparse paralelamente o en serie, o como combinación de ambos. Por ello es difícil analizar o predecir el comportamiento en los carbonatos.

---

---

Los materiales que tienen una porosidad inducida tales como las rocas carbonatadas, como se muestran en la Fig.1.3, tienen aún mayor complejidad en la configuración del poro. De hecho dos o más sistemas de abertura de los poros puede ocurrir en tales rocas. El material básico de la roca es usualmente fino y cristalino y se refiere a la matriz. La matriz contiene poros pequeños uniformemente abiertos. Las fracturas también pueden ser muy grandes y contribuir sustancialmente al volumen de poro en la roca, pero estos también pueden cerrarse parcialmente por la precipitación de calcita o de otro material similar.

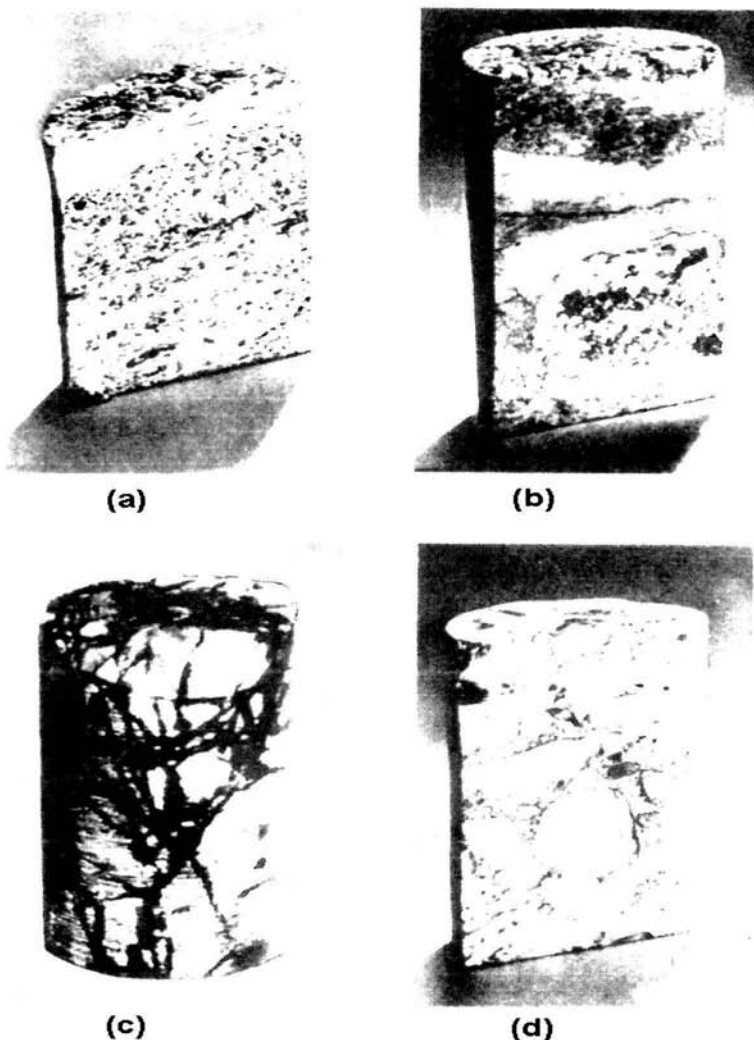


Fig.1.3. Típica roca carbonatada de yacimiento, a)porosidad vulgar, b)porosidad vulgar con pin-point, c) dolomita densa fracturada, d)conglomerado.<sup>3</sup>

---

---

### I.1.3 Factores que definen, afectan o modifican la porosidad de las rocas.

La porosidad de una roca es influenciada y/o afectada, en mayor o menor grado, por los fenómenos que a continuación se mencionan. Dichos factores pueden actuar individual o conjuntamente en la roca:

- **Cementación** (tipo de cementante: sílice, arcilla y carbonato). Reduce la porosidad al depositarse materia cementante entre los poros. Se ha encontrado que el sílice es el cementante que reduce más la porosidad, mientras que la arcilla y el carbonato no la afectan tan severamente. La cementación puede reducir el porcentaje de porosidad inicial de 30 ó 40% hasta un 10 ó 20% final.
- **Recristalización**. Este fenómeno puede disminuir grandemente la porosidad existente debido a que convierte la roca en un agregado denso de cristales entrelazados. Aunque por otra parte se dice que este factor no tiene mucha influencia en las arenas.
- **Granulación y molimiento**. Este aspecto se presenta en los granos de la roca conforme aumenta la profundidad, originando que disminuya la porosidad. Así, al aumentar la profundidad y por lo tanto la compactación, las rocas sufren granulación, manifestándose los efectos de la presión de sobrecarga en el molimiento de los granos minerales.
- **Fracturamientos (fisuras)**. Las fracturas y las fisuras contribuyen a aumentar la porosidad en ciertas formaciones más o menos compactas, aunque en los carbonatos a lo que ayudan más es a incrementar la facilidad de flujo de fluidos en la roca.
- **Lixiviación (acción química)**. La porosidad se incrementa o disminuye dependiendo de las aguas circulantes en el medio poroso. Aguas ligeramente ácidas pueden disolver los sólidos y agrandar los espacios porosos. Aguas con alto contenido de minerales tienden a disminuir la porosidad. Aguas ricas en sales de magnesio pueden sustituir al calcio, reduciéndose el volumen de la matriz y aumentando el volumen poroso.
- **Arreglo o empaqueamiento**. La porosidad varía dependiendo del empaque de los granos que la roca posee. Por ejemplo, considerando empaques con esferas uniformes (Fig. I.4). No importa el tamaño, un empaque cúbico tiene una porosidad aproximada de 47.6%, mientras que en uno rombohedral la porosidad se verá disminuida a un 25.9%, más o menos. Por tanto, al incrementarse el ángulo del empaqueamiento mayor será la porosidad del mismo. Este ángulo variará entre 60 y 90 grados, para estos empaques en laboratorio, marcando así valores límite superiores

de porosidad intergranular que puede llegar a tener una roca.

- Distribución, tamaño y forma del grano. Estos afectarán la porosidad dependiendo de la uniformidad de los granos, así como de la distribución de éstos. Por ejemplo, si los granos de la roca son más redondeados que angulosos la porosidad puede ser menor. Si el tamaño de éstos varía mucho, entonces la porosidad se puede ver disminuida grandemente.

En las Figs. 1.5, 1.6 y 1.7 se pueden apreciar estos factores del último punto en forma gráfica solo que visto para el caso de la permeabilidad, otra propiedad importante que se analiza también en este trabajo.

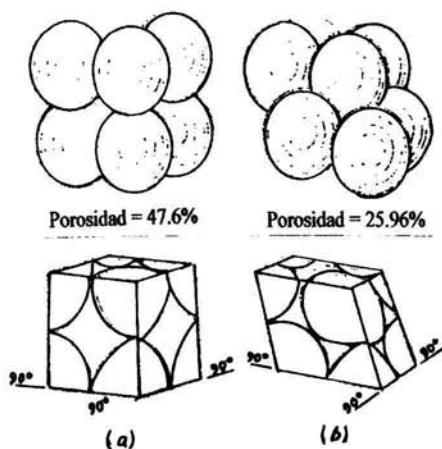


Fig.1.4. Grupos de esferas uniformes para empaques cúbico y rombohedral. a) Cúbico y b) Rombohedral ó empaque cerrado.<sup>3</sup>

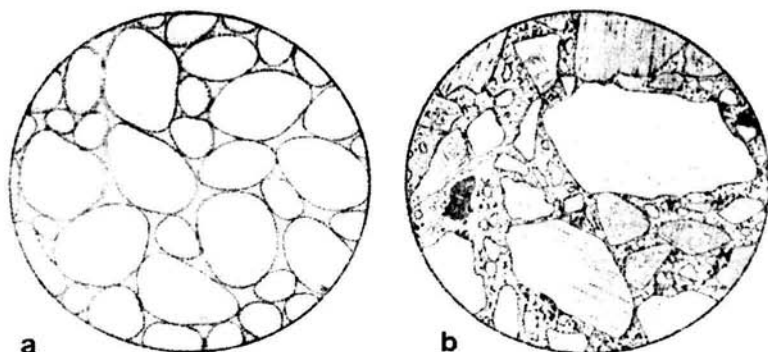


Fig.1.5. Clasificación de granos en arenas vistas bajo el microscopio. a) cuarzo con carbonato como cemento y b) Granos de cuarzo, feldespato y fragmentos de roca, los espacios entre los granos contienen arcilla y limo.<sup>4</sup>

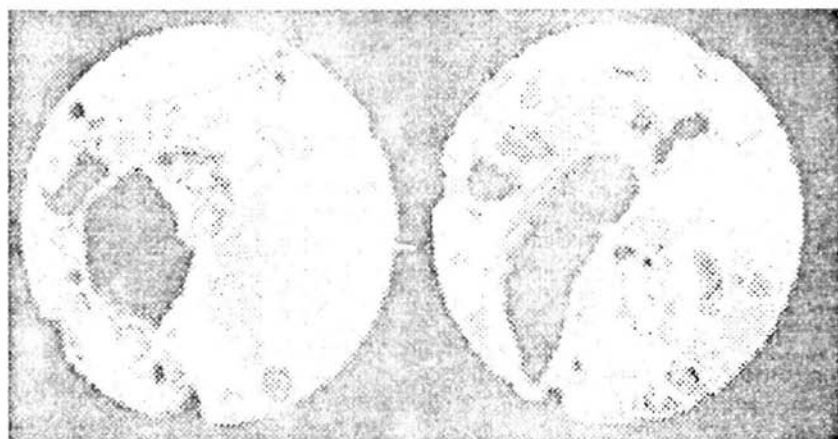


Fig. I.6. Imágenes de porosidad a partir de rayos X sobre núcleos de caliza.<sup>5</sup>

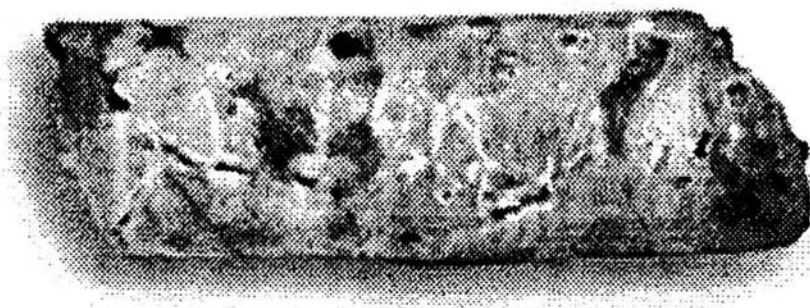


Fig.I.7. Imagen longitudinal de un fragmento del núcleo de una roca, obtenido en el campo Cantarell.<sup>5</sup>

---

---

Debe considerarse que las altas temperaturas y la presencia de soluciones alcalinas ayudan a la compactación y cementación de la roca y por lo tanto alteran la porosidad también. De la cementación es importante mencionar que para materiales intergranulares con una cementación pobre a moderadamente buena, la porosidad total ( $\phi_t$ ) es prácticamente la misma que la porosidad efectiva ( $\phi_e$ ); en tanto que para materiales con un grado más alto de cementación y para calizas, la diferencia entre tales porosidades puede ser considerable.

La influencia de estos factores puede ser evaluada como una tendencia estadística. Sin embargo, una evaluación cuantitativa de la porosidad resultante a partir de la interacción de varios factores es posible solo por mediciones en laboratorio.

Así, las arenas y areniscas tienen un rango de porosidades del 8 al 39%, con un promedio, en el mundo, de 18%. Los carbonatos tienen un rango mucho menor de porosidad, varían del 3 al 15%, con un promedio del 8%, más o menos. Las lutitas pueden llegar a tener porosidades tan altas como un 40%, pero los yacimientos que llegan a producir en este tipo de rocas tienen una porosidad efectiva, con sistemas de fracturas, del 1 al 4%.

Se considera generalmente que la porosidad es:

- Muy baja, si  $\phi < 5\%$
- Baja, si  $5 < \phi < 10\%$
- Buena, si  $10 < \phi < 20\%$
- Muy buena, si  $\phi > 20\%$



---

---

## **I.2 PERMEABILIDAD (K).**

La permeabilidad es otro de los parámetros de las rocas que más interesan y se determinan en la Ingeniería Petrolera. Es tan importante como la porosidad para el Ingeniero de Yacimientos, debido a que no solamente interesa saber la cantidad de fluidos que contiene el yacimiento, sino también la facilidad con la que fluirán a través del sistema poroso al pozo. El primero en estudiar este concepto fue Henry Darcy (1856) al investigar el flujo de agua a través de filtros de arena para la purificación de agua. Estableció una relación para el flujo de fluidos en un medio poroso y sus estudios fueron retomados, aplicándose en el desarrollo de varias industrias, como la petrolera.

La permeabilidad está ligada, entonces, a la porosidad pero a la porosidad efectiva porque para que exista permeabilidad debe haber interconexión de los espacios vacíos. Los espacios pueden ser fracturas o poros en la roca pero siempre interconectados, dado que la roca puede tener porosidad mas no necesariamente permeabilidad. Generalmente se piensa que a mayor porosidad corresponde mayor permeabilidad, pero esto no es una regla. Por ejemplo, hay formaciones con porosidad primaria altamente porosas pero con granos muy pequeños, como algunas arenas, por lo que sus conductos tenderán a ser muy pequeños, lo cual disminuye la permeabilidad. Sin embargo, otras formaciones con porosidades primarias no muy grandes tienen algunas veces permeabilidades muy altas debido a los sistemas de fracturas que probablemente contienen, como es el caso de las formaciones calcáreas fracturadas.

La permeabilidad se modifica si hay una reacción entre el fluido y la roca. Se presenta una reducción en la permeabilidad para cada fase cuando están presentes varios fluidos. La permeabilidad depende de las dimensiones del espacio poroso y de su configuración. Las areniscas con grandes poros tienen alta permeabilidad, mientras que areniscas con grano muy fino tienen baja permeabilidad; una caliza oolítica tendrá alta permeabilidad y una caliza intercrystalina tendrá muy baja permeabilidad.

En un medio naturalmente poroso, la permeabilidad puede variar con la dirección del flujo. Observaciones hechas en laboratorio sobre rocas sedimentarias, han encontrado que la permeabilidad en el sentido horizontal es mayor que en el sentido vertical. Más aún, se ha determinado que la permeabilidad es una propiedad altamente direccional en la mayoría de los yacimientos. Es decir, si la permeabilidad se mide en dirección paralela al plano de estratificación de la roca, se ha notado que su valor llega a variar bastante cuando es medida en diferentes direcciones, con respecto a un mismo nivel de referencia.

### **I.2.1 Definición.**

La permeabilidad es una propiedad del medio poroso, que indica la capacidad del medio para transmitir fluidos; entonces, se puede decir que la permeabilidad es una medida de la conductividad de una roca. También puede

definirse como la facilidad que tiene una roca para permitir el paso de fluidos a través de ella. Así, el grado de permeabilidad de una roca estará definido de acuerdo a la facilidad que presente para el paso de fluidos a través de ella.

Ya se dijo que Darcy fue el primero en utilizar y estudiar el término permeabilidad (resultado de un descubrimiento empírico). Experimentando con filtros de arena (Fig. 1.8) encontró que el gasto a través del empaque de arena era proporcional a la carga hidrostática del fluido ( $\rho gh$ ), más una presión ( $P$ ) ejercida sobre la superficie libre del líquido, que causa el movimiento del fluido en una longitud ( $L$ ) dada, a través de una sección transversal de área ( $A$ ) perpendicular a la dirección de flujo. La constante de proporcionalidad ( $k$ ) es la permeabilidad.

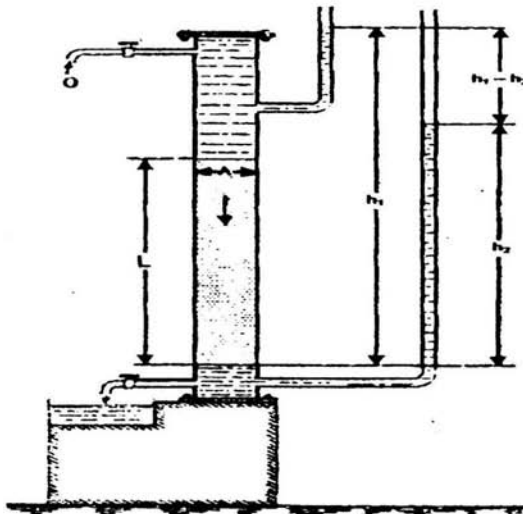


Fig.1.8. Dibujo esquemático del filtro utilizado por Darcy en su experimento.<sup>3</sup>

La forma elemental de la ecuación de Darcy es:

$$q = Ak \frac{(\Delta P + \rho gh)}{L} \quad (1-5)$$

donde  $h$  es la altura medida sobre un nivel constante de referencia,  $\rho$  es la densidad del fluido y  $g$  la aceleración de la gravedad. Darcy solo consideró agua, no pudiendo así aplicarse de forma general a otros campos relacionados

---



---

con el flujo de fluidos. Investigaciones posteriores ya consideran otros fluidos tomando en cuenta el efecto de la viscosidad ( $\mu$ ). Introduciendo este término se observa que es inversamente proporcional al gasto del fluido. Por lo que la ecuación de Darcy adquiere una forma más general:

$$q = \frac{Ak(\Delta P + \rho gh)}{\mu L} \quad (1-6)$$

Ahora si  $L$  se mide en una cierta dirección y el ángulo de buzamiento con la horizontal es  $\alpha$  entonces  $h = L(\sin \alpha)$  y la ecuación queda como sigue:

$$q = A \frac{k}{\mu} \left( \frac{\Delta P}{L} + \rho g \sin \alpha \right) \quad (1-7)$$

Donde  $\Delta P / L$  es el gradiente de presión en la dirección de flujo y a  $\alpha$  se le considera positivo cuando el flujo es buzamiento arriba o negativo cuando es buzamiento abajo. En esta ecuación de flujo presentada, la velocidad que se obtiene al dividir el gasto por el área, no es la velocidad real, es solo aparente ya que no toda la sección del área transversal está disponible para el flujo del fluido. Ahora, si se quiere conocer la velocidad de flujo real en el medio poroso, se tendrá que dividir entre la porosidad.

Otra expresión de la ecuación de Darcy, en su forma general, es la presentada en el Código 27 del API que se muestra a continuación:

$$v_s = -\frac{k}{\mu} \left( \frac{dP}{ds} - g\rho \frac{dz}{ds} \right) \quad (1-8)$$

donde:  $s$  = distancia en la dirección de flujo  
 $v_s$  = movimiento de un volumen a través de un área unitaria del medio poroso por unidad de tiempo en la dirección de flujo  $s$ .  
 $dP/ds$  = gradiente de presión a través de  $s$  en el punto al cual  $v_s$  es referido  
 $dz/ds = \sin \theta$ , donde  $\theta$  es el ángulo entre  $s$  y la horizontal.

---

---

Es importante mencionar que Darcy estableció su ecuación con base en las siguientes premisas: 1)roca homogénea, 2)roca o medio no reactivo, 3)medio saturado 100% por un fluido homogéneo en una fase, 4)fluido Newtoniano, 5)flujo incompresible, 6) flujo laminar, 7)estado estacionario y 8)temperatura constante.

Un análisis dimensional de la ecuación (I-8), considerando flujo lineal horizontal muestra que la unidad resultante para la constante de proporcionalidad  $k$  del medio poroso es  $L^2$ . En el Sistema Internacional de Unidades (SI, o métrico) su unidad es el metro cuadrado ( $m^2$ ), que es una unidad muy grande para medir la permeabilidad. Por tanto, en la Industria Petrolera, por cuestiones prácticas, se adoptó al Darcy como unidad estándar ( $1 \text{ Darcy} = 0.987 \times 10^{-12} m^2$ ).

Se tiene un Darcy de permeabilidad cuando en un medio poroso saturado 100% por un fluido de viscosidad igual a 1 cp, éste fluye a un gasto de  $1 \text{ cm}^3/\text{seg}$  a través de una sección transversal de  $1 \text{ cm}^2$ , bajo una caída de presión de 1 atm por centímetro o un gradiente hidráulico equivalente. Como el Darcy es una unidad muy grande, se acostumbra utilizar el milidarcy (mD o md), para indicar la permeabilidad de las rocas en los yacimientos petroleros. Estas permeabilidades pueden variar desde 0.1 md hasta cantidades tan grandes como 10,000 md (Tabla I-1).

Clasificación	k(md)
Pobre	0.1 - 15
Moderada	15 - 50
Buena	50 - 250
Muy buena	250 - 1000
Excelente	1000 o más

Tabla I-1. Rangos de Permeabilidad en los yacimientos de petróleo.

### I.2.2. Clasificación.

La permeabilidad puede ser clasificada de acuerdo a las características del medio poroso, al contenido de fluidos en la roca y también de acuerdo a la forma de flujo que se tiene. A continuación se describen los tipos de permeabilidad que se manejan en la ingeniería petrolera para las rocas de los yacimientos:

- Permeabilidad absoluta ( $K_a$ ): Esta es la permeabilidad que depende exclusivamente de las características físicas de la roca, por ejemplo, en rocas sedimentarias dependerá del tamaño y forma del grano, variación del tamaño de los granos, empacamiento, grado de cementación y consolidación, aspectos que establecen la geometría del medio poroso. En esta permeabilidad solo se considera un fluido mojante presente en el medio poroso saturándolo al 100%. Esto es, si se tiene un solo fluido homogéneo en el medio poroso, entonces la permeabilidad que se tiene no variará considerando

---

---

que el fluido no reaccione con el medio. A este tipo de permeabilidad se le llama también permeabilidad específica o intrínseca, permeabilidad al líquido o de Klinkenberg (cuando se mide utilizando gas) y es una propiedad exclusiva de la roca.

- Permeabilidad a un fluido ( $K_f$ ): Indica la facilidad con la que un fluido puede moverse a través de un medio poroso cuando está saturado 100% con tal fluido. Puede tenerse:  $K_g$ ,  $K_o$ ,  $K_w$ , en pruebas de laboratorio pero en el yacimiento solo puede existir  $K_w$ .
- Permeabilidad al líquido ( $K_L$ ): Es la permeabilidad de un medio poroso obtenida con el método de Klinkenberg. El valor de la  $K_L$  es prácticamente igual al de la  $K_a$ .
- Permeabilidad efectiva a un fluido ( $K_{ef}$ ): Es la permeabilidad del medio poroso a un fluido circulante en un estado determinado de saturación menor a 100%. Puede tenerse  $K_{eg}$ ,  $K_{eo}$ ,  $K_{ew}$ .  
Es común que en el medio poroso de un yacimiento se tiene presente más de un fluido, es decir, dos fases por lo menos en el sistema. Entonces, la permeabilidad efectiva es la permeabilidad a un fluido en particular, ya sea este aceite, gas o agua. Dicho de otra manera, la permeabilidad efectiva a un fluido es la conductividad del medio poroso a éste, cuando existe una cierta saturación del medio, menor de 100%, de dicho fluido. Cuando se tiene esta permeabilidad los fluidos en la roca se interfieren en lo que respecta a su flujo. Esta permeabilidad, no solo depende de la roca, sino también de las cantidades y propiedades de los fluidos presentes en ella. Estas permeabilidades cambiarán en función de la variación de las saturaciones que se tengan. Se ha encontrado que:  $0 \leq K_{ef} \leq K_a$ .
- Permeabilidad relativa a un fluido ( $K_{rf}$ ): Es la relación entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta. Puede tenerse  $K_{rg}$ ,  $K_{ro}$ ,  $K_{rw}$ .  
En un yacimiento petrolero es la relación de la permeabilidad efectiva a cualquier fluido (aceite, gas o agua) a la permeabilidad absoluta ( $K_{rf} = K_{ef} / K_a$ ). Se expresa en fracción, pues nunca es mayor a uno ( $0 \leq K_{rf} \leq 1$ ). Esta permeabilidad, en otras palabras, indica la facilidad de flujo de un fluido a través de la roca, en presencia de otro u otros fluidos comparado con la facilidad de flujo que se tendría si únicamente fluyera un fluido y pudiera tenerse la permeabilidad absoluta.

### **1.2.3. Factores que definen, afectan o modifican la permeabilidad de las rocas.**

Existen diversos factores que establecen o modifican la permeabilidad y la mayoría son factores que afectan la porosidad efectiva. La porosidad efectiva es debida a la interconectividad de los poros en la roca, por lo que se relaciona directamente con la permeabilidad. Por tanto, la permeabilidad es afectada de la

---

---

misma forma que la porosidad efectiva. A continuación se mencionan los factores que tienen mayor influencia en la permeabilidad de rocas sedimentarias.

- Tamaño y forma de los granos. Estas son importantes características que influyen en la medida de las aberturas entre los granos (Figs. I.9, I.10, I.11)
- Distribución (orientación) de los granos. Puede reducir o incrementar de manera significativa la permeabilidad. Por esto se dice que la permeabilidad es una propiedad direccional.
- Arreglo o empaquetamiento de los granos. Este puede decirse que es el acomodo de los granos o su distribución en el espacio (Fig. I.12).
- Grado de cementación y consolidación (Litificación).
- Fracturamiento de la roca. Incrementa definitivamente los canales de flujo del sistema.

Estos factores ya se han mencionado anteriormente, ahora son tomados para el caso de la permeabilidad. Dichos factores generalmente actúan conjuntamente para establecer la magnitud y la geometría del espacio poroso. Para ejemplificar su influencia considérense los siguientes casos:

Atendiendo a la forma de flujo, se dice que se tiene una permeabilidad horizontal y una vertical en el yacimiento. Generalmente, la permeabilidad horizontal tiende a ser mayor (considerando capas paralelas) que la vertical. Esto podría variar dependiendo de las características del yacimiento, es decir, si es fracturado y las fracturas se tienen en la misma dirección (verticalmente) o si se tiene una segregación gravitacional fuerte, actuando en él.

