

26
209



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

ANÁLISIS PETROFÍSICO:
PROPIEDADES BÁSICAS DE LOS MEDIOS POROSOS Y SU
MEDICIÓN EN EL LABORATORIO

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A :
DE LA TORRE IBAÑEZ JAVIER

DIRECTOR DE TESIS: ING. JAIME BARRERA SANCHEZ



MEXICO, D. F.

MAYO 1993

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



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 está 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.

INDICE

	pág.
INTRODUCCION	1
CAPITULO I	
INTRODUCCION AL ANALISIS PETROFISICO	3
INFORMACION OBTENIDA DEL ANALISIS DE NUCLEOS	3
ROCAS PRODUCTORAS	6
REFERENCIAS	9
CAPITULO II	
MUESTREO Y PRESERVACION DE NUCLEOS	11
MUESTREO	11
TIPOS DE MUESTREO	11
FACTORES QUE AFECTAN A LOS NUCLEOS DURANTE SU EXTRACCION	18
MANEJO DE NUCLEOS EN LA SUPERFICIE	20
PRESERVACION DE LOS NUCLEOS	20
FLUIDOS DE PERFORACION USADOS EN EL MUESTREO	23
INFORMACION QUE ACOMPAÑA AL NUCLEO	24
REFERENCIAS	25
CAPITULO III	
SELECCION Y PREPARACION DE MUESTRAS EN EL LABORATORIO	27
TIPOS DE ANALISIS DE NUCLEOS	27
SELECCION DE LOS TRAMOS DE CORTE	28
CORTE E IDENTIFICACION DE LAS MUESTRAS	34
LIMPIEZA Y SECADO DE LAS MUESTRAS	36
REFERENCIAS	44
CAPITULO IV	
POROSIDAD	47
DEFINICION	47
CLASIFICACION	47
METODOS DIRECTOS PARA MEDIR LA POROSIDAD DE UNA ROCA EN EL LABORATORIO	53
EJEMPLOS	63
REFERENCIAS	65

CAPITULO V

PERMEABILIDAD ABSOLUTA	67
DEFINICION	67
TEORIA	67
UNIDADES	73
MAGNITUDES TIPICAS DE PERMEABILIDAD	75
PERMEABILIDAD EN DIFERENTES TIPOS DE FLUJO	75
VARIACION DE LA PERMEABILIDAD DE UN MEDIO POROSO CON LA NATURALEZA DEL FLUIDO DE PRUEBA	82
CORRELACION ENTRE LA POROSIDAD Y LA PERMEABILIDAD	84
SELECCION DEL FLUIDO DE MEDICION	86
DETERMINACION DE LA PERMEABILIDAD ABSOLUTA UTILIZANDO FLUJO DE LIQUIDO	86
DETERMINACION DE LA PERMEABILIDAD ABSOLUTA UTILIZANDO FLUJO DE GAS	90
USO DE ORIFICIOS CALIBRADOS	94
REFERENCIAS	98

CAPITULO VI

SATURACION DE FLUIDOS	99
REFERENCIAS	106

CAPITULO VII

PRESION CAPILAR	107
TENSION INTERFACIAL	107
MEDICION DE LA TENSION INTERFACIAL	109
MOJABILIDAD	112
METODOS DE MEDICION DE LA MOJABILIDAD	114
FACTORES QUE AFECTAN LA MOJABILIDAD	117
PRESION CAPILAR	118
DRENE E IMBIBICION	122
HISTERESIS CAPILAR	125
MEDICION DE LA PRESION CAPILAR EN EL LABORATORIO	125
CONVERSION DE DATOS DE LABORATORIO A CONDICIONES DE YACIMIENTO	137
RELACION ENTRE LA SATURACION DE AGUA Y LA PRESION CAPILAR EN EL YACIMIENTO	142
REFERENCIAS	144

CAPITULO VIII

PERMEABILIDADES RELATIVAS	147
EFFECTO DE LA MOJABILIDAD SOBRE LAS PERMEABILIDADES RELATIVAS	149
PERMEABILIDADES RELATIVAS POR DRENE E IMBIBICION	153
MEDICION DE LA PERMEABILIDAD RELATIVA EN EL LABORATORIO	155
REFERENCIAS	167

CAPITULO IX	
RESISTIVIDAD	169
DEFINICION	169
FACTOR DE FORMACION	170
INDICE DE RESISTIVIDAD	178
METODOS PARA MEDIR LA RESISTIVIDAD EN EL LABORATORIO	183
REFERENCIAS	193

CAPITULO X	
PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO	195
REFERENCIAS	200

CAPITULO XI	
COMPRESIBILIDAD	201
REFERENCIAS	209

CONCLUSIONES	211
-------------------------------	------------

INTRODUCCION

El conocimiento de los conceptos básicos de las propiedades de un medio poroso y sus técnicas de medición en el laboratorio, son primordiales para comprender la importancia del análisis petrofísico en la caracterización de un yacimiento petrolero.

Esta importancia radica en el hecho de ser el único medio que trabaja con testigos (núcleos) del yacimiento directamente; aunque algunas veces las mediciones son realizadas en muestras que pueden no ser representativas. El análisis y su mejor interpretación se traducen en un beneficio inigualable por otras técnicas; basta mencionar solamente las pruebas de desplazamiento de las cuales se obtiene información valiosa del flujo multifásico en medios porosos.

El análisis de núcleos empieza, de hecho, con la planeación de dónde y cuántos pozos muestrear, la técnica de muestreo a utilizar y el tipo de preservación a emplear. Al recuperar el núcleo, éste sufre cambios severos que deben tomarse en cuenta al evaluar el contenido de fluidos; sin embargo, esto último no es tan importante como el preservar la mojabilidad, puesto que ello afecta las mediciones.

De igual manera, las mediciones de porosidad y permeabilidad serán incompletas si no se toma en cuenta su variación con la presión de sobrecarga.

Finalmente se aclara que las técnicas de medición expuestas y los equipos que se mencionan, son los que se emplean actualmente; en todos los casos, las referencias son amplias para quienes deseen profundizar en el tema.

CAPITULO I

INTRODUCCION AL ANALISIS PETROFISICO

El estudio de las propiedades de las rocas y su relación con los fluidos que contienen en estado estático o de flujo se denomina petrofísica^{1*}. Las propiedades petrofísicas más importantes de una roca son: porosidad, permeabilidad, saturación de fluidos, estructura porosa y radioactividad.

Los primeros estudios petrofísicos consistían simplemente de un examen visual de los recortes de la roca perforada y de un análisis cualitativo de olores y sabores de éstos. Fue hasta 1933, cuando Fancher, Lewis y Barnes² hicieron uno de los primeros estudios petrofísicos de núcleos. En 1934, Wyckoff, Botset, Muskat y Reed³ desarrollaron un método para medir la permeabilidad de muestras de roca de yacimiento aplicando la ecuación de flujo de fluidos deducida por Darcy en 1856.

Wyckoff y Botset⁴ hicieron una notable contribución con sus estudios de flujo simultáneo de aceite y agua, y de gas y agua en arenas no consolidadas. Este trabajo se aplicó más tarde en arenas consolidadas y otras rocas, y en 1940, Leverett y Lewis⁵ presentaron un estudio sobre el flujo de tres fases: aceite, gas y agua.

A principios de la década de los cincuentas se publicaron diversos trabajos estableciendo métodos de medición de presión capilar y permeabilidades relativas; una lista de estas publicaciones se encuentra en el artículo de Richardson y Stone⁶. La concordancia general alcanzada en los métodos de medición de las propiedades petrofísicas, tuvo su punto culminante en 1960 cuando el Instituto Americano del Petróleo (API) publicó sus *Prácticas Recomendadas Para el Análisis de Núcleos*⁷.

Actualmente las técnicas de muestreo y de análisis de núcleos han tenido un gran avance, especialmente con el uso de equipo técnico altamente sofisticado como el Microscopio de Barrido de Electrones (SEM)⁸⁻⁹, Difracción por Rayos X (XRD)¹⁰⁻¹¹, Tomografía Computarizada (CT)¹²⁻¹⁴, y Resonancia Magnética Nuclear (NMR)¹⁵, en los cuales se obtienen imágenes en dos y tres dimensiones de la estructura porosa de la roca y de la trayectoria de flujo de líquidos sin que la roca sufra daños.

El beneficio de la aplicación práctica del análisis de núcleos se resume en dos aspectos principales: la medición precisa de los datos básicos y la interpretación y correlación de los resultados. El primer aspecto depende de la selección inteligente de las muestras de roca, la preparación de éstas y del uso de métodos y equipos adecuados de medición. Es justamente este aspecto el objetivo principal de este trabajo. Por otro lado, la interpretación y correlación de los resultados analíticos debe basarse en el correcto entendimiento de los cambios que ocurren durante las operaciones de corte de los núcleos y la extracción hacia la superficie de los mismos.

INFORMACION OBTENIDA DEL ANALISIS DE NUCLEOS

Del análisis de núcleos¹⁶ se obtiene información valiosa que cuantifica la presencia y carácter de la formación de interés, permite la interpretación del comportamiento del yacimiento y sirve de referencia externa de calibración

*Referencias al final del capítulo.

de algunos métodos de adquisición de datos como son los registros eléctricos. La siguiente información se obtiene comúnmente del análisis de núcleos.

INFORMACION GEOLOGICA

Litología de la formación: arenisca, caliza o dolomía.

Textura: tamaño, distribución y orientación del grano.

Estructura sedimentaria: laminación, capas cruzadas.

Tipo de porosidad: capacidad de almacenamiento.

Intergranular

Intercristalina

Vugular-Móldica

Fracturas

Microporosidad

Permeabilidad: capacidad de flujo.

Fluorescencia: presencia o ausencia de aceite.

Cima-Base-Espesor: presencia de la formación.

Ambiente de depósito.

Definición de fracturas.

Profundidad y ocurrencia

Longitud

Angulo de echado

Azimut del echado

Amplitud

Mineralización

Diagénesis: cambios físicos, químicos y biológicos después de la depositación.

Paleomagnetismo.

Geoquímica: Estudios de la capa fuente.

Riqueza de la fuente

Tipo de materia orgánica

Madurez térmica

Potencial de hidrocarburos líquidos

INFORMACION PARA LA TERMINACION

Mineralogía: fábrica, tipo y ocurrencia de minerales que llenan el poro.

Morfología de las arcillas: forma y estructura.

Distribución y cantidad de arcillas.

Magnitud y distribución de la porosidad.

Cantidad y distribución del aceite residual.

Distribución y tamaño del grano.

Compatibilidad de la roca de la formación con los fluidos de terminación y reparación.

Permeabilidad vertical.

Permeabilidad horizontal: selección de intervalos a disparar.
Estimación de agua congénita: cantidad de agua que se mantiene inmóvil.
Susceptibilidad a la acidificación y diseño de fracturamiento.

INFORMACION PARA LA INGENIERIA DE YACIMIENTOS

Magnitud y distribución de la porosidad: histograma.
Magnitud y distribución de la permeabilidad: histograma.
Heterogeneidad de la permeabilidad: coeficiente de Lorentz, factor de varianza.
Relación porosidad-permeabilidad.
Saturación de agua del yacimiento.
Saturación y distribución del aceite residual.
Datos para la calibración y refinamiento de los cálculos de registros.

Densidad de granos
Calimetría: relación caliza-dolomita
Velocidad acústica
Rayos gama característicos
Propiedades eléctricas: m y n
Mineralogía
Tipo, distribución y cantidad de arcilla

Análisis especial de núcleos.

Permeabilidades relativas
Mojabilidad de la formación
Presión capilar
Compresibilidad del volumen poroso
Compatibilidad roca-fluido inyectado
Gas residual atrapado por agua

Evaluación del comportamiento por:

Inyección de agua
Recuperación mejorada de aceite

Geotecnología: mecánica de rocas.

Esfuerzo compresivo
Relación de Poisson
Módulo de Young
Dureza
Esfuerzo tensil

ROCAS PRODUCTORAS

La mayor parte de las rocas productoras son de origen sedimentario, las rocas ígneas o metamórficas ocasionalmente contienen aceite o gas. Las rocas sedimentarias se dividen en dos grandes grupos: clásticas y carbonatos. Los tres tipos generales de rocas productivas de importancia en la industria son arenisca, caliza y dolomía.

ROCAS CLASTICAS

Las rocas clásticas¹⁷⁻¹⁹ están compuestas principalmente de fragmentos o partículas de minerales, rocas o conchas. Como consecuencia de la meteorización, erosión y transporte, estos fragmentos eventualmente se depositan en cuencas marinas junto con fragmentos de origen orgánico. Esta depositación generalmente se lleva a cabo en capas sucesivas.

La denominación clástica puede aplicarse a la textura de cualquier agregado cuyo carácter original fragmentario sea claramente visible. En todos los arreglos fragmentarios que tienen una amplia gama de tamaños de las partículas, el material se subdivide convenientemente en grano y matriz, aunque no haya una diferencia marcada en el tamaño de las partículas entre ellas. El término se refiere al tamaño relativo de las partículas y a su disposición y arreglo en el agregado. Las partículas más pequeñas se encuentran generalmente empacadas entre las más grandes, y en el agregado tienen la apariencia de una matriz que rodea a los granos más grandes. Los detritos clasificados deficientemente contienen matriz, mientras que los bien clasificados sólo se componen de granos.

El cemento es muy común en las rocas sedimentarias detríticas. Se sabe de muchos minerales comunes, como el ópalo, los carbonatos, la limolita, etc. que desempeñan el papel de cemento. El cemento es menos común en los sedimentos arcillosos probablemente porque el material arcilloso es un agente de unión firme y sirve para consolidar las rocas sedimentarias que no contienen cementos precipitados.

La nomenclatura familiar de las rocas sedimentarias clásticas, Tabla I-1, es la que sigue: a un agregado compuesto principalmente por partículas del tamaño de la arena, 1/16 a 2 mm, se le llama arena o arenisca cuando está petrificado; uno en el cual la mayoría de las partículas son más finas que la arena, pero más gruesas que la arcilla, 1/256 a 1/16 mm, es limo o limolita; y los agregados de las partículas más finas, menos de 1/256 mm, son arcillas. Si más de una cuarta parte de las partículas son más gruesas que la arena, mayores de 2 mm, el agregado es grava, y la roca consolidada es conglomerado.

En un sedimento medio, la esfericidad o la forma y la redondez tienden a ser evidentes con las partículas más grandes, mientras que los granos clásticos de tamaño más pequeño que el de la arena, raras veces muestran redondez apreciable. Por lo tanto, el conglomerado es una roca clástica de grano grueso compuesto por granos redondeados, una roca semejante que contiene granos angulosos es brecha. Entre las areniscas, la gravilla es un agregado de granos marcadamente angulosos, mientras que la arenita es un agregado de granos bien redondeados.

La presencia de arcilla o lutita en las arenas de un yacimiento clástico es un parámetro que debe tenerse muy en cuenta en la evaluación del yacimiento, debido a que esta presencia afecta las características de la formación.

La lutita es con ventaja la más abundante de las tres rocas sedimentarias más comunes, está compuesta esencialmente por minerales arcillosos. La caolinita, la montmorillonita y la halita, junto con cierto número de especies menos comunes, constituyen los minerales arcillosos de las rocas sedimentarias. Los minerales arcillosos son productos secundarios estables, formados por la descomposición de tres sustancias integrados por silicatos de

aluminio. Son todos aluminosilicatos hidratados y su grano es de tamaño excesivamente pequeño (generalmente alrededor de 0.005 mm de diámetro hasta las dimensiones coloidales).

TABLA I-1. Clasificación según el tamaño de las partículas¹⁷.

LIMITES (diámetro en mm)	FRAGMENTOS	AGREGADOS
Más de 256	Canto	Grava de cantos, conglomerado de cantos
256-128	Guijarro grande	Grava de guijarros grandes, conglomerado de guijarros grandes
128-64	Guijarro pequeño	Grava de guijarros pequeños, conglomerado de guijarros pequeños
64-32	Piedra muy grande	Grava de piedras muy grandes, conglomerado de piedras muy grandes
32-16	Piedra grande	Grava de piedras grandes, conglomerado de piedras grandes
16-8	Piedra mediana	Grava de piedras medianas, conglomerado de piedras medianas
8-4	Piedra pequeña	Grava de piedras pequeñas, conglomerado de piedras pequeñas
4-2	Gránulo	Grava de gránulos, conglomerado de gránulos
2-1	Arena muy gruesa	Arena, arenisca
1-1/2	Arena gruesa	Arena, arenisca
1/2-1/4	Arena mediana	Arena, arenisca
1/4-1/8	Arena fina	Arena, arenisca
1/8-1/16	Arena muy fina	Arena, arenisca
1/16-1/32	Limo grueso	Limo, limolita
1/32-1/64	Limo mediano	Limo, limolita
1/64-1/128	Limo fino	Limo, limolita
1/128-1/256	Limo muy fino	Limo, limolita
1/256-1/512	Arcilla gruesa	Arcilla, lutita
1/512-1/1024	Arcilla mediana	Arcilla, lutita
1/1024-1/2048	Arcilla fina	Arcilla, lutita

CARBONATOS

Los carbonatos²⁰⁻²⁴, es decir, calizas, calizas recristalizadas y dolomías, representan un grupo de rocas de inmensa importancia económica. En el mundo más del 40% del petróleo se encuentra en rocas carbonatadas. En México aportan del orden del 80 al 90% de la producción total de hidrocarburos, localizadas principalmente en el área cretácica de Chiapas-Tabasco.

Los minerales esenciales de los carbonatos (CaCO_3) son aragonita, calcita y dolomita ($\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$). La vaterita, también un carbonato, es tan inestable que cambia a calcita en unos cuantos días. De igual forma, la aragonita es inestable pero tarda años en cambiar a calcita; es el carbonato más estable.

Los carbonatos reflejan vivamente las condiciones ambientales, químicas o biológicas en las cuales se depositaron. Muchas dolomías son el resultado de un proceso postdeposicional y a menudo muestran alguna relación con la calcita; por ejemplo, cuando en la roca se encuentra presente sílice con una proporción preponderante de carbonato, este generalmente toma la forma de pedernal o calcedonia.

Las calizas bioquímicas se consideran los carbonatos primarios dado que estos se formaron directamente de la extracción de CaCO_3 del agua marina a través de procesos orgánicos e inorgánicos; una cantidad menor fue resultado directo de la precipitación química del agua dulce. Las calizas formadas bioquímicamente son de carácter ya sea biohémico o biostrófico.