Si se tienen granos elongados y grandes, uniformemente acomodados, con las superficies mayores depositadas horizontalmente, entonces la permeabilidad en el sentido horizontal será algo grande mientras que en el sentido vertical ésta será de media a grande, pero siempre menor a la horizontal.

Si el grano es más redondeado y uniforme, la permeabilidad puede ser alta en ambos sentidos y más o menos del mismo valor. Considerando granos más pequeños, la permeabilidad se ve disminuida generalmente, si ningún otro factor influye, debido a que los canales de flujo se ven reducidos, dificultando así el flujo. Si los granos son de forma más o menos plana y son depositados con sus lados planos no uniformemente posicionados y en direcciones arbitrarias, entonces la permeabilidad puede llegar a ser grande. Estos ejemplos se pueden ver gráficamente en las siguientes figuras (I.9 a la I.12):

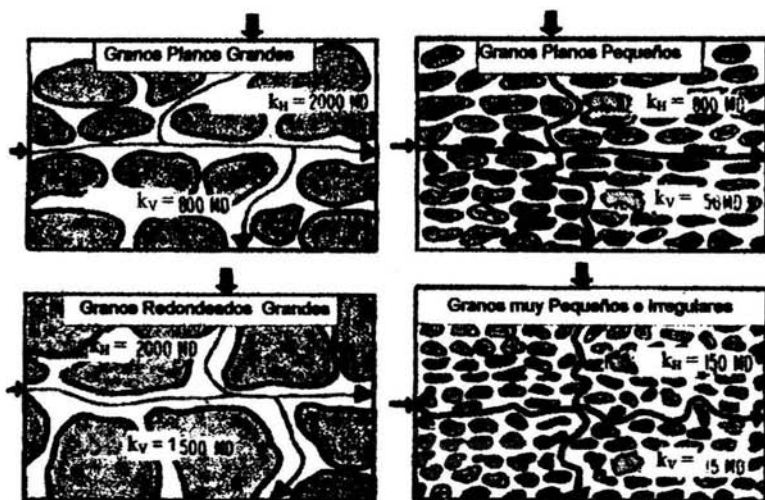


Fig.I.9. Efectos de la forma y tamaño de grano en la permeabilidad.<sup>6</sup>

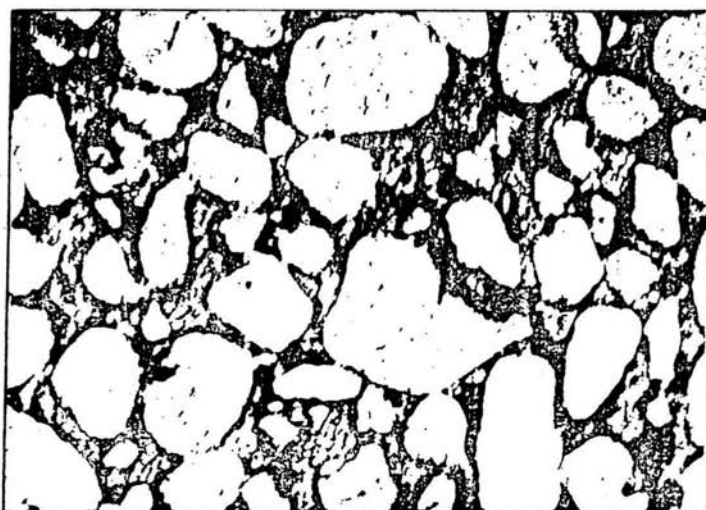


Fig. I.10. Fotografía de lámina delgada que muestra la variedad de formas y tamaños de granos de una roca sedimentaria (las partes blancas son los granos).<sup>7</sup>



Fig.I.11. Molde que muestra el espacio poroso de una arena consolidada<sup>3</sup>

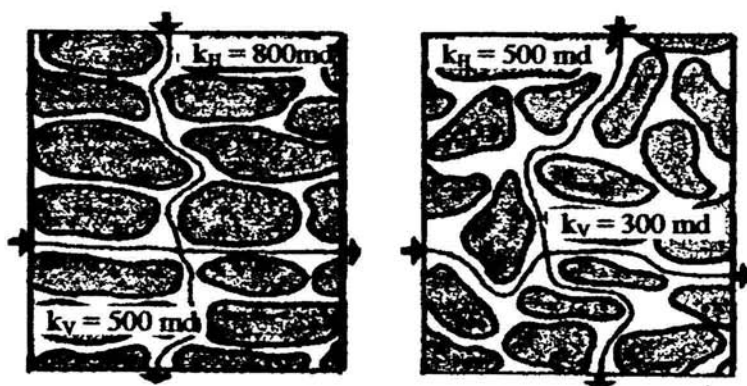


Fig. I.12. Variación de la permeabilidad con el arreglo.<sup>6</sup>



---

---

El material cementante afecta a la permeabilidad, dependiendo del grado o cantidad de tal material depositado, así como de la distribución de este a través del medio poroso (Fig. I.13). Si se tiene una distribución uniforme del material cementante, la permeabilidad disminuye pero en igual grado disminuye la porosidad del sistema; en cambio, si el material es acumulado principalmente en las entradas o gargantas de los poros, entonces la permeabilidad será grandemente afectada mientras que la porosidad puede permanecer prácticamente inalterada.

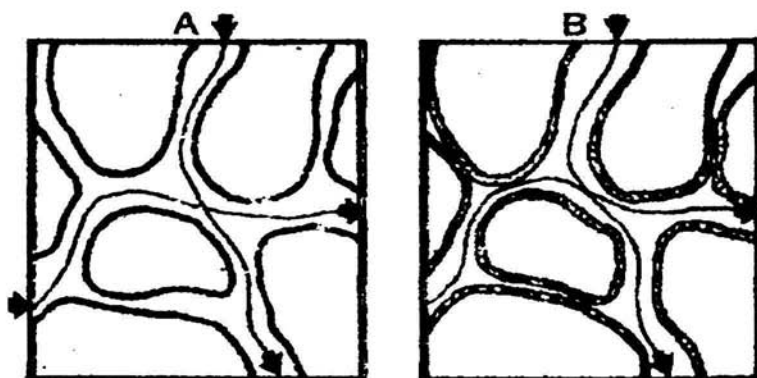


Fig.I.13. Variación de la permeabilidad con material cementante.<sup>6</sup>

También es de gran importancia considerar la presencia de arcillas, así como la cantidad, el tipo y la distribución de éstas en la roca. Generalmente las arcillas se hidratan en presencia de agua, lo que restringe el flujo, por tanto, la permeabilidad disminuye. Si se tiene agua dulce en el medio poroso, ésta tiende a reaccionar con las arcillas, especialmente del tipo montmorillonita, lo cual reduce en forma substancial la permeabilidad, si es que no se obstruyen totalmente los canales de flujo. En cambio, si se tiene agua salada o salobre, esta tiene una salinidad semejante a la del agua congénita, por tanto, esta agua no reaccionará con las arcillas.

El pH del agua también influye considerablemente en la floculación de las arcillas, así aguas con un pH bajo causan floculación en las arcillas generalmente. También se ha visto que la permeabilidad a aguas de bajo pH es mayor que a aguas alcalinas.

---

---

### I.3. DETERMINACIÓN DE LA POROSIDAD Y DE LA PERMEABILIDAD DE LAS ROCAS EN EL LABORATORIO.

#### I.3.1. Aspectos generales.

Las muestras de roca de los yacimientos petroleros que se envían al laboratorio para su análisis pueden tomarse tanto en la superficie como en el subsuelo, ver Fig. I.14, originando cuatro tipos de muestras, cada una con marcadas ventajas y desventajas, como se indica en la Tabla I.2

LUGAR DE MUESTREO	TIPÓS DE MUESTRA	CARACTERÍSTICAS DE LAS MUESTRAS
A.-SUPERFICIE	A.1.-RECORTES DE PERFORACION	-MUESTRAS DE VOLUMEN PEQUEÑO A MUY PEQUEÑO -ANALISIS GEOLÓGICOS Y PETROFÍSICOS LIMITADOS -BAJO COSTO
	A.2.-AFLORAMIENTOS	-MUESTRAS DE VOLUMEN MUY GRANDE -ROCA INTEMPERIZADA -ANALISIS GEOLÓGICOS Y PETROFÍSICOS AMPLIOS -COSTO REGULAR
B.-SUBSUELO	B.1.-NUCLEOS DE PARED DEL POZO	-MUESTRAS DE VOLUMEN PEQUEÑO -ANALISIS GEOLÓGICOS Y PETROFÍSICOS LIMITADOS -COSTO ELEVADO
	B.2.-NUCLEOS DE FONDO DEL POZO	-MUESTRAS DE VOLUMEN GRANDE -ANALISIS GEOLÓGICOS Y PETROFÍSICOS AMPLIOS -COSTO ELEVADO O MUY ELEVADO

Tabla I.2.-Tipos de muestras de roca que se toman de los yacimientos.<sup>8</sup>

---

---

Aunque de todos estos tipos de muestras de roca se obtiene información aplicable en la caracterización de yacimientos, de acuerdo al tema de esta tesis sólo se consideran los núcleos de fondo.

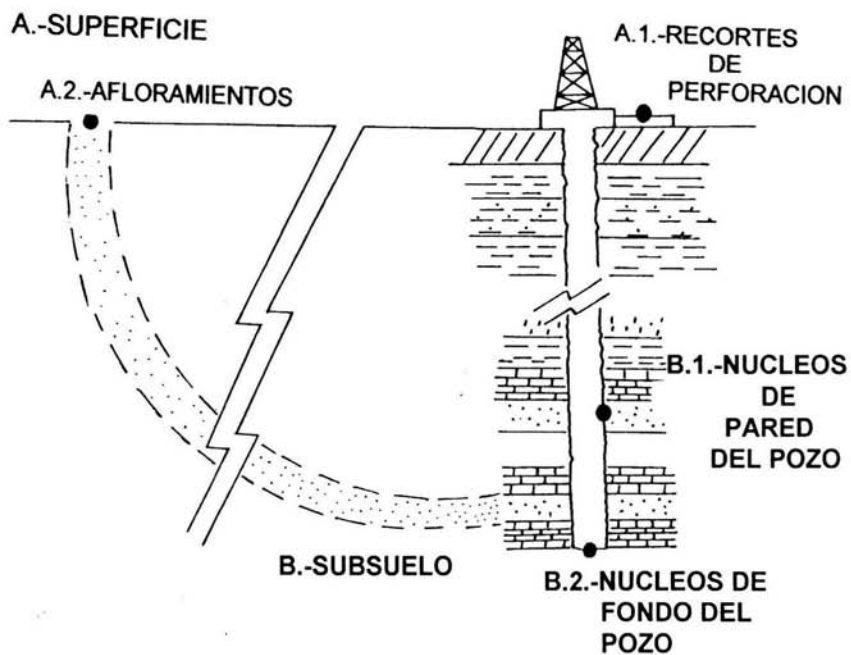


Fig. I.14. Muestreo de roca del yacimiento.<sup>8</sup>

---

---

Se han diseñado equipos y herramientas para cortar núcleos de fondo en los distintos tipos de roca que contienen hidrocarburos, por lo que se dispone de equipos para nuclear formaciones con porosidad primaria, ya sean consolidadas o deleznales, así como para formaciones con porosidad secundaria debida a la presencia de fisuras, fracturas y/o cavernas. Además, existen diseños de equipos para cortar núcleos que conservan los fluidos del yacimiento.

En vista de que en este trabajo se analiza básicamente el comportamiento de algunas propiedades petrofísicas de yacimientos en formaciones consolidadas con porosidad primaria, es al tipo de roca que principalmente se hace referencia.

Terminada la operación de corte del núcleo de fondo y teniendo el muestreador en la superficie, se saca el núcleo del equipo, se marcan las profundidades correspondientes en los extremos, identificando la posición dentro del intervalo nucleado de cada tramo de núcleo si éste se fraccionó, y se empaqa para enviarse al laboratorio. Todas estas operaciones se deben hacer con mucho cuidado para no dañar los núcleos. En la Tabla I.3 se presentan formas de proteger y preservar los núcleos.

Es necesario que se envíe al laboratorio, junto con los núcleos, información muy importante para realizar los análisis en forma apropiada y para que los resultados se puedan aplicar en los diversos estudios que se lleven a cabo al yacimiento en el que se cortaron los núcleos. En la Tabla I.4 se indica la información que debe enviarse con los núcleos.

Los análisis de laboratorio se realizan de acuerdo a secuencias establecidas para los diversos tipos de roca. Una secuencia de análisis para formaciones consolidadas con porosidad primaria que proporciona información valiosa para caracterizar los yacimientos es la que se muestra en el Diagrama I.1.

De acuerdo a la secuencia mencionada, después de seleccionar los tramos por analizar, se cortan e identifican las muestras pequeñas. Es común cortar dos muestras cilíndricas de 1 ó 1.5 pulgadas tanto de diámetro como de longitud a intervalos de 50 cm. Una de las muestras se corta en posición horizontal y la otra en posición vertical, como se muestra en la Fig. I.15.

Después de que a las muestras pequeñas se les han extraído los fluidos, se someten a secado en horno y posteriormente se conservan en desecadores, mientras no se les esté realizando alguna prueba de laboratorio.

Las primeras pruebas que se llevan a cabo son para conocer la magnitud de la porosidad efectiva y de la permeabilidad absoluta, ambas propiedades dependen exclusivamente del medio poroso y son consideradas como básicas de las rocas sedimentarias.

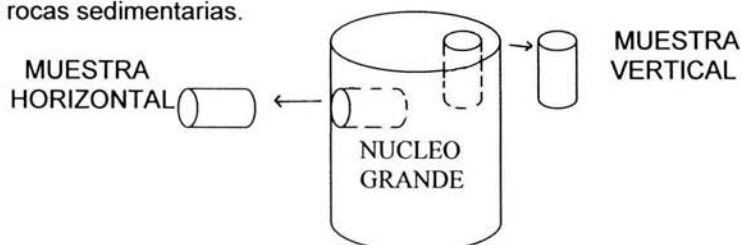
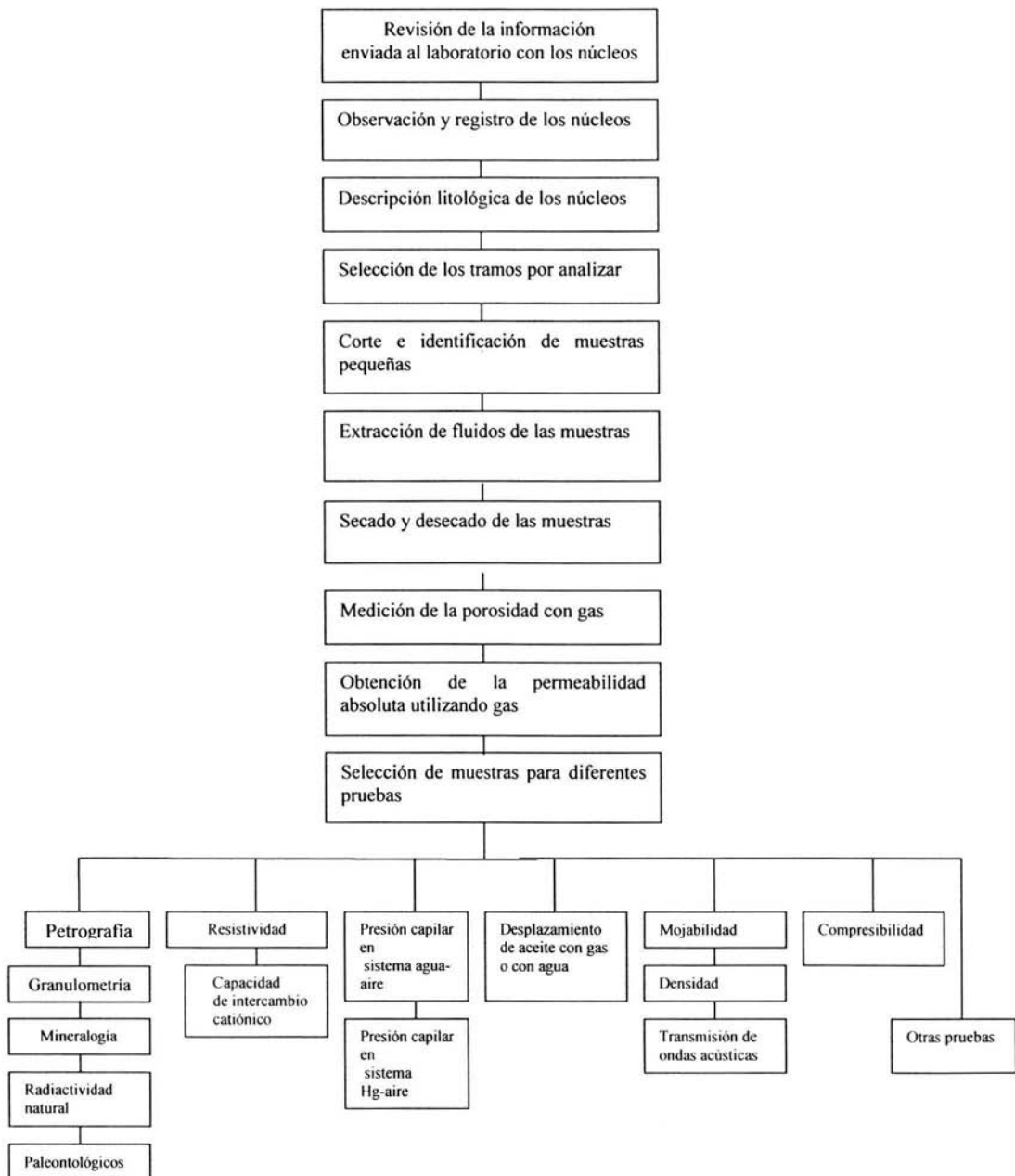


Fig. I.15. Muestras pequeñas cortadas horizontal y verticalmente<sup>8</sup>.

DIAGRAMA I.1.-Secuencia de análisis de laboratorio para formaciones consolidadas con porosidad primaria. Se utilizan muestras pequeñas.<sup>8</sup>



---

---

Tabla I.3.-Protección y preservación de los núcleos.

Los núcleos deben protegerse (empacarse) para evitar que se dañen durante su transporte del pozo al laboratorio; también deben preservarse para que no se alteren durante el tiempo que permanezcan almacenados en el laboratorio, antes de ser analizados.

Algunas formas de proteger y preservar los núcleos son las siguientes:

- A.-Empacar con cajas de lámina, madera, cartón o algún otro material resistente.  
Antes de empacarse, los núcleos deben envolverse con un material no absorbente (plástico). Colocados los núcleos en las cajas, se rellenan los huecos con algún material ligero para evitar el movimiento de los núcleos.
- B.-Empacar en tubos de metal (acero, aluminio) o de plástico.  
Los tubos deben tener un diámetro interior ligeramente mayor que el de los núcleos y se requieren tapones en ambos extremos.  
Antes de empacarse, los núcleos se envuelven con plástico.
- C.-Recubrir con plástico.  
El núcleo se recubre con una capa de plástico de 1.5 mm (1/16") de espesor  
Se recomienda empacar el núcleo, según el procedimiento A o el B, si se va a transportar.
- D.-Envolver con manga elástica de hule o neopreno.  
Algunos equipos muestreadores envuelven al núcleo con un tubo de material flexible al momento de cortarlo. Sin quitarle este tubo, se recomienda empacar el núcleo según A o B si se va a transportar.
- E.-Congelar.  
El núcleo se congela con hielo seco, para lo cual se requieren recipientes especiales, tipo termo. Este procedimiento resulta muy práctico cuando el laboratorio está cerca del pozo y se van a realizar los análisis inmediatamente. También se utiliza para conservar los núcleos recuperados a presión.

---

---

Tabla I.4.-Información que debe enviarse al laboratorio junto con los núcleos.

1.-Datos del pozo.

- 1.1.-Nombre y número.
- 1.2.-Nombre del Campo y/o Yacimiento al que pertenece.
- 1.3.-Elevación de la mesa rotatoria.
- 1.4.-Plano de localización del pozo.
- 1.5.-Copias de los registros geofísicos tomados en el intervalo muestreado

2.-Datos de los núcleos.

- 2.1.-Fecha de corte del núcleo.
- 2.1.-Tipo de núcleo.
- 2.3.-Número del núcleo.
- 2.4.-Intervalo nucleado.
- 2.5.-Recuperación.
- 2.6.-Formación nucleada.
- 2.7.-Yacimiento al que pertenece el núcleo.
- 2.8.-Descripción litológica.
- 2.9.-Tipo de protección o preservación que tiene el núcleo.

3.-Datos de los fluidos relacionados a los núcleos.

- 3.1.-Características y propiedades del fluido de perforación utilizado en la operación de corte del núcleo.
- 3.2.-Características y propiedades de los hidrocarburos saturantes.
- 3.3.-Características y propiedades del agua de formación.
- 3.4.-Características y propiedades del agua de inyección o del fluido desplazante en caso de que el núcleo esté considerado en un proyecto de recuperación secundaria o mejorada.

4.-Relación detallada de los análisis de laboratorio que se requieren y la aplicación que tendrán los resultados.

---

---

### I.3.2. Determinación de la porosidad efectiva de una roca con base en la Ley de Boyle.<sup>8</sup>

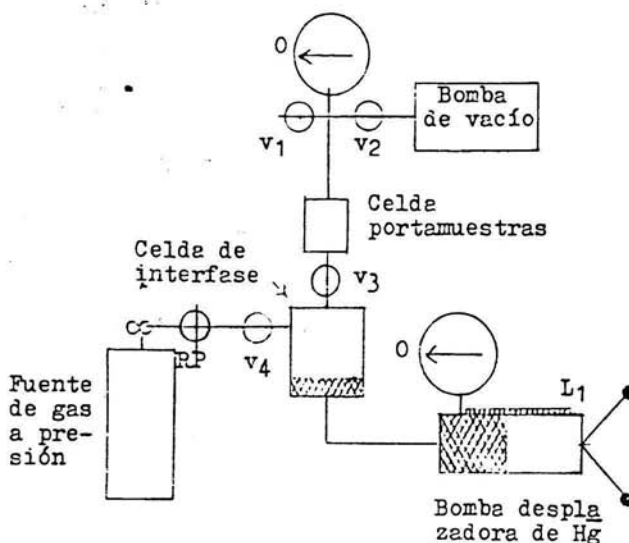


Fig. I.16. Diagrama de equipo de presión constante.<sup>8</sup>

#### Procedimiento.

La muestra debe estar limpia, los poros saturados de aire. La fuente de gas a presión (FGP) y el regulador de presión (RP) deben estar cerrados y debe haber Hg en la celda de interfase.

- 1.-Abrir todas las válvulas.
- 2.-Cerrar las válvulas 1 y 3 y hacer vacío a la celda portamuestras.
- 3.-Anotar la lectura ( $L_1$ ) de la escala de la bomba desplazadora de mercurio.
- 4.-Abrir la FGP y con el regulador de presión introducir gas (nitrógeno) a la celda de interfase hasta alcanzar una presión de  $60 \text{ kg/cm}^2$  ( $P_1$ ).
- 5.-Cerrar la válvula 4, la FGP y el regulador de presión.
- 6.-Cerrar la válvula 2 y apagar la bomba de vacío. El equipo tendrá la situación siguiente:



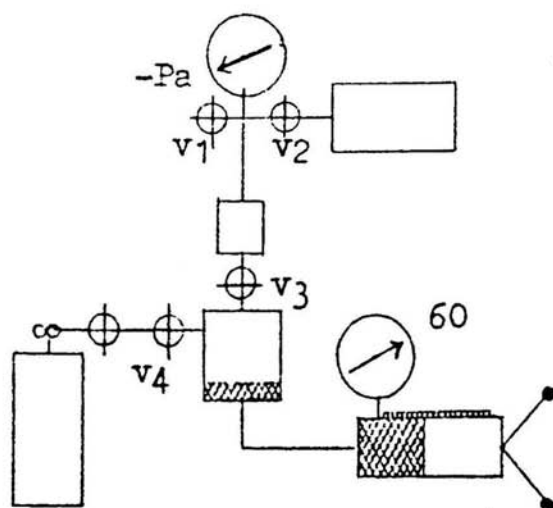


Fig. I.17. Situación del equipo en la etapa 6.<sup>8</sup>

7.-Abrir la válvula 3. El gas de la celda de interfase se expandirá y ocupará la celda portamuestras y las líneas hasta las válvulas 1 y 2. La presión del gas ( $P_2$ ) será menor de  $60 \text{ kg/cm}^2$ . El equipo estará en la siguiente situación:

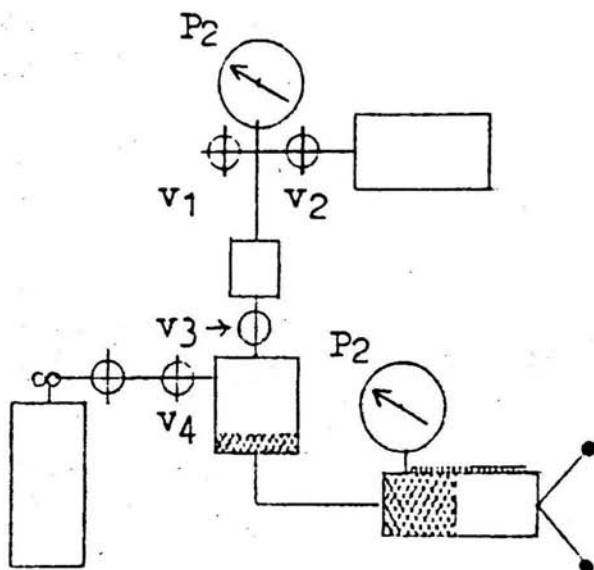


Fig. I.18. Situación del equipo en la etapa 7.<sup>8</sup>

8.-Con la bomba desplazadora de Hg introducir este fluido al equipo, con lo que la presión se elevará. Suspender la Inyección de Hg cuando se alcance una presión de 60 kg/cm<sup>2</sup>. La situación del equipo será la siguiente:

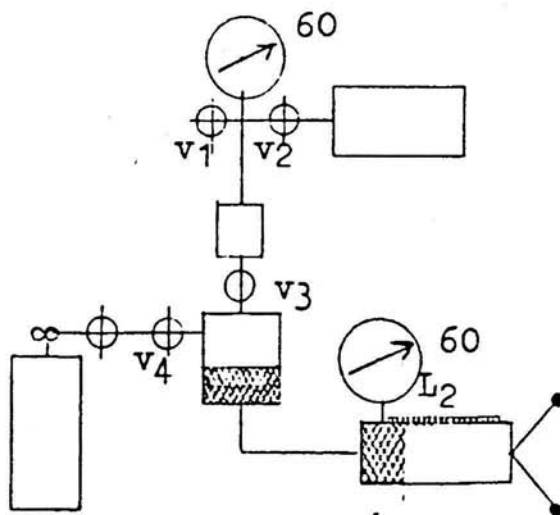


Fig. I.19. Situación del equipo en la etapa 8.<sup>8</sup>

9.-Después de esperar unos minutos para asegurarse que no cambia la presión de 60kg/cm<sup>2</sup>, anotar la lectura (L<sub>2</sub>) de la escala de la bomba desplazadora de Hg.

10.-Calcular el volumen de la celda portamuestras con la diferencia de las dos lecturas,  $V_{cp} = L_2 - L_1$ .

11.-Extraer Hg por medio de la bomba desplazadora hasta tener la lectura L<sub>1</sub> en su escala.

12.-Abrir la válvula 1 para tener en el equipo la presión atmosférica.

13.-Colocar en la celda portamuestras la roca por analizar.

14.-Repetir los pasos 1 a 10.

15.-Calcular el volumen de la celda portamuestras, que tiene la muestra dentro, con la diferencia de las dos lecturas de la escala de la bomba desplazadora de Hg.

$$V'_{cp} = L'_2 - L_1$$

16.-El volumen de sólidos de la muestra será:

$$V_s = V_{cp} - V'_{cp} \quad (I-9)$$

17.-Determinar el volumen de roca (V<sub>r</sub>).

Si la muestra es de geometría regular, cilíndrica por ejemplo, obtener V<sub>r</sub> a partir de las dimensiones. Si la muestra tiene forma irregular, aplicar el principio de Arquímedes para conocer V<sub>r</sub> (V<sub>r</sub> igual al volumen de fluido desplazado).

---

---

18.-Determinar el volumen de poros comunicados ( $V_{pc}$ ).

$$V_{pc} = V_r - V_s \quad (1-10)$$

19.-Obtener el valor de la porosidad efectiva ( $\phi_e$ )

$$\phi_e = \frac{V_{pc}}{V_r} \quad (1-11)$$

Al hacer las mediciones de porosidad con este equipo, debe tomarse en cuenta lo siguiente:

- El equipo debe tener un elemento de alta sensibilidad para detectar en forma precisa la restitución de la presión de medición ( $60 \text{ kg/cm}^2$ ) por inyección de mercurio.
- Si se observa que la muestra considerada con geometría regular en realidad no lo es, obtener  $V_r$  por el principio de Arquímedes.
- Si se obtiene  $V_r$  con base en el principio de Arquímedes, utilizar preferentemente mercurio. Si se usa otro líquido, evitar que este se meta a los poros forrando la muestra o saturándola 100% con el fluido en cuestión. No usar agua dulce si la muestra es arcillosa.

### I.3.3. Determinación de la permeabilidad absoluta de una roca en el laboratorio<sup>8</sup>.

A).- En forma directa (medición):

- Se corta una muestra cilíndrica y se le extraen los fluidos.
- Se satura la muestra con un líquido que cumpla con los siguientes requisitos: sature 100% la muestra, moje los sólidos de la muestra y no reaccione con ellos.
- Se coloca horizontalmente la muestra en un permeámetro de líquidos y se circula fluido igual al que satura la muestra.
- Se mide la caída de presión en la longitud de la muestra y el gasto de fluido correspondiente.
- Se aplica la ecuación de Darcy apropiada, considerando la geometría de la muestra y la viscosidad del líquido circulante

$$K_o = \frac{q\mu L}{A\Delta P} \quad (\text{Flujo Horizontal}) \quad (I-12)$$

Donde:

q = gasto del líquido circulante

A=Area de la sección transversal al flujo

$\mu$  = viscosidad del líquido circulante

$\Delta P$ =Caída de presión en L

L = longitud de la muestra

B).-En forma indirecta (estimación) :

- Se corta una muestra cilíndrica y se le extraen los fluidos.
- Se coloca horizontalmente la muestra en un permeámetro de gas (ver Fig 1.18) y se circula un gas inerte (Nitrógeno, Helio, CO<sub>2</sub>, Aire)
- Se mide la caída de presión en la longitud de la muestra y el gasto de gas correspondiente.
- Se aplica la ecuación de Darcy apropiada, considerando la geometría de la muestra y la viscosidad del gas circulante para obtener la permeabilidad al gas

$$K_g = \frac{\bar{q}_g \mu_g L}{A\Delta P} \quad (\text{Flujo Horizontal}) \quad (I-13)$$

donde:

$\bar{q}_g$  = gasto de gas a las condiciones medias de presión en el núcleo ( $P_m$ )

$\mu_g$  = viscosidad del gas circulante



$$P_m = \frac{P_e + P_s}{2} \quad (1-14)$$

- Se mide la Kg a varias presiones medias de flujo

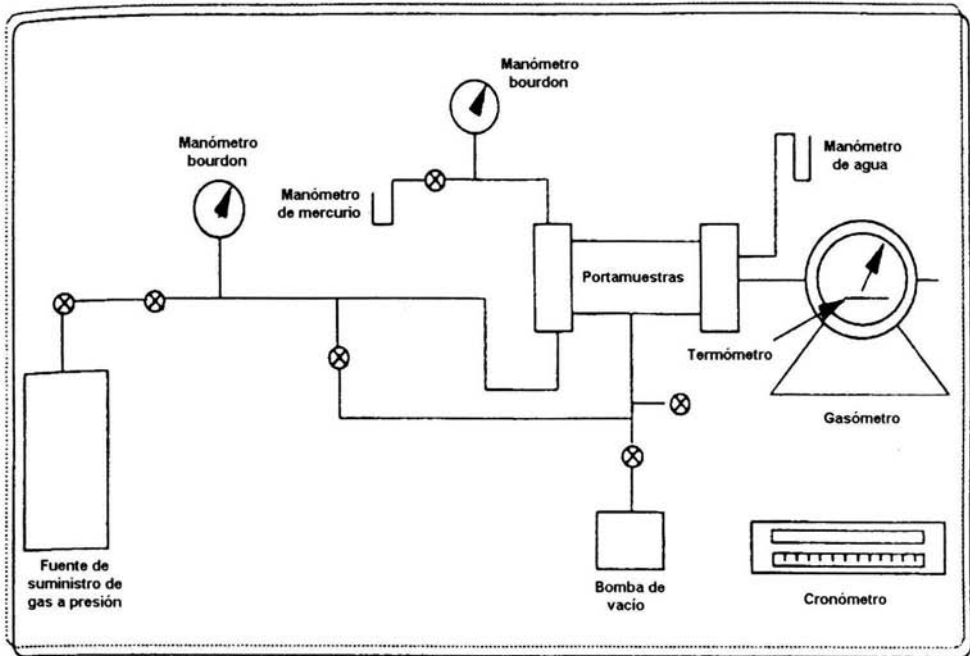
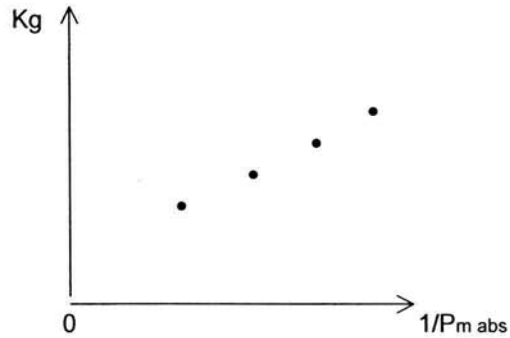


Fig. 1.20. Permeámetro de gas (Diagrama)<sup>8</sup>

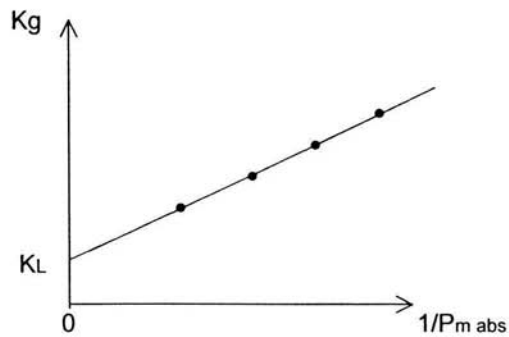
---

---

-En papel normal se construye una gráfica de permeabilidades al gas contra los recíprocos de las presiones medias absolutas de flujo correspondientes



-Se traza la recta representativa del conjunto de puntos y se determina su ordenada al origen, cuyo valor es el de la permeabilidad al líquido (K<sub>L</sub>) o Permeabilidad de Klinkenberg (K<sub>k</sub>).



Se considera  $K_L = K_a$

---

---

Al medir los distintos tipos de permeabilidad en el laboratorio debe tomarse en cuenta lo siguiente<sup>8</sup>:

- Permeabilidad absoluta ( $K_a$ ):

Para medir la  $K_a$  de una roca, ésta debe saturarse 100% con un fluido que moje a los sólidos y que no reaccione con ellos. Si la roca contiene arcillas se recomienda inhibirlas o utilizar agua salada, si el agua es el fluido mojante.

- Permeabilidad a un fluido ( $K_f$ ):

La muestra debe saturarse 100% con un fluido que no reaccione con los sólidos (agua, aceite ó gas).

Al hacer mediciones de permeabilidad al gas ( $K_g$ ) debe considerarse lo siguiente:

- El gas es un fluido muy compresible, por lo que deben hacerse correcciones a los gastos medidos para tener el valor del gasto a las condiciones de presión media de flujo en la muestra.
- Se presenta el fenómeno de deslizamiento molecular o fenómeno de Klinkenberg, el cual origina que la  $K_g$  sea mayor, en ocasiones mucho mayor que las permeabilidades:  $K_o$ ,  $K_w$ ,  $K_a$ ,  $K_L$ .

- Permeabilidad al líquido ( $K_L$ ):

Se determina a partir de varias mediciones de  $K_g$  a distintas presiones medias de flujo, según el método que propuso Klinkenberg. Este procedimiento considera que a muy altas presiones medias de medición ya no fluye gas sino líquido. El valor de  $K_L$  se obtiene por extrapolación en una gráfica de  $K_g$  contra el recíproco de la presión media absoluta de flujo, preparada en papel normal.

- Permeabilidad efectiva a un fluido ( $K_{ef}$ ):

La muestra debe estar saturada con fluidos que no reaccionen con los sólidos de la roca. Al realizar la prueba de laboratorio se puede tomar información para obtener la permeabilidad efectiva a un solo fluido o para determinar las permeabilidades efectivas a todos los fluidos que saturan la roca. En estas mediciones se acostumbra establecer flujo vertical hacia abajo, para  $K_{eo}$  y  $K_{ew}$ .

---

---

#### I.4. AMBIENTE SEDIMENTARIO

Un ambiente sedimentario, llamado también ambiente de depósito, es el resultado de todos los procesos físicos, químicos y biológicos que operan dentro de un marco geomórfico, siendo éste el conjunto de rasgos que conforman una parte específica de la superficie de la tierra. También puede decirse que un ambiente sedimentario es el lugar de la superficie terrestre en el que se realiza un proceso sedimentario que puede individualizarse de las zonas limítrofes por características físicas, químicas y biológicas que determinan las propiedades del sedimento.

Los ambientes sedimentarios pueden clasificarse en tres grupos principales: continentales, transicionales y marinos. Tales ambientes generan modelos de depósito o cuerpos sedimentarios bien definidos, con características geométricas, geológicas y petrofísicas propias.

Un ambiente de depósito difiere de un lugar a otro. Al cambiar el medio, cambia también la naturaleza de los sedimentos que se depositan. Los depósitos en un medio presentan características diferentes de las que muestran los depósitos sedimentados al mismo tiempo en otro ambiente. A este cambio en la apariencia de los sedimentos es a lo que se le llama un cambio en la facies sedimentaria (la palabra facies se deriva de la voz latina que significa aspecto o forma). También se puede definir como una acumulación de sedimentos que muestran características específicas y que gradúan lateralmente a otras acumulaciones sedimentarias formadas al mismo tiempo, pero que exhiben características diferentes. La Fig. I.21 muestra una línea de costa donde los ríos procedentes del continente descargan en una laguna separada del mar abierto por una barra de arena. Los limos finos y las arcillas vaciadas de golpe en las aguas tranquilas de la laguna se asientan en el fondo formando una capa de lodo. Al mismo tiempo, las olas erosionan arena gruesa de una punta cercana, fuera de la laguna. Las olas y las corrientes transportan esta arena y la depositan al pie de la barra de arena como una capa arenosa, en el lado del mar. De esta manera, se tienen ambientes distintos dentro y fuera de la laguna; en consecuencia, los materiales que están sedimentándose simultáneamente son diferentes. Nótese que el lodo y la arena gradúan uno en la otra, es decir, se interdigitan a lo largo de la barra arenosa. Si estos depósitos se consolidan para convertirse en roca, se encontraría finalmente una capa de lutita que gradúa a arenisca, esto es, una facies sedimentaria está graduando a otra.<sup>2</sup>

La Fig. I.22 muestra la distribución de sedimentos costa afuera del sur de California, donde los sedimentos recientes varían de arena, pasando por lodo arenoso a lodo y constituyendo en algunos lugares depósitos calcáreos. Donde el fondo del mar es rocoso, ha habido poca o ninguna sedimentación reciente. Si estos sedimentos llegaran a litificarse, resultaría una roca sedimentaria que variaría de arenisca a lutita arenosa, después a lutita y finalmente a caliza. Los depósitos sedimentarios antiguos presentan exactamente esta clase de variación en facies.<sup>2</sup>



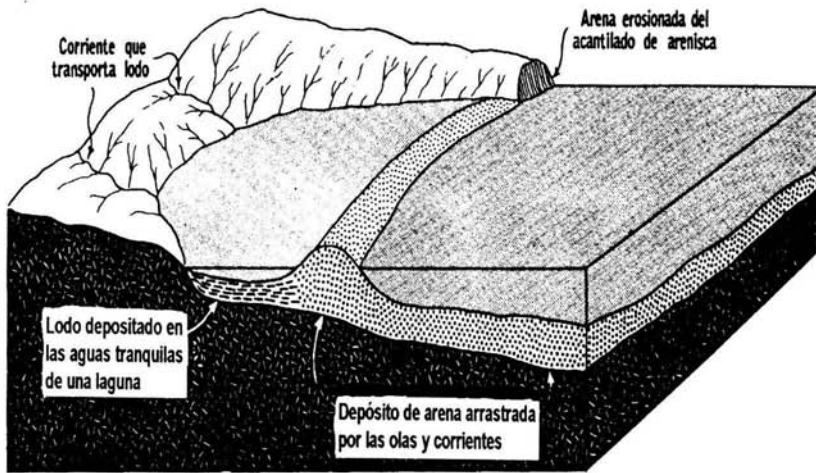


Fig. I.21. Diagrama que ilustra cambios de facies sedimentarias.<sup>2</sup>

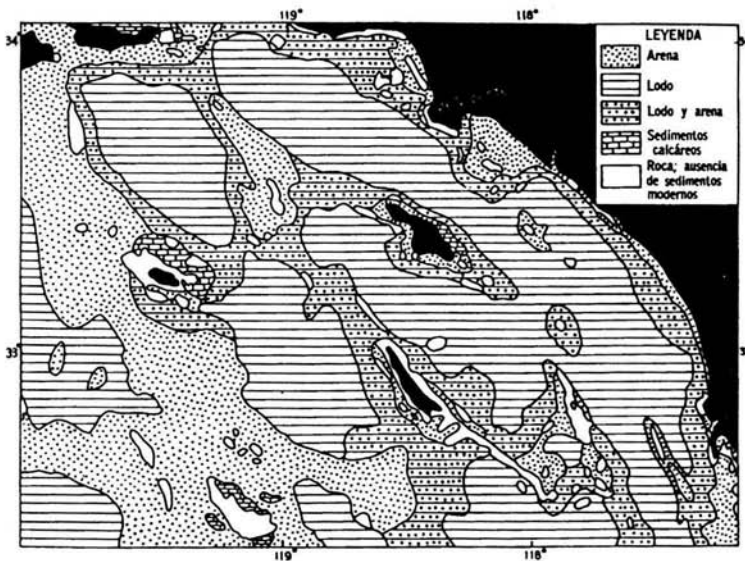


Fig.I.22. Variaciones en las facies de los sedimentos modernos costa afuera del sur de California.<sup>2</sup>

---

---

## CAPITULO II

### CORRELACIONES POROSIDAD-PERMEABILIDAD

Realizadas las mediciones de porosidad efectiva y permeabilidad absoluta de las muestras y considerando sus profundidades, se preparan gráficas que indican la variación vertical de estas propiedades en el intervalo nucleado.

La escala vertical de estos perfiles es normal e igual a la que tienen las curvas de los registros geofísicos de pozo tomados en dicho intervalo con el fin de facilitar la comparación de datos, calibrar los registros y establecer las ecuaciones necesarias para su interpretación cuantitativa. En las Fig. II.1, II.2 y II.3 se presentan algunos ejemplos de tales perfiles.

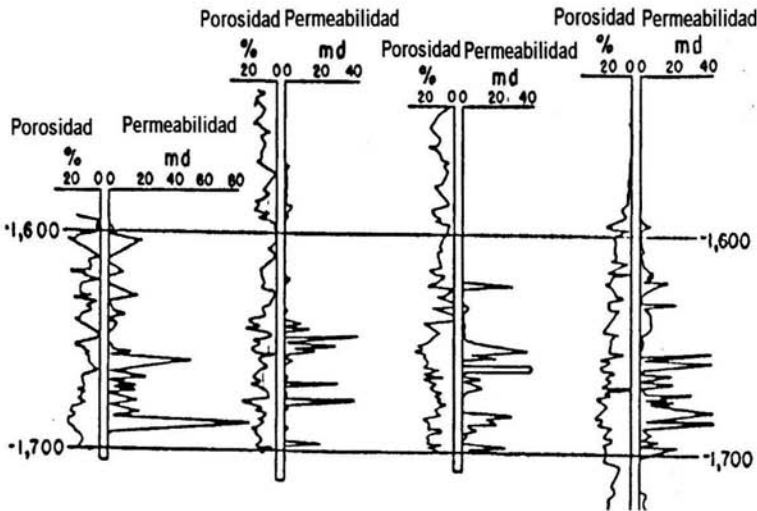
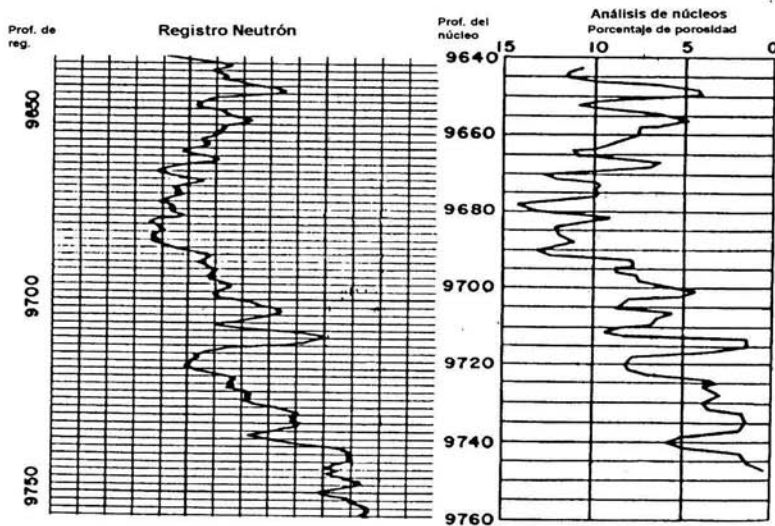
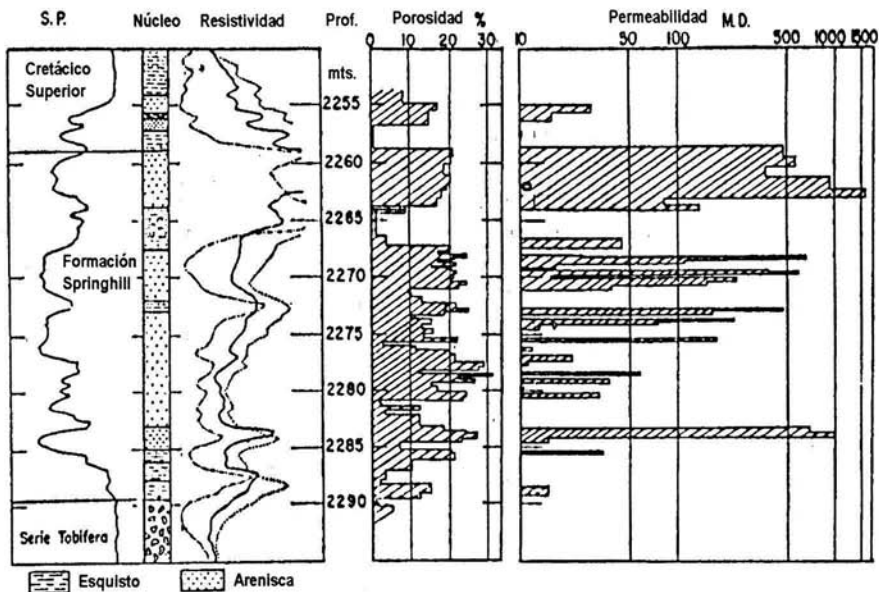


Fig. II.1. Ejemplos de perfiles de porosidad y permeabilidad de cuatro pozos, preparados con datos de núcleos.<sup>9</sup>



Con los datos de porosidad y permeabilidad obtenidos en laboratorio se elaboran gráficas con el propósito de definir el grado de correlación existente entre ellos. Las gráficas se preparan en papeles normal, semilogarítmico y doble logarítmico, modificando en ocasiones las escalas, la magnitud de los ciclos y/o la dirección de aumento del valor del parámetro graficado. Se selecciona la gráfica que presente mejor correlación de datos.