Las calizas bioh ermicas se formaron exclusivamente de organismos que fueron encerrados en rocas de diferente naturaleza litológica, tal es el caso de los bancos arrecifales. Los bi ostromos, por su parte, están constituidos por colonias de organismos marinos como esponjas, crinoides, braquiópodos, briozoarios, corales, algas calcáreas y ostr podos, tal es el caso de los bancos carbonatados.

La micrita varía desde limo hasta roca solidificada, constituida predominantemente de cristales de calcita. El término micrita es usado para describir partículas de roca las cuales tienen textura de lodo. Es difícil diferenciar calcilulitas de micritas debido a la naturaleza similar de los materiales. De hecho, el nombre micrita es usado a menudo como una descripción general tanto para sedimentos primarios como detríticos. Sólo los materiales asociados proporcionan la información con la cual formar una opinión apropiada del tipo de roca.

La micrita es microcl stica y microcristalina, el tipo microcristalino tiene gran lustre y está caracterizada por un mosaico de cristales de calcita fuertemente intercalados. La micrita microcl stica está caracterizada por su lustre apagado, ocasionalmente con fragmentos de fósiles, granos finos de cuarzo y unos cuantos granos de calcita.

Los carbonatos detríticos son de origen subacuoso; aquellas rocas con granos hasta de 2 mm de diámetro formadas por depositación mecánica son llamadas calcarenitas, aquellas con granos mayores de 2 mm son llamadas calciruditas. Las calcarenitas se formaron principalmente de calizas precipitadas químicamente tales como oolitas y aragonita. Las calcilulitas son calcarenitas de tamaño micrítico y son realmente lodos consolidados que muestran una fractura conchoidal o subconchoidal.

El término dolomita se aplica al mineral y el de dolomía a la roca carbonatada compuesta con más del 90% de ese mineral; en cambio, si la roca contiene entre 50 y 90 % de dolomita, entonces se denomina dolomía calcárea, y si el porcentaje es menor al 50%, la roca es llamada caliza dolomítica.

Las dolomías tienen granos más uniformes que las calizas por lo que generalmente tienen porosidades y permeabilidades más altas, por tal razón se les ha considerado como de mayor importancia económica así como por su abundancia en la columna estratigráfica.

REFERENCIAS

1. Craft, B. C. and Hawkins, M. F. *Applied Petroleum Reservoir Engineering*, Prentice-Hall, Inc., Englewood Cliffs, N. J., (1959).
2. Fancher, G. H., Lewis, J. A. and Barnes, K. B. "Some Physical Characteristics of Oil Sands", The Pennsylvania State College, Bull. 12 (1933), 65-67.
3. Wyckoff, R. D., Botsch, H. G., Muskat, M. and Reed, D. W. "Measurement of Permeability of Porous Media", Bull. AAPG (1934), 18, N° 2, 161-190.
4. Wyckoff, R. D. and Botsch, H. G. "The Flow of Gas-Liquid Mixtures Through Unconsolidated Sands", *Physics* (September, 1936) 7, 325-345.
5. Leverett, M. C. and Lewis, W. B. "Steady Flow of Oil-Gas-Water Mixtures Through Unconsolidated Sands", *Trans. AIME* (1941) 142, 107.
6. Richardson, J. G. and Stone, H. L. "A Quarter Century of Progress in The Application of Reservoir Engineering", *Jour. Pet. Tech.* (December, 1963), 1371-1379.
7. API RP 40. *Recommended Practice for Core Analysis Procedure*, first edition, API, New York, (August, 1960).
8. Ruzyla, K. "Characterization of Pore Space by Quantitative Image Analysis", *SPEFE* (August, 1986), 389-398.
9. Funk, J. J., Choinski, M. C., Saxman, B. B. and Callender, C. A. "Characterization of Carbonate Porosity Using Petrophysical Properties and Image Analysis", paper SPE 17943 presented at the 1989 SPE Middle East Oil Technical Conference and Exhibition, Manama, Bahrain, March 11-14.
10. Vinegar, H. J. "X-Ray CT and NMR Imaging of Rocks", *Jour. Pet. Tech.* (March, 1986), 257-259.
11. Jasti, J., Jesion, G. and Feldkamp, L. "Microscopic Imaging of Porous Media Using X-Ray Computer Tomography", paper SPE 20495 presented at the 1990 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, September 23-26.
12. Hunt, P. K., Engler, P. and Bajsarowicz, C. "Computed Tomography as a Core Analysis Tool: Applications, Instrument Evaluation, and Image Improvement Techniques", *Jour. Pet. Tech.* (September, 1988), 1203-1210.
13. Withjack, E. M. "Computed Tomography for Rock-Property Determination and Fluid-Flow Visualization", *SPEFE* (December, 1988), 696-704.
14. Auzeais, F. M., Ellis, D. V., Luthi, S. M., Dussan, E. B. and Pinotau, B. J. "Laboratory Characterization of Anisotropic Rocks", paper SPE 20602 presented at the 1990 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, September 23-26.
15. Woessner, D. E., Gleeson, J. W. and Jordan Jr., C. F. "NMR Imaging of Pore Structures in Limestones", paper SPE 20493 presented at the 1990 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, September 23-26.
16. Keelan, D. "Coring, Part 1-Why it's Done", *World Oil* (March, 1985), 85-90.

17. "Notas Sobre Registros Eléctricos". *Petróleo Internacional*, (Mayo 1981), 82-119.
18. Anderson, G. *Coring and Core Analysis Handbook*, Petroleum Publishing Co., Tulsa (1975).
19. Huang, T. W. *Petrology*, McGraw-Hill Book Co., New York.
20. Klement, K. W. "Lectures on Carbonate Petrology and Recent and Ancient Environments of Carbonate Deposition".
21. Jardine, W., Andrews, D. P., Wishart, J. W. and Young, J. W. "Distribution and Continuity of Carbonate Reservoirs", *Jour. Pet. Tech.* (July, 1977), 873-875.
22. Gatling, C. *Petroleum Engineering: Drilling and Well Completions*, Prentice-Hall, Inc., Englewood Cliffs, N. J. (1960).
23. Dunham, R. J. "Classification of Carbonate Rocks According to Depositional Texture", *Bull., AAPG (1962)*, 108-121.
24. Lucia, F. G. "Petrophysical Parameters Estimated From Visual Descriptions of Carbonate Rocks: A Field Classification of Carbonate Pore Space", *Jour. Pet. Tech.* (March, 1983), 629-637.

CAPITULO II

MUESTREO Y PRESERVACION DE NUCLEOS

MUESTREO

Las operaciones de muestreo y análisis de núcleos son costosas, por lo que se debe optimizar cualquier programa señalado para tal fin. Un programa bien definido y con objetivos claros, determinará el tipo de núcleo a cortar, su tamaño, el fluido a utilizar en el corte y el análisis a seguir.

En la planificación de un programa integral de evaluación de un yacimiento y con el fin de garantizar la mayor cantidad de información de un programa de núcleos se requiere¹ :

1. Establecer los objetivos específicos del programa de muestreo y análisis de núcleos.
2. Seleccionar las pruebas que cumplan los objetivos del programa.
3. Seleccionar las localizaciones de las cuales se obtendrán los núcleos.
4. Tomar núcleos en una sección transversal de pozos.
5. Seleccionar los procedimientos para el muestreo y manejo de los núcleos.
6. Tomar núcleos en uno o más pozos para determinar la mojabilidad de la roca.
7. Analizar cuidadosamente las muestras recuperadas para suministrar la información básica o cualquier información especial requerida.

Existen diversas técnicas para la toma de núcleos, las cuales proporcionan muestras de diversos tamaños desde 1 pulgada de diámetro y 1 pulgada de longitud hasta núcleos de 6 pulgadas de diámetro y 30 pulgadas de longitud. Las técnicas presentan sus ventajas y desventajas, su elección deberá regirse por la disponibilidad de la herramienta, características de la formación y objetivos del análisis a realizar.

TIPOS DE MUESTREO

Se consideran básicamente 2 tipos de muestreo: el de fondo, durante la perforación del pozo, y el de pared, una vez perforado el pozo y después de haber corrido registros²⁻³.

MUESTREADORES DE FONDO

De acuerdo a las características de la formación y a la información requerida se emplea alguna de los 6 tipos de herramientas muestreadoras de fondo. Las características básicas de cada una de ellas se describen a continuación¹:

- Convencional
- Con equipo de cable

*Referencias al final del capítulo.

- Con manga elástica
- Núcleos orientados
- Núcleos a presión
- Convencional con manga de plástico

MUESTREO CONVENCIONAL^{1,4}

Utiliza el equipo más común, consiste fundamentalmente de un barril exterior que se conecta a la sarta de perforación en el tope y a la barrena por debajo del barril. Un barril interior se coloca dentro del barril exterior y se conecta a éste mediante una junta de seguridad. En caso de que el barril exterior se atasque, el barril interior, con cualquier porción de núcleo recuperado, puede separarse del barril exterior con la junta de seguridad y extraído del pozo junto con la tubería de perforación. El barril exterior atascado puede ser pescado posteriormente. El barril interior va suspendido en un conjunto de rolineras, que le permiten permanecer estático mientras el barril exterior está rotando a medida que se va cortando el núcleo.

El barril interior debe permanecer en una posición estacionaria durante las operaciones para prevenir que el núcleo cortado se fracture o atore a medida que pasa a través de la apertura de la barrena hacia el dispositivo que recibe el núcleo y que está acoplado al final del barril exterior. Una vez que el barril se ha colocado en posición en el fondo y antes de iniciar la operación, se bombea una bola de acero a través de la tubería de perforación, la cual se asienta en la parte superior del barril interior, debajo del ensamblaje giratorio de las rolineras; esta bola de acero hará que el flujo de lodo de perforación se desvíe, a través de agujeros en el barril interior, hacia el espacio anular entre los dos barriles.

Durante las operaciones de muestreo, el lodo fluye a través de ese espacio anular hasta salir a lo largo de canales de flujo en la abertura o en la cara de la barrena. El dispositivo que recibe el núcleo, evita que el núcleo recuperado se salga del barril interior hacia el agujero cuando el barril es levantado del fondo para hacer cualquier conexión, también previene el deterioro del núcleo a medida que pasa hacia el barril interior. Existen diferentes tipos de receptores de núcleos, cada uno diseñado para maximizar la recuperación en diferentes tipos de formación.

Dependiendo de la longitud del barril, se recomienda la colocación de varios estabilizadores en el barril exterior. Estos se colocan cada 30 pies con uno colocado inmediatamente arriba de la barrena. Los estabilizadores ayudan a prevenir el golpeteo y balanceo excesivo del barril en el fondo, que puede resultar en fracturamiento y trabamientos del núcleo y daño a la barrena de diamante.

Un ensamble normal del barril para núcleos se mide en múltiplos de 30 pies, desde 30 hasta 90 pies de longitud, con un diámetro del barril exterior en el rango de 3 1/2 a 8 pulgadas. El diámetro de los núcleos varía desde 1 3/4 hasta 5 1/4 pulgadas en tanto que las barrenas tienen un rango de diámetro entre 3 3/4 a 12 1/4 pulgadas. Las barrenas más frecuentemente utilizadas son las barrenas de diamante; debido a que los diamantes son el material más duro conocido, son resistentes a la abrasión, presentan alta resistencia a la compresión pero baja a los esfuerzos de tensión y poseen alta conductividad térmica.

MUESTREO CON EQUIPO DE CABLE^{1,4}

Es usada hoy en día en proyectos costa afuera de aguas profundas o en operaciones de minería en los que los viajes para sacar la barrena o recuperar barriles trabados son antieconómicos. El equipo de cable y el equipo convencional son muy similares ya que ambos barriles son diseñados de la misma forma.

La diferencia principal entre los dos barriles es que el barril interior del equipo con cable, donde se tiene el núcleo cortado, puede ser retirado con un pescante (overshot) accionado mediante un malacate, dejando el barril exterior con la barrena en el fondo. Una vez que el barril interior ha sido llevado hasta la superficie, un barril de repuesto se bombea por la tubería de perforación y se asienta en la barrena. El barril interior se acopla en el barril exterior o se mantiene en el fondo aplicándole presión hidrostática.

La perforación de una sección entre zonas de extracción de núcleos se efectúa sacando el barril interior y bombeando un tapón hacia el fondo, el cual se asienta en el centro de la barrena bloqueando los orificios de la misma. Cuando se alcanza otra zona a ser muestreada se pesca el tapón con herramienta de cable (overshot) y se bombea un nuevo barril interno a través de la tubería de perforación. Con la mayoría de los barriles accionados por cable, las dimensiones máximas de los núcleos alcanzan 1 3/4 pulgadas por 15 pies.

MUESTREO CON MANGA ELASTICA^{1,4,7}

Se utiliza para maximizar la recuperación de núcleos en formaciones blandas poco consolidadas. También se utiliza para la toma de núcleos en formaciones altamente fracturadas o en conglomerados pobremente cementados. Después de cortado el núcleo, de 3 pulgadas por 20 pies, es traspasado a una manga de neopreno de 22 pies de longitud y 2 3/8 pulgadas de diámetro interno. Los últimos 8 pies de la manga tienen un diámetro interno de 1 1/2 pulgadas para evitar que los sedimentos o rocas fracturadas se salgan por el extremo. La manga también protege al núcleo del lavado de los fluidos de perforación y de la contaminación, reduciendo también el trabamiento del núcleo en el barril interno.

La configuración del equipo con manga de neopreno es bastante complicada y debido a la complejidad de su mecanismo interno, hay cosas que pudiesen hacerse incorrectamente durante la operación de muestreo. Generalmente la recuperación del núcleo es directamente proporcional a la experiencia del ingeniero. El ensamble de la manga de neopreno consiste en un barril exterior, un barril intermedio, un barril interior y un tubo removedor.

Los barriles interior e intermedio son, en longitud, aproximadamente la mitad del barril exterior. Ambos se ajustan a la mitad inferior del barril exterior. La manga de neopreno es doblada sobre sí misma hasta que alcance una longitud cercana a 10 pies, siendo físicamente acoplada al exterior del barril interior. Un extremo de la manga es doblada hacia el interior del barril interno donde es conectada al extremo interior del tubo removedor, el cual cuelga dentro del barril y se mantiene en su sitio por medio de resortes, que previenen cualquier movimiento del tubo hacia arriba o hacia abajo, durante la toma del núcleo.

Cuando el barril se encuentra en el fondo y el pozo se ha circulado, se bombea un tapón hacia abajo de la tubería de perforación y se asienta en el tope del tubo removedor. Este tapón desvía el flujo del lodo hacia el espacio anular entre los barriles exterior e intermedio, de forma tal que el lodo en vez de salir por los orificios de la barrena, lo hace a través de agujeros en la cara de la barrena. El tapón libera lo que se conoce como cerrojo del tubo removedor, lo que permite que una junta de expansión, de 2 pies, en la parte superior del barril exterior se cierre o se aplaste.

Una vez que la junta de expansión se ha aplastado, el ingeniero permite que los 3 barriles, perforen ellos mismos en un movimiento hacia abajo, abriendo la junta de expansión. A medida que los 3 barriles se mueven dos pies hacia abajo, el tubo removedor, que se mantiene en su sitio con relación a los barriles y también a las capas de roca adyacentes, y que está conectado al extremo de la manga, jala la manga fuera de la parte externa del barril interior hacia dentro del barril.

La manga a medida que va siendo removida del exterior hacia el interior del barril interno recibe el núcleo que va pasando a través de la abertura de la barrena hacia el barril interno. Una vez que se han cortado dos pies de núcleo la junta de expansión en el barril exterior es aplastada nuevamente y los barriles efectúan la operación de perforación otra vez. Esta operación se repite un total de 10 veces hasta que se cortan 20 pies de núcleo, después de lo cual el núcleo estará completamente colocado dentro de la manga de neopreno y en el interior del barril interno. El tubo removedor termina en la parte superior del barril exterior y se extiende hacia arriba dentro de la tubería de perforación.

MUESTREO DE NUCLEOS ORIENTADOS^{1,8}

Se practica cuando un núcleo es cortado y una vez recuperado puede ser orientado en el yacimiento exactamente como estaba antes de que la formación fuese muestreada. Este tipo de núcleos es utilizado en el análisis de orientación de fracturas, estudios de rumbo y buzamiento, estudios de permeabilidad direccional, estudios estratigráficos y obtención de secciones finas orientadas. También se usa extensamente en la industria minera.

El núcleo orientado una vez cortado, se extrae y se maneja de una manera similar al núcleo convencional. La principal diferencia entre las dos técnicas es la presencia de 3 cuchillas de carburo de tungsteno o marcadores dentro de la zapata receptora del núcleo. A medida que el núcleo pasa hacia el barril interior los 3 marcadores producen canales verticales a lo largo del núcleo. Estos canales varían desde 1/6 de pulgada hasta 3/32 de pulgada en profundidad.

Los canales de referencia en el núcleo recuperado son orientados hacia el norte por medio de un instrumento magnético o giroscopio. Este instrumento registrador se bombea por la tubería de perforación antes del comienzo del corte del núcleo y se asienta en una ranura de referencia de un cuello no magnético (monel) por encima del barril. Si el barril es no magnético, el instrumento registrador se asentará en una ranura de referencia en la parte superior del barril. Este aparato toma fotos periódicas durante la operación y mide el ángulo y dirección de inclinación (drift). Asimismo, se mantiene un control riguroso de profundidad contra el tiempo del registro y número de la fotografía. Después de extraer el instrumento se revela la película y se determina el ángulo y dirección de inclinación contra profundidad. El núcleo puede entonces fijarse a un goniómetro orientador usando el ángulo y dirección de inclinación. De esta manera se pueden leer directamente en el goniómetro, la dirección del buzamiento, ángulo de buzamiento y el rumbo. También se pueden determinar el rumbo, dirección y buzamiento de la fractura.

En el estudio de núcleos orientados existe el problema de que si se sospechan pérdidas de partes del núcleo, se presentan dudas en relación a que sitio se asigna a la porción perdida, lo cual afecta los estudios de orientación, debido a que las medidas direccionales están relacionadas a tiempo y profundidad. Otro problema se presenta si el núcleo fracturado rota al entrar a la barrena antes de ser marcado en la zapata receptora del núcleo.