En las Fig. II.4, II.5 y II.6 se muestran los mismos datos graficados en los tres tipos de papel. Se consideraron los valores de porosidad y permeabilidad obtenidos de muestras de caliza con grano fino de edad cretácica<sup>11</sup> que se enlistan en la tabla siguiente:

$\phi$ (%)	k(mD)	$\phi$ (%)	k(mD)	$\phi$ (%)	k(mD)
2.5	0.0018	6	0.03	12	1.9
3	0.0021	5	0.034	14	2.1
2.5	0.0021	6.8	0.048	13	2.2
1.5	0.003	9	0.055	11	2.3
4.2	0.0044	5.5	0.059	13	2.6
5	0.0049	6.5	0.071	15	3
5.5	0.0051	8.7	0.075	20	4.8
2.9	0.0051	9.5	0.11	21	9
5	0.0055	8.9	0.113	22	13
4.5	0.0065	11	0.15	21	15
4.8	0.0095	7.5	0.16	20	14
5.9	0.011	12	0.26	28	20
5	0.011	11	0.28	23	20
4.1	0.015	14	0.32	30	30
5	0.012	7.7	0.33	27	35
2.6	0.012	13	0.75	37	45
3.9	0.013	9	0.95	40	70
3.6	0.02	11	1	38	101
4.8	0.025	12	1.1	42	115
7	0.025	12	1.2	40	220
3.8	0.025	11	1.4	45	1000

Tabla II.1. Porosidades y permeabilidades de muestras de caliza con grano fino del cretácico.<sup>11</sup>

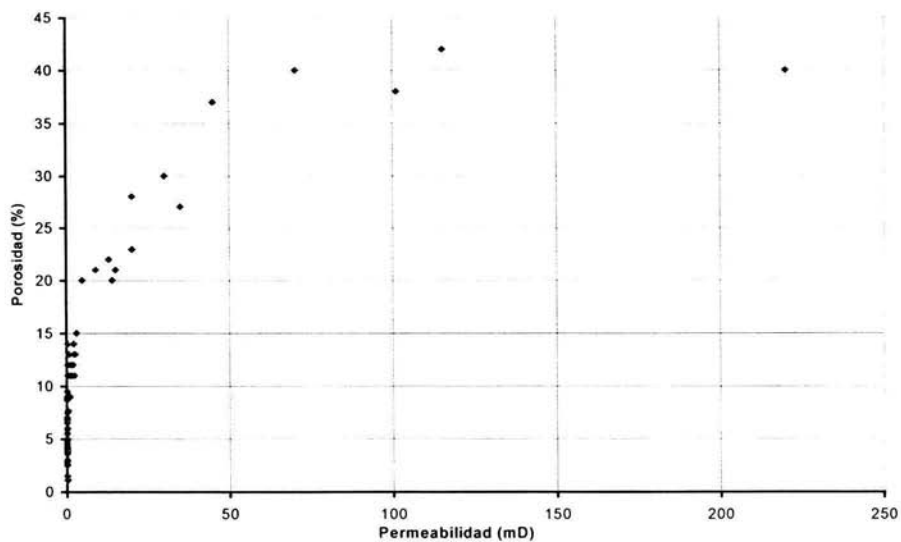


Fig.II.4. Gráfica  $\phi$ -k en papel normal

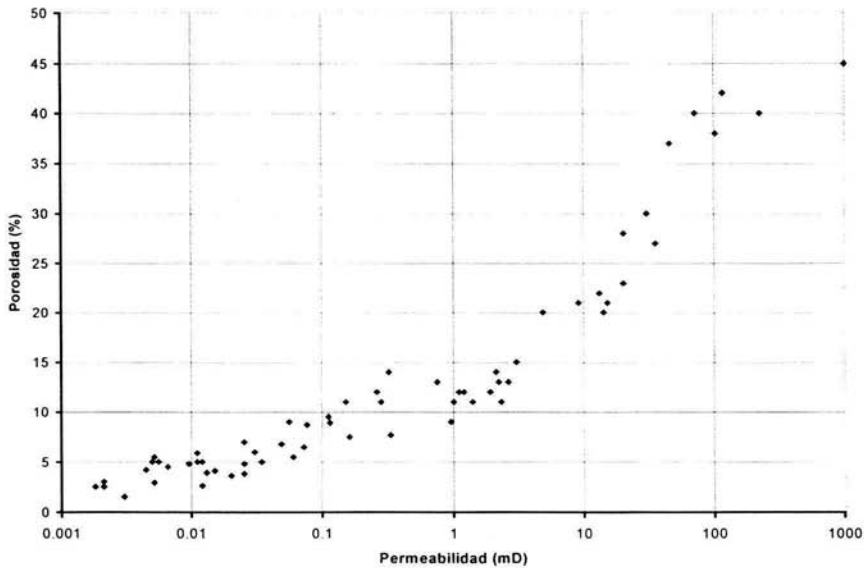


Fig.II.5. Gráfica  $\phi$ -k en papel semilogarítmico (semi-log)

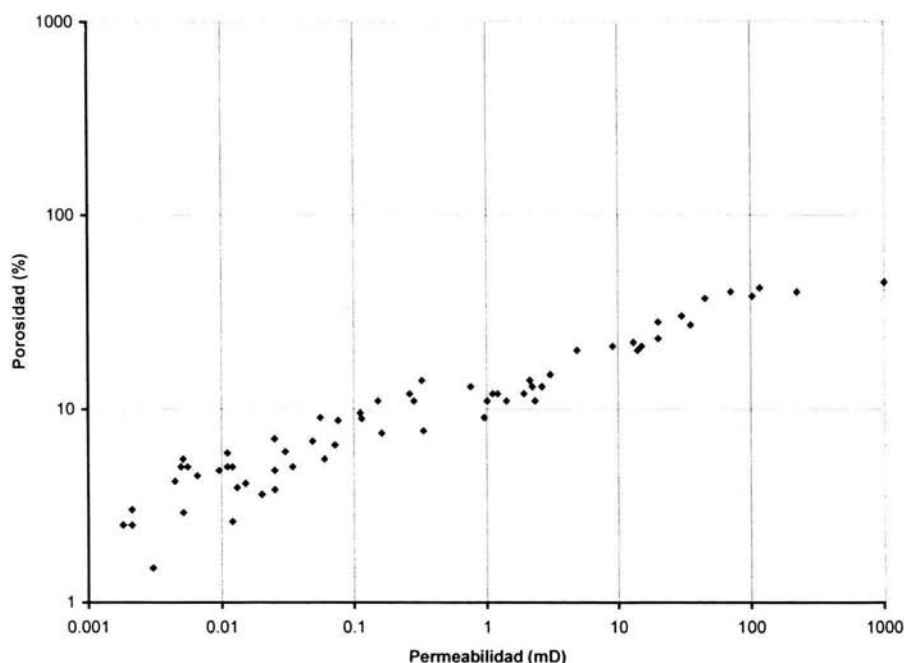


Fig.II.6. Gráfica  $\phi$ -k en papel doble logarítmico (log-log).

Como puede verse, en la gráfica preparada en papel normal (Fig.II.4) no se observa con detalle la correlación para valores bajos de porosidad y permeabilidad. La correlación se visualiza a partir de porosidades de 20% y permeabilidades de 10 mD, aproximadamente. Por el rango de variación de la permeabilidad se tendrían que preparar dos gráficas en papel normal, una para valores bajos de permeabilidad y otra para valores altos, ambas con la misma escala de porosidad.

En las Figs. II.5 y II.6, preparadas en papeles semi-log y log-log, se observa muy bien la correlación entre los dos parámetros petrofísicos. La tendencia media de los datos en la Fig. II.5 es una curva en tanto que en la Fig. II.6 es una recta. Podría considerarse, para este ejemplo, que la correlación más práctica es la preparada en papel log-log de la Fig.II.6. A la tendencia media (recta) se le ajusta una ecuación por medio de la cual se podría obtener la permeabilidad en función de la porosidad para la formación carbonatada cretácica de donde se cortaron las muestras de roca.

---

---

En las Figs. II.7 a la II.12 se presentan varias correlaciones porosidad-permeabilidad establecidas con datos de núcleos de diferentes yacimientos petroleros y preparadas en distintos tipos de papel.

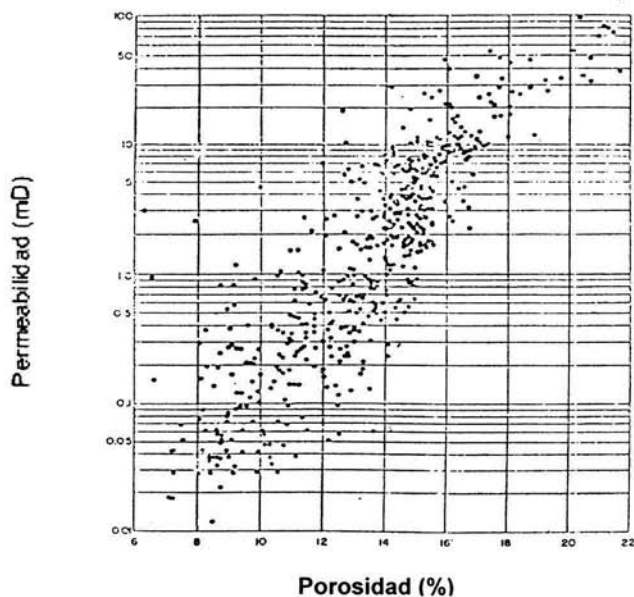


Fig.II.7. Correlación porosidad-permeabilidad obtenida con datos de núcleos<sup>9</sup>

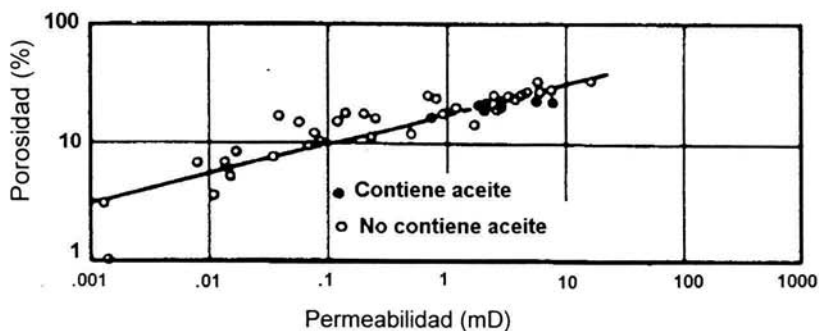


Fig.II.8. Relación entre porosidad y permeabilidad para muestras de calizas con granos pequeños<sup>11</sup>.

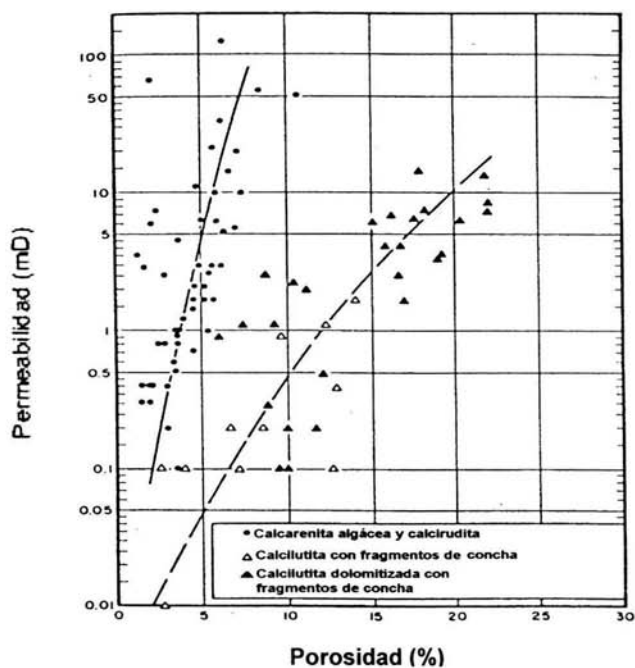


Fig.II.9.Relación entre porosidad y permeabilidad para rocas carbonatadas del Pensilvánico<sup>11</sup>.

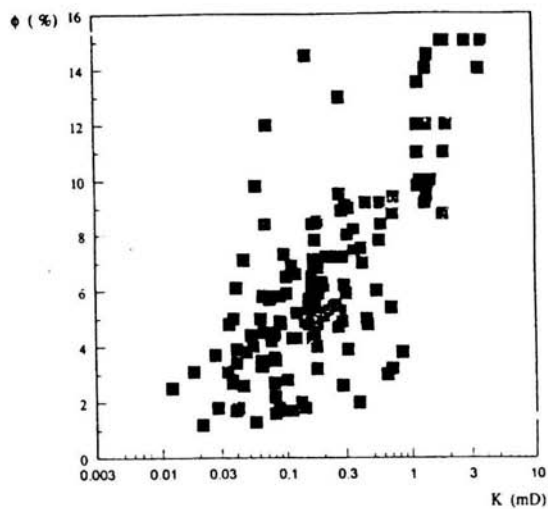


Fig.II.10.Correlación porosidad-permeabilidad para caliza del campo Miquetla, Poza Rica, Ver.<sup>6</sup>



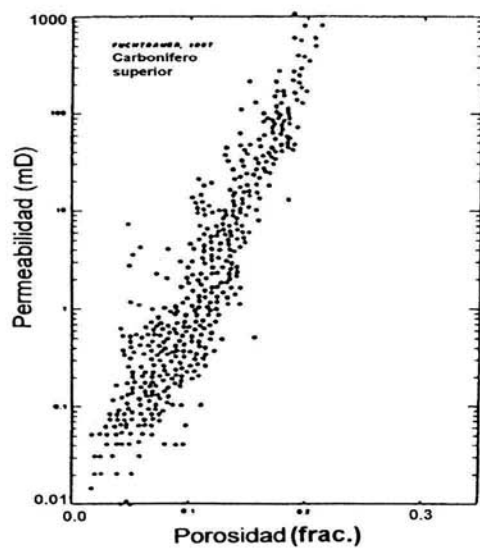


Fig.II.11. Correlación porosidad-permeabilidad para núcleos del Carbonífero Superior.<sup>12</sup>

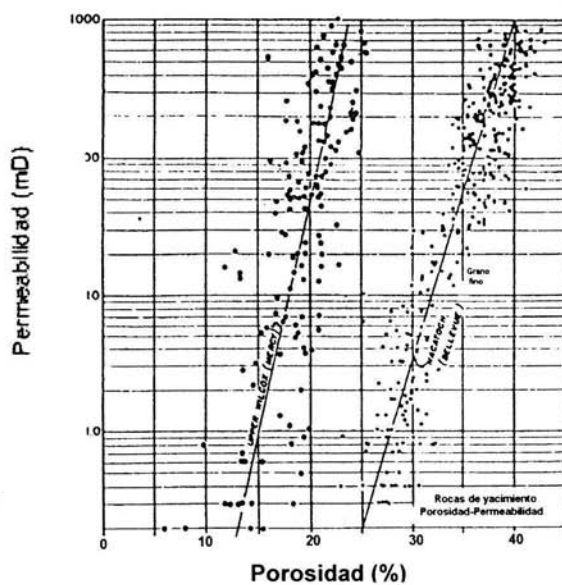


Fig.II.12. Correlaciones porosidad-permeabilidad obtenidas con datos de núcleos de dos formaciones.<sup>13</sup>

---

---

Estas correlaciones son muy importantes tanto en la caracterización de formaciones como en la de yacimientos petroleros y es común establecerlas con datos de núcleos de un pozo o de todos los pozos nucleados en un yacimiento. Asimismo, son importantes también para realizar apropiadamente los diversos estudios de yacimientos.

Algunas de las aplicaciones más importantes de las correlaciones porosidad-permeabilidad están enfocadas a determinar o a ayudar a determinar los siguientes aspectos:

- La permeabilidad de las rocas a partir del valor de su porosidad
- El grado de homogeneidad o de heterogeneidad de una roca sedimentaria
- Las diferentes litologías existentes en la formación productora de un yacimiento
- Características o parámetros texturales de las rocas
- Diversos parámetros petrofísicos del estrato nucleado

Un ejemplo de aplicación de la correlación porosidad-permeabilidad se tiene en el trabajo técnico de Xuri Huang y colaboradores<sup>14</sup>. En ese trabajo se presenta un análisis cualitativo de las incertidumbres en la predicción de comportamiento de yacimientos para un proceso de caracterización de yacimientos en el cual se combinan datos estáticos y dinámicos.

Es importante integrar los datos estáticos y dinámicos en la caracterización de yacimientos ya que al combinar distinto tipo de información los resultados que se obtengan serán más precisos; sin embargo, para lograr la administración óptima del yacimiento es más crítico definir y entender las incertidumbres en las predicciones de comportamiento de los yacimientos. En el trabajo de Xuri Huang se procesan estos dos aspectos, para lo cual se preparó un conjunto de información básica sintética, siendo parte de ella la correlación porosidad-permeabilidad que se muestra en la Fig.II.13.

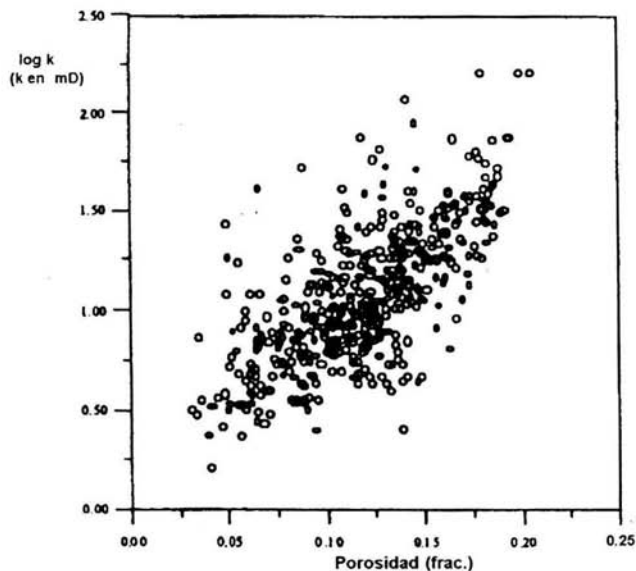


Fig.II.13. Correlación entre porosidad y permeabilidad (coeficiente de correlación: 0.778)<sup>14</sup>

Otro ejemplo de aplicación de una correlación porosidad-permeabilidad se observa en el estudio realizado por Phelps y Strauss a un yacimiento del Campo Ghawar<sup>15</sup>. El Campo Ghawar es el mayor campo de aceite en el mundo, con dimensiones de 230 Km. de largo por 25 Km. de ancho. El yacimiento estudiado está localizado en los carbonatos con alta porosidad y permeabilidad de la formación Arab-D. El yacimiento ha estado bajo el empuje de agua durante casi 40 años. Al intentar reproducir la historia del campo con modelos de porosidad simple, ha sido difícil reproducir la velocidad del rompimiento de agua y la naturaleza irregular del frente de desplazamiento.

Se ha observado que los pozos perforados en el Campo Ghawar cortan intervalos delgados de extremadamente alta productividad, los cuales pueden ser relacionados a capas de alta permeabilidad (rasgo estratigráfico) o a fallas o fracturas sensiblemente verticales (rasgo estructural).

Los registros de producción frecuentemente muestran zonas delgadas que proporcionan un gran porcentaje del flujo total (zonas Super-K). Se han encontrado ejemplos de capas de alta permeabilidad y fracturas. Es claro que ambos tipos de Super-K necesitan ser incorporados a las simulaciones de yacimiento para lograr un modelo de flujo más real en este campo. El trabajo efectuado por Phelps y Strauss presenta cómo las fracturas y las capas de alta permeabilidad fueron simuladas en el Campo Ghawar. Para este trabajo se consideró la correlación porosidad-permeabilidad de la Fig.II.14.

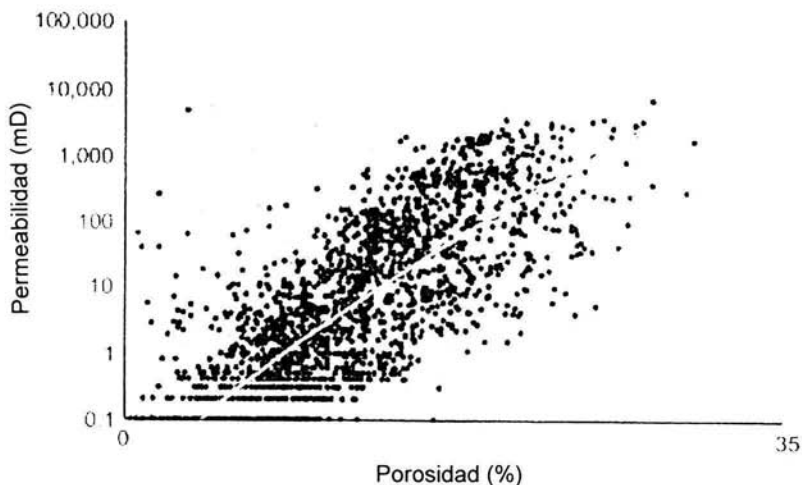


Fig.II.14. Correlación porosidad-permeabilidad de un yacimiento del Campo Ghawar<sup>15</sup>

En páginas anteriores se han presentado y comentado gráficas que muestran correlaciones porosidad-permeabilidad de diversas rocas sedimentarias. Otra forma muy común de mostrar la relación de esos dos parámetros petrofísicos es por medio de ecuaciones que han sido propuestas por investigadores a partir de los finales de la década de los 30's. Algunas de las ecuaciones se han obtenido sólo con bases teóricas pero la mayoría se ha establecido procesando datos obtenidos de análisis de muestras de roca en el laboratorio. Existen también ecuaciones que comprenden información tanto de laboratorio como de campo, principalmente de registros geofísicos de pozos. La aplicación más común de estas ecuaciones es para estimar el valor de la permeabilidad de los medios porosos. En términos generales los modelos utilizados para establecer tales ecuaciones pueden clasificarse en dos grandes categorías: a) a nivel de poro y b) a nivel núcleo-registros geofísicos de pozo.

Kozeny y Carman (K-C) fueron los pioneros en estos trabajos, después de ellos otros investigadores han propuesto ecuaciones que correlacionan la porosidad y la permeabilidad. Estas ecuaciones son adecuadas para porosidad de medios sintéticos ó arenas no consolidadas. Posteriormente fueron propuestas formas modificadas de la ecuación K-C para estructuras más complejas. La permeabilidad también ha sido correlacionada con el tamaño de grano, las características del poro y la saturación de agua irreductible.

---

---

Después de que Archie propuso su técnica para cuantificar el término tortuosidad, la ecuación K-C se volvió más útil para sistemas naturales de roca. Más tarde, fueron reportadas correlaciones log-log y semilog entre la porosidad y la permeabilidad para diferentes tipos de yacimientos. Estos estudios, entre otros, han considerado propiedades de las rocas tales como saturación de agua irreductible, contenido de lutita, tamaño de grano y distribución del tamaño de grano.

En la Tabla II.2 se presentan algunas ecuaciones publicadas en la literatura petrolera, en las que se observa el uso de la porosidad y otras propiedades físicas de las rocas en la predicción de la permeabilidad.<sup>6,16</sup>

Como ya se indicó, la aplicación más común de las ecuaciones anteriores es estimar el valor de la permeabilidad con base en valores de porosidad y de varios parámetros petrofísicos del medio poroso, algunos de los cuales se obtienen relativamente fácil si se trata de medios porosos sintéticos, y por lo tanto homogéneos, o de rocas naturales sin cementante es decir deleznable. Para el caso de rocas consolidadas, la cuantificación de tales parámetros se torna complicada. Es lógico concluir que la utilización de alguna de las ecuaciones mencionadas para estimar la permeabilidad de un yacimiento en particular dependerá de la información disponible. También es lógico que mientras más información se considere, el valor de la permeabilidad será más aproximado, sobre todo si la roca es heterogénea.

Lo anterior puede visualizarse con facilidad en correlaciones porosidad-permeabilidad como las presentadas en páginas anteriores. Si la correlación no muestra dispersión de puntos o ésta es muy limitada, se puede trazar una tendencia media, a la cual se le ajusta una ecuación y se podrá obtener el valor de la permeabilidad en función de la porosidad solamente, ver Figs. II.6 y II.8.

En cambio, si la correlación exhibe dispersión amplia de datos, como ocurre por lo regular, la predicción de la permeabilidad utilizando exclusivamente el valor de la porosidad tendrá mucha incertidumbre, como puede verse en las Figs. II.7 y II.11. En este caso, la estimación más precisa de la permeabilidad solo se logrará introduciendo por lo menos un parámetro del medio poroso con el propósito de seccionar la nube de puntos y, con esto, reducir la incertidumbre. La ecuación resultante para predecir la permeabilidad será función de la porosidad y del o de los parámetros adicionales considerados.

AUTORES	ECUACIÓN	VARIABLES
Kozeny-Carman(1938)	$k = \frac{\phi^3}{f\tau A_k^2 (1-\phi)^2}$	Porosidad, Área expuesta al fluido, Tortuosidad
K-C (modificada por Archie)	$k = \frac{r_{eff}^2}{8F}$	Radio efectivo de poro. Factor de formación
Krumbein and Monk (1943)	$k = 760D_k^2 \exp(-1.3\sigma_D)$	Geometría del diámetro medio de grano, Desviación estándar de tamaño de grano
Berg (1970)	$k = 80.8\phi^{5.1} D^2 e^{-1.385p}$	Porosidad, Diámetro medio de grano
Van Baaren (1979)	$k = 10D_d^2 \phi^{3.64+m} C^{-3.64}$	Porosidad, Tamaño de grano dominante
Timur (1968)	$k = 0.136 \frac{\phi^{4.4}}{S_{wir}^2}$	Porosidad, Saturación de agua irreducible
Coates and Denoo (1981)	$k = \left[ \frac{100\phi_e^2 (1-S_{wi})}{S_{wi}} \right]^2$	Porosidad, Saturación de agua irreducible
Swanson (1981)	$k = a \left( \frac{S_b}{P_c} \right)_{max}^c$	Presión Capilar máxima y por ciento de saturación
Katz and Thomson (1986)	$k = \frac{1}{226} l_c^2 \frac{\sigma}{\sigma_o}$	Longitud del espacio poroso ( $l_c$ ), conductividad del agua ( $\sigma_o$ ) y conductividad de la roca saturada con agua ( $\sigma$ )
Mavko and Nur (1997)	$k \propto c(\phi - \phi_c)^3 d^2$	Porosidad, Tamaño de la partícula, rompimiento de la porosidad
Wong (1988)	$k = \frac{c_1 l_g^2}{F}$ , and, $k = \frac{c_2 l_t^2}{F}$	Factor de formación, característica del tamaño de grano ( $l_g$ ) y característica del tamaño de garganta ( $l_t$ )
Coates and Dummannoir (1974)	$k = \left[ \frac{C\phi^{2w}}{w^4 (R_w/R_t)} \right]^2$	Porosidad, Resistividad del agua, resistividad verdadera, w: cementación y factor de tortuosidad.
Saner (1997)	$\log(k) = 7.04 - 4.19(F)$	Factor de Formación
Vázquez Colorado (1996)	$k = 0.07d^{2.8}\phi^{4/d^{0.096}}$	Porosidad, Tamaño de grano

Tabla II.2. Ecuaciones para estimar la permeabilidad en función de la porosidad y de varios parámetros petrofísicos obtenidos en el laboratorio y en el campo <sup>6,16</sup>

---

---

## CAPITULO III

### CONSIDERACION DE ASPECTOS GEOLOGICOS Y PETROFISICOS

Las caracterizaciones de yacimientos o de campos petroleros aportan información muy valiosa para respaldar la ejecución de diversos trabajos de operación en campo y para llevar a cabo una amplia gama de estudios enfocados a explotar en forma óptima los yacimientos.

Tomando en cuenta el nivel de la tecnología petrolera actual, es necesario que las caracterizaciones sean lo más completas y detalladas posible con el fin de determinar la mayor variedad de aspectos y propiedades de los yacimientos.

En los capítulos anteriores se ha indicado que la porosidad y la permeabilidad de las rocas son propiedades básicas en la caracterización de yacimientos. A pesar de que desde hace mucho tiempo han sido tema de múltiples estudios, tanto en forma separada como combinada, normalmente se requiere destinar esfuerzo para definir y entender sus comportamientos específicos en cada uno de los yacimientos que se caractericen o estudien. Frecuentemente estos trabajos se tornan difíciles por la complejidad de las formaciones que contienen los hidrocarburos. Tal complejidad se puede considerar como resultado de heterogeneidades geológicas y petrofísicas presentes en las rocas. El grado de complejidad o de heterogeneidad de una formación se manifiesta en el grado de dispersión de los datos de una correlación porosidad-permeabilidad: a mayor dispersión de datos corresponde mayor heterogeneidad o, en otras palabras, mientras menos dispersión de datos se tenga la formación será más homogénea. Si para un yacimiento se establece una correlación porosidad-permeabilidad con datos de núcleos exclusivamente o con información combinada de núcleos y registros de pozos y presenta muy poca o poca dispersión de datos, se define la tendencia media y se ajusta una ecuación que se podrá utilizar en todo el yacimiento para estimar la magnitud de la permeabilidad con base en el valor de la porosidad. En cambio, si la correlación muestra dispersión grande a muy grande de datos, es necesario analizar detalladamente la información para definir el aspecto o aspectos que originan la heterogeneidad y poder separar los datos de tal manera que para cada grupo se defina la tendencia media y se ajuste la ecuación correspondiente. En este caso tendrán que identificarse las zonas del yacimiento a las que correspondan tales grupos de datos y por consiguiente en las que se puedan aplicar las ecuaciones que se ajusten. Ejemplos de yacimientos con correlaciones porosidad-permeabilidad que presentan amplia dispersión de datos y la forma como procesaron la información para mejorar las caracterizaciones se encuentran en la literatura técnica, algunos de ellos se comentan a continuación.

---

---

Davies y Vessell<sup>17</sup> realizaron un estudio al yacimiento North Robertson Unit (NRU) con la finalidad de utilizar atributos geométricos de los poros para predecir la permeabilidad y definir unidades de flujo hidráulico.

El yacimiento NRU se localiza en el Condado Gaines al oeste de Texas, USA, sobre el margen noreste de la plataforma de la cuenca central, Fig.III.1. Cubre aproximadamente 5,600 acres (22.7 km<sup>2</sup>) en donde se han perforado 259 pozos. La producción primaria de aceite se llevó a cabo de 1954 a 1987. A partir de 1987 se implantó un proceso de inyección de agua. Actualmente el yacimiento tiene 144 pozos productores, 109 inyectores y 6 de suministro de agua.

La producción de aceite proviene de carbonatos del Pérmico Inferior. Los carbonatos pérmicos en el NRU fueron depositados en varios medios ambientes relacionados a un bajo relieve de línea de costa y una somera plataforma marina. Pequeñas fluctuaciones verticales en el nivel del mar causaron una significativa migración lateral de facies debido a la carencia de un relieve vertical. Esto originó un rápido apilamiento vertical y una alternancia de depósitos de diferentes medios ambientes (facies). La dolomitización post-depositacional resultó en: 1) una confusión significativa de las fronteras de las facies pero esto no erradicó totalmente las facies relacionadas con el perfil establecido en el tiempo de la depositación, 2) reducción de la porosidad y permeabilidad originales y 3) modificación de la geometría porosa original. Debido a la modificación diagenética de la estructura porosa no hay una relación obvia entre la porosidad y la permeabilidad como se observa en la Fig. III.2, establecida con datos de análisis de núcleos de ocho pozos del yacimiento NRU, por lo que no es posible predecir la permeabilidad con un aceptable grado de exactitud a partir del conocimiento de la porosidad.

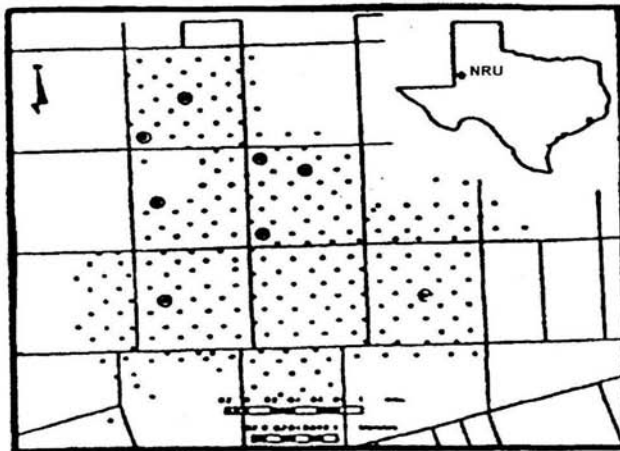


FIG.III.1. Mapa de localización del yacimiento North Robertson Unit. Los círculos abiertos son los pozos nucleados<sup>17</sup>.



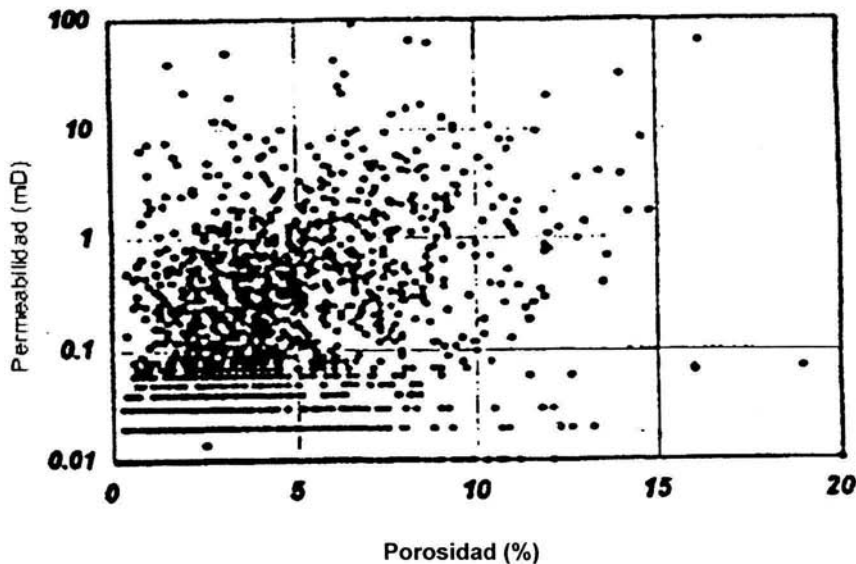


Fig.III.2. Porosidad vs Permeabilidad de todas las muestras de núcleos de ocho pozos del yacimiento North Robertson Unit, West Texas<sup>17</sup>

Un método usado en muchos estudios de yacimientos para mejorar la correlación porosidad-permeabilidad es relacionar estos parámetros con el ambiente de deposición de la roca, es decir con la litología o las facies. Esta técnica se aplicó en el NRU para lo cual se agruparon los datos de núcleos de acuerdo a seis principales ambientes en los que se depositaron los carbonatos: Supratidal (arriba de las mareas), Tidal plat (planicie de marea), Lagoon (lagunal), Shoal (banco), Reef (arrecife) y Shelf (plataforma). En la Fig.III.3 se muestran las correlaciones para los seis ambientes. Como se observa, en el yacimiento NRU no existe relación entre la porosidad, la permeabilidad y el ambiente de depósito. Todas las gráficas muestran una gran dispersión de puntos, por lo que tampoco se puede estimar la permeabilidad con aproximación a partir de la porosidad y tomando en cuenta el ambiente de depósito.

Los carbonatos han experimentado una significativa alteración diagenética de la geometría porosa en todos los medios ambientes, entonces no hay una relación fundamental entre el medio ambiente de depósito y la permeabilidad. Este problema es común en muchos yacimientos diagenéticamente alterados.

Tomado en cuenta que los carbonatos del yacimiento NRU han tenido modificaciones en su estructura porosa por los efectos diagenéticos, se aplicó un procedimiento para mejorar la relación porosidad-permeabilidad que se basa en las características de la geometría del espacio poroso. Este método requiere el establecimiento de tipos de poro y tipos de roca.

Para clasificar los tipos de poro se analizaron núcleos convencionales, núcleos de pared y recortes de barrena. De estos análisis se determinaron los siguientes aspectos: tamaño y forma del poro, tamaño de la garganta, relación entre tamaño de poro y tamaño de la garganta, número de gargantas que intersectan cada poro y distribución de los poros dentro de la muestra. Para establecer los tipos de roca se tomó en cuenta la abundancia de cada tipo de poro en los intervalos del yacimiento. Con base en esto se establecieron ocho tipos de roca.

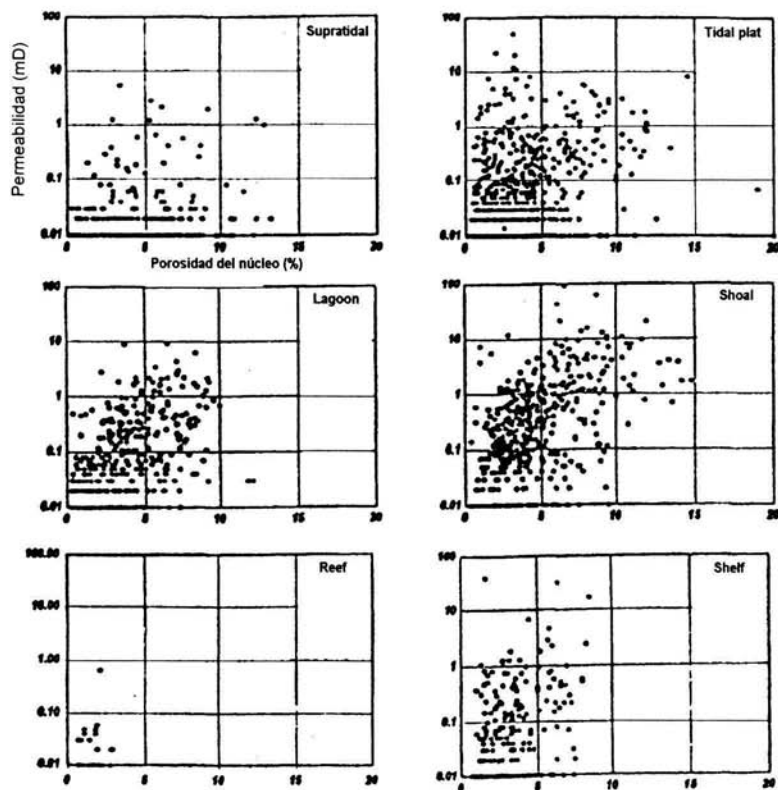


Fig. III.3. Relaciones porosidad-permeabilidad para los principales ambientes de depósito<sup>17</sup>

Los datos de porosidad y permeabilidad obtenidos de análisis de núcleos correspondientes a las muestras que se utilizaron en el estudio de la geometría del espacio poroso se agruparon de acuerdo a los tipos de roca. En la Fig. III.4 se muestran las gráficas resultantes. Se puede observar que la porosidad y la

permeabilidad están íntimamente relacionadas para cada tipo de roca. La relación del tipo de roca con la permeabilidad tiene un rango de error relativamente bajo para la mayoría de las muestras. Ecuaciones fueron ajustadas para cada tipo de roca para definir cuantitativamente cada relación. Estas han sido usadas en todo el yacimiento en la predicción de la permeabilidad, siendo función de la porosidad y del tipo de roca.

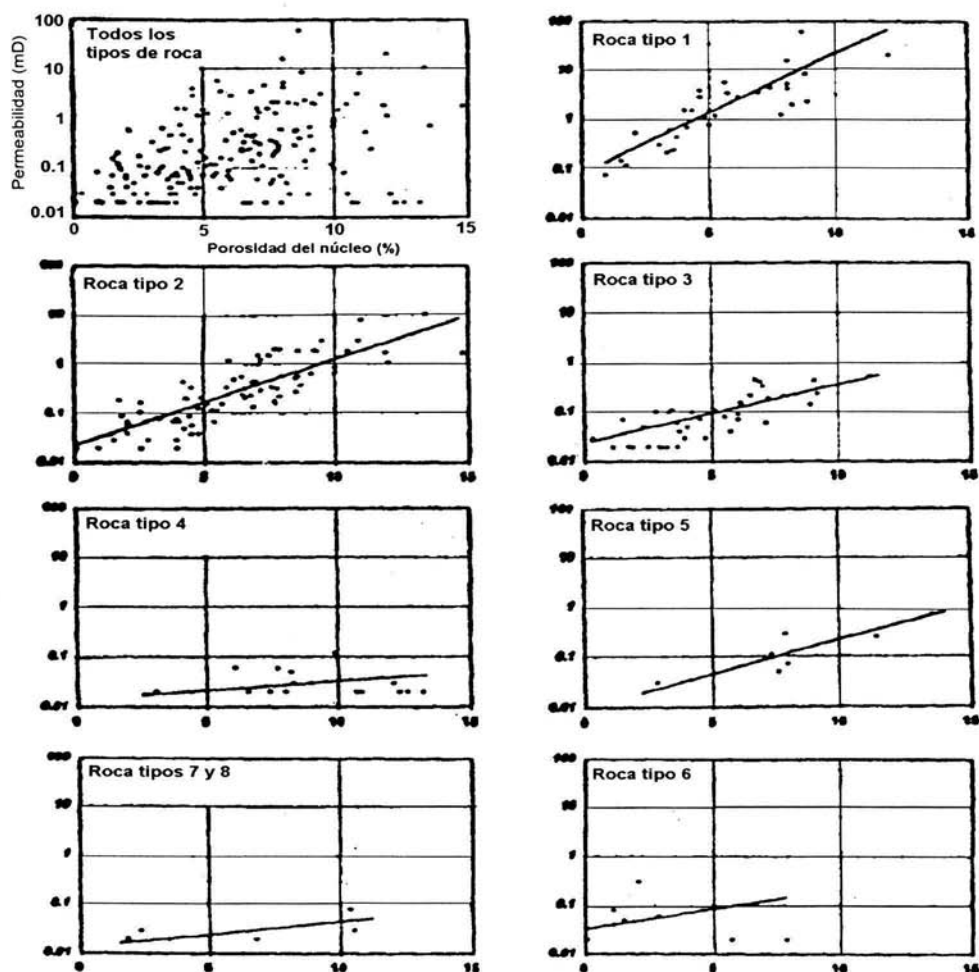


Fig.III.4. Relaciones porosidad-permeabilidad por tipo de roca. Muestras usadas en el análisis de geometría porosa<sup>17</sup>.

---

---

De acuerdo a los resultados del estudio de la geometría del espacio poroso, para estimar el valor de la permeabilidad de un intervalo en el yacimiento NRU se requiere conocer el valor de la porosidad y el tipo de roca al que pertenece el intervalo con el fin de seleccionar la gráfica o ecuación por utilizar.

Stiles y Hutfilz<sup>18</sup> realizaron un estudio que muestra la utilización de análisis rutinarios y especiales de núcleos en la caracterización de los campos que producen de arenas del Grupo Brent localizados en el área del Reino Unido del Mar del Norte.

El Grupo Brent comprende cinco formaciones representando una secuencia de depósito transgresiva/regresiva. La principal fase regresiva comprende un sistema fluviodeltáico. Las arenas del Grupo Brent son de edad Jurásico Medio. La secuencia de depósito, comenzando a partir de la base y progresivamente hacia arriba, incluye un depósito transgresivo (Broom), lutitas de prodelta y arenas de frente de costa (Rannoch), un complejo de playa y de barra de barrera (Etive), sedimentos fluviales y de laguna (Ness Inferior, Medio y Superior) y una arena marina transgresiva (Tarbert).

Las areniscas Tarbert y Ness generalmente son cuarzosas, mientras que las Etive, Rannoch y Broom son cuarzofeldespáticas. La diagénesis es evidenciada por la presencia de kaolinita e illita junto con una reducción en los poros y gargantas resultado de la compactación y crecimientos sobre el cuarzo.

La necesidad de una apropiada caracterización de los yacimientos es importante debido a la complejidad geológica. Una caracterización correcta ayuda a un buen entendimiento de las razones que originan los comportamientos de los yacimientos y en caso necesario a tomar acciones correctivas.

Un buen conocimiento de la distribución de la permeabilidad tanto vertical (a nivel de pozo) como arealmente (varios pozos) es importante para fundamentar los diversos estudios de yacimientos. Los análisis rutinarios de núcleos han sido muy valiosos en la caracterización de las arenas del Grupo Brent ya que se han podido establecer correlaciones porosidad-permeabilidad para los pozos nucleados con las cuales se puede estimar el valor de la permeabilidad en pozos no nucleados utilizando datos de porosidad obtenidos de registros geofísicos de pozos.

No fue posible establecer correlaciones cuando se tomaron todos los datos de un campo o de una parte de un campo. Las correlaciones se tuvieron a nivel de las formaciones del Grupo Brent. En estas correlaciones se observó la influencia significativa de otros factores.

Ejemplos de estas correlaciones y su aplicación para mejorar la caracterización de los yacimientos se presentan a continuación.

En la Fig. III.5 se muestra la correlación porosidad-permeabilidad para la formación Etive en el pozo CN-29 perforado en el Bloque IV del Campo Cormorant Norte. Se observa dispersión de puntos, por lo que la estimación de la permeabilidad a partir de la porosidad tiene amplio rango de variación. Los datos de esta gráfica se clasificaron de acuerdo a los dos intervalos nucleados de la formación Etive. Esta separación de datos se presenta en la Fig. III.6 en la que se combina con los registros geofísicos tomados en el pozo. Se puede apreciar que se definen dos tendencias, una para cada intervalo. Además, los registros

geofísicos exhiben diferencias de comportamiento entre ambos intervalos (diferente separación entre las curvas neutrón y densidad y diferentes valores de resistividad). Combinando la información de los registros con las dos tendencias establecidas, a las cuales se les puede ajustar su ecuación, es posible estimar la permeabilidad con mayor aproximación en pozos que no hayan sido nucleados.

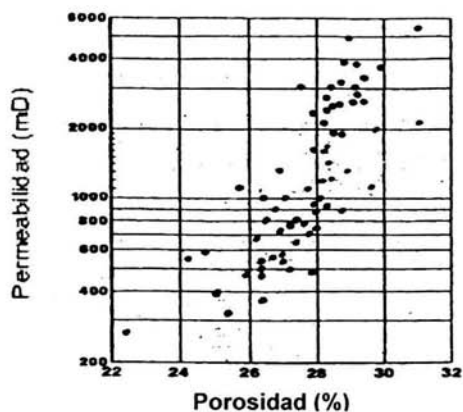


Fig.III.5. Correlación porosidad-permeabilidad para la formación Etive, pozo CN-29, Bloque IV, Campo Cormorant Norte<sup>18</sup>

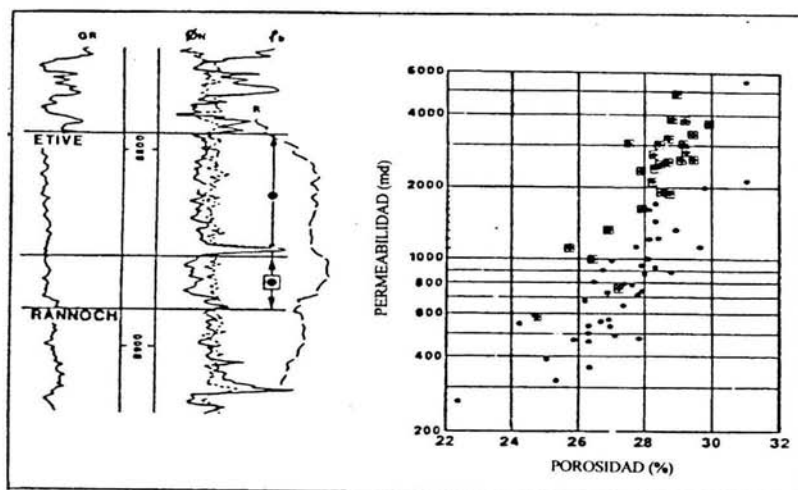


Fig.III.6. Porción de registros y correlación porosidad-permeabilidad separada por intervalos de la formación Etive, pozo CN-29, Bloque IV, Campo Cormorant Norte<sup>18,19</sup>

Otro ejemplo en un pozo se muestra en la Fig.III.7 en la que están graficados todos los datos de porosidad y permeabilidad obtenidos del análisis de núcleos de

la formación Etive del pozo CA-02 del Campo Cormorant Sur. La dispersión de datos es muy grande. En la Fig.III.8 se considera la misma información separada de acuerdo a los intervalos nucleados indicados en los registros geofísicos del pozo. Es notable la separación de datos, lo que permite definir muy bien dos tendencias porosidad-permeabilidad. Como en el caso anterior, identificando rasgos en los registros y relacionándolos a las tendencias gráficas o a las ecuaciones correspondientes se puede estimar con mayor aproximación la permeabilidad en los pozos no nucleados.

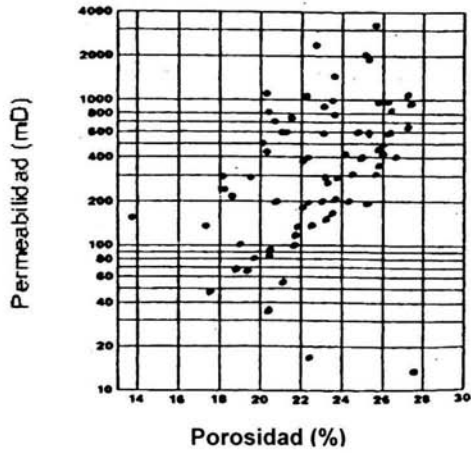


Fig.III.7. Correlación porosidad-permeabilidad para la formación Etive, pozo CA-02, Campo Cormorant Sur<sup>18</sup>.

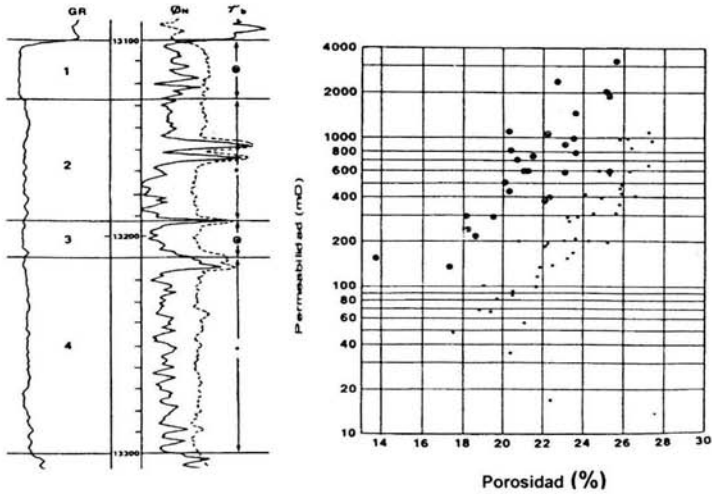


Fig.III.8. Porción de registros y correlación porosidad-permeabilidad separada por intervalos de la formación Etive, pozo CA-02, Campo Cormorant Sur<sup>18</sup>.

Casos similares se tienen entre pozos. En la Fig.III.9 están los datos de dos pozos perforados en la zona de aceite de la formación Etive en el Bloque IV del campo Cormorant Norte. En la Fig. III.10 están separados los datos por pozo. Se observan dos agrupamientos bien definidos. Asimismo, en la Fig. III.11 se presentan los datos de dos pozos perforados en zona de agua de la formación Etive en el Bloque III del campo Cormorant Norte y en la Fig.III.12 se tiene la misma información separada por pozo, observándose dos agrupamientos.

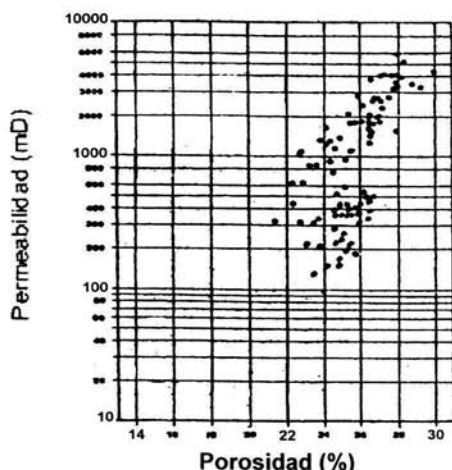


Fig.III.9.Gráfica de porosidad-permeabilidad, formación Etive, dos pozos en zona de aceite, Bloque IV, Campo Cormorant Norte<sup>18</sup>.

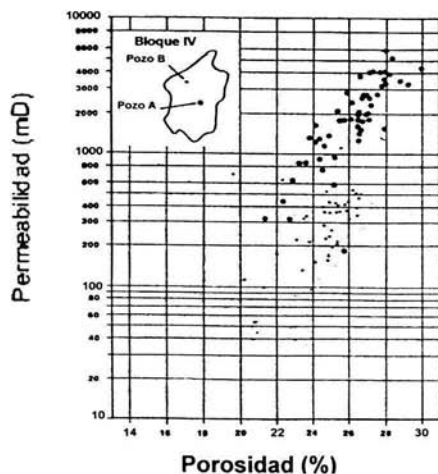


FIG.III.10.Gráfica porosidad-permeabilidad, dos pozos en la zona de aceite, datos separados por pozo, formación Etive, Bloque IV, Campo Cormorant Norte<sup>18</sup>.