El tamaño del barril para muestreo de núcleos orientados varía de 4 1/8 pulgadas a 7 5/8 pulgadas y el tamaño de las barrenas varía de 2 31/32 pulgadas a 8 7/8 pulgadas. Se puede disponer de núcleos en diámetros de 1 7/8 pulgadas a 5 1/4 pulgadas.

MUESTREO DE NUCLEOS A PRESION^{1,9}

Se utiliza cuando se requiere cortar y recuperar un núcleo a la presión del yacimiento. El equipo para este tipo de muestreo evita la expansión de los fluidos del espacio poroso del núcleo cuando es sacado a la superficie y lo mantiene a la presión del yacimiento hasta que es congelado para su envío al laboratorio.

Corte del núcleo, entrapamiento y mantenimiento de la presión.

Esencialmente es la misma técnica de corte del muestreo convencional, pero después de cortado, el barril interior es sellado mediante el bombeo de una bola de acero de 1 1/4 pulgadas dentro de la tubería de perforación, con la barrena levantada varios metros del fondo. La bola de acero asienta en la parte superior del barril y mediante aplicación de una presión en exceso de 200 psia, activa un mecanismo en el barril exterior que le permite a éste moverse 19 pulgadas hacia abajo con relación al barril interior. Este movimiento cierra un sello de presión por encima del barril interior y causa que la válvula de bola en el barril exterior se mueva hacia abajo sellando el extremo inferior del barril interior.

Un acumulador de gas con pistón libre, actúa como un colector para compensar los cambios de volumen debido a la contracción térmica del contenido del barril y la expansión que ocurre cuando se reduce la presión externa. El barril del equipo tiene un diámetro externo máximo de 6 pulgadas y una longitud total de 19 pies. Una de las principales limitaciones de esta herramienta es que el núcleo recuperado tiene un diámetro de 2 5/8 pulgadas y una longitud de 10 pies. También la presión máxima de trabajo del barril es de 5000 psia, lo cual limita severamente la profundidad a la que el barril puede ser utilizado. Aún más, aunque este tipo de herramienta previene la descompresión o el escape de los fluidos del núcleo a presiones reducidas, no previene la filtración o lavado del núcleo antes o durante el proceso de corte.

El lavado o invasión del filtrado puede reducirse a través de ciertos procedimientos operacionales. Se ha demostrado que el lavado varía directamente con la cantidad de sobrebalance, ritmo de filtrado y permeabilidad de la formación, e inversamente con el diámetro del núcleo, ritmo de penetración e incremento en la estratificación de la formación. La composición del fluido de perforación, el gasto de circulación, y el diseño de la barrena son también factores importantes que es necesario considerar cuando se diseña un programa de muestreo, para minimizar el efecto del lavado. Reduciendo la cantidad de sobrebalance sobre la formación y también el gasto de circulación, mientras que al mismo tiempo se mantiene el ritmo de penetración a un máximo, de acuerdo a las buenas prácticas de muestreo, reducirá el efecto del lavado específicamente en los núcleos de mayor tamaño disponible.

Uso de un fluido especial de perforación. Los lodos usados en la obtención de núcleos a presión deben minimizar la contaminación del núcleo y permitir una capacidad de acarreo adecuada a gastos bajos. Esto trae como resultado bajas pérdidas de agua en estado estático o dinámico y una alta viscosidad. Debido a las áreas pequeñas dentro del barril muestreador y al procesamiento hidráulico del barril antes de congelar, el contenido de sólidos debe ser minimizado. Si hay pérdida de circulación debe usarse material que minimice la obturación del núcleo tal como mica en cantidades mínimas o papel pulverizado.

Uso de barrenas especiales. Para minimizar la contaminación al núcleo éste debe cortarse tan rápido como sea posible mientras se reduce el contacto con el lodo, el uso de barrenas de descarga en la cara ha sido de gran utilidad. Los conductos de la herramienta dirigen la mayoría del fluido a las toberas de la barrena, reduciendo la velocidad del flujo del lodo entre el núcleo y el diámetro interno de la barrena. La estructura hidráulica de la barrena también reduce el contacto con el núcleo por la descarga del fluido hacia afuera. El uso de policristales de diamantes compactos como elemento cortante en este tipo de muestreo ha agilizado la penetración en la formación.

Minimización del sobrebalance del muestreo a presión. La presión de sobrebalance en el muestreo es el factor que mayor contribuye a la contaminación del núcleo. Por lo tanto, ésta debe ser minimizada para obtener núcleos de mejor calidad. El sobrebalance estático puede ser controlado usando pesos mínimos de lodo y monitoreando éste para mantener el peso y en el caso de formaciones depresionadas usar lodos aerados. El sobrebalance de presión durante la circulación es minimizada usando bajos gastos de flujo.

Uso de un fluido especial tipo gel. El uso de un fluido tipo gel dentro del tubo interno del barril muestreador, crea un enjarre casi impermeable sobre el núcleo el cual a medida que es cortado y penetra en el barril, expulsa el fluido tipo gel a través de una válvula. El uso de este fluido ha dado buenos resultados en carbonatos y arenas altamente permeables.

Preparación del barril muestreador y extracción del núcleo.

Consiste en desplazar por el espacio anular del barril muestreador todo el fluido que puede sufrir congelamiento, por otro que no sea congelable. Esto es necesario para poder extraer el barril interior que contiene al núcleo después de haber sido congelado.

Congelamiento del núcleo.

La congelación del núcleo es necesaria para inmovilizar los fluidos y gases dentro de él. Una vez que éstos son inmovilizados, el núcleo puede ser movido del barril muestreador después de ser depresionado. El núcleo entonces puede ser transportado al laboratorio para su análisis y manejarlo en estado congelado sin perder información valiosa de saturación de fluidos. La congelación se efectúa colocando el barril en hielo seco de 8 a 12 horas, manteniendo la presión constante con nitrógeno.

Actualmente, esta herramienta tiene la siguiente capacidad:

1. Obtiene núcleos hasta de 3 1/2 pulgadas.
2. Máxima presión de trabajo: 10,000 psi.
3. Máxima temperatura de trabajo: 400 °F.
4. Opción de núcleos orientados.
5. Adaptaciones especiales para formaciones inconsolidadas.
6. Barreras especiales diseñadas para formaciones especiales.

MUESTREO CONVENCIONAL CON MANGA PLÁSTICA^{1,10}

Es una modificación al equipo de muestreo convencional, diseñado como una alternativa a la herramienta con manga de hule, consiste en la adaptación de un tubo plástico (PVC) dentro del barril interior. Esta adaptación se ha usado con algún éxito en arenas arcillosas y poco consolidadas, al permitir una remoción más fácil del barril en la superficie sin deterioro del núcleo. Sin embargo, la manga plástica no se puede considerar como un reemplazo de la manga de neopreno, ya que no soporta adecuadamente un núcleo no consolidado. El núcleo en la manga plástica puede ser extraído como una sola unidad y está limitado a núcleos de 3 y 3 1/2 pulgadas y 30 pies de longitud.

MUESTREO DE PARED

El muestreo de pared^{2-3,11} se practica cuando la roca ha sido previamente perforada, la herramienta se baja a la profundidad de interés suspendida con cable. Actualmente existen tres tipos de herramientas que se usan en la toma de muestras de pared.

1. ACCIONADAS CON GAS A PRESION

La herramienta se coloca frente a la formación de interés, enseguida un pistón accionado por gas empuja el barril muestreador hacia la formación, Figura II-1.

Ventajas

Reduce la alteración y compactación debido a la penetración lenta.

Se corre con tubería de producción o de perforación en agujeros altamente desviados.

Mínimos requerimientos eléctricos.

Disponibilidad para temperaturas hasta de 600 °F (315.5 °C).

Las muestras permanecen dentro de los recipientes para minimizar el daño durante la extracción y transporte.

Limitaciones

Sólo se obtienen 6 muestras por herramienta

El muestreo es simultáneo más que selectivo

El diámetro del pozo está restringido de 7 7/8 a 8 3/4 de pulgada.

La integridad del núcleo puede ser afectada por derrumbes o hundimientos.

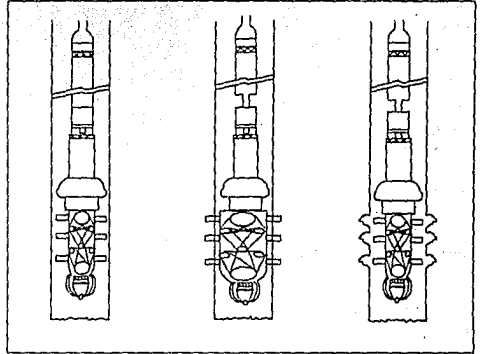


Fig. II-1. Herramienta de muestreo de pared accionada con gas¹¹.

2. DE PERFORACION

La herramienta se posiciona a la profundidad de interés y un brazo descentralizado la empuja contra la formación, mientras una barrena motorizada corta la muestra. Posteriormente, la barrena regresa a la herramienta y la muestra queda dentro de un tubo, Figura II-2.

Ventajas.

Las muestras son perforadas en vez de pensarse mecánicamente.

Los puntos de muestreo son seleccionados individualmente.

Se pueden muestrear formaciones densas.

Limitaciones.

Se requiere de mayor tiempo de operación y potencia eléctrica.

Se obtiene un número limitado de muestras en una corrida (12 máximo).

No es efectivo en formaciones poco consolidadas.

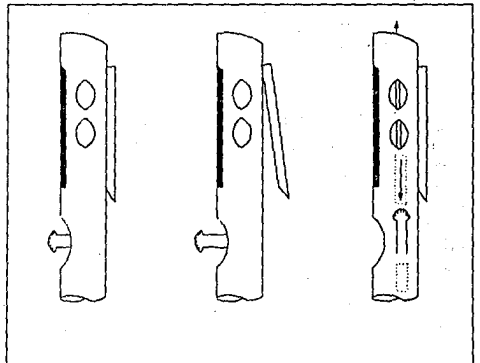


Fig. II-2. Herramienta de muestreo de pared por perforación¹¹.

La temperatura máxima de trabajo es de 300 °F (148.8 °C).

Los costos de operación son elevados.

3. DE PERCUSION

Se posiciona la herramienta y enseguida el barril muestreador es disparado a la formación. Para liberarlo la herramienta se mueve hacia arriba, Figura II-3.

Ventajas.

Se obtiene un gran número de muestras (hasta 72) en un solo viaje.

Los puntos a muestrear son seleccionados individualmente.

Se requiere de mínima potencia eléctrica.

La temperatura máxima de operación es de 500 °F (260.0 °C).

Más rápido y económico.

Efectivo en cualquier tipo de formación.

Limitaciones.

La calidad de la muestra depende de la técnica de operación y de la selección apropiada del equipo.

Los núcleos de formaciones duras se obtienen con mayor dificultad.

El tamaño de la muestra es reducido cuando se opera en agujeros perforados con aire.

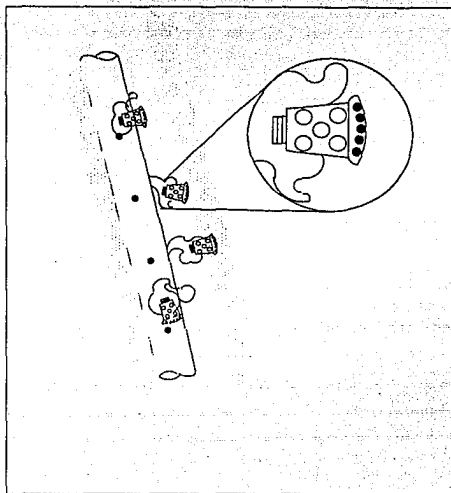


Fig. II-3. Herramienta de muestreo de pared por percusión¹¹.

FACTORES QUE AFECTAN A LOS NUCLEOS DURANTE SU EXTRACCION

Lo ideal en la recuperación de un núcleo sería obtener una muestra de la roca tal como existe en el yacimiento. Esto, sin embargo, es imposible dado que durante el proceso de perforación y la subsecuente remoción a la superficie, el núcleo y sus fluidos contenidos son irreparablemente alterados. Tres factores son responsables de la alteración del núcleo³: (1) barrido ("flushing") de la roca por el fluido de perforación, (2) reducción de presión, y (3) reducción de temperatura, la cual junto con la reducción de presión ocurre mientras se trae el núcleo a la superficie. Los tres factores están involucrados en los cambios de saturación que ocurren dentro del núcleo durante su recuperación del yacimiento a la superficie, Figura II-4.

FLUSHING

En esencia, el barrido por filtrado de lodo tiende a reducir el contenido de hidrocarburos e incrementar el contenido de agua dentro de la muestra. La reducción tanto de la presión como de la temperatura permite que el gas disuelto se libere del aceite, generándose un empuje en miniatura por gas disuelto, forzando a los líquidos, tanto aceite como agua, a ser barridos del espacio poroso. Como resultado, la saturación del núcleo en la superficie

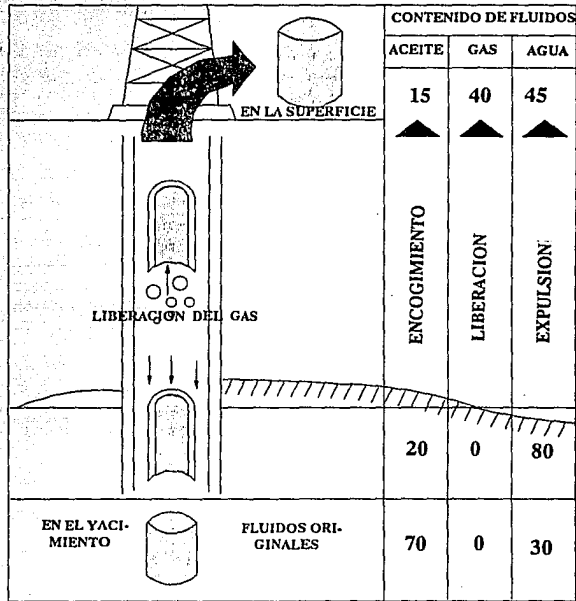


Fig. II-4. Cambios de saturación típicos durante la extracción del núcleo³.

consistirá de algún volumen de aceite residual, un volumen total de agua que comprende tanto el agua filtrada como el agua del yacimiento, y un volumen de gas liberado. De hecho, aunque los fluidos contenidos en la muestra ya en la superficie no son representativos de la saturación in-situ; las saturaciones son medidas y registradas normalmente en la superficie, puesto que desde el punto de vista cualitativo, estos datos pueden tener importantes aplicaciones en la evaluación del potencial del yacimiento.

REDUCCION DE LA PRESION Y LA TEMPERATURA

La reducción de la presión y la temperatura durante la extracción del núcleo es también responsable de los cambios en la roca que puedan afectar la medición de propiedades importantes, tales como la permeabilidad, la porosidad y las mediciones de resistividad usadas para definir el factor de formación, el exponente de cementación y el exponente de saturación. Para algunos tipos de roca, la presión de sobrecarga es de tal magnitud que las propiedades más importantes de la roca deberán medirse bajo condiciones simuladas de presión y temperatura de yacimiento. Actualmente, esto ya es posible dado el desarrollo de equipo automatizado capaz de proporcionar datos rápidos y precisos.

MANEJO DE NUCLEOS EN LA SUPERFICIE^{1,12}

Una de las etapas más importantes en las operaciones de muestreo es el retiro del núcleo del barril. El uso de tenazas para sostener el núcleo evita que se deslice fuera del barril y se haga pedazos cuando golpee el piso de la torre. Debe tenerse cuidado en no girar el núcleo a una medida que se remueva del barril. Una técnica comúnmente utilizada para sacar el núcleo consiste en deslizarlo entre dos tubos que hayan sido fuertemente atados y de esta manera el núcleo puede ser colocado entero, limpiado, medido, descrito, muestreado y almacenado en cajas con relativa facilidad.

Existen diversos métodos usados en la identificación, preservación y almacenamiento de núcleos. El procedimiento generalmente recomendado es que después de recuperado el barril se extrae el barril interior y se deja colgando por cinco minutos para permitir el drenaje del fluido de perforación. Entonces se baja el barril hasta que se encuentre a seis pulgadas del piso. El receptor del núcleo se remueve y se colocan abrazaderas en el fondo del barril para ayudar en la recuperación del núcleo el cual es hallado en la forma normal. La operación de extracción del núcleo del barril puede ser peligrosa. Una manga de neopreno frecuentemente contiene lodo a presión y puede ser peligroso si la manga se revienta. Si la manga es agujerada para liberar la presión hay que mantenerse alejado.

Mida exactamente la cantidad de núcleo recuperado. Si la recuperación no es igual al intervalo perforado, debe suponerse que la porción extraviada fue perdida en el fondo a menos que las circunstancias indiquen lo contrario. La porción perdida y cualquier circunstancia que rodee la pérdida deben ser anotadas en el reporte final.

Se recomienda seguir el siguiente método para un mejor manejo del núcleo¹³.

1. Deslice cuidadosamente el núcleo hacia abajo de la tubería.
2. Si alguna porción del núcleo está rota, este debe ponerse en bolsas de plástico y colocarse en una posición apropiada.
3. Acomodar cada núcleo de acuerdo a su profundidad en un "tubo colgador".
4. Limpiar el lodo de perforación con un trapo seco sin usar agua o solventes.
5. Usar una cinta de medición para marcar los intervalos muestreados cada pie directamente sobre el núcleo con un lápiz grueso.
6. El núcleo debe ser cortado en intervalos aproximados de un pie para ser preservados y analizados.
7. No dejar el núcleo a la intemperie y preservarlo lo antes posible.
8. Envolver cada pie del intervalo con varias capas de plástico para asegurarle un buen sello.
9. Envolver nuevamente con capas de aluminio doblando el exceso de las puntas para minimizar el espacio de aire.
10. Marcar sobre éste la profundidad y una flecha para indicar el extremo del fondo.
11. Colocar el núcleo envuelto en bolsas de plástico para proteger la capa de aluminio atando ésta por la parte superior con una cinta o banda de plástico.
12. Colocar los núcleos en cajas etiquetándolos con el intervalo de profundidad.

PRESERVACION DE LOS NUCLEOS

La preservación de los núcleos^{1,8,13-14} es un intento más de evitar que sufran alteraciones adicionales durante su transporte al laboratorio y mientras permanecen almacenados antes de su análisis. Los descuidos y prácticas inadecuadas durante el muestreo y empacamiento, causan alteraciones del núcleo y sus fluidos haciendo que estos no representen las condiciones reales del yacimiento.