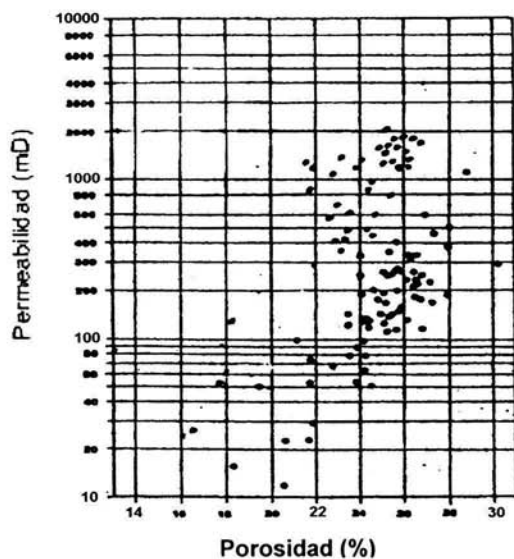


Fig.III.11. Gráfica porosidad-permeabilidad, formación Etive, dos pozos en zona de agua, Bloque III, Campo Cormorant Norte<sup>18</sup>.

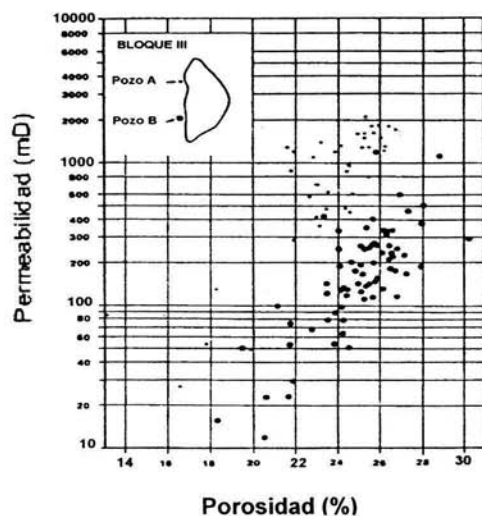


FIG.III.12. Gráfica porosidad-permeabilidad, dos pozos en la zona de agua, datos separados por pozo, formación Etive, Bloque III, Campo Cormorant Norte<sup>18</sup>.



También se apreció un comportamiento similar al combinar datos de dos pozos perforados en la formación Etive, uno en la zona de aceite y otro en la de agua del Bloque II del Campo Cormorant Sur, Figs.III.13 y III.14. La diferencia en este caso es parcialmente causada por la presencia de illita fibrosa en la zona de agua.

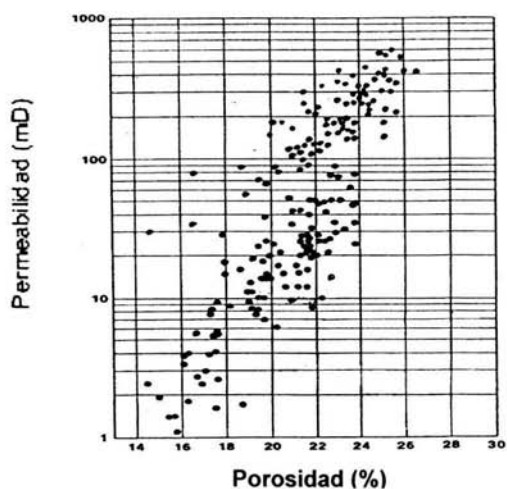


Fig.III.13. Gráfica de porosidad-permeabilidad, formación Etive, un pozo perforado en zona de aceite y otro en zona de agua, Bloque II, Campo Cormorant Sur<sup>18</sup>.

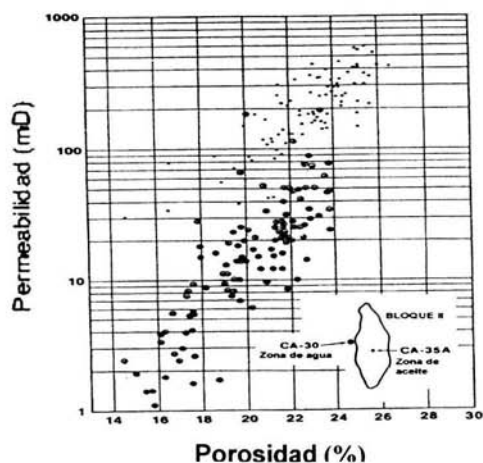


Fig.III.14. Gráfica porosidad-permeabilidad, formación Etive, datos separados por pozo, un pozo en la zona de aceite y otro en la zona de agua, Bloque II, Campo Cormorant Sur<sup>18</sup>.

Estos comportamientos de datos también se presentan en otras formaciones. En la Fig.III.15 se muestra la información del estrato Ness Inferior, del Bloque I, Campo Cormorant Sur.

La forma de preparar las gráficas también ayuda a mejorar las correlaciones y obtener mejores resultados. Un ejemplo se tiene en la Fig.III.16 en la que se muestra que con un cambio de escalas en las gráficas se logra apreciar mejor la separación de datos y por consiguiente se facilita la definición de tendencias porosidad-permeabilidad. La información de esta figura es la misma de las Figs. III.7 y III.8.

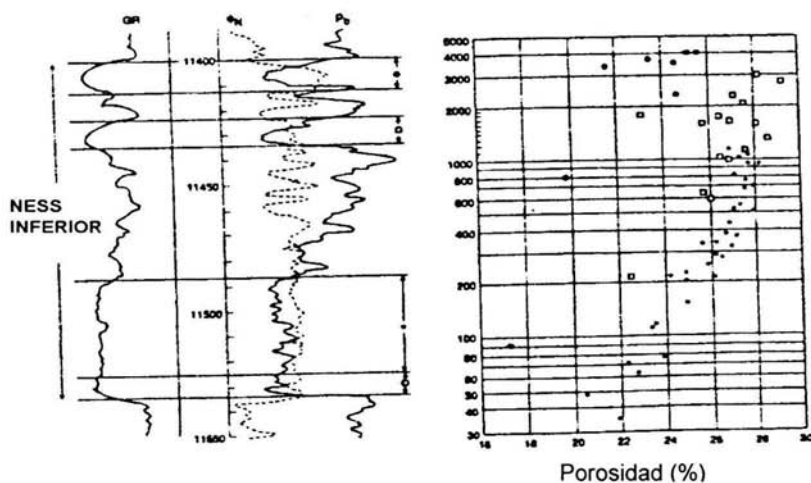


Fig.III.15. Porción de registro y gráfica porosidad-permeabilidad, formación Ness Inferior, Bloque I, Campo Cormorant Sur<sup>18</sup>.

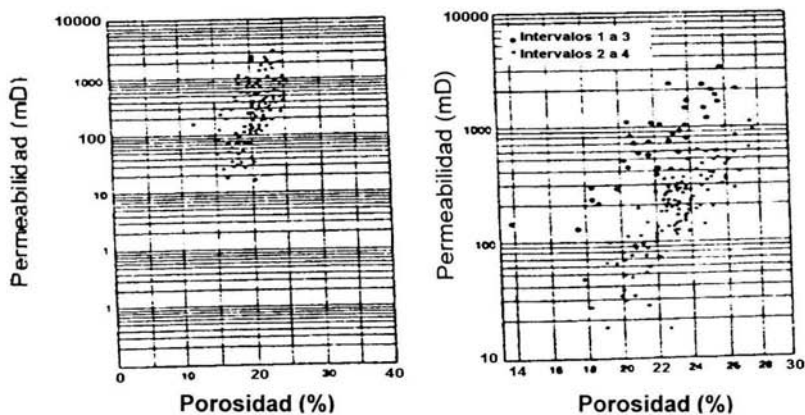


Fig.III.16. Comparación de escalas de las gráficas porosidad-permeabilidad, formación Etive, pozo CA-02, Campo Cormorant Sur<sup>18</sup>.

---

---

Los análisis rutinarios de núcleos han mostrado que existen variaciones significativas en las correlaciones porosidad-permeabilidad de las formaciones del Grupo Brent, aún cuando pudieran ser consideradas como uniformes. Las variaciones también se tienen entre pozos de la misma área y entre pozos perforados en zonas de aceite y en zonas de agua.

Las correlaciones porosidad-permeabilidad se pueden mejorar o afinar si se toman en cuenta características litológicas. Tales correlaciones afinadas se utilizan para estimar, con un grado de aproximación aceptable, la permeabilidad de las formaciones en pozos no nucleados si se obtiene la porosidad de los registros geofísicos y se conocen las características litológicas del intervalo en cuestión.

También referente a las areniscas del Grupo Brent del Mar del Norte, Moss<sup>20</sup> realizó un estudio en el que analiza factores geológicos que influyen y llegan a controlar algunas características petrofísicas de tales sedimentos, como son la porosidad y la permeabilidad.

El Grupo Brent comprende cinco formaciones que caracterizan una progradación completa de un sistema río-delta en un mar de aguas someras en el Jurásico Medio. Los sedimentos de río que originaron el delta fueron retrabajados formando un sistema de barras costeras que separaron las lagunas atrás de las barras y la planicie deltáica del ambiente marino de mayor energía.

La secuencia de formaciones del Grupo Brent es la siguiente. En la base está la formación Broom que consiste de arenas pobremente clasificadas, completamente bioturbadas, intercaladas con arenas micaseas y arenas con guijarros. Sobre la formación Broom se encuentra la formación Rannoch que comprende lodos y arenas de grano fino micaseas. Enseguida está la formación Etive compuesta de arenas de grano fino mas bien que masivas. Encima de la Etive está la formación Ness que está constituida por intercalaciones de capas de rocas formadas por arena, limos y lodos y capas de carbón. En la cima de la secuencia se tiene a la formación Tarbert de arenas gruesas seguidas de arenas micaseas de grano fino.

Las formaciones del Grupo Brent están íntimamente relacionadas con los ambientes del sistema de depositación. A nivel regional las cinco formaciones del Grupo Brent son fácilmente identificadas y correlacionadas.

Tomando en cuenta que los factores geológicos que más importancia tienen sobre los aspectos petrofísicos son la mineralogía y la estructura rocosa, se llevaron a cabo análisis detallados para definir, por un lado la influencia de la composición mineralógica en la porosidad y, por otro, el efecto de la geometría del espacio poroso sobre la permeabilidad. Para estos estudios meticulosos se procesó información obtenida de diferentes tipos de análisis geológicos y petrofísicos de núcleos así como de la interpretación de registros geofísicos de pozos.

La subdivisión de una secuencia sedimentaria en unidades de flujo hidráulico es uno de los principales objetivos de los petrofísicos. Es importante porque se traslada la descripción del yacimiento del modelo geológico al modelo de ingeniería, debido a que es necesario reconocer cuáles partes de la formación tienen las mismas características de almacenamiento de hidrocarburos y de

---

---

transmisibilidad de fluidos. La geometría porosa es el factor fundamental de control de esas propiedades, así que la tarea es identificar aquellas áreas de la formación con similares geometrías porosas.

Las propiedades eléctricas de una formación son también dependientes de la geometría porosa y los valores de tales términos, como el exponente de cementación y el exponente de saturación, usados en los registros para determinar la saturación de fluidos son frecuentemente diferentes cuando se tienen distintas geometrías porosas. Las fallas al reconocer los distintos tipos de rocas dentro de los modelos petrofísicos de la formación pueden arrojar resultados erróneos en la saturación de fluidos y una simplificación grande en la definición de las unidades de flujo presentes.

Aunque múltiples tipos de roca ocurren en la secuencia Brent debido a las variaciones en el ambiente de depósito, el factor más importante es la diagénesis. Esto es porque los principales efectos de la diagénesis se manifiestan a nivel de los poros y es la geometría porosa la que controla la habilidad de la roca para transmitir los fluidos.

La distribución del tamaño de los granos es generalmente considerada como la principal influencia de control inicial. La diagénesis modifica las condiciones originales.

La permeabilidad de una formación puede ser definida como la facilidad con la cual los fluidos se mueven a través de la roca. Esto es un atributo dinámico de la formación y no puede ser observado sin la presencia de un gradiente de presión. La definición implica que la permeabilidad es una medida de la cantidad de conexiones del espacio poroso que contiene al fluido y el tamaño de esas conexiones. Aunque la permeabilidad y la porosidad frecuentemente se correlacionan, la permeabilidad no tiene una relación directa con la porosidad. Los procesos diagenéticos son generalmente perjudiciales para la permeabilidad ya que ellos comúnmente resultan en restricciones en las gargantas de los poros. En las secuencias Brent que no han sido severamente afectadas por la diagénesis, es posible formular predictores de magnitud de la permeabilidad basados en tendencias con la porosidad, debido a que la textura primaria de los sedimentos es el factor dominante de la geometría de los poros y de la conectividad. En contraste, en áreas donde la alteración diagenética ha sido severa, la permeabilidad no es una función muy simple de la porosidad ya que la geometría porosa ha sido muy afectada por varias fases de disolución y precipitación de los minerales.

El Campo Ninian productor en la secuencia Brent es un ejemplo de lo indicado anteriormente. En la Fig.III.17 se muestra la correlación porosidad-permeabilidad para todos los datos de laboratorio obtenidos en núcleos del pozo 3/3-3 para el Grupo Brent. Esta gráfica señala que no existe una relación directa entre porosidad y permeabilidad, es decir, se tiene dispersión de puntos. Sin embargo, cuando los datos se clasifican de acuerdo a las unidades litoestratigráficas, se distinguen varias tendencias dentro de la nube original de puntos, ver Figs. III.18, III.19 y III.20. Algunas de las tendencias presentan poca dispersión de puntos por lo que se podría considerar que en esos casos prácticamente no hubo cambios diagenéticos y existe una relación simple entre la porosidad y la permeabilidad. En otros casos, la dispersión grande de datos se

---

---

atribuye a deterioros en la permeabilidad ocurridos en etapas de diagénesis, en las que se generaron crecimientos sobre el cuarzo, disolución de feldspatos y precipitación de illita y kaolinita en varias partes del campo. Para mejorar estas correlaciones es necesario realizar estudios petrofísicos relacionados a la geometría del espacio poroso. Situaciones similares se presentan en la secuencia Brent de otros campos ubicados en el área estudiada del Mar del Norte.

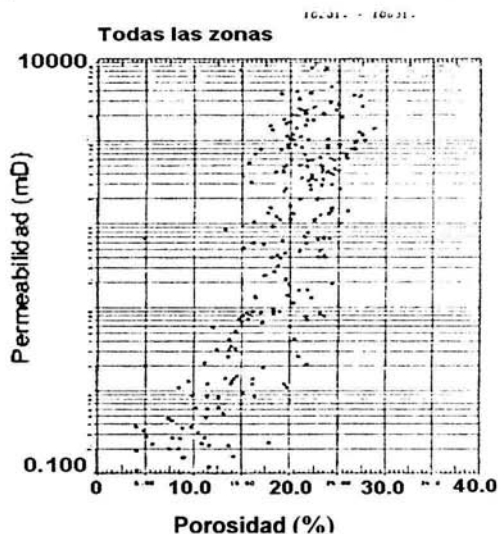


Fig.III.17. Correlación porosidad-permeabilidad para todos los núcleos del pozo 3/3-3, Grupo Brent, Campo Ninian.<sup>20</sup>

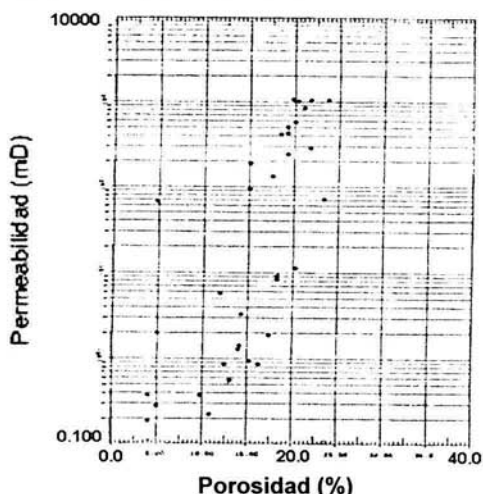


Fig.III.18. Correlación porosidad-permeabilidad de núcleos para la formación Tarbert, pozo 3/3-3, Campo Ninian.<sup>20</sup>

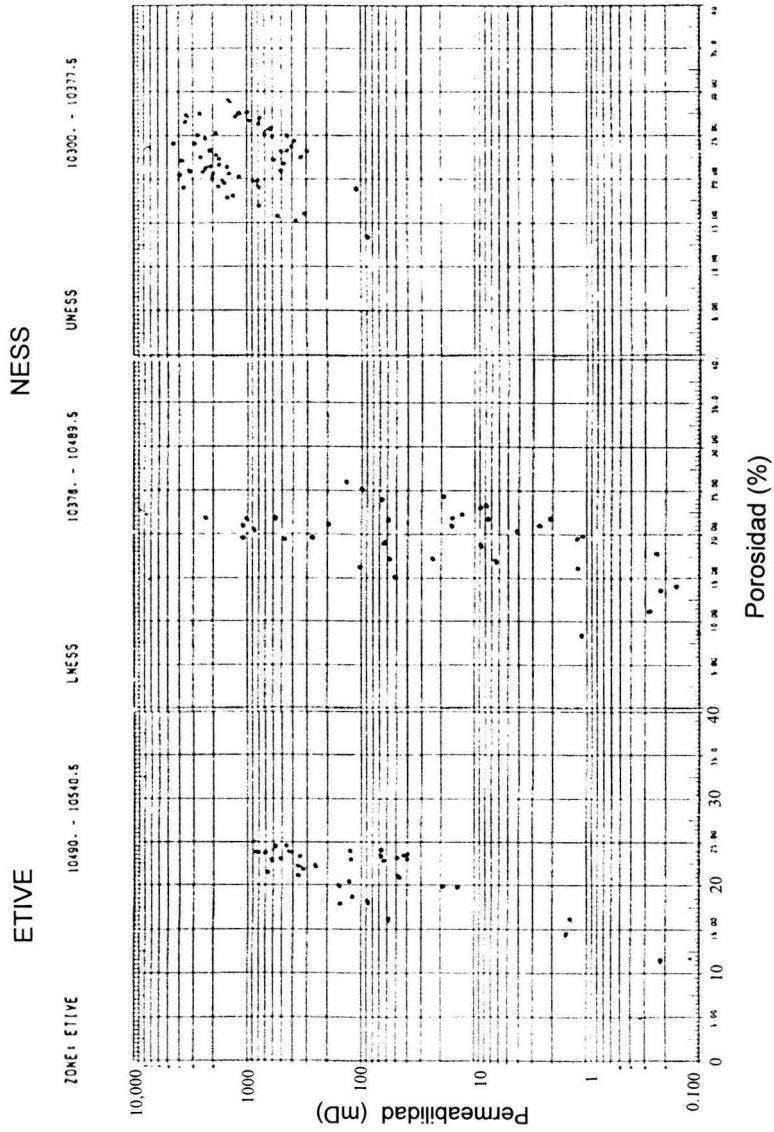


Fig.III.19. Permeabilidad vs porosidad de núcleos para las formaciones Etive y Ness, pozo 3/3-3, Campo Ninian.<sup>20</sup>

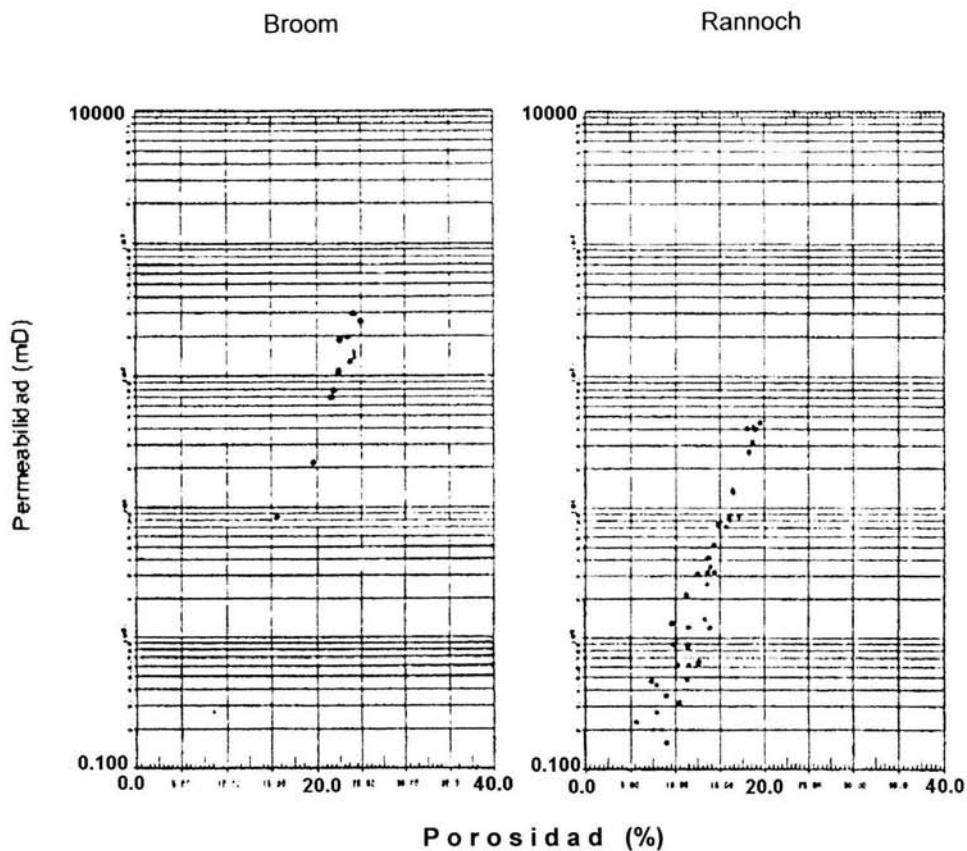


Fig.III.20. Permeabilidad vs porosidad de núcleos para las formaciones Broom y Rannoch, pozo 3/3-3, Campo Ninian.<sup>20</sup>

Con el propósito de estimar la permeabilidad en intervalos de pozos no nucleados Wendt, W. A. y colaboradores<sup>12</sup> realizaron un estudio en el área conocida como Northwest Fault Block (NWFB) del campo de aceite Prudhoe Bay de Alaska. En tal área se ha implantado un desplazamiento de aceite por inyección de agua.

Para establecer un proceso de recuperación secundaria en un yacimiento o campo petrolero, así como para su monitoreo, interpretar el comportamiento de flujo de fluidos y tomar decisiones de diverso tipo, es muy necesario conocer las variaciones de permeabilidad dentro de la formación productora, por lo que se llevó a cabo un estudio para predecir la permeabilidad con base en información de análisis de núcleos. Con datos de porosidad y permeabilidad obtenidos en laboratorio se establecieron correlaciones entre estos dos parámetros, que sirvieron de base para posteriormente predecir el valor de la permeabilidad en pozos no nucleados, considerando información de registros geofísicos de pozos.

Se utilizaron datos de núcleos de doce pozos perforados en el bloque noroeste de la falla (NWFB) o cerca de ella, como lo muestra la Fig.III.21. En laboratorio se hicieron mediciones de porosidad y de permeabilidad, se efectuaron determinaciones petrológicas, estimándose los porcentajes de calcita cementante, gravas, arcilla y de los tamaños de grano existentes en la arena. Además, se llevó a cabo un estudio estratigráfico de la formación productora del yacimiento.

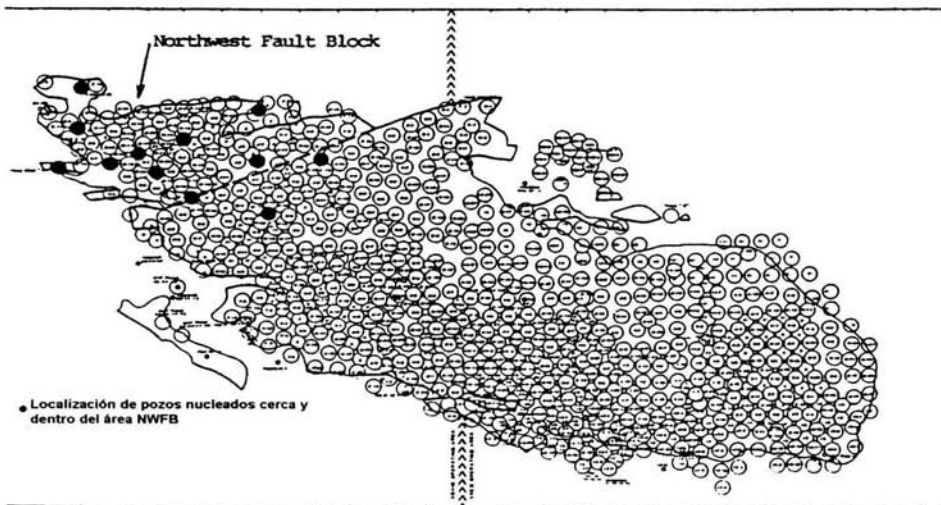



Fig.III.21. Mapa de localización del Campo Prudhoe Bay mostrando el área NWFB y localización de los pozos nucleados utilizados en el estudio<sup>12</sup>



Se combinó la información petrológica con la estratigráfica, lográndose dividir en varias zonas a la formación productora. Las zonas y sus características se indican en la tabla siguiente:

Profundidad	Zona	Características
	4B	Arenisca de grano fino con abundantes lutitas en algunas partes
	4A	
	3	Conglomerado arenoso con pocas lutitas
	2C	Arenisca de grano fino con abundantes arcillas en algunas partes y en partes conglomerática
	2B	
	2A	
	1B	Arenisca de grano muy fino a fino con abundantes intercalaciones de lutitas
	1A	

Los datos de porosidad y de permeabilidad obtenidos de los análisis de laboratorio se clasificaron de acuerdo a las zonas indicadas y se prepararon las gráficas de la Fig.III.22 en las que se aprecian distintos grados de dispersión de puntos.