La forma de preservarlos y empacarlos depende principalmente del tipo de análisis requerido y del tiempo que permanecerán almacenados. Si la muestra es seleccionada para analizar el contenido de fluidos, es necesario preservarla durante su transporte al laboratorio para prevenir la evaporación y migración de los mismos. Un objetivo adicional de preservar los núcleos, es prevenir su ruptura durante el transporte y almacenamiento, principalmente cuando se trata de roca suave o poco consolidada. El uso de contenedores de aproximadamente el mismo diámetro del núcleo puede prevenir rompimientos. Los métodos para preservar núcleos antes de su análisis en el laboratorio son:¹²

Sello hermético de metal (enlatado).

Las muestras seleccionadas particularmente cuando se desee determinar la saturación de fluidos, pueden ser selladas con latas de metal. Los núcleos pueden ser enlatados o sellados en latas sin ningún material pre-envolvente o después de envolverlos con una capa de aluminio, polietileno u otro plástico tratando de que el espacio entre la lata y el núcleo sea mínimo; principalmente cuando en éste no se use material pre-envolvente. El núcleo también puede ser congelado para evitar que se altere.

El uso de papel encerado o cartón puede en algunas ocasiones no preservar los fluidos de la muestra, por lo que se debe tener cuidado en la selección del mismo. Si el núcleo entero es llevado al laboratorio en donde es cortado en muestras más pequeñas, éstas deben almacenarse en la misma posición que tenían originalmente. Se recomienda no enlatar los núcleos cuando alguno de sus fluidos estén fuera de él. El contenedor de núcleos no debe estar expuesto a cambios de temperatura para evitar al máximo la evaporación y condensación de los fluidos.

Tubos de acero, aluminio o plástico.

El núcleo completo puede preservarse colocándolo dentro de un tubo metálico o de plástico el cual debe ser de diámetro muy cercano al del núcleo, con el fin de dejar la menor cantidad de aire posible. Los extremos deben de ser convenientemente sellados y los núcleos previamente envueltos con algún material no absorbente con el fin de evitar pérdidas de los fluidos y oxidación de la roca.

Procedimiento recomendado¹³

1. Pre-envolver el núcleo con una capa de plástico para evitar que los bordes del núcleo puedan agujerar la bolsa.
2. Cortar una sección de tubo laminar a una longitud aproximada de 8 pulgadas más grande que la porción de núcleo a sellar.
3. Sellar una de las puntas del tubo para formar una bolsa o saco.
4. Deslizar lentamente el núcleo preenvuelto dentro de tubo.
5. Doblar y amarrar la bolsa cuidadosamente con cinta tratando de minimizar la cantidad de aire en el empacamiento. Se recomienda utilizar una bomba de vacío para succionar la mayor cantidad de aire.
6. Sellar el sobrante 1/2 pulgada de la bolsa de lámina.
7. Colocar el núcleo preservado en material amortiguante para enviarlo al laboratorio.

Bolsas de plástico.

Los núcleos que son sellados con bolsas de plástico deben tener un espacio mínimo de aire entre el núcleo y la pared de ésta. El exceso de aire en la bolsa puede ser eliminado con succión. Los núcleos deben ser tomados cuidadosamente por la bolsa para que los bordes de éste no la rompan. De igual forma, se puede usar más de una capa de plástico para envolver el núcleo. Una vez sellado, el núcleo puede ser colocado en cajas adecuadas para prevenir que estos se rompan durante su manejo y transporte al laboratorio.

Congelamiento.

Los núcleos que se congelan para preservarlos deben enfriarse rápidamente con hielo seco ya que de lo contrario se ocasionará que los fluidos emigren. Los núcleos se congelan normalmente cuando el laboratorio está cerca del

pozo y su análisis se hará de inmediato, ya que para su almacenamiento se requiere de refrigerantes o de cambio continuo de hielo seco.

Envoltura de plástico o capas de aluminio.

Los núcleos no consolidados pueden ser envueltos con cintas de plástico o capas de aluminio sólo para su transporte o poco tiempo antes de su análisis. Con frecuencia se le ponen dos o tres capas del material envolvente por seguridad.

Capas de plástico.

Este método se utiliza cuando el núcleo no será analizado pocas horas después de que se obtuvo y el tiempo de su transporte sea largo. Para preservarlo, el núcleo deberá ser raspado cuidadosamente para limpiar el enjarre y posteriormente sumergirlo en plástico fundido. Se requiere un recipiente para fundición controlado termostáticamente para calentar el plástico.

El núcleo se toma por uno de sus extremos con unas pinzas o con los dedos pulgar e índice para sumergir dos porciones de su longitud total en el plástico fundido. Se deja secar unos cuantos segundos y se sumerge nuevamente el otro extremo para completar el recubrimiento. De esta manera se crea una capa sello de alrededor de 1/16 de pulgada sin espacios de aire entre el núcleo y el sello. Si la muestra va a ser transportada largas distancias o si la cementación de esta no es muy buena; es aconsejable repetir el procedimiento de recubrimiento dos o tres veces para proporcionarle una capa más gruesa. Los plásticos utilizados en este método deben tener las siguientes propiedades¹²:

1. Debe ser estable durante grandes períodos de tiempo.
2. No debe reaccionar con el agua o aceite de la muestra.
3. No debe contener ácidos orgánicos, solventes o algún otro líquido que puede ser expulsado durante su aplicación.
4. Debe ser 100% impermeable al gas, agua y aceite.
5. Debe tener un punto de fundición bajo (abajo de 200°F).
6. Debe tener baja viscosidad.
7. Cuando es quitado del calor y puesto a la temperatura ambiente debe secar en un lapso máximo de 15 seg.
8. Debe tener buena elasticidad.

PRECAUCIONES DURANTE LA PRESERVACION DE NUCLEOS¹²

1. Todos los núcleos deben sellarse en los contenedores tan rápido como son extraídos del barril muestreador.
2. Deben de conservarse a una temperatura razonable para evitar la evaporación o condensación en los contenedores.
3. La lata o contenedor debe tener aproximadamente el mismo diámetro que el núcleo para minimizar el espacio de aire entre ambos.
4. Si se va a determinar la saturación de fluidos, no debe usarse tela, papel celofán, papel encerado o algún otro material con capilaridad fina.
5. No usar cera por ningún motivo.
6. Los núcleos de arena deben manejarse con mayor cuidado en un contenedor.
7. No enlazar una muestra no consolidada y una muestra bien cementada en el mismo contenedor.
8. Si algún núcleo es lavado accidentalmente con agua o aceite, debe de anotarse y tomar en cuenta para las pruebas de laboratorio.
9. Etiquetar cada contenedor indicando el nombre del pozo y profundidad del intervalo.

10. Si el encargado no sabe el método de preservación seleccionado, el núcleo debe preservarse de acuerdo a normas preestablecidas. La inspección y descripción del núcleo se hará más tarde preferentemente en el laboratorio antes de su análisis.
11. Cuando los núcleos llegan al laboratorio deben quedarse en su contenedor original hasta el momento de su análisis.

FLUIDOS DE PERFORACION USADOS EN EL MUESTREO

Los fluidos de perforación¹⁵ son diseñados para llevar a cabo varias funciones, para lo cual es necesario agregarle diferentes tipos de aditivos químicos, incluyendo surfactantes, polímeros y sales inorgánicas. Sin embargo, investigaciones han reconocido la posibilidad de que estos componentes químicos puedan crear interacciones con la roca y modificar sus propiedades. Con base a lo anterior se han diseñado formulaciones de lodos que no alteran las propiedades de la roca. Tales formulaciones son denominadas *fluidos blandos de perforación*.

En general, la formulación de un fluido blando excluye los surfactantes y restringe el rango del pH a un valor cercano al neutral. Un fluido blando ideal que preserva la mojabilidad de la roca puede ser una salmuera de yacimiento libre de oxígeno o un aceite de yacimiento sin oxidar. Sin embargo, deben agregarse algunos aditivos adicionales para que todas las funciones necesarias de un fluido de perforación se cumplan, tales como almidones, polímeros, bentonita y sales inorgánicas, como cloruro de sodio, calcio, potasio, entre otros aditivos que son permitidos en un lodo blando base agua.

A manera de ejemplo, a continuación se especifica la formulación típica de un lodo blando base agua.

	ADITIVOS APROBADOS	FUNCION
Arcilla	Atapulgita Bentonita	Fuerza gelatinosa
Almidones	Almidón Carboximetilcelulosa Hidroxietilcelulosa	Control de pérdida de filtrado
Sales inorgánicas	Drispac Goma Xantana Cloruro de calcio Cloruro de sodio Cloruro de potasio	Control de salinidad
Bactericidas	Formalín (formaldehído y metanol)	
pH de 7 y bajo control de sólidos		

Aditivos permitidos.

- Todos los surfactantes son permitidos incluyendo: agentes antiespumantes, dispersantes, desemulsificantes, thinner, lubricantes, inhibidores de corrosión, lignosulfonatos y bactericidas, excepto formalin.
- Todos los ácidos, excepto el hidroclorehídrico.
- Todas las bases, excepto pequeñas cantidades para mantener el valor del pH menor de 9.

INFORMACION QUE ACOMPAÑA AL NUCLEO

Todos los núcleos enviados al laboratorio deben ir acompañados de información para su identificación¹², ubicación y localización, así como la relacionada a las características litológicas de la formación a la que pertenecen y la relacionada con los fluidos de perforación usados en el corte. Adicionalmente debe agregarse la solicitud detallada de las propiedades que se requieren medir.

1. DATOS DEL POZO

- a. Nombre y número
- b. Nombre del campo y/o yacimiento
- c. Elevación de la mesa rotatoria
- d. Plano de localización del pozo
- e. Copias de los registros geofísicos tomados en el intervalo muestreado

2. DATOS DE LOS NUCLEOS

- a. Técnica de muestreo
- b. Intervalo muestreado
- c. Por ciento de recuperación
- d. Fecha de muestreo
- e. Número de núcleo
- f. Formación muestreada
- g. Descripción litológica
- h. Tipo de preservación

3. DATOS DE LOS FLUIDOS DE PERFORACION

- a. Características de los fluidos de perforación utilizados
- b. Características y propiedades del agua de formación
- c. Características y propiedades del agua de inyección

4. RELACION DETALLADA DE LOS ANALISIS DE LABORATORIO REQUERIDOS

REFERENCIAS

1. Pacheco, J. "Técnicas para la Toma y Análisis de Núcleos", *Trabajo Presentado a la XXI Reunión de Expertos de ARPEL*, Lima (Junio, 1981).
2. Gatling, C. *Petroleum Engineering: Drilling and Well Completions*, Prentice-Hall, Inc., Englewood Cliffs, N. J. (1960).
3. Helander, D.P. *Fundamentals of Formation Evaluation*, OGC Publications (Oil & Gas Consultants International, Inc.), Tulsa (1983).
4. Park, A. "Coring. Part 2- Core barrel types and uses", *World Oil* (April, 1985), 83-90.
5. Hildebrandt, A. B., Bridwell, H. C. and Kellner, J. M. "Development and Field Testing of a Core Barrel for Recovering Unconsolidated Oil Sands", *Trans. AIME* (1958) 213, 347-349.
6. Filshinsky, M., Aumann, J. T. and Quinn, J. "New Tools Improve the Economics of Coring", paper SPE 12092 presented at the 58th Annual Technical Conference and Exhibition held in San Francisco, CA, October 5-8, 1983.
7. Tibbitts, G. A. and Radford, S. R. "New Technology and Tools for the Recovery of Representative Cores From Unconsolidated Sand Formations", paper SPE 14297 presented at the 60th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers held in Las Vegas, NV, September 22-25, 1985.
8. Keener, W. "New Core Orientation Methods Emerges", *Western Oil World* (November, 1985), 59-64.
9. Hyland, C. R. "Pressure Coring-An Oilfield Tool", paper SPE 12093 presented at the 58th Annual Technical Conference and Exhibition held in San Francisco, CA, October 5-8, 1983.
10. Whitebay, L. E. "Improved Coring and Core-Handling Procedures for the Unconsolidated Sands of the Green Canyon Area Gulf of Mexico", paper SPE 15385 presented at the 61th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers held in New Orleans, LA, October 5-8, 1986.
11. Toney, J. B. and Speights, J. L. "Coring. Part 6- Sidewall operations", *World Oil* (August, 1985), 29-36.
12. API RP 40. *Recommended Practice for Core-Analysis Procedure*, first edition, API, New York (August, 1960).
13. Auman, J. B. "A Laboratory Evaluation of Core Preservation Materials", paper SPE 15381 presented at the 61th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers held in New Orleans, LA, October 5-8, 1986.
14. Hunt, P. K. and Cobb, S. L. "Core Preservation with a Laminated, Heat-Sealed Package", *SPEFE* (December, 1988), 691-695.
15. Sharma, M. M. and Wunderlich R.W. "The Alteration of Rock Properties Due to Interactions With Drilling Fluid Components", paper SPE 14302 presented at the 60th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers held in Las Vegas, NV, September 22-25, 1985.

CAPITULO III

SELECCION Y PREPARACION DE MUESTRAS EN EL LABORATORIO

Un núcleo debe ser considerado como una pieza valiosa que deberá ser analizada de acuerdo a un plan general cuidadosamente elaborado. Es cierto que algunas propiedades de la roca pueden obtenerse de mediciones menos directas (registros geofísicos y registros sísmicos); también es cierto que estas técnicas de evaluación de la formación, proporcionan propiedades promedio que abarcan cientos de metros de sección vertical e inclusive, una mayor distancia del fondo del pozo que la abarcada por un solo núcleo. Pero, ninguna de estas técnicas proporciona información tan detallada de las propiedades y heterogeneidad de una sección de la formación, como la que se obtiene del análisis de un núcleo.

TIPOS DE ANALISIS DE NUCLEOS

La preparación de las muestras en el laboratorio depende, principalmente, del tipo de análisis petrofísico que se desea efectuar. Existen básicamente dos tipos de análisis de núcleos: el análisis convencional y el análisis especial^{1*}.

La selección del tipo de análisis depende en gran parte del tamaño del núcleo o de la muestra, del tipo de núcleo y de la cantidad de información requerida. En la industria petrolera se reconocen los siguientes tipos de núcleos²:

Por su contenido de fluidos

- Núcleos Frescos
- Núcleos Preservados
- Núcleos Expuestos

Por su grado de consolidación

- Núcleos consolidados.
- Núcleos inconsolidados.

Las principales características y los resultados que se obtienen de los tipos de análisis, se describen a continuación.

ANALISIS CONVENCIONAL

Este es el tipo de análisis más frecuentemente usado, en el cual se determinan las propiedades petrofísicas básicas de una roca. De acuerdo al tamaño de la muestra, el análisis convencional toma los siguientes nombres:

1. **Análisis convencional.** En éste se analizan muestras relativamente pequeñas obtenidas de un núcleo, llamadas tapones, cuya uniformidad de propiedades permite que estos representen las características del intervalo muestreado.

*Referencias al final del capítulo.

2. **Análisis de núcleos de diámetro completo.** Este tipo de análisis se emplea, cuando debido a la presencia de fracturas y/o cavidades desarrolladas en forma errática, los tapones no representan las características del intervalo muestreado y se requieren, por lo tanto, muestras de mayor tamaño.
3. **Análisis de muestras de pared.** Se refiere al análisis de los núcleos recuperados mediante las técnicas de muestreo de pared. El tamaño mucho menor de las muestras y las condiciones bajo las cuales se recuperan, limitan el valor de los datos obtenidos.

ANÁLISIS ESPECIAL

En este tipo de análisis, las muestras son seleccionadas de acuerdo a sus propiedades físicas, porosidad y permeabilidad, independientemente de las condiciones de la muestra y los resultados obtenidos se emplean en el estudio del flujo de fluidos del yacimiento. Las mediciones consisten de:

- Estudio de la presión capilar
- Medición de las propiedades eléctricas
- Estudios de permeabilidad relativa en dos y tres fases
- Pruebas de mojabilidad
- Estudios de susceptibilidad de la formación al agua de inyección

Independientemente del tipo de análisis, la preparación de las muestras incluye lo siguiente:

- Selección de los tramos de corte
- Corte e identificación de las muestras
- Limpieza y secado de las muestras

SELECCION DE LOS TRAMOS DE CORTE

Al llegar los núcleos al laboratorio, se abren las cajas que los contienen y se procede a examinarlos cuidadosamente para efectuarles una descripción detallada. Esta descripción, permitirá seleccionar adecuadamente los tramos de corte en un núcleo. La siguiente secuencia, Figuras III-1 a III-4, se propone con el fin de hacer más eficiente la preparación del análisis.

1. Revisar el número de núcleos y el número de cajas que los contiene.
2. Revisar la información que los acompaña, Tabla III-1.
3. Alinear secuencialmente las cajas que contienen un solo núcleo y abrirlas.
4. Efectuar la descripción litológica del núcleo.
5. Elaborar un diagrama esquemático del núcleo como el de la Figura III-5, resaltando las principales características, como son: cima, base, tramos del núcleo (la numeración de las porciones que conforman un núcleo) y su orientación.

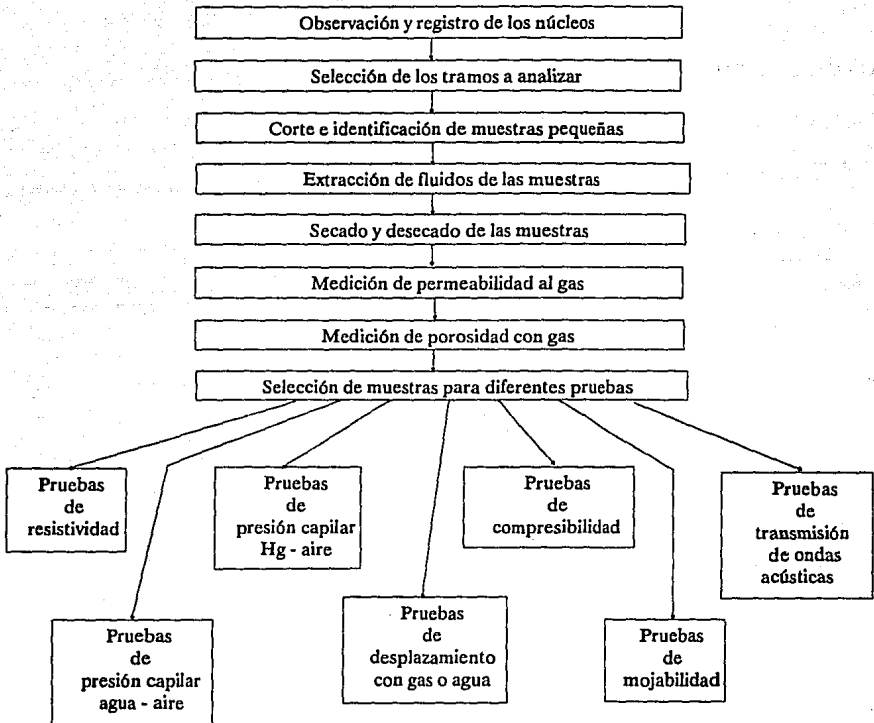


Fig. III-1. Muestras pequeñas, formaciones consolidadas.

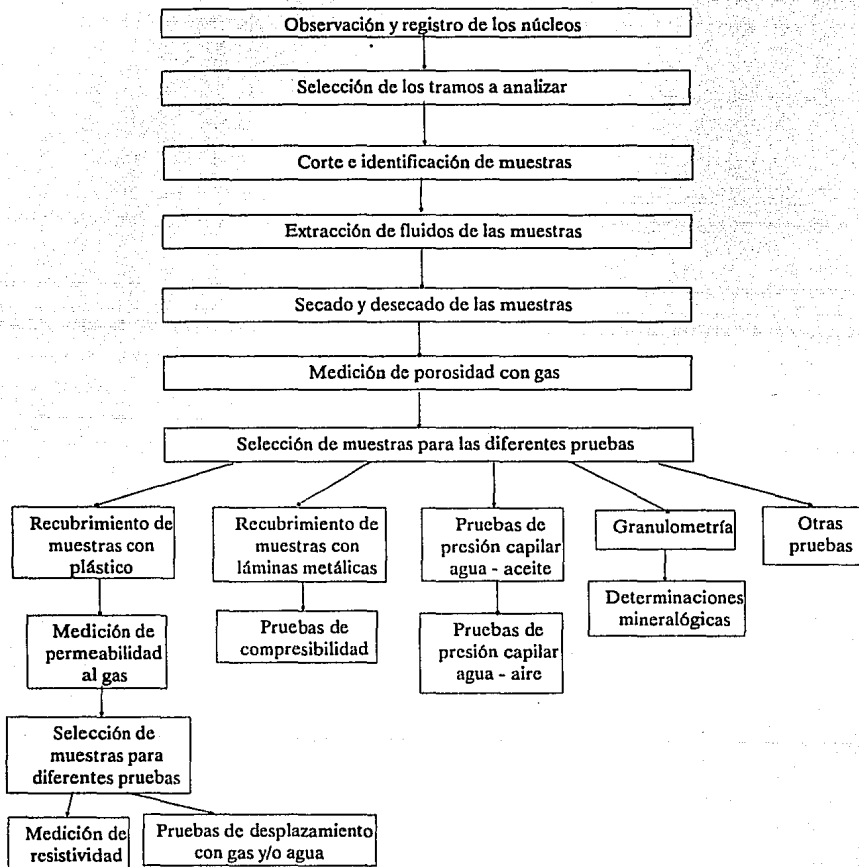


Fig. III-2. Muestras pequeñas, formaciones deleznales.

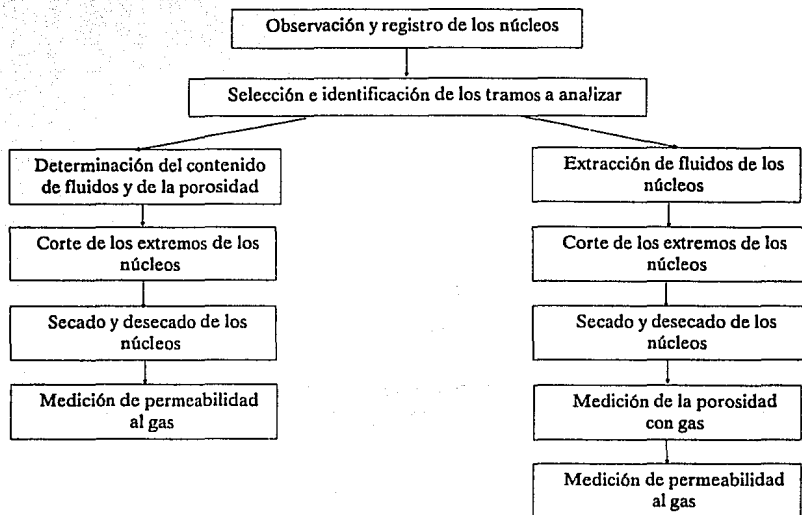


Fig. III-3. Núcleos de diámetro completo.

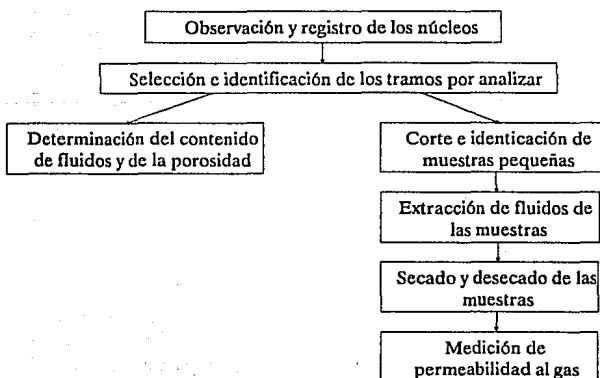
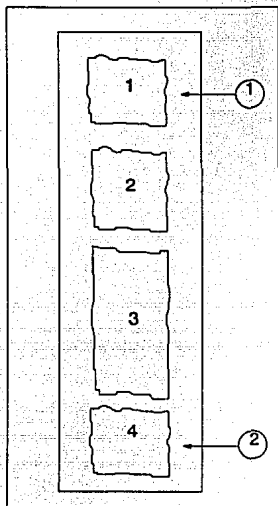


Fig. III-4. Núcleos frescos.



Número de tramos	Longitud (cm)	Tipo de roca	Compacta para corte en taladro	Son posibles cortes verticales	Observaciones
1	15	Arrenisca	No	No	Deleznable

Fig. III-5. Diagrama esquemático de un núcleo que muestra los tramos de corte.

TABLA III-1. Información que acompaña al núcleo.	
Pozo:	Nombre y número
Número de núcleo:	
Intervalo nucleado:	mbNR
Longitud recuperada:	m
Recuperación:	%
Formación:	
Salinidad del agua de formación:	ppm
Fecha de corte del núcleo:	
Elevación de la mesa rotaria:	
Enviado por:	
Distrito y Zona:	
Descripción Litológica:	

Nota: El laboratorio debe solicitar que en todos los casos que se envíen núcleos, éstos lleven la orientación y la información requerida que se menciona en la Tabla III.1. Asimismo, que antes de colocar los tramos del núcleo en las cajas en que serán transportados, estos deberán ser numerados y colocados en una bolsa de material sintético

Si el núcleo no está orientado, seguir la siguiente convención: "...se coloca en forma horizontal, con el extremo inferior a la izquierda y el superior a la derecha; se traza una línea con plumón de tinta roja a lo largo del núcleo, y abajo de ella, una línea con plumón de tinta negra o azul, con lo que quedan plenamente identificadas tanto la parte inferior como la superior".³

6. Seleccionar los puntos de corte y la cantidad de tapones a obtener.

Núcleos Homogéneos⁴. Cuando la formación es uniforme, es decir, cuando a simple vista no se aprecian cambios litológicos, o cuando ésta contiene poco o ningún mineral hidratable y éstos están bien cementados, se pueden obtener datos representativos analizando solamente muestras (tapones) de 1 a 1 1/2 pulgadas de diámetro cortadas de un núcleo. En cuanto a la longitud, los tapones deberán guardar al menos una relación 1:1 con su diámetro, aunque se deben preferir muestras de mayor longitud.

Rocas Heterogéneas⁴. La presencia de grandes canales de disolución, vesículas, fracturas y conglomerados dentro de la fábrica de la roca, señalan que el análisis debe efectuarse en núcleos de diámetro completo para asegurar datos representativos.

Los núcleos se preparan dándoles forma de cilindros regulares de hasta 10 pulgadas de longitud. Sin embargo, se presentan a menudo problemas adicionales dado que la invasión de los sólidos del fluido de perforación ocurre en la periferia del núcleo, y en casos más severos penetran a través del espacio poroso.

Cuando esto se presenta, los sólidos reducen tanto la porosidad como la permeabilidad. Esta alteración, cuando está limitada a la periferia del núcleo, puede removerse por medios mecánicos; sin embargo, los sólidos del lodo de perforación que penetran hasta el espacio poroso interno, son difícil o imposible de removerlos sin provocar cambios en la estructura interna.

Las nuevas técnicas que utilizan equipo del campo médico (rayos X, tomografía), permiten visualizar el interior del núcleo. Estos datos, presentados típicamente en forma fotográfica, muestran claramente el daño al núcleo e indican el movimiento de los sólidos dentro de los poros.

Rocas Inconsolidadas⁴. Este tipo de muestras requieren técnicas únicas para la reconstrucción del núcleo. Las muestras a probar son normalmente del tamaño de un tapón y deben ser encapsuladas antes de su análisis. Generalmente, durante el corte del núcleo de la formación, se emplean para la contención de éste mangas de hule, líneas de plástico o barriles con fibra de vidrio en su interior.

A diferencia de las rocas bien cementadas, las muestras de núcleos inconsolidados están sujetos al movimiento de los sólidos y al reacondo de las características deposicionales durante el muestreo y las subsecuentes pruebas de laboratorio. El uso de núcleos recuperados en barriles con fibra de vidrio en su interior, ha resuelto en gran medida el problema de disturbio en la estructura de algunas formaciones.

Las técnicas de encapsulamiento de muestras y el uso de equipo que permite manejar presión de sobrecarga durante el análisis, también ha dado como consecuencia datos más confiables.

Rocas que contienen arcilla. La arcilla en los núcleos impacta el análisis. Cuando la arcilla es hidratable, como es el caso de la montmorillonita, la porosidad y la permeabilidad se modifican. En estos casos, se cortan muestras del tamaño de un tapón, los cuales tendrán un procedimiento de limpieza y secado distinto al normal, para evitar la evaporación del agua presente en la superficie de la arcilla a condiciones de yacimiento.

Si no es posible adaptarse a las consideraciones anteriores, se recurre nuevamente a la convención: "...en cada punto de corte se obtendrán por lo menos tres tapones, 2 en sentido horizontal (plano perpendicular al sentido de corte) y 1 en sentido vertical (plano paralelo al sentido de corte). La distancia entre los puntos de corte será de 50 cm".³

"En el caso de que en el punto de corte la formación sea densa o corresponda a una lutita no se cortarán tapones, debiéndose indicar en el informe, la razón por la cual no se cortaron estos".

7. Efectuar el corte de las muestras.
8. Identificar las muestras o tapones.
9. Lavar las muestras o tapones.

CORTE E IDENTIFICACION DE LAS MUESTRAS

CORTE DE LAS MUESTRAS

Como se mencionó anteriormente, la selección de los tramos de corte se hace tomando en cuenta las características litológicas y de consistencia de los núcleos, con el fin de obtener muestras representativas y del tamaño apropiado para su análisis.

Cuando la dureza de la formación lo permite, las muestras se cortan de forma cilíndrica, en cambio, cuando la formación es poco consistente o deleznable, la forma de las muestras puede ser cúbica o irregular. Si las muestras caen en el último caso, se les da forma cilíndrica montándose en la parte central de algún tubo del diámetro requerido, para posteriormente rellenar el espacio anular con resinas.

El corte de las muestras se hace en sentido vertical u horizontal, con el fin de conocer la variación de los parámetros petrofísicos, para su posterior aplicación en diversos estudios.

Equipo de Corte

Para llevar a cabo el corte de tapones, existen en el mercado equipos con diferentes características y dimensiones. El equipo al que se hace referencia en este trabajo, es el mostrado en la Figura III-6.

En el cuerpo principal se encuentran acoplados tres dispositivos principales: barrena para el corte de muestras cilíndricas, de 1" a 1 1/2" de diámetro y 2 1/4" de longitud; disco abrasivo de 6" de diámetro y esmeril de grano fino. Los tres se accionan al mismo tiempo mediante un motor eléctrico de 3/4 HP y velocidad entre 1450 y 1750 RPM.

Antes de efectuar cualquier operación, conectar mediante las mangueras necesarias, los depósitos que contienen el fluido para lubricar y enfriar los componentes del equipo. Al utilizar la barrena, el núcleo se fija al portamuestras y se desliza mediante una cremallera. El disco abrasivo se usa para cortar tramos del núcleo, o bien, para darle una forma geométrica definida a la muestra, aunque su uso más frecuente es el corte de muestras delezables. Por último, pulir las muestras con el esmeril.

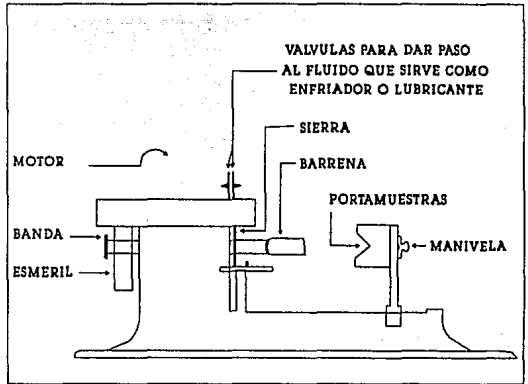


Fig. III-6. Equipo de corte de tapones.

IDENTIFICACIÓN DE LAS MUESTRAS

Para este propósito, se acude una vez más a la convención que dice: "En la cara de trabajo de cada tapón, se pondrá la identificación que incluirá el nombre y número del pozo, el número del núcleo, el número del punto de corte, el sentido en el cual se cortó el tapón, si es horizontal o vertical, y de ser necesario, un último dígito que indicará el número de muestra cortada en un mismo sentido, tal como se indica en el siguiente ejemplo:"



en donde:

- TAJIN 26: Nombre y número del pozo
- 2: Número del núcleo
- 3: Punto de corte
- H: Muestra cortada en sentido horizontal
- 2: Segunda muestra cortada en sentido horizontal en el mismo punto de corte

LIMPIEZA Y SECADO DE LAS MUESTRAS

METODOS Y EQUIPOS DE LIMPIEZA

En el análisis convencional, excepto el caso de núcleos frescos, se requieren muestras a las cuales se les hayan extraído los fluidos residuales y materiales absorbidos, dejando limpia la superficie de la roca. En un artículo reciente, Gant y Anderson⁵ discutieron los métodos de limpieza de núcleos más comunes, los cuales se describen a continuación:

Destilación/Extracción

Es el método de limpieza más usado, relativamente lento pero eficiente^{1,6}, en el cual se puede determinar la saturación de fluidos durante la limpieza con un solvente. En este método, los equipos que se emplean son el Soxhlet y el Dean - Stark. En el equipo Dean - Stark, Figuras III-7 y III-8, el solvente es destilado continuamente, condensado y luego distribuido en la parte superior de la muestra. En el Soxhlet, Figura III-9, las muestras se sumergen en el solvente caliente, el cual es periódicamente sifoneado, luego destilado, condensado y regresado al extractor.

Un inconveniente de este método es que el contacto del núcleo con el solvente no es completo, principalmente, por la dificultad del flujo del solvente a través de los poros más pequeños.

Extractor tipo Soxhlet. Este equipo, cuyos componentes se muestran en la Figura III-9, basa su diseño en la capacidad de disolución y difusión de un solvente caliente que actúa sobre las muestras. Debido a la forma estática como trabaja, se recomienda para muestras muy permeables o poco consolidadas que por otro método puedan dañarse.

Las desventajas principales de este equipo son dos: se pueden limpiar hasta dos muestras como máximo y el tiempo requerido resulta mayor cuando se compara con el requerido por la centrifuga. Por estas desventajas, generalmente se utilizan varias unidades en forma simultánea.

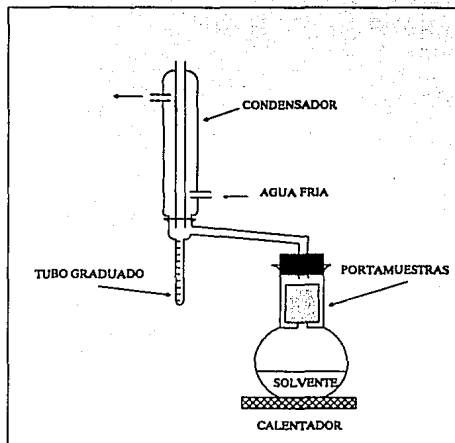


Fig. III-7. Equipo Dean-Stark para tapones.

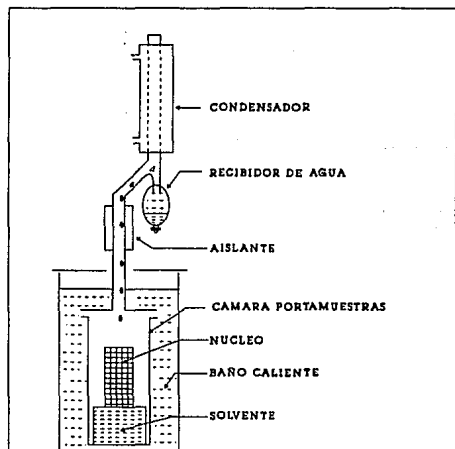


Fig. III-8. Equipo Dean-Stark para núcleos de diámetro completo.

La razón de que la celda admita hasta 2 muestras, es para conservar caliente el solvente que se acumula en el fondo del recipiente portamuestras. Este requisito es necesario, ya que las propiedades de disolución del solvente disminuyen fuertemente a bajas temperaturas.

La operación de limpieza consiste básicamente en vaporizar un solvente o mezcla de estos, mediante calentamiento con resistencias eléctricas. El vapor fluye a la cámara refrigerante, por donde circula agua fría permanentemente, para condensarse. El solvente ya condensado cae por goteo sobre las muestras, difundándose por gravedad a través de los poros comunicados de estas. El solvente sucio se acumula en el fondo de la cámara portamuestras, momento en el cual es succionado completamente hacia el matraz.

En la repetición del ciclo, el agua y los residuos de aceite de la muestra son extraídos y permanecen en el fondo del matraz, puesto que el solvente se vaporiza más rápidamente que estos.

La limpieza de la muestra se determina a partir del color del solvente que es sifonado periódicamente. La extracción continua hasta que el solvente retorna de un color blanco-acuoso. La no-luminiscencia del solvente bajo luz fluorescente, es un buen criterio para determinar la extracción completa del aceite para un solvente dado.