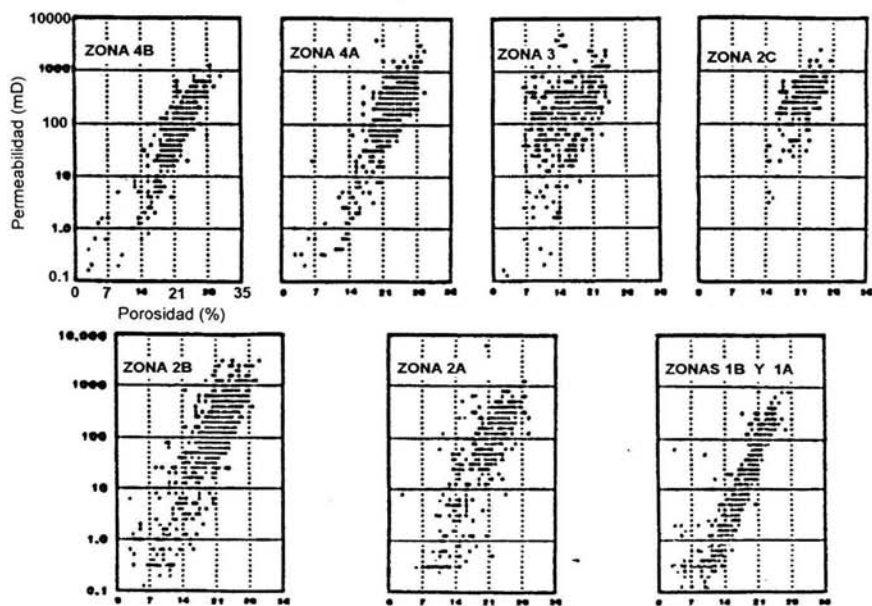


Fig.III.22. Gráficas porosidad-permeabilidad por zonas, NWFB, Campo Prudhoe Bay.<sup>12</sup>

Toda la información obtenida de los distintos análisis de núcleos, del estudio estratigráfico realizado en la formación productora y de los registros geofísicos de los pozos se consideró para establecer un procedimiento por medio del cual se puede estimar el valor de la permeabilidad. El procedimiento se aplicó a los pozos nucleados para determinar su grado de aproximación. En la Fig.III.23 se muestra un ejemplo en el que se comparan los valores de la permeabilidad obtenidos con tal procedimiento y los correspondientes medidos en laboratorio. Se aprecia, en general, muy buena reproducción de datos en todas las zonas. Este procedimiento se aplicó para estimar la permeabilidad en pozos no nucleados del yacimiento.

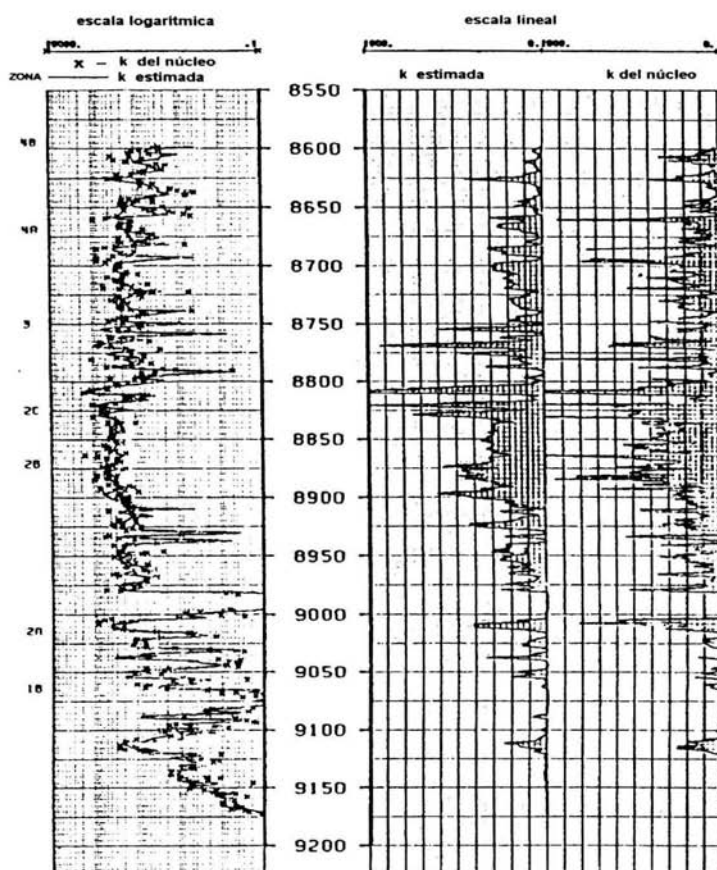


Fig.III.23. Gráficas en escalas logarítmica y lineal de permeabilidades de núcleos y estimadas para un pozo nucleado del NWFB. La permeabilidad aumenta a la izquierda en cada carril<sup>12</sup>.

En la literatura técnica petrolera también se han presentado trabajos en los que se analiza la correlación entre la porosidad y la permeabilidad de las rocas y la influencia que tienen sobre ella algunos parámetros geológicos y petrofísicos. A continuación se comentan dos artículos referentes a ese tema.

Lucía, F. J.<sup>21</sup> propone una clasificación de campo del espacio poroso de carbonatos a partir de parámetros petrofísicos estimados de descripciones visuales. El trabajo se basa en un volumen grande de datos sobre el origen del espacio poroso en carbonatos y sus relaciones con parámetros petrofísicos y geológicos. La geometría del espacio poroso entre las partículas o cristales está relacionada al tamaño y forma de tales partículas, a la cantidad y distribución del material cementante, a la compactación y al grado de limpieza entre las partículas. La cantidad de cementante y los grados de compactación y de limpieza entre partículas se refleja en las variaciones de porosidad y, por lo tanto, en las de permeabilidad.

Se midió el tamaño de la partícula, la porosidad y la permeabilidad de un volumen grande de muestras de roca carbonatada no cavernosa pertenecientes a varios yacimientos. Los resultados se presentan en la Fig. III.24, observándose buena relación entre esos tres parámetros. Lo anterior indica que tal gráfica puede ser utilizada para estimar la permeabilidad de una roca carbonatada, sin cavernas, si se conoce la porosidad intergranular y el tamaño de la partícula.

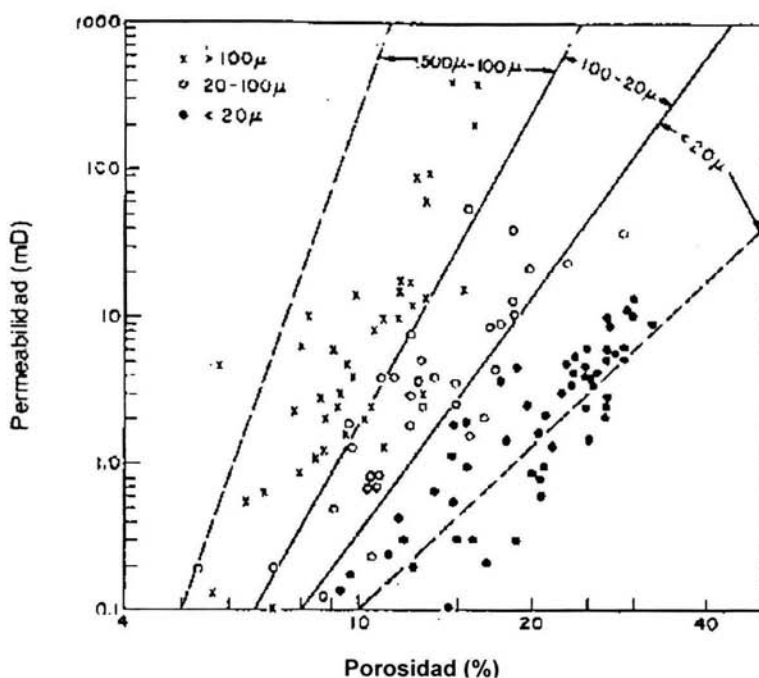


Fig.III.24.Porosidad-permeabilidad para varios grupos de tamaño de partícula( $500-100\mu$ ,  $100-20\mu$ ,  $< 20\mu$ ) en rocas carbonatadas no cavernosas.<sup>21</sup>

La correlación anterior corresponde a ciertas condiciones de distribución del material cementante. Si la distribución del cementante cambia se tendrán desviaciones en los valores de permeabilidad. El mismo efecto se tendrá si cambia la cantidad y distribución del material arcilloso presente.

Vázquez, C. P.<sup>6</sup> realizó un análisis sobre la dispersión de datos que se tienen en algunas correlaciones porosidad-permeabilidad de medios porosos con la finalidad de definir las razones principales por las que este fenómeno ocurre. Se seleccionaron algunos ejemplos de correlaciones porosidad-permeabilidad obtenidas en empacamientos de esferas y de arena suelta y en formaciones consolidadas (areniscas y carbonatos).

Vázquez, menciona que 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. El grado de heterogeneidad relacionado a estos elementos se manifiesta en el grado de dispersión de datos de las correlaciones porosidad- permeabilidad. Por ello, se considera necesario determinar los aspectos responsables de la dispersión de datos en tales correlaciones para afinarlas.

En el trabajo se presentan los datos de once correlaciones. 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% como se puede observar en la siguiente tabla:

MEDIO	$\phi$ (%)	K(mD)
EMPACAMIENTO DE ESFERAS	25 - 35	10,000 - 200,000
EMPACAMIENTO DE ARENA	23 - 45	1,000 - 500,000
EMPACAMIENTO DE ARENA	35 - 44	12,000 - 35,000
ARENISCA	9 - 19	0.05 - 100
ARENISCA	17 - 24	1 - 300
ARENISCA	11 - 30	40 - 1500
ARENISCA	19 - 29	100 - 5,000
ARENISCA	1 - 30	0.1 - 3,000
ARENISCA	1 - 36	1 - 10,000
ARENISCA Y CARBONATOS	8 - 30	1 - 1,000
CALIZA	1 - 15	0.01 - 4

Cada gráfica se presenta señalando el medio poroso al que corresponde y el fluido con que fueron medidas la porosidad y la permeabilidad.

El análisis de la dispersión de datos en las correlaciones porosidad-permeabilidad se realizó para empacamientos de esferas y de arenas y para

---

---

areniscas. En el análisis se tomaron en cuenta, además de la porosidad y la permeabilidad, aspectos como: tamaño de grano, esfericidad y redondez.

Para los empacamientos de esferas se observó que 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 suelen ser representativos de las características estructurales de los poros.

De las observaciones realizadas al considerar las proporciones de la mezcla de esferas y el tamaño de las mismas, se determina que cuando los empaques muestran mayor dispersión de tamaño de grano, 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.

Como ejemplo de análisis y observaciones realizadas en este trabajo, se presentan las gráficas de las Figs.III.25 y III.26. Se puede observar en la Fig.III.25, que presenta dispersión de datos sin señalar los diferentes tamaños de grano, que no se define buena relación entre los parámetros porosidad y permeabilidad. En cambio, en la Fig.III.26 se puede ver la relación entre los parámetros mencionados porque se distinguen los diferentes tamaños de grano.

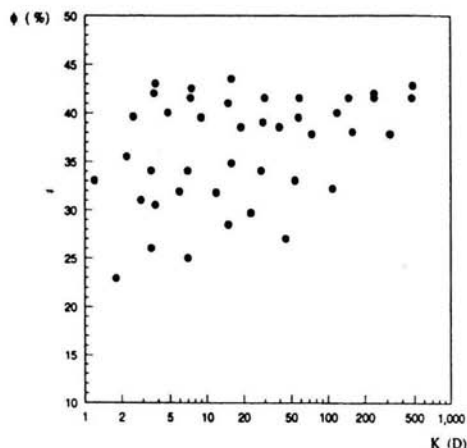


Fig.III.25. Correlación porosidad-permeabilidad para empacamientos de arena suelta.<sup>6</sup>

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. Para una cierta permeabilidad, los valores de porosidad aumentan a medida que disminuye el tamaño de grano. Se puede deducir de esta gráfica que

la variación de la porosidad es en menor grado afectada por el tamaño de grano, no así la permeabilidad que depende grandemente de ese parámetro.

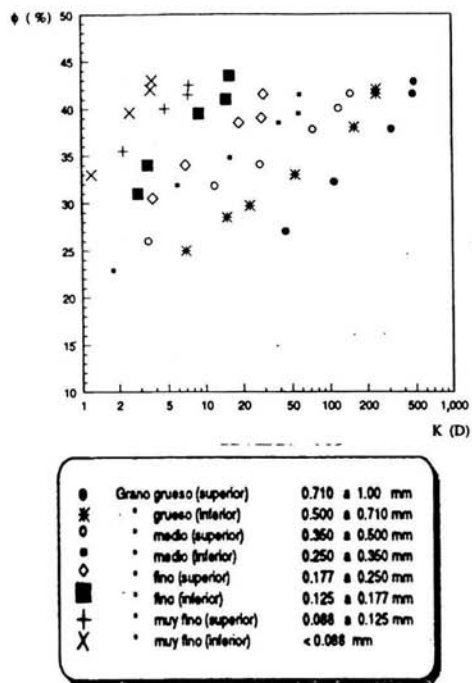


Fig. III.26. Correlación porosidad-permeabilidad para empacamientos de arena suelta. En la gráfica se identifica el tamaño de grano.<sup>6</sup>

En forma similar, Vázquez procesó la información de la literatura revisada y después de varios ajustes hechos para cada una de las tendencias que definió correspondientes a los diferentes rangos de tamaño de grano, obtuvo la siguiente ecuación general para determinar la permeabilidad.

$$K = 0.07 d^{1.3} \phi^{4 d^{0.096}} \quad (\text{III-1})$$

Donde:

d= Tamaño medio de grano (mm)

φ= Porosidad (%)

K= Permeabilidad (mD)

Con esta ecuación se puede estimar el valor de la permeabilidad en medios porosos, artificiales o areniscas, si se conoce la magnitud de la porosidad y el tamaño medio de grano.

En la Fig.III.27 se presenta la gráfica correspondiente a tal ecuación<sup>6</sup>.

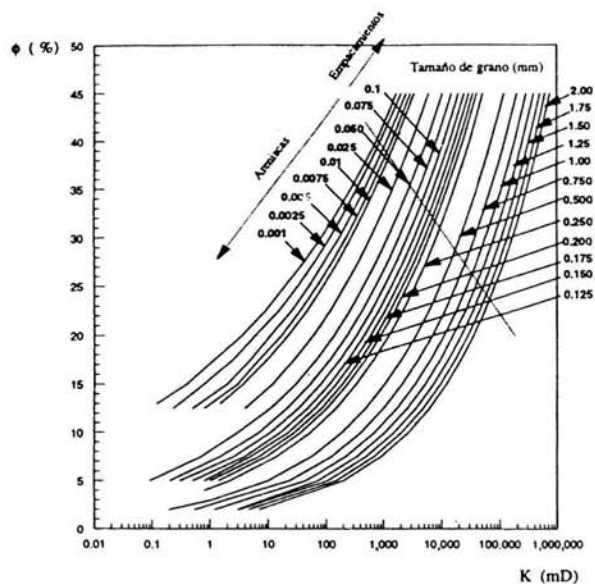


Fig.III.27. Correlación general porosidad-permeabilidad obtenida para empacamientos y areniscas.<sup>6</sup>

Vázquez hizo también observaciones del comportamiento de la esfericidad y redondez en función del tamaño de grano. Se vio que un aumento en tal característica va asociado a incrementos en la esfericidad y en la redondez. Además, concluyó que en empacamientos con tamaño medio de grano similar y diferente valor de porosidad, el principal valor influyente es el arreglo geométrico entre granos, que puede ser muy compacto o con mayor espaciado entre ellos. Este aspecto lo define fundamentalmente el grado de dispersión del tamaño de grano.

En la Fig. III.28 se define 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.

En la Fig. III.29 se observa que a mayor porosidad son más bajos los valores de redondez debido a que las partículas más pequeñas son más angulosas por lo que no se tienen empacamientos cerrados y sí un mayor espacio

poroso. La dispersión de puntos se debe a la variación del tamaño de los granos de los empacamientos.

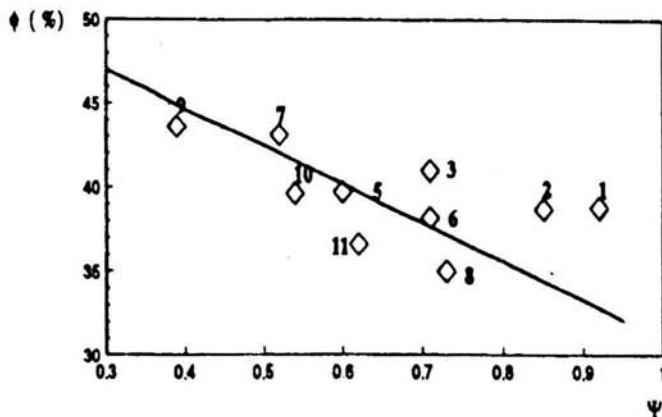


Fig.III.28. Correlación porosidad-esfericidad en empacamientos.<sup>6</sup>

$$\phi = 53.9188 - 22.916\psi$$

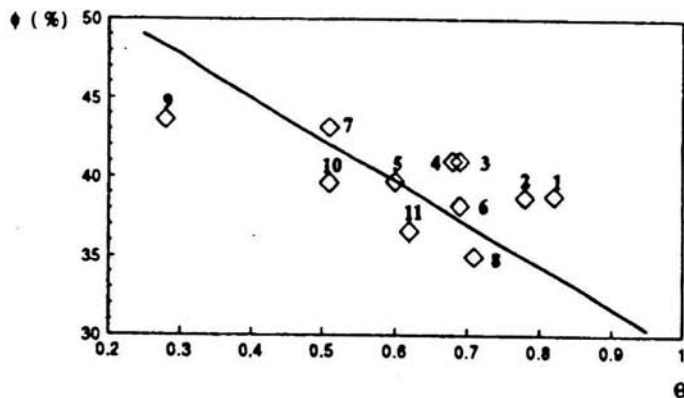


Fig.III.29. Correlación porosidad-redondez en empacamientos.<sup>6</sup>

$$\phi = 55.5292 - 26.4244\theta$$

En el trabajo también se analizó la influencia del tamaño de grano en las relaciones porosidad-permeabilidad en rocas sedimentarias. Observó que existe una mayor dispersión de datos en los casos con rango más amplio de tamaño de grano. 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.

La bibliografía revisada referente al tema de esta tesis, parte de la cual se ha comentado en párrafos anteriores, muestra que se han tratado de afinar las correlaciones porosidad-permeabilidad de las rocas sedimentarias tomando en cuenta diversos aspectos, algunos de tipo geológico y otros de carácter petrofísico. Dentro de los geológicos se han considerado los ambientes sedimentarios, las facies sedimentarias, el tipo de roca definido por aspectos petrológicos como la forma del grano, la variación del tamaño de grano o el tamaño medio de grano, el tipo, la cantidad y distribución del material cementante y del arcilloso, principalmente. Respecto a los aspectos petrofísicos es común que se hable en general de la geometría del espacio poroso, la cual es el resultado de la combinación de los aspectos geológicos íntimamente relacionados al origen y a la diagénesis de los sedimentos. La geometría del espacio poroso está definida básicamente por el tamaño y forma de los poros y por la cantidad y magnitud de las comunicaciones entre los poros, conocidas como gargantas de los poros.

---

---

## CAPITULO IV

### METODOLOGÍA

Las rocas sedimentarias con porosidad primaria intergranular o intercrystalina son resultado de una serie de procesos principalmente de tipo geológico que, en forma resumida, comprenden la generación, el transporte, la acumulación y la diagénesis de los sedimentos, cuando se trata de rocas clásticas (arenas y areniscas) o la generación, la acumulación y la diagénesis, en el caso de las rocas de origen químico o bioquímico (carbonatos). Es común que los aspectos antes mencionados se manejen en términos del ambiente sedimentario, que da origen al sedimento con características geológicas y petrofísicas iniciales muy peculiares al medio, y de la diagénesis, que modifica tales características, en ocasiones en forma substancial.

Los estudios de caracterización estática integral de yacimientos petroleros contemplan la caracterización geológica, incluyendo la sísmica, y la caracterización petrofísica, las cuales se deben realizar precisamente en ese orden: primero la geológica-sísmica y posteriormente la petrofísica.

Puede considerarse que el punto de partida de la caracterización petrofísica es la determinación de las dos propiedades básicas de las rocas de los yacimientos: la porosidad y la permeabilidad.

Ambas propiedades tienen como factor común el espacio poroso de la roca, lo cual hace pensar que debería existir una relación muy estrecha, prácticamente directa, entre ellas. Este tipo de relación se tiene en medios porosos sintéticos y homogéneos. En medios porosos naturales como son las rocas sedimentarias no se tiene tal relación simple, pues aunque la porosidad y la permeabilidad son función del volumen de huecos o poros, en la porosidad sólo importa la magnitud de ese volumen, en tanto que en la permeabilidad tiene mucho mayor importancia la forma como está distribuido tal volumen de poros, es decir la geometría del espacio poroso.

La relación de esas dos propiedades petrofísicas se visualiza al preparar una gráfica con ellas. Si la roca sedimentaria es relativamente homogénea se tendrá poca, o muy poca, dispersión de datos. La dispersión aumentará en función del grado de heterogeneidad de la roca.

En los capítulos anteriores se han presentado aspectos básicos de porosidad y permeabilidad, las características de la correlación de ambos parámetros en rocas sedimentarias y sus aplicaciones más comunes. En este capítulo se comentará la tecnología que se propone para acondicionar tal correlación y lograr mejores aplicaciones. La tecnología se explica considerando tres casos: un pozo descubridor de un yacimiento, un pozo de desarrollo y un yacimiento desarrollado.

---

---

#### IV.1.- POZO DESCUBRIDOR DE UN YACIMIENTO O CAMPO PETROLERO (INICIALMENTE POZO EXPLORATORIO)

Los núcleos que se corten en la formación acumuladora de hidrocarburos, deben programarse para análisis geológicos y petrofísicos completos. Deben realizarse todos los análisis de núcleos requeridos para caracterizar la formación y apoyar, en principio, los trabajos de terminación del pozo así como para ayudar a fundamentar el desarrollo del yacimiento o campo. Los resultados de estos primeros análisis de núcleos también se aplican para empezar la caracterización del yacimiento. Con ellos se puede comenzar a establecer múltiples relaciones ya sea entre parámetros geológicos, entre petrofísicos o entre geológicos y petrofísicos, con el propósito de generar información necesaria para efectuar los distintos estudios de yacimientos y para controlar el correcto desarrollo de los proyectos de explotación primaria y postprimaria del yacimiento o campo petrolero.

Se recomienda realizar los siguientes análisis de laboratorio, ver el Diagrama I.1.

- Análisis Geológicos
  - Litológicos
  - Petrográficos
    - Granulométricos (forma de los granos y variación de su tamaño, principalmente)
    - Mineralógicos
    - Tipo, cantidad y distribución del material cementante
  - Radioactividad natural
  - Paleontológicos
- Análisis Petrofísicos
  - Porosidad
  - Permeabilidad absoluta
  - Resistividad
  - Capacidad de intercambio catiónico
  - Comportamiento capilar
  - Mojabilidad
  - Densidad
  - Transmisión de ondas acústicas
  - Pruebas de compatibilidad
  - Pruebas de desplazamiento

Como se indicó en párrafos anteriores y de acuerdo al tema de esta tesis, se prepara la gráfica de correlación porosidad-permeabilidad. Si el tramo nucleado es pequeño, poco se puede concluir de esta gráfica. Si el tramo nucleado es de varias decenas de metros, se grafican los datos de porosidad y permeabilidad en los tres tipos de papel: normal, semi-log y log-log y se escoge la gráfica que muestre la mejor correlación, ver Figs. II.4, II.5 y II.6. Se observa la dispersión de datos en la gráfica seleccionada. Si la dispersión es baja, aceptable, ver Fig. II.8, se procede a trazar la tendencia media y posteriormente a ajustar la ecuación

---

---

correspondiente con algún procedimiento gráfico o matemático. Con la tendencia media de la gráfica o la ecuación resultante se puede estimar, en principio, la permeabilidad de la formación no nucleada del pozo, para ello, se utiliza la información de porosidad obtenida de los registros geofísicos de pozos. Con esta información de porosidad y permeabilidad obtenida exclusivamente con núcleos o combinada con registros de pozo, se pueden establecer los perfiles de porosidad y permeabilidad para todo el intervalo productor, ver Fig. II.1 para ejemplo de perfiles con datos de núcleos.

Si la correlación porosidad-permeabilidad presenta dispersión grande de datos, ver Fig. II.7, la formación nucleada es una arenisca y se analizaron muestras horizontales y verticales, se identifican en la gráfica los datos de estos dos tipos de muestra. Puede suceder que se definan dos agrupamientos de datos y por lo tanto dos tendencias, una para las muestras horizontales y otra para las verticales. En estos casos, generalmente para una porosidad se tiene mayor permeabilidad horizontal que vertical. Con esta gráfica se puede estimar, con mayor aproximación, el valor de la permeabilidad con base en la porosidad y la dirección de flujo de fluidos y también es posible determinar las diferencias cualitativa y cuantitativa entre las dos permeabilidades y podría aplicarse en pozos no nucleados si se tiene la seguridad, con base geológica, que el intervalo por analizar pertenece al estrato para el que se establecieron las tendencias.