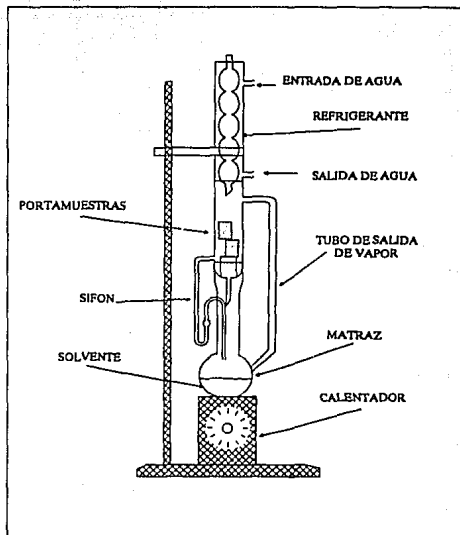


Fig. III-9. Equipo de limpieza Soxhlet.

Flujo de Solvente a Presión

La muestra se coloca en una celda apropiada y el o los solventes se inyectan a presión¹. La inyección puede ser continua o detenida periódicamente, para darle tiempo al núcleo de mojarse en el solvente. El solvente y el núcleo pueden estar a temperatura ambiente o elevada. Intuitivamente, parece razonable que la limpieza con solvente a presión es más efectiva que con el método de destilación/extracción, puesto que el solvente debe contactar más superficie de roca cuando se inyecta bajo presión, especialmente cuando se aplica contrapresión⁵.

La presión usada depende de la habilidad de los fluidos para moverse a través de la muestra, variando desde 10 hasta 10,000 psi. Las muestras deben mantenerse en una manga de hule o cualquier celda apropiada, que permita el flujo de solvente a través de la matriz del núcleo¹.

Barrido Centrifugo

En este método se emplea una centrifuga con una cabeza especialmente diseñada para rociar solvente limpio y caliente contra las muestras^{1,7}. La fuerza centrífuga causa que el solvente fluya y limpie la muestra, en un tiempo relativamente corto, particularmente para muestras densas que no pueden ser limpiadas efectivamente por destilación/extracción. La principal desventaja es que está limitado a muestras tamaño tapón y bien consolidadas.

Extractor Centrifugo. Este equipo, Figura III-10, está diseñado para limpiar muestras poco permeables, a un grado no alcanzado por otros medios en un tiempo razonable. El aparato consiste de dos partes principales: un horno con solvente y una centrifuga. La centrifuga cuenta con una charola o plato portamuestras de 7" de diámetro y 1 1/8" de profundidad, movida por un motor eléctrico de 1/3 HP. Por su parte el horno tiene capacidad para 10 litros de solvente y una unidad de calentamiento (resistencias eléctricas) que opera con 1000 Watts.

El ciclo de condensación es semejante al del soxhlet. El solvente evaporado se condensa y almacena en la trampa inferior del condensador, hasta alcanzar el nivel de "sifoneo". En ese momento, el bache de solvente caliente pasa a la centrifuga si la válvula de desviación de flujo (bypass) está cerrada, si no, el solvente regresa al horno para repetir nuevamente el ciclo.

Al llegar el bache de solvente caliente al plato portamuestras, éste deberá estar cargado. Para ello, las muestras deberán colocarse a lo largo de la circunferencia del plato, colocando previamente una tira de fieltro en la pared de éste y evitar así que las muestras se golpeen con el metal. Si la centrifuga no está cargada a su máxima capacidad, las muestras deberán distribuirse para equilibrar la carga del plato.

Quando el horno empiece a recircular solvente, debe iniciarse la rotación del plato. Esta rotación generará una fuerza centrífuga, ocasionando que el bache de solvente que llegó al recipiente perforado, colocado en el centro del plato, sea expulsado a través de sus perforaciones. El solvente atomizado bañará a las muestras, el cual mediante fuerza centrífuga desplazará los fluidos residuales.

La velocidad de rotación o RPM de la centrifuga, se controla mediante un transformador de voltaje variable o variac, colocado a un costado de ésta. Se recomiendan velocidades bajas si las muestras son ligeramente consolidadas y altas si son muy consolidadas, aunque puede considerarse como velocidad media la de 3000 RPM.

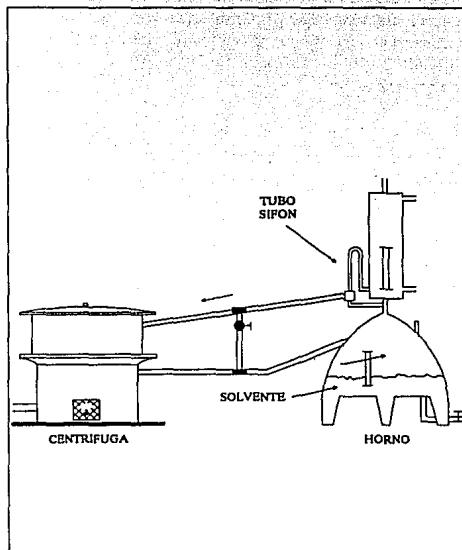


Fig. III-10. Equipo de limpieza centrifuga.

La rotación continuará hasta que las muestras estén completamente limpias. La limpieza se verificará a través de la línea transparente que une el tubo de drene de la centrifuga con el horno. Normalmente, media hora de extracción es tiempo suficiente para limpiar las muestras, pero se considera como tiempo medio 2 horas.

Terminada la limpieza, deberá abrirse la válvula de desviación de flujo para permitir que el solvente destilado regrese al horno sin pasar por la centrifuga. Se recomienda continuar la rotación de la centrifuga sin solvente, durante varios minutos más para secar parcialmente las muestras. Después, parar la centrifuga, sacar las muestras y llevarlas al horno para su secado.

Procedimiento¹

1. Encienda el calentador del recipiente con solvente (horno) e inicie la circulación de agua fría.
2. Coloque una tira de fieltro en la parte interna y alrededor de la canasta portamuestras.
3. Coloque las muestras a limpiar, tratando de equilibrar la carga, distribuyendolas en el plato portamuestras.
4. Cierre la centrifuga.
5. Cuando el horno empiece a circular solvente, encienda la centrifuga. Ajuste la velocidad de rotación mediante el control. Las velocidades bajas deben preferirse para muestras pobremente consolidadas y las altas para muestras bien consolidadas. Una velocidad promedio es de 3000 rpm.
6. Centrifugue las muestras hasta que la extracción sea completa. Normalmente 1/2 hora es tiempo suficiente para limpiar muestras; aunque para cualquier propósito, un tiempo de 2 horas es normalmente suficiente.
7. Abra la válvula de desviación de flujo (bypass) para permitir el regreso del solvente al calentador sin pasar por la centrifuga.
8. Corra la centrifuga sin solvente durante varios minutos para secar parcialmente las muestras.
9. Pare la centrifuga, saque las muestras y llevelas al horno para su secado.

Extracción con Solvente Desplazado por Gas

Este método se usa normalmente para núcleos de diámetro completo cuando no se requiere conocer la saturación de fluidos^{1,8,9}. Un solvente saturado con CO₂ se inyecta al núcleo bajo presión (1000 psi), al reducir rápidamente ésta, el CO₂ se expande y desplaza al solvente a través del espacio poroso para remover los fluidos residuales. Para mejorar la eficiencia de limpieza el núcleo puede calentarse a 160 ó 180 °F, eléctricamente, con vapor o con agua caliente.

Después de un número de ciclos de 30 min, típicamente 5 a 10, el núcleo llega a estar libre de aceite, y el solvente remanente y el agua se remueven por evaporación. Desafortunadamente, este método puede separar o fracturar núcleos inconsolidados o pobremente consolidados¹. Otro posible problema es la reacción de algunos crudos con CO₂, lo que puede causar precipitación de asfaltenos y resinas¹⁰⁻¹².

Equipo. La Figura III-11 es un esquema de un equipo típico usado para aplicar este método de limpieza. Consiste de una celda portamuestras, una bomba hidráulica, un depósito de solvente y otros accesorios tales como manómetros y válvulas. El solvente usado es recuperado y destilado para usarlo nuevamente.

Procedimiento. Los núcleos se colocan en la celda dentro de una manga elástica y se les aplica presión con gas hasta igualar la presión de desplazamiento. El gas en la celda es desplazado a presión constante por la mezcla solvente-gas. Después que la celda está llena con la mezcla, se represiona por medio de la bomba hidráulica hasta aproximadamente 4 ó 5 veces la presión de la mezcla. Al momento de parar el flujo de líquido en las muestras, la

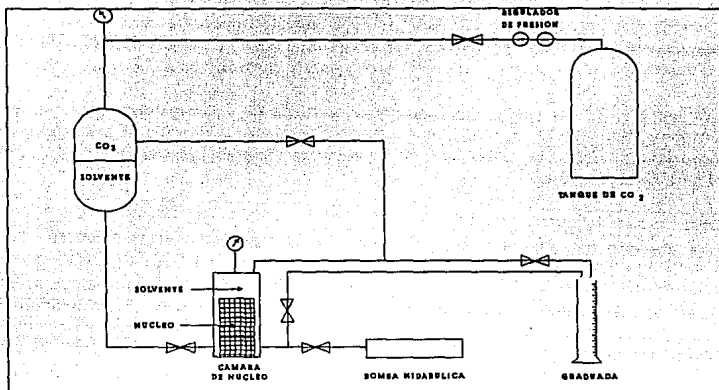


Fig. III-11. Equipo para extracción con solvente desplazado por gas.

celda se depresiona rápidamente hasta la presión atmosférica y los núcleos se dejan sumergidos en el solvente hasta que mucho del gas ha fluido de ellos, entonces el solvente es drenado de la celda y el ciclo se repite.

Extracción con Fluido Supercrítico y Secado en Punto Crítico

Este método se emplea extensivamente para limpiar muestras con arcillas altamente sensibles, sin causarles daño estructural durante el secado⁵. El proceso de limpieza es como sigue: la muestra es lavada con una serie de fluidos miscibles, lo cual al no existir interfase entre el fluido desplazante y el desplazado, previene los efectos de tensión superficial y permite que los fluidos residuales en el núcleo sean removidos. El último paso es secar el núcleo sin formar interfase líquido-vapor inyectando CO₂ líquido, luego elevando la temperatura por arriba del punto crítico, lo que ocasiona que el CO₂ se convierta en un gas supercrítico denso, sin formar interfase. Finalmente, la presión se reduce lentamente para liberar el CO₂ gaseoso, dejando la muestra limpia y seca. Además del CO₂, se emplean etil-alcohol y amil-acetato, combinados con otros solventes como metanol, para limpiar núcleos contaminados.

Limpieza con Vapor

Este método se usa cuando se trata de remover contaminantes solubles en agua (ácidos húmicos)⁵. Estos ácidos que usualmente se encuentran en formaciones cercanas a la superficie de la tierra, son el resultado de la percolación del agua a través de material orgánico y luego a través de la formación. Para la limpieza se emplea un equipo similar al Dean-Stark, en el cual el vapor pasa a través del núcleo y se condensa permitiendo que el agua caliente circule por la muestra. Después de someter las muestras a este proceso durante 2 semanas, se llevan a un horno para su secado a 260 °F (125 °C) durante 24 horas para evaporar el agua. Es importante hacer notar que la limpieza con vapor no es apropiada en muestras que contiene crudo.

Quema del Núcleo en Presencia de Oxígeno

El núcleo se calienta en presencia de oxígeno para remover contaminantes y estabilizar las arcillas, a temperaturas mayores de 930 °F (500 °C)^{13,14}. Esta temperatura es lo suficientemente alta para quemar los contaminantes, pero más baja que la temperatura de descomposición para convertir carbonato de calcio a óxido de calcio. Debido a que el método es riesgoso para el núcleo pues las arcillas son irreversiblemente alteradas, sólo se recomienda para limpiar núcleos cuyo análisis sea para propósitos de investigación; nunca para análisis rutinario ni especial¹⁵.

SOLVENTES

La limpieza de un núcleo para remover contaminantes es todavía un proceso de ensaye y error, en el cual se prueba una serie de solventes. Sin embargo, debe tenerse presente que: (1) la mejor selección de un solvente depende fuertemente del crudo y de la superficie mineral, (2) las mezclas de solventes son generalmente más efectivas que un solo solvente, y (3) el solvente no debe atacar, alterar o destruir la estructura del núcleo⁵.

Los solventes que han sido probados y reportados en la literatura, se agrupan de la siguiente manera¹⁶:

- Solventes no polares: ciclohexano y heptano
- Solventes "ácidos": cloroformo, etanol y metanol
- Solventes "básicos": dioxano, dimetil-formamida y pirideno
- Mezclas de solventes: metanol-acetona-tolueno

La convención, para este caso señala que: "todos los taponos se lavarán primero con tolueno para eliminar los hidrocarburos y posteriormente se lavarán con metanol para eliminar posibles remanentes de agua salada o sales de cristalización"¹³.

A continuación, se describen algunas experiencias tomadas de la literatura referentes a la selección de solventes para la limpieza de núcleos. Se recomienda que cuando ninguno de estos procedimientos sea efectivo, efectuar más pruebas combinando los procedimientos, o bien usar otros solventes e incrementar el tiempo de circulación.

Cuiec^{17,18}, comparó la eficiencia de limpieza de diferentes solventes; encontró que pueden limpiarse tanto areniscas como calizas, haciendo fluir los siguientes solventes a través de un núcleo: pentano, hexano, heptano, ciclohexano, benceno, pirideno, metanol y etanol.

Observó que el uso de solamente un solvente como metanol, tolueno o cloroformo no es muy efectivo. También observó la acción de varios solventes tanto ácidos como básicos y encontró que los solventes ácidos tienden a ser más efectivos para la limpieza de areniscas, mientras que los solventes básicos fueron mejores para limpiar calizas. Esta diferencia la atribuyó a la naturaleza ácida de las areniscas y a la naturaleza básica de las calizas.

Gant y Anderson⁵, en su estudio sobre mojabilidad, analizaron muchos de los experimentos de limpieza de núcleos reportados en la literatura. Encontraron que la mejor selección de solventes depende fuertemente del crudo y de la superficie mineral, debido a que estos ayudan a determinar la cantidad y tipo de compuestos adsorvidos que alteran la mojabilidad.

Los solventes que dan buenos resultados con algunos núcleos y crudos, fallan a veces en otros casos. Por ejemplo, Grist¹⁹ y Holbrook y Bernard¹⁵, encontraron que podían limpiar núcleos hasta dejarlos fuertemente mojables por

agua, usando una mezcla de cloroformo-metanol, mientras que Jennigs¹⁴ reportó que ésto fue inexitoso. Para un análisis rutinario de núcleos, API¹ reporta que para limpieza, el cloroformo es excelente para muchos crudos ligeros, en tanto que el tolueno es usado para crudos asfálticos.

En muchos casos, parece que cualquier solvente solo, es relativamente ineficiente en la limpieza de núcleos y que pueden obtenerse mejores resultados con una mezcla o serie de solventes⁵. Los siguientes solventes se han reportado para casos específicos, por dar pobres resultados cuando se usan solos: cloroformo^{18,19}, benceno^{14,20,21}, disulfuro de carbono^{22,21}, etanol²⁰ y tolueno^{14,17,21}.

Muchos de los investigadores citados anteriormente, han encontrado que el tolueno usado solo, es uno de los solventes menos efectivos. Sin embargo, cuando se combina con otros solventes, tal como metanol ($\text{CH}_3 \text{OH}$) o etanol ($\text{CH}_3 \text{CH}_2 \text{OH}$)²², es muy efectivo. El tolueno ($\text{C}_6\text{H}_5\text{CH}_3$) es efectivo en la remoción de hidrocarburos incluyendo asfaltenos^{1,23} y algunos de los componentes polares²³, mientras que el metanol da buenos resultados en la remoción de sal y agua.

Cuando se usen solventes muy inflamables, deberán preferirse calentadores del tipo eléctrico. Se deben tomar todas las medidas de seguridad, tales como ventilación adecuada del laboratorio, accesibilidad a extinguidores de fuego y duchas de seguridad⁴.

La mayoría de los solventes pueden ser recuperados conociendo bien sus propiedades físicas y los métodos químicos apropiados. Tal recuperación puede hacer más práctico el uso de un solvente caro, apropiado para una extracción particular².

SECADO

El secado (evaporación del solvente y del agua) es muy importante después de la extracción, especialmente cuando están presentes minerales que puedan ser deshidratados. Por lo general, se emplea alguno de los siguientes procesos¹:

- a. Mediante un horno convencional con temperatura controlada, Figura III-12, utilizando una temperatura máxima de 240 °F por un mínimo de 2 horas.
- b. Mediante un horno al vacío con temperatura controlada, utilizando una temperatura máxima de 200 °F por un mínimo de 2 horas.

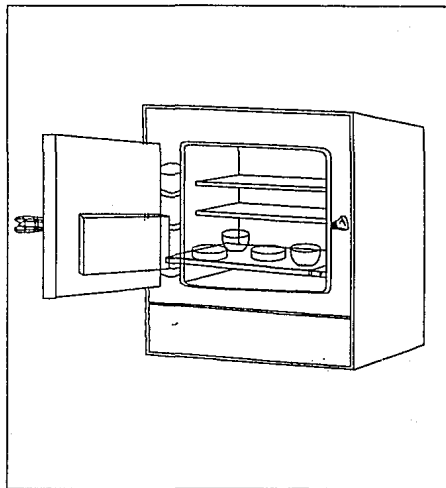


Fig. III-12. Horno convencional.

En el caso de las muestras que contienen minerales hidratables, las muestras deberán secarse a baja temperatura con humedad controlada. Por ejemplo, la illita (una arcilla) aparece como una masa fibrosa en el espacio poroso, ésta puede colapsarse y deformar

permanentemente el poro, a medida que el agua se evapora durante el secado. El flujo posterior de aire o agua a través de la muestra indicará una permeabilidad más alta que el valor verdadero en el yacimiento.

Para evitar este problema, algunos laboratorios utilizan lo que se conoce como *punto de secado crítico*, en donde los fluidos son desplazados a través del espacio poroso a temperatura controlada y luego removidos del núcleo con un proceso que da como resultado, una baja reducción en la saturación del líquido.

En todos los casos, una vez evaporado el solvente, las muestras deben ser almacenadas en un desecador, Figura III-13, para aislarlas de la humedad y de posibles contaminantes, hasta que llegue el momento de ser analizadas.