Si después de identificar los datos de las muestras horizontales y verticales no se forman dos grupos y dos tendencias de puntos en la correlación porosidad-permeabilidad, entonces se procede a tomar en cuenta las profundidades de los intervalos nucleados y analizados para lo cual se utilizan los registros geofísicos de pozos. Se identifican los intervalos en la gráfica porosidad-permeabilidad y se observa si se forman grupos de puntos. También se pueden preparar perfiles de porosidad y permeabilidad con datos de núcleos y se combinan con los registros geofísicos del pozo. Con alguno de estos procedimientos se puede detectar si existen cambios en el tipo de roca dentro de la formación que posiblemente origina la dispersión de puntos. Si se tiene esa característica, se procede a separar los datos de la correlación porosidad-permeabilidad con base en los intervalos definidos, ver Figs. III.7 y III.8. Si para cada agrupamiento definido se tiene dispersión de datos aceptable se traza la tendencia media y se ajusta la ecuación correspondiente. Con estas tendencias o ecuaciones se puede estimar la permeabilidad de la formación en otros pozos tomando en cuenta el trabajo geológico realizado en el que a través de estratigrafía se haya establecido la continuidad horizontal de los intervalos. Con análisis petrográficos y petrofísicos se pueden conocer las características de los distintos tipos de roca detectados. Si por el contrario, los agrupamientos de datos mencionados muestran dispersión grande se tratará de separar la información de cada grupo introduciendo algún parámetro obtenido en los análisis petrográficos como la mineralogía y la granulometría (forma y tamaño de grano), ver Fig. III.24, y de análisis petrofísicos como comportamiento capilar (tamaño y geometría del poro). Si estos subgrupos tienen baja dispersión se procede, como en casos similares ya mencionados, a trazar tendencia media y a ajustar la ecuación correspondiente. Con estas correlaciones afinadas, se puede estimar la

---

---

permeabilidad en forma más precisa si se conoce la porosidad y el valor del parámetro adicional introducido.

Una correlación porosidad-permeabilidad afinada, como se mencionó, puede tener aplicación para estimar la permeabilidad en pozos no nucleados siempre y cuando además de conocer la continuidad horizontal de los intervalos, se haya establecido relación entre el parámetro adicional considerado y los rasgos de alguna o algunas curvas de los registros geofísicos de pozos, para que a partir exclusivamente de datos de registros se pueda estimar el valor de la permeabilidad. Puesto que los parámetros adicionales son de carácter microscópico, difícilmente alguno de ellos puede ser relacionado al comportamiento de las curvas de los registros por lo que esta correlación afinada podría ser de aplicación limitada. Se recomienda combinar varios parámetros de nivel microscópico para establecer distintos tipos de roca con el fin de facilitar la relación con los registros. Si se logra esto, entonces se podrá preparar una correlación general porosidad-permeabilidad-tipo de roca o zona ó correlaciones de esos dos parámetros petrofísicos para los diferentes tipos de roca o zonas, ver Fig. III.22. Con las tendencias medias de estas gráficas o las ecuaciones correspondientes se podría estimar en forma más precisa la permeabilidad en pozos no nucleados con el valor de porosidad y el tipo de roca, información obtenida exclusivamente con datos de registros de pozos, siempre y cuando el intervalo por analizar esté dentro de la formación para la cual se estableció la correlación. Este aspecto se conoce por medio de trabajo geológico de tipos sedimentológico y estratigráfico, principalmente.

Estas correlaciones pueden afinarse aun más si se introducen propiedades a nivel de granos o de poro, como lo son la variación de tamaño o tamaño medio de grano o de poro así como la geometría del espacio poroso. Toda esta información es de nivel microscópico.

La afinación de las correlaciones porosidad-permeabilidad tienen aplicación práctica en estudios de caracterización de yacimientos y en otro tipo de estudio o trabajo de yacimientos si los parámetros que se consideran para tal afinación pueden identificarse y procesarse por medio de registros geofísicos de pozo, o por algún rasgo geológico-geofísico que se aprecie en información sísmica.

---

---

## IV.2.- POZO DE DESARROLLO DE UN YACIMIENTO O CAMPO PETROLERO

A continuación se comentan las acciones que se proponen para procesar los resultados de los análisis geológicos y petrofísicos que se efectúan a núcleos cortados en un pozo de desarrollo de un yacimiento o campo petrolero con el fin de establecer, con el máximo detalle, la correlación porosidad-permeabilidad.

Los resultados de porosidad y permeabilidad correspondientes al pozo de desarrollo se localizan en todas las gráficas (original y afinadas) preparadas con valores de ambos parámetros para el pozo descubridor, siempre y cuando se hayan utilizado técnicas de laboratorio similares y las propiedades sean del mismo tipo.

Si los núcleos del pozo de desarrollo corresponden a la misma formación nucleada en el pozo descubridor, los datos quedarán razonablemente bien en los agrupamientos establecidos en las gráficas del pozo descubridor. A partir de la gráfica en la que los puntos que se incorporan presenten mayor dispersión que la correspondiente a la correlación base o muestren tendencia diferente, se procederá a revisar y procesar los datos para lograr mayor afinación, siguiendo los pasos y las recomendaciones señaladas para el pozo descubridor.

Con apoyo del trabajo geológico de estratigrafía, que ya debe estar realizado, referente a la determinación de la distribución horizontal de los sedimentos, se puede establecer la continuidad o no continuidad del tipo de roca del pozo descubridor hacia el pozo de desarrollo.

Existe la posibilidad de que la correlación porosidad-permeabilidad general inicial del pozo de desarrollo manifieste dispersión y tendencia diferentes a las del pozo descubridor. En este caso se manejará en forma independiente la información del pozo de desarrollo, de acuerdo a los lineamientos indicados para el pozo descubridor. Los resultados tenidos en ambos pozos (descubridor y de desarrollo) así como las profundidades de los correspondientes intervalos nucleados y analizados se ubicarán dentro de los planos y las secciones geológicas referentes a ambientes o facies sedimentarias para incorporar este tipo de información y se vaya conformando el marco geológico-petrofísico detallado.

Lo explicado en párrafos anteriores acerca del pozo de desarrollo, se recomienda aplicar a todos los pozos que se perforen para desarrollar el yacimiento y en los cuales se haya nucleado la formación productora.

---

---

### IV.3.- YACIMIENTO O CAMPO PETROLERO DESARROLLADO

Como se explicó en los casos IV.1 y IV.2 de este Capítulo, a partir del pozo descubridor y durante el desarrollo del yacimiento o campo petrolero, la correlación porosidad-permeabilidad obtenida a partir del análisis de las muestras de roca se puede ir afinando y aplicando. Al final del desarrollo, tal correlación estaría apropiadamente clasificada en función de aspectos geológicos y petrofísicos importantes detectados en el yacimiento, de tal manera que se podría estimar con aceptable aproximación la magnitud de la permeabilidad en cualquier parte del volumen de la roca almacenadora de hidrocarburos con base en la porosidad y algunas características o propiedades del medio poroso obtenidas de una abundante fuente de información como lo es el conjunto de registros geofísicos que se corren en los pozos.

Suponiendo que se requiere ahora clasificar la información de una gráfica general porosidad-permeabilidad preparada con datos obtenidos en laboratorio al analizar todos los núcleos cortados en varios pozos perforados, desde el descubridor hasta el último de desarrollo. Es oportuno señalar que el objetivo de la afinación de la mencionada gráfica es poder estimar el valor de la permeabilidad, con el mayor grado de aproximación posible, en cualquier parte del yacimiento.

En este caso, la gráfica porosidad-permeabilidad general que se requiere fraccionar, normalmente presenta dispersión grande de datos, ver Fig. III.2, dado que incluye información de núcleos cortados en distintas áreas del yacimiento, ver Fig. III.1 y a diferentes profundidades. Esta dispersión amplia de puntos es una indicación de la heterogeneidad de la formación productora.

A estas alturas de la vida productiva de un yacimiento ya debe contarse con un marco geológico completo que incluye estudios sedimentológicos, estratigráficos y estructurales cuyos resultados respecto a ambientes sedimentarios, facies sedimentarias, zonificaciones litológicas, continuidad horizontal de estratos, presencia de fallas y tipo de trampa presente, por ejemplo, se tienen en reportes, secciones transversales y planos.

De acuerdo con lo anterior, se recomienda hacer la primera clasificación de datos de la gráfica general porosidad-permeabilidad con base en los ambientes sedimentarios determinados. Con la localización areal de los pozos y la profundidad de los intervalos nucleados se identifican los ambientes a los que pertenecen los núcleos. Se identifican los datos petrofísicos pertenecientes a los ambientes sedimentarios muestreados y se preparan las gráficas porosidad-permeabilidad correspondientes, ver Fig. III.3.

Otro ejemplo de separación de datos de una gráfica porosidad-permeabilidad de acuerdo a los ambientes sedimentarios, representadas en este caso por las formaciones de un grupo sedimentario, se presenta por medio de las Figs. III.17, III.18, III.19 y III.20.

Si con esta primera clasificación se obtienen correlaciones con dispersión aceptable de puntos, entonces se podría estimar la permeabilidad de la formación en cualquier pozo con la porosidad obtenida de registros geofísicos de pozo y el ambiente sedimentario al que corresponde el intervalo de interés.

Si la primera clasificación proporciona correlaciones con amplia dispersión de puntos, como es el caso de la Fig. III.3, se recomienda tomar en

cuenta otro aspecto, como lo es el tipo de roca o las facies sedimentarias. Este nuevo aspecto se puede considerar en la correlación general o en las correlaciones para cada ambiente. En caso de utilizar el tipo de roca se requiere establecer los tipos de roca presentes con base en datos geológicos y petrofísicos. Establecido este aspecto se procede a identificar los datos de porosidad y de permeabilidad de acuerdo a la clasificación de la roca y se preparan las gráficas correspondientes. Ejemplos de esta subdivisión de datos se tienen en las Figs. III.4 y III.22. Si la dispersión de datos de estas gráficas es aceptable, se podrá estimar la permeabilidad de la formación a partir de la porosidad obtenida con registros y el tipo de roca si se procesó la información de la gráfica general o a partir de la porosidad, el ambiente sedimentario y el tipo de roca, en caso de haber considerado las gráficas para cada ambiente sedimentario. Un ejemplo de subdivisión de la correlación porosidad-permeabilidad tomando en cuenta la información de las facies sedimentarias se presenta en la Fig. IV.1.

Si después de introducir los tipos de roca o las facies sedimentarias, todas o algunas de las correlaciones resultantes manifiestan aún dispersión relativamente amplia de datos, se procederá a afinarlas considerando la dirección de flujo con respecto a los planos de estratificación así como características y propiedades geológicas o petrofísicas a escala más pequeña, prácticamente a nivel microscópico, por ejemplo, tamaño medio de grano, cantidad y distribución del material cementante, geometría del espacio poroso.

Con las gráficas resultantes del proceso de clasificación de datos se podrá estimar la permeabilidad de algún intervalo de un pozo con aceptable aproximación a partir del dato de porosidad y del o de los parámetros considerados.

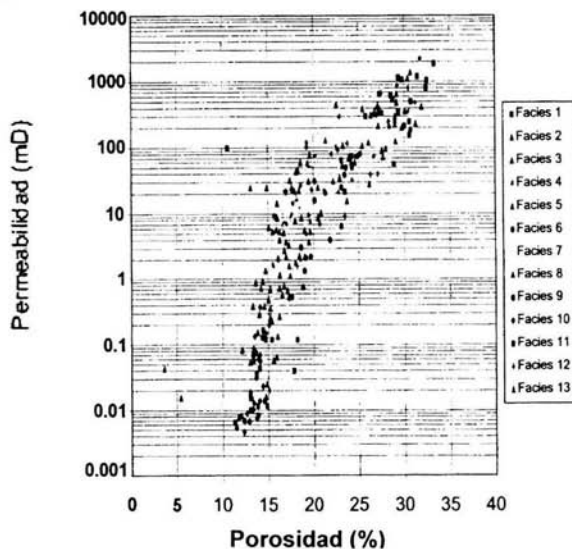


Fig.IV.1. Permeabilidad vs porosidad de datos de núcleos, clasificados por facies. East Kalimantan, Indonesia.<sup>21</sup>



---

---

## CAPITULO V

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Con base en la revisión bibliográfica realizada con el propósito de establecer algún procedimiento que permita estimar con mayor precisión el valor de la permeabilidad de los yacimientos a partir de correlaciones porosidad-permeabilidad, se presentan las siguientes conclusiones, observaciones y recomendaciones.

El estudio se enfocó a rocas sedimentarias con porosidad primaria y se consideraron correlaciones de porosidad efectiva y permeabilidad absoluta establecidas con resultados de análisis de muestras de roca.

#### • Conclusiones y Observaciones

— Las propiedades mencionadas dependen del volumen de poros comunicados. El valor de la porosidad solo es función de la magnitud de tal volumen, en tanto que la permeabilidad está regida por la geometría del espacio poroso comunicado.

— El volumen y la geometría del espacio poroso comunicado guardan íntima relación con la forma, la variedad del tamaño y el acomodo espacial de los granos o cristales, aspectos dependientes del ambiente sedimentario o de depósito, así como con el grado de compactación y la cantidad y la distribución del material cementante presentes en las formaciones arenosas o carbonatadas, características resultantes del proceso diagenético.

— De acuerdo al ambiente de depósito así serán las distintas facies sedimentarias que se generen. Según sea el ambiente o la facies en particular que se considere serán las características de los constituyentes básicos de las rocas sedimentarias: granos o cristales, tomados a nivel individual (forma) y en conjunto (variedad de tamaño y empacamiento). También, dependiendo del ambiente o de la facies será la composición mineralógica del sedimento.

— Poca variación en la forma, el tamaño y el tipo de empacamiento de las partículas en el sedimento depositado originará una roca relativamente homogénea en propiedades petrofísicas como la porosidad y la permeabilidad. Por el contrario, amplia variación en la forma, el tamaño y el tipo de empacamiento de las partículas darán como resultado una roca heterogénea.

— Una roca relativamente homogénea se refleja en una gráfica preparada con datos de porosidad y permeabilidad como un conjunto de puntos con poca dispersión, en tanto que los datos de una roca heterogénea mostrarán alta dispersión. En una gráfica que relacione la porosidad con la permeabilidad de una

---

---

roca sedimentaria, la magnitud de la dispersión de datos será función de su grado de heterogeneidad.

— A partir de análisis rutinarios de núcleos cortados en los pozos se puede establecer la correlación porosidad-permeabilidad de la roca de un yacimiento, la cual es muy utilizada para estimar el valor de la permeabilidad en pozos perforados en el yacimiento pero que no hayan sido nucleados, considerando la porosidad obtenida de registros geofísicos de pozos.

— Según sea el grado de dispersión de datos en la correlación porosidad-permeabilidad se introducirá o no algún parámetro adicional a la porosidad para estimar en forma más precisa el valor de la permeabilidad.

— Los parámetros utilizados para afinar las correlaciones porosidad-permeabilidad pueden ser de tipo geológico o petrofísico y de diferente escala, desde microscópica (características de los granos, geometría del espacio poroso) hasta megascópica (características del ambiente sedimentario).

— Para que una correlación afinada porosidad-permeabilidad sea de aplicación práctica para estimar en forma más precisa la permeabilidad, es necesario que toda la información requerida pueda ser obtenida de los registros geofísicos de pozo.

— Es necesario estimar valores más precisos, más finos, de permeabilidad para mejorar la caracterización de yacimientos y poder proporcionar información de mayor calidad para realizar los diversos estudios de yacimientos, como son los de simulación.<sup>23,24</sup>

#### • Recomendaciones

— Se recomienda que las afinaciones de las gráficas porosidad-permeabilidad de los yacimientos petroleros se empiecen a realizar a partir del pozo descubridor procesando principalmente información a escala microscópica proveniente de determinaciones geológicas y petrofísicas llevadas a cabo en laboratorio sobre muestras de roca recuperadas en él.

— Se recomienda afinar todas las correlaciones porosidad-permeabilidad de los pozos de desarrollo nucleados, procesando no solo información a escala microscópica sino también la que se tenga en el momento, obtenida de estudios geológicos, y que correspondan a escalas meso, macro o megascópica, como son los tipos de roca, las facies sedimentarias y los ambientes de depósito. Al hacer esto se irá estableciendo con detalle la correlación porosidad-permeabilidad a medida que se desarrolla el yacimiento o campo hasta alcanzar la global afinada acorde al marco geológico del área. Asimismo, se podrá utilizar tal correlación para estimar la permeabilidad con mayor aproximación en las áreas que se vayan desarrollando y/o cercanas a ellas.

---

---

— Se recomienda desde el principio, con el propósito de tener correlaciones porosidad-permeabilidad afinadas de aplicación práctica en caracterización de yacimientos con datos de campo, establecer relaciones firmes entre los parámetros utilizados para mejorar las correlaciones y aspectos cualitativos y/o cuantitativos de los registros geofísicos de pozos.

— Para el caso en que se requiera afinar la correlación general porosidad-permeabilidad de un yacimiento o campo ya desarrollado, se recomienda iniciar los trabajos tomando en cuenta información geológica megascópica, como las características de ambientes sedimentarios, e ir considerando posteriormente datos que aporten estudios de menor escala, como aspectos de facies sedimentarias y tipos de roca hasta los de escala microscópica de carácter petrográfico y petrofísico referentes a la textura de la roca, establecida por la estructura sólida y la geometría del espacio poroso. La correlación afinada porosidad-permeabilidad para un campo ya desarrollado será práctica hasta el nivel en que se pueda establecer buena relación entre los parámetros utilizados para afinar la correlación y la información que proporcionan los registros geofísicos de pozos.

---

---

## REFERENCIAS

- 1.-Holmes Arthur, Louywell Chester R. Geología Física. Scientific Publishing Company.1980
- 2.-Leet Don, Judson S. Fundamentos de Geología Física . Edit. Limusa México,1974
- 3.-Amyx, James W. et al . Petroleum Reservoir Engineering. Mc. Graw Hill. 1984.
- 4.-Levin L. Harold. The Heart Through Time. 5<sup>th</sup>. Edition.1996. Saunders Golden Sunburst Series.
- 5.-Camacho, R. S. y colaboradores. Técnicas de muestreo de núcleos de pared y fondo de pozo. Reporte de trabajo, Curso Caracterización de Yacimientos, FI, UNAM, 2002.
- 6.-Vázquez Colorado Porfirio. Análisis e Interpretación de Correlaciones Porosidad-Permeabilidad de Medios Porosos. Tesis Profesional, FI, UNAM, 1996. México, D.F.
- 7.-Anderson, Gene, Coring and Core Análisis, Hand book, Petroleum Publishing Company, Tulsa, USA,1975.
- 8.-Villamar V., Manuel. Notas de la Materia Análisis de Muestras de Rocas y Fluidos, F.I., UNAM, México, 1993.
- 9.-Levorsen, A.I. Geology of Petroleum, Second Edition, W.H. Freeman and Company, Sn. Fco. And London, 1967.
- 10.-Lynch, E.J. Formation Evaluation. Harper International Student Reprint Stanford University, USA, 1962.
- 11.-Chilingar,V. George et al. Oil and Gas Production From Carbonate Rocks American Elsevier Publishing Company, Inc. New York, USA, 1972.
- 12.-Wendt, W.A. et al. Permeability Prediction From Well Logs Using Multiple Regression. Sohio Alaska Petroleum Company, Anchorage, Alaska.
- 13.-Pirson, J. Sylvain, Handbook Of Well Log Analysis, Prentice-Hall, Inc., Englewood Cliffs, N.J. USA, 1963.
- 14.-Xuri Huang, et al. SPE, Western Geophysical; The impact of Integrating Static and Dynamic Data in Quantifyng Uncertainties in The Future Prediction of Multiphase Systems, December 1997.

- 
- 
- 15.- Phelps E. Roberts, et al, SPE. Capturing Reservoir Behavior by Simulating Vertical Fracture and Super-K Zones in the Ghawar Field. August 2002.
  - 16.- Babadagli T., et al, SPE. U. of Alberta, A Review of Permeability- Prediction Methods for Carbonate Reservoirs Using Well-Log Data. April 2004.
  - 17.-Davies David K. et al, Flow Unit Characterization of a Shallow Shelf Carbonate Reservoir North Robertson Unit, West Texas. Preprint,SPE/DOE 35433. April 1996.
  - 18.-Stiles J.H. Jr. et al, The Use of Routine and Special Core Analysis in Characterizing Brent Group Reservoirs, U.K. North Sea. June 1992. JPT.
  - 19.-Stiles J.H. Jr., McKee J.W., Cormorant Development of a Complex Field, December 1991,SPE.
  - 20.-Moss Brian, The petrophysical characteristics of the Brent sandstones. SPE 1992.
  - 21.-Lucía F.J., Petrophysical Parameters Estimated from Visual Descriptions of Carbonate Rocks: A Field Classification of Carbonate Pore Space, Preprint, SPE-10073,1981.
  - 22.-MacArthur, Jack,D.T. et al, Integrating Pressure Data From Formation Tester Tools and DSTs to Characterize Deepwater Fields, East Kalimantan, Indonesia. SPE, October 2001.
  - 23.-Rodríguez N. Rafael. Comunicación Personal. Profesor e Investigador, FI, UNAM, 2004.
  - 24.-Rodríguez de la G. Fernando. Comunicación Personal. Profesor e Investigador, FI, UNAM, 2004.

---

---

## BIBLIOGRAFÍA

- 1.- Amyx, James W.- Petroleum Reservoir Engineering. USA. Mc. Graw Hill Book Company.-1960.
- 2.- Babadagli, T, U. Of Alberta, et al, A Review of Permeability-Prediction Methods for Carbonate Reservoirs Using Well-Log Data. SPE, April 2004.
- 3.-Bijan Agarwal, SPE, Phillips Petroleum Co. Norway et al. Ekofisk Field Reservoir Characterization: Mapping Permeability Through Facies and Fracture Intensity. SPE Formation Evaluation. December 1997
- 4.-Chilingar, V. George et al. Oil and Gas Production From Carbonate Rocks American Elsevier Publishing Company, Inc. New York, USA, 1972.
- 5.-Davies k. David. SPE, et all, Flow Unit Characterization of a Shallow Shelf Carbonate Reservoir: North Robertson Unit, West Texas SPE/ DOE 35433 April 1996.
- 6.-Guoping Xue, SPE, et al, Optimal Transformations for Multiple Regression Application to Permeability Estimation From Well Logs. SPE, Formation Evaluation, June 1997.
- 7.- Holmes Arthur, Louywell Chester R. Geología Física. Scientific Publishing Company.1980
- 8.-Huang, Xuri et al, SPE, Western Geophysical, The Impact of Integrating Static and Dynamic Data in Quantifying Uncertainties in the Future Prediction of Multiphase Systems. SPE Formation Evaluation, December 1997.
- 9.-Leet Don, Judson S. Fundamentos de Geología Física, Edit. Limusa, México 1994.
- 10.-Levin L. Harold. The Heart Through Time. 5th. Edition.1996. Saunders Golden Sunburst Series.
- 11.-Levorsen, A.I. Geology of Petroleum, Second Edition, W:H: Freeman and Company, Sn. Fco. And London, 1967.
- 12.-Lucía F. J., Shell Oil.- SPE 10073- Petrophysical Parameters Estimated From Visual Descriptions of Carbonate Rocks: A Field Classification of Carbonate Pore Space, Preprint, SPE-10073,1981.
- 13.-Lynch, E.J. Formation Evaluation. Harper International Student Reprint Stanford University, USA, 1962.

- 
- 
- 14.-MacArthur, Jack D.T. Vo, SPE, et al, Integrating Pressure Data From Formation Tester Tools and DSTs to Characterize Deepwater Fields, East Kalimantan, Indonesia. Reservoir Evaluation & Engineering. October 2001.
  - 15.-Mathisen, Trond, et al, SPE. Improved Permeability Estimates in Carbonate Reservoirs Using Electrofacies Characterization: A Case study of the North Robertson Unit, West, Texas. SPE June 2003 reservoir Evaluation & Engineering.
  - 16.-Mohaghegh, Shahab, SPE, et al, Permeability Determination From Well Log Data. SPE Formation Evaluation, September 1997.
  - 17.- Monicard, R. P. Properties of reservoir rocks. Core analysis. Paris. Editions Tech nip. 1980.
  - 18.-Moss Brian.- The Petrophysical characteristics of the Brent Sandstones.-Moss Petrophysical Ltd, 1 Swaynes Lane, Merrow, Guilford Surrey UK.
  - 19.- Phelps, Robert E., SPE, et al, Capturing Reservoir Behavior by Simulating Vertical Fracture and Super-K Zones in the Ghaward Field. Reservoir Evaluation & Engineering. August 2002.
  - 20.-Pirson, J. Sylvain, Handbook Of Well Log Analysis, Prentice-Hall, Inc., Englewood Cliffs, N. J. USA, 1963.
  - 21.- Saner, Salih , et al, Estimation of Permeability From Well Logs Using Resistivity and Saturation Data. SPE Formation Evaluation, March 1997.
  - 22.-Stiles J.H. Jr, SPE ESSO E&P U.K., et al, The use of Routine and Special Core Analysis in Characterizing Brent Group Reservoirs, U. K. North Sea. June 1992 JPT.
  - 23.-Stiles J.H. Jr., SPE, et al, Cormorant Development of a Complex Field. SPE Formation Evaluation, December, 1991.
  - 24.-Vázquez Colorado Porfirio. Análisis e Interpretación de Correlaciones Porosidad-Permeabilidad de Medios Porosos. Tesis Profesional, FI, UNAM, 1996. México, D.F.
  - 25.-Villamar V., Manuel: "Notas de la Materia Análisis de Muestras de Rocas y Fluidos. F.I. UNAM, México, 1993.
  - 26.-Wang F. P. Jerry, et al, SPE. Integrated Reservoir Characterization Study of a Carbonate Ramp Reservoir: Seminole San Andrés Unit, Gains, County, Texas. Bureau of Economic Geology. The U. of Texas Austin. April 1998 Reservoir Evaluation and Engineering.