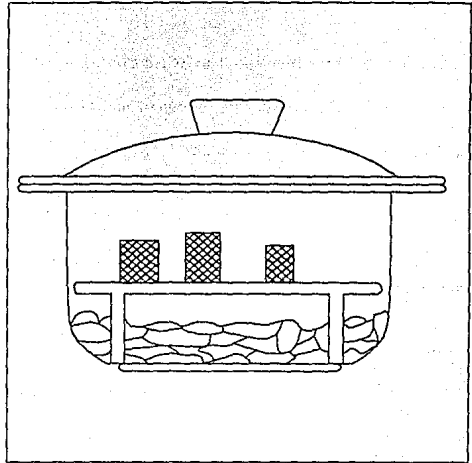


Fig. III-13. Desecador convencional.

REFERENCIAS

1. API RP 40. *Recommended Practice for Core Analysis Procedure*, first edition, API, New York (August, 1960).
2. Monicard, R. P. *Properties of Reservoir Rocks: Core Analysis*, Gulf Publishing Co., Houston, Tx (1980).
3. Minuta de la reunión celebrada en el IMP, del 4 al 8 de julio de 1983, para revisar los procedimientos para llevar a cabo las determinaciones petrofísicas de los núcleos.
4. Dare, K. "Coring, Part 8- Plug and Full Diameter Analysis", *World Oil* (November, 1985), 103-112.
5. Gant, P. L. and Anderson, W. G. "Core Cleaning for Restoration of Native Wettability", *SPEFE* (March, 1988), 131-138.
6. Keelan, D. K. "A Critical Review of Core Analysis Techniques", *Jour. Cdn. Pet. Tech.* (April, 1972) 11, No. 2, 42-55.
7. Conley, F. R. and Burrows D. B. "A Centrifuge Core Cleaner", *Jour. Pet. Tech.* (October, 1956), 343-344.
8. Stewart, C. R. and Spurlock, J. W. "How to Analyze Large Core Samples", *Oil & Gas J.* (September 15, 1952) 89-95, 120-124.
9. Bynum, R. S. and Koepf E. H. "Whole Core Analysis Methods and Interpretation of Data From Carbonate Reservoirs", *Jour. Pet. Tech.* (November, 1957), 11-15.
10. Campbell, B. T. and Orr, F. M. Jr. "Flow Visualization for Carbon Dioxide-Crude Oil Displacements", *SPEJ* (October, 1985), 665-678.
11. Ehrlich, R., Tracht, J. H. and Slack, W. W. "Laboratory and Field Study of the Effect of Mobile Water on CO₂ Flood Residual Saturation", *Jour. Pet. Tech.* (October, 1984), 1797-1809.
12. Shelton, J. L. and Yarborough, L. "Multiple Phase Behavior in Porous Media During CO₂ or Rich-Gas Flooding", *Jour. Pet. Tech.* (September, 1977), 1171-1178.
13. Wendel, D. J. Anderson, W. G. and Meyers, J. D. "Restored-State Core Analysis for the Hutton Reservoir", *SPEFE* (December, 1987), 509-517.
14. Jennings, H. Y. Jr. "Surface Properties of Natural and Synthetic Porous Media", *Producer Monthly* (March, 1957) 21, No. 5, 20-24.
15. Holbrook, O. C. and Bernard, G. G. "Determination of Wettability by Dye Adsorption", *Trans. AIME* (1958) 213, 261-264.
16. Anderson, W. G. "Wettability Literature Survey- Part 1: Rock/Oil/Brine Interactions and the Effects of Core Handling on Wettability", *Jour. Pet. Tech.* (October, 1986), 1125-1114.
17. Cuiec, L. E. "Restoration of the Natural State of Core Samples", paper SPE 5634 presented at the 1975 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, September, 28-30.

18. Cuiec, L. E. "Study of Problems Related to the Restoration of the Natural State of Core Samples", *Jour. Cdn. Pet. Thec.* (October-December, 1977) 16, No. 4, 68-80.
19. Grist, D. M., Langley, G. O. and Neustadter, E. L. "The Dependence of Water Permeability on Core Methods in the Case of Some Sandstone Samples", *Jour. Cdn. Pet. Tech.* (April-June, 1975) 14, No. 2 48-52.
20. Clements, D. M. "Clay Stabilization in Sandstone Through Adsorption of Petroleum Heavy Ends", *Jour. Pet. Tech.* (September, 1977), 106-166.
21. Clements, D. M. "Interaction of petroleum Heavy Ends With Montmorillonite," *Clays and Clay Minerals* (1976) 24, 312-319.
22. McCaffery, F. G., Sigmund, P. M. and Fosti, J. E. "Pore Space and Displacement Characteristics of Carbonate Reservoir Rocks", *Proc. Canadian Well Logging Society Formation Evaluation Symposium, Calgary* (1977) B1-B16.
23. Cuiec, L. E., Longeron, D. and Pacsirszky, J. "On the Necessity of Respecting Reservoir Conditions in Laboratory Displacement Studies", paper SPE 7785 presented at the 1979 SPE Middle East Oil Technical Conference, Bahrain (March, 25-29).

PROPIEDADES BASICAS DE LOS MATERIALES POROSOS

CAPITULO IV

POROSIDAD

DEFINICION

La porosidad (ϕ) es una medida del espacio disponible en una roca para el almacenamiento de fluidos expresada como una fracción o porcentaje de su volumen total.

El volumen de huecos, comúnmente llamado volumen poroso V_p , más el volumen de material sólido V_s , constituyen el volumen de roca V_r , llamado también volumen total; de manera que la porosidad es calculada como:

$$\phi = \frac{V_p}{V_r} = \frac{V_p}{V_s + V_p} = \frac{V_r - V_s}{V_r}$$

Lo anterior significa que una roca con porosidad de 20%, por ejemplo, está compuesta por 80% de material sólido y 20% de huecos, en forma tal que si ésta se compactara, es decir que desaparecieran los espacios vacíos existentes entre los granos, su volumen geométrico se reduciría en un 20%.

CLASIFICACION

Geológicamente, la porosidad se ha clasificado en dos tipos de acuerdo al tiempo de formación:

1. POROSIDAD PRIMARIA (INTERGRANULAR)

La porosidad primaria es consecuencia de la acumulación de fragmentos o partículas sólidas y material calcáreo como sedimento junto con material cementante. Típicamente, las rocas sedimentarias que exhiben porosidad primaria son las clásticas, rocas que están compuestas de fragmentos erosionados de capas más viejas. En el caso de las rocas carbonatadas, debido a su extrema heterogeneidad, la porosidad primaria toma ciertas designaciones dependiendo de su naturaleza: intercrystalina e intergranular.

La porosidad intercrystalina ocurre entre cristales extremadamente finos de la matriz de la roca y puede ser la única porosidad presente, o puede estar presente como porosidad en la matriz en otro tipo de porosidad. La porosidad intergranular se encuentra en calizas compuestas de granos bastante regulares, las calizas oolíticas ejemplifican este tipo. Los principales factores que afectan la magnitud de la porosidad intergranular son^{1*}:

1. *Selección o uniformidad en el tamaño del grano.* La selección se refiere a la variación en el tamaño y forma de las partículas. Una roca *bien seleccionada* es aquella compuesta por partículas de tamaño y forma uniforme, en tanto que una roca *pobremente seleccionada* es aquella compuesta por partículas con tamaño y forma variables. Obviamente, una roca bien seleccionada tendrá una porosidad mayor que la mal o pobremente seleccionada.

*Referencias al final del capítulo.

2. **Grado de cementación.** El cemento es la substancia que mantiene unidos los diversos granos o partículas. A menudo este cemento es cuarzo o calcita. Es obvio que una roca bien cementada tiene una porosidad menor que aquella mal cementada. De acuerdo al grado de cementación, Newman² clasificó las rocas como:
- Consolidadas.** Son rocas 'duras' puesto que sus extremos no se rompen con los dedos.
 - Deleznales (desmenuzables).** Aquellas que pueden cortarse en determinada forma geométrica, pero sus extremos pueden romperse con los dedos.
 - Inconsolidadas.** Se deshacen bajo su propio peso, a menos que se sometan a un tratamiento especial como congelamiento o empacamiento con resinas.
3. **Angularidad/Redondez (Forma de la partícula).** La angularidad y redondez de los granos junto con el empacamiento y selección, afectan la porosidad debido al entrelazamiento de los granos así como al relleno de los espacios vacíos.
4. **Empacamiento.** Se refiere a la configuración geométrica de la distribución de las partículas. Este efecto se ilustra más adelante.
5. **Compactación.** Es el grado de alteración del tamaño y forma de las partículas debido a la presión de las rocas suprayacentes. Es lógico que con el tiempo la sobrecarga reduzca la porosidad. Aunque hay muchas excepciones, se puede decir que la porosidad disminuye con el aumento en la profundidad o en la edad de la roca.

Porosidad y Estructura.

Con el fin de apreciar los valores máximos de porosidad en arenas inconsolidadas, Graton y Fraser^{1,3}, calcularon la porosidad de varios arreglos de empacamiento de esferas uniformes. La porosidad para el empacamiento cúbico (el arreglo menos compacto) es de 47.6%, y aquella para el romboedro (el arreglo más compacto) es de 25.96%.

a) **Empacamiento Cúbico**¹. Los granos superiores están directamente arriba de los inferiores.



$$\theta = 90^\circ$$

$$V_r = D^3$$

$$V_s = \pi D^3/6$$

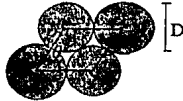
La porosidad es por lo tanto:

$$\phi = \left[\frac{D^3 - \pi D^3/6}{D^3} \right] \times 100$$

$$\phi = \left[1 - \frac{\pi}{6} \right] \times 100$$

$$\phi = 47.6 \%$$

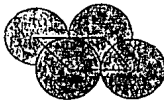
b) *Empacamiento Hexagonal*¹. Los granos superiores se han movido un radio a la derecha.



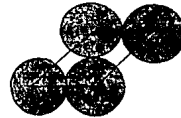
$$\begin{aligned} \theta &= 60^\circ \\ V_r &= D^2 D \operatorname{sen} \theta \\ &= 0.866 D^3 \\ V_s &= \pi D^3/6 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \phi &= \frac{D^3 (0.866 - \pi/6)}{0.866 D^3} \\ &= 0.395 = 39.5\% \end{aligned}$$

c) *Empacamiento Rombohedral*¹. Los granos superiores se han movido a la izquierda y hacia adelante un radio, como se muestra en su vista frontal.



vista frontal



vista oblicua

$$\begin{aligned} \theta &= 45^\circ \\ V_r &= D^2 D \operatorname{sen} \theta = D^3 \sqrt{2} \\ V_s &= \pi D^3/6 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \phi &= \frac{D^3 (1/\sqrt{2} - \pi/6)}{D^3 \sqrt{2}} \\ &= 0.259 = 25.9\% \end{aligned}$$

Como se observa, el diámetro del sólido se cancela y la porosidad de un *empacamiento* de esferas uniformes es una función del arreglo solamente. Los resultados anteriores ilustran que el valor máximo de la porosidad intergranular que se espera es de 47.6%. Para rocas naturales la porosidad es menor, principalmente por la presencia de material cementante, variación en el tamaño y arreglo de los granos. Un valor típico de porosidad para una arena limpia, consolidada y razonablemente uniforme es de 20%. Las rocas carbonatadas normalmente exhiben porosidades más bajas, normalmente inferiores a 8%.

Efectos de Compactación y Consolidación sobre la Porosidad⁴

La compactación es el proceso de reducción de volumen debido a una presión aplicada externamente. La consolidación se refiere a la unión de los elementos de la matriz sólida por un material cementante.

El factor más significativo en la determinación de la porosidad es la cementación. Las rocas sedimentarias consolidadas son consideradas como arenas inicialmente inconsolidadas, las cuales han sufrido una cementación significativa durante el tiempo geológico. Esta cementación se distingue en muchos casos de la partícula original por su composición química. A medida que el espacio poroso se llena con material cementante, ocurre una mayor reducción de la porosidad.

Otro tipo de cementación ocurre en algunos materiales porosos consolidados artificialmente. La cerámica, el vidrio sinterizado y los materiales sinterizados representan materiales porosos que han sido consolidadas esencialmente por fusión.

Por otro lado, para presiones de compactación extremas, todos los materiales muestran algún cambio irreversible en la porosidad. Este es debido a la distorsión y al aplastamiento de los granos y en algunos casos, recristalización. Geertsma⁵ considera tres clases de compresibilidad:

1. *Compresibilidad de la matriz de la roca*: cambios en el volumen de sólidos en términos de cambios de presión.
2. *Compresibilidad del volumen total*: cambios en el volumen total en términos de cambios de presión.
3. *Compresibilidad del volumen poroso*: cambios en el volumen de poros en términos de cambios de presión.

Los estudios de Van der Knaap⁶ muestran que el cambio de porosidad en una roca dada depende solamente de la diferencia entre la presión interna y la externa y no del valor absoluto de la presión.

Por otro lado, Hall⁷ mostró que el factor de compresibilidad para el volumen poroso es una función de la porosidad. Mientras que Fatt⁸, al hacer mediciones de la compresibilidad del volumen poroso para ocho areniscas en términos de la diferencia en presión entre la presión externa y 85% de la presión interna, notó que la compresibilidad del poro es función de la presión, pero para una escala dada de porosidades estudiadas (10 a 15%) no fue posible establecer una correlación con la porosidad.

2. POROSIDAD SECUNDARIA

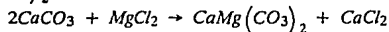
La porosidad secundaria es consecuencia de diferentes tipos de actividad geológica, térmica y química que ocurren, generalmente, en rocas compactas y frágiles de porosidad intergranular relativamente baja, tales como calizas compactas, lutitas y arenas arcillosas.

La porosidad secundaria se ha subdividido en cinco clases con base en los mecanismos de formación⁹⁻¹⁰.

1. *Porosidad de solución (lixiviación)*. Son huecos formados por la disolución de las porciones más solubles de la roca debido a la percolación del agua subterránea con alto contenido de ácido carbónico y otros ácidos orgánicos. Esta es la llamada porosidad vugular en la que cada agujero es llamado vóculo, y cuya variación es desde pequeños vóculos hasta aperturas cavernosas.

2. *Fracturas, fisuras y juntas.* Los huecos de este tipo son comunes en muchas rocas sedimentarias, los cuales son formados por fallas estructurales de las rocas bajo cargas causadas por varias formas de diatrosfismo tales como pliegues y fallas. Esta forma de porosidad es extremadamente difícil de evaluar cuantitativamente debido a su irregularidad. Con frecuencia, en este tipo de porosidad se consideran dos sistemas, la matriz y las fracturas, cada uno con su respectiva porosidad.

3. *Dolomitización.* Este es el proceso mediante el cual la caliza ($CaCO_3$) se transforma a dolomía $CaMg(CO_3)_2$. La reacción química que explica este cambio es:



Se ha observado que la dolomía es más porosa que la caliza. La porosidad formada por dolomitización es entonces debida a efectos de solución mejorada por un cambio químico en las calizas. La dolomitización generalmente mejora al yacimiento incrementando el tamaño del poro; otras veces, la porosidad puede ser destruida cuando la dolomitización crea una densa intercalación de cristales.

La influencia de la dolomitización sobre las propiedades de un yacimiento, han sido evaluadas empíricamente comparando rocas dolomitizadas con rocas no dolomitizadas; por ejemplo, en yacimientos del oeste de Canadá⁹ algunas calizas tienen una porosidad promedio de 8% y una permeabilidad de 68 md, mientras que las rocas dolomitizadas tienen una porosidad promedio de 9% y una permeabilidad de 800 md. Esta comparación sugiere que la dolomitización no cambia significativamente la porosidad sino que incrementa la permeabilidad. Este incremento se atribuye a un mayor desarrollo de las cavidades por disolución en dolomías y al fracturamiento, el cual es más intenso en dolomías debido a su naturaleza quebradiza.

4. *Recristalización.* Este proceso mejora considerablemente al yacimiento, produciendo grandes cristales de calcita y una textura margosa. Los carbonatos con textura margosa pueden tener alta porosidad que es evidente en los registros eléctricos, pero muy baja permeabilidad que no es fácil de determinar sin núcleos o pruebas de producción.

5. *Cementación.* Hay diferentes tipos de cementos que pueden destruir la porosidad de los carbonatos. Ciertos cementos tales como pirubitúmenes, aún en pequeñas cantidades, pueden afectar seriamente la productividad debido a la tendencia de ocupar las gargantas de conexión entre los poros, reduciendo la permeabilidad.

Con frecuencia la porosidad secundaria se reduce con el tiempo por la depositación de minerales más jóvenes que los que forman la matriz, estos minerales son resultado de disolución y precipitación. Por otro lado, la porosidad primaria y la porosidad secundaria a menudo ocurren en la misma roca del yacimiento.

En un yacimiento naturalmente fracturado, la porosidad total (ϕ_t) es el resultado de la suma de los dos tipos de porosidad, $\phi_t = \phi_m + \phi_f$ donde m es matriz y f se refiere a las fracturas. Desde el punto de vista de almacenamiento de la roca, la porosidad de la matriz puede ser mayor, igual o en algunos casos inferior a la porosidad de las fracturas. La Figura IV-1 presenta en forma esquemática cada uno de estos tipos de roca.

La mayoría de las referencias enfatizan la diferencia entre la *porosidad efectiva*, la relación entre el volumen de poros comunicados y el volumen total de la roca, y la *porosidad absoluta*, el volumen total de huecos al volumen total de la roca; la experiencia en el análisis de núcleos indica que generalmente hay poca o ninguna diferencia entre la porosidad efectiva y la porosidad absoluta.

Lo que si hay que tomar en cuenta, es que debido a la complicada estructura geométrica que forman los poros interconectados en una roca, algunas regiones de este espacio poroso pueden no estar conectadas completamente,

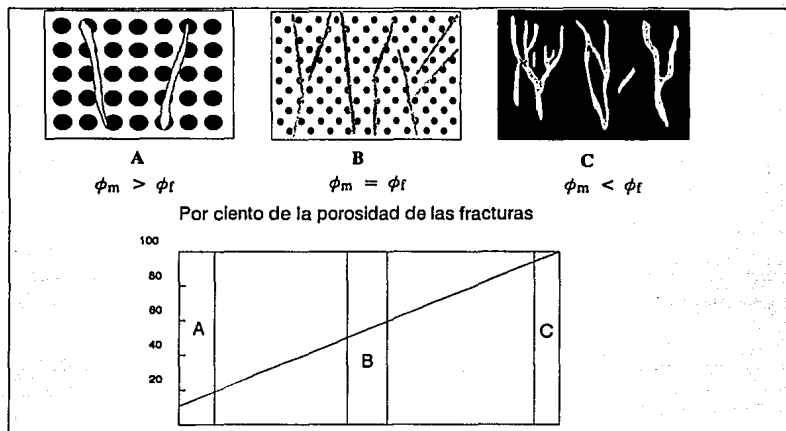


Fig. IV-1. Diversas magnitudes de la porosidad en el sistema matriz-fractura¹¹.

es decir, la porosidad puede considerarse formada por dos partes: porosidad de flujo, asociada a canales, y porosidad de estancamiento, asociada a trampas¹², esto es, $\phi = \phi_c + \phi_t$. La Figura VI-2 presenta en forma esquemática una porción de roca porosa en la que se aprecian estos conceptos.

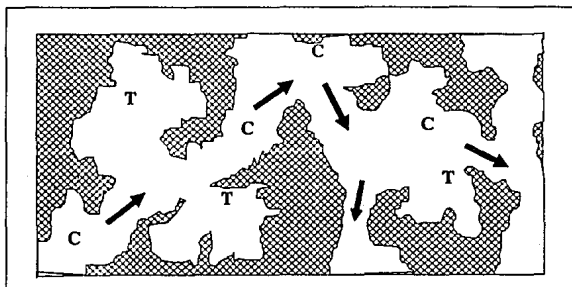


Fig. IV-2. Trampas y canales asociados a la porosidad¹².

METODOS DIRECTOS PARA MEDIR LA POROSIDAD DE UNA ROCA EN EL LABORATORIO

Existe una diferencia en los métodos de medición de la porosidad dependiendo de la naturaleza y tamaño de la muestra^{1,4,13-20}. A continuación se detallan algunos métodos para determinar la porosidad de muestras expuestas o frescos.

Como la porosidad depende de tres parámetros: V_r , V_p y V_s , midiendo dos de ellos es fácil determinarla. Si el volumen poroso V_p se determina por saturación, el volumen de roca V_r puede medirse sumergiendo la muestra en el fluido saturante, la porosidad se calcularía como:

$$\phi = \frac{V_p}{V_{r \text{ inm}}}$$

donde $V_{r \text{ inm}}$ denota medición por inmersión.

Si el volumen de sólidos V_s es determinado y V_p fue medido directamente, entonces

$$\phi = \frac{V_p}{V_p + V_s}$$

Sin embargo, V_p puede ser calculado de $(V_r - V_s)$ más que medido, así que

$$\phi = \frac{(V_{r \text{ inm}} - V_s)}{V_{r \text{ inm}}}$$

Además, V_r puede calcularse a partir de sus dimensiones, denotándose como V_{rc} , de tal manera que V_{rc} puede compararse con $V_{r \text{ inm}}$ o bien con $(V_p + V_s)$.

MEDICION DEL VOLUMEN DE ROCA V_r

1. Método geométrico.

Si la muestra es uniforme, ya sea un cubo o un cilindro, su volumen puede ser calculado a partir de sus dimensiones aplicando la fórmula geométrica apropiada. Para esto, el diámetro se mide en 5 localizaciones a lo largo de su longitud con variaciones de 0.002 a 0.010 cm, y la longitud en 5 localizaciones alrededor del perímetro.

2. Método de desplazamiento.

El volumen total de la muestra se encuentra normalmente midiendo el volumen de líquido que desplaza aplicando el principio de Arquímedes. Si el líquido penetra fácilmente los poros, la muestra deberá saturarse previamente con un fluido mojante para obtener el volumen real de ésta. Si no se desea saturar para evitar limpiar nuevamente las muestras, es común emplear mercurio como líquido desplazado ya que a presiones bajas el mercurio no penetra los poros. Para mantener presiones bajas, la muestra debe sumergirse no más de 5 cm de profundidad.

El método menos exacto es el geométrico, dado que se tienen errores que van desde 1% hasta el 3% del valor real. La técnica de desplazamiento de un fluido mojante es normalmente mejor con errores rutinarios inferiores al 0.5% del volumen de roca¹³. Si se utiliza mercurio, el error se incrementa puesto que el mercurio al no mojar la roca deja aire atrapado en la interfase mercurio-roca, haciendo difícil estimar el error.

MEDICION DEL VOLUMEN DE POROS V_p

1. Método de saturación, pesando el líquido que llena los poros.

La muestra limpia y seca se satura completamente con un líquido de densidad conocida, anotando el incremento en el peso de ésta. Para saturar una muestra o simultáneamente muchas muestras, se emplean los equipos mostrados en las Figura IV-3. La secuencia de saturación es la siguiente:

- Pesar las muestras limpias y secas.
- Efectuar vacío al recipiente que contiene las muestras.
- Permitir la entrada de un líquido (comúnmente una salmuera) al recipiente (y a los poros de las muestras) hasta que cubra la muestra.
- Sacar las muestras del recipiente utilizando pinzas, secar el exceso de líquido y pesar rápidamente.

El volumen de poros se obtiene como:

$$V_p = \frac{W_s - W_d}{\rho_L}$$

donde:

W_s = peso de la muestra saturada (g)

W_d = peso de la muestra seca (g)

ρ_L = densidad del líquido saturante

MEDICION DEL VOLUMEN DE SOLIDOS V_s

1. A partir de la densidad de los sólidos.

La densidad de los sólidos puede obtenerse pulverizando una muestra al tamaño de los granos, pesando una cantidad predeterminada y midiendo el volumen de líquido que desplaza en un matraz volumétrico. Un valor típico usado a menudo para ρ_s es de 2.65 g/cm^3 , generalmente muy exacto para arenas. Sin embargo, el considerar un valor impreciso de ρ_s ocasionará valores erróneos en la porosidad, sobre todo en muestras de baja porosidad. La Tabla IV-1, muestra la densidad de algunos minerales comunes en las rocas.

$$\rho_s = \frac{W_d}{V_s} = \frac{W_d}{V_r (1 - \phi)}$$

2. Por expansión de un gas ideal.

Este método se basa en la ley de Boyle-Mariotte (ley de los gases ideales). La muestra se coloca en una celda a una determinada presión, cuya variación proporciona su volumen interno; el grado con el cual la materia sólida llena la celda es entonces deducida.

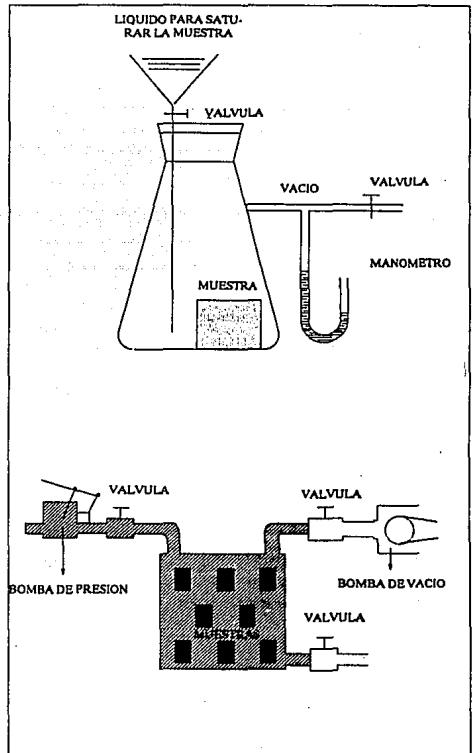


Figura IV-3. Equipos para la saturación de muestras⁴.

Debe tenerse presente que este tipo de aparatos están sujetos a varios errores que no deben ser ignorados:

- a) Las lecturas son tomadas a presión atmosférica.
- b) Se corre el riesgo de condensar el vapor de agua del aire utilizado para la medición y éste ser absorbido por la arcilla de las muestras, enmascarando las mediciones con un alto grado de error.

TABLA VI. Densidad de algunos minerales⁴.

Roca	Densidad Real
Anhidrita	2.90 a 3.00
Arcilla	2.64 a 2.66
Caliza - Calcita	2.70 a 2.76
Dolomita	2.82 a 2.87
Feldespatos	2.64 a 2.66
Arenisca	2.65 a 2.67
Yeso	2.30 a 2.40
Cuarzo	2.59 a 2.66
Esquistos	2.64 a 2.66
Sal	2.14

MEDICION DE LA POROSIDAD UTILIZANDO ALGUNOS POROSIMETROS TIPO BOYLE

1. POROSIMETRO DE BAJA PRESION

El porosímetro de presiones bajas²¹, Figura IV-4, permite determinar en forma precisa el volumen de sólidos de una muestra, bajo el principio de la ley de Boyle y el volumen de roca aplicando el principio de Arquímedes. Este aparato consiste de cinco componentes básicos: 2 buretas de vidrio, un recipiente portamuestras, una válvula de vidrio de tres pasos, un tubo de vidrio al lado de una regla de madera y un bulbo nivelador de vidrio conteniendo mercurio. Para obtener los parámetros antes mencionados, basta colocar el nivel de mercurio en 3 posiciones básicas:

Posición 1. El nivel de mercurio en la bureta del lado derecho señala un volumen cercano a 0 cm^3 , se anota éste como lectura inicial de bureta [$L_{ib} (\text{cm}^3)$]. Asimismo, el nivel de referencia [$N_R (\text{cm})$], se toma en la escala adjunta al tubo de vidrio. La válvula a la atmósfera permanece abierta.

Posición 2. Al bajar el nivel de mercurio L centímetros, con la válvula a la atmósfera cerrada, se provoca una disminución en la presión y un incremento en el volumen de gas. Se toma la lectura final en la bureta [$L_b (\text{cm}^3)$].

Posición 3. El nivel de mercurio alcanza el vástago de la válvula a la atmósfera.

Las posiciones 1 y 2 determinan el volumen de sólidos y las posiciones 3 y 1 determinan el volumen de roca.

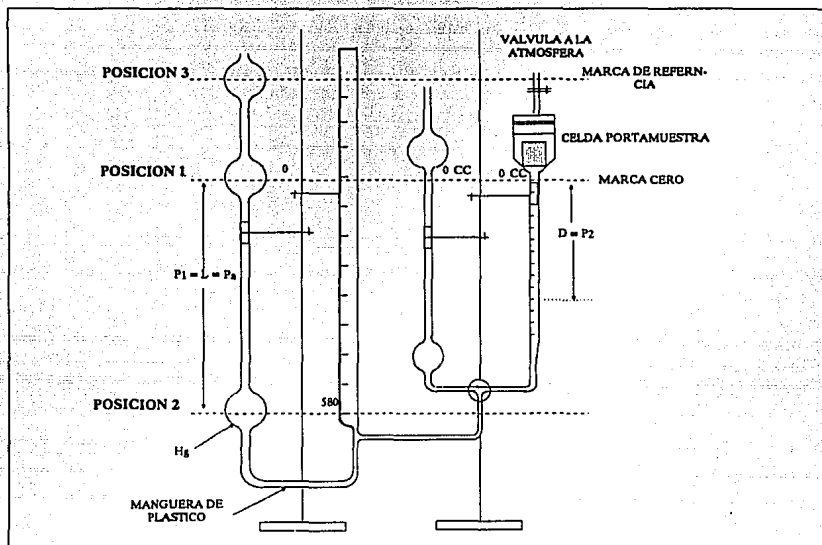


Fig. IV-4- Diagrama esquemático del porosímetro de baja presión²¹.

Medición del volumen de sólidos

La celda portamuestras tiene un volumen interno V . Cuando ésta contiene una muestra de volumen de sólidos V_s , habrá dentro de la celda una cantidad de gas igual a $(V - V_s)$. Si el gas se expande isotérmicamente de P_1 a P_2 , entonces:

$$P_1 V_1 = P_2 V_2$$

donde:

P_1 = presión atmosférica local

V_1 = volumen de gas dentro de la celda

$P_2 = P_1 - \Delta P$

$V_2 = V_1 + \Delta V$

$$(V - V_s) P_1 = (V - V_s + \Delta V) P_2$$

$$(V - V_s) (P_1 - P_2) = P_2 \Delta V$$

$$\rightarrow V_s = V - \left[\frac{P_2}{P_1 - P_2} \right] \Delta V$$

Si la celda está vacía, entonces $V_s = 0$, por lo tanto:

$$V = \left[\frac{P_2}{P_1 - P_2} \right] \Delta V$$

En conclusión:

$$V_s = \text{Volumen de celda vacía} - \text{Volumen de celda con muestra}$$

Procedimiento

Medición del volumen de celda vacía

1. Llevar el nivel de mercurio a la posición #1. Tomar la lectura inicial de bureta y el nivel de referencia.

$$L_{ib} = 1.5 \text{ cm}^3$$

$$N_R = 11.2 \text{ cm}$$

2. Cerrar la válvula a la atmósfera. De esta manera queda definida la capacidad interna de la celda (el nivel de Hg en la parte inferior y la válvula a la atmósfera en la parte superior), cuyo valor equivale al volumen de aire atrapado a la presión atmosférica local.

$$\text{Presión atmosférica local} = 58.0 \text{ cm de Hg}$$

3. Bajar el nivel de mercurio L cm de Hg a partir del nivel de referencia. Se provoca la disminución de la presión a la que está sometido el gas (aire) y el incremento del volumen disponible para él dentro de la bureta.

$$L \text{ (cm Hg)} = \text{Posición \#2} - N_R$$

$$L = 63.7 - 11.2 = 52.5 \text{ cm Hg}$$

4. Esperar la estabilización de la expansión isotérmica del gas y tomar la lectura final en la bureta.

$$L_{fb} = 36.4 \text{ cm}^3$$

5. Determinar el nuevo volumen de aire después de su expansión.

$$V_2 = V_1 + \Delta V$$

$$\Delta V = L_{fb} - L_{ib}$$

$$\Delta V = 36.4 - 1.5 = 34.9 \text{ cm}^3$$

6. Determinar la distancia D (cm Hg) que bajó el nivel de mercurio en la bureta del lado derecho, al provocarse la expansión del gas. Una forma sería medir esa distancia entre la posición 1 y la posición 2, pero lo más común es hacer uso de la constante geométrica de la bureta.

$$m = \text{constante de la bureta} = 1.139$$

$$m = \frac{D}{\Delta V} \left[\frac{\text{cmHg}}{\text{cm}^3} \right]$$

$$D = m \Delta V$$

$$D = 1.139 (34.9) = 39.75 \text{ cm Hg}$$

7. Determinar la nueva presión del aire después de su expansión.

$$P_2 = P_1 - \Delta P$$

$$\Delta P = L - D$$

$$\Delta P = L - m \Delta V$$

$$P_2 = P_1 - L + m \Delta V$$

$$\text{si } L = P_1 = 58 \text{ cmHg, entonces, } P_2 = D = m \Delta V$$

8. Calcular el volumen interno de la celda vacía.

$$P_1 V_1 = P_2 V_2$$

$$V_1 = \left[\frac{P_2}{P_1 - P_2} \right] \Delta V$$

$$V_1 = \left[\frac{(P_1 - L + m \Delta V)}{(L - m \Delta V)} \right] \Delta V = \left[\frac{P_1}{\Delta P} - 1 \right] \Delta V$$

caso particular si $L = P_1$

$$V_1 = \left[\frac{\Delta V}{\frac{P_1}{m \Delta V} - 1} \right]$$

$$V = \left[\frac{58.00 - 52.50 + 39.75}{52.50 - 39.75} \right] 34.90 = 123.861 \text{ cm}^3$$

Medición del volumen de celda con muestra

9. Abrir la válvula a la atmósfera, quitar la tapa de la celda portamuestras y meter la muestra. Colocar nuevamente la tapa de la celda y asegurarla firmemente.

10. Seguir fielmente el procedimiento anterior y registrar las mediciones correspondientes.

$$L_{ib} = 1.5 \text{ cm}^3$$

$$N_R = 11.2 \text{ cm}$$

$$L_{fb} = 35.6 \text{ cm}^3$$

$$L = 63.6 - 11.2 = 52.4 \text{ cm Hg}$$

$$\Delta V = 35.6 - 1.5 = 34.1 \text{ cm}^3$$

$$D = 1.139 (34.1) = 38.84 \text{ cmHg}$$

$$V = \left(\frac{58.00 - 52.40 + 38.84}{52.4 - 38.84} \right) 34.1 = 111.756 \text{ cm}^3$$

11. Calcular el volumen de sólidos.

$$V_s = 123.861 - 111.756 = 12.105 \text{ cm}^3$$

Medición del volumen de roca. El siguiente procedimiento se basa en el principio de Arquímedes.

12. Llevar lentamente el nivel de mercurio hasta la posición 3, manteniendo abierta la válvula a la atmósfera. Asegurarse de no dejar burbujas de aire dentro de la celda.
13. Cerrar la válvula a la atmósfera como medida de seguridad.
14. Girar la válvula de tres pasos, siempre en sentido de las manecillas del reloj, para comunicar las buretas.
15. Bloquear la comunicación entre las buretas para abrir la válvula a la atmósfera.
16. Bajar el nivel de mercurio en la bureta derecha hasta alcanzar el nivel de referencia (posición 1). Esta operación se hace manejando cuidadosamente la válvula de 3 pasos.
17. Tomar la lectura correspondiente en la bureta del lado izquierdo.

$$X = 19.20 \text{ cm}^3$$

18. Calcular el volumen de mercurio desplazado.

$$VMD = VMM + (50 - X)$$

$$VMD = 78.50 + (50.00 - 19.20) = 109.30 \text{ cm}^3$$

en donde:

VMD = volumen de mercurio desplazado en cm^3 .

VMM = volumen de mercurio muerto, es el volumen comprendido desde el sello de la válvula de 3 pasos hasta la primera marca de la bureta del lado izquierdo. Este volumen es constante mientras no cambie la longitud de la manguera que une estos componentes, (para este ejemplo, VMM = 78.50 cm^3).

$(50 - X)$ = volumen de mercurio dentro de la bureta del lado izquierdo a partir de la primera marca, en cm^3 .

19. Determinar el volumen de roca.

$$V_r = \text{Volumen de celda vacía} - VMD$$

$$V_r = 123.861 - 109.300 = 14.561 \text{ cm}^3$$

20. Finalmente, calcular la porosidad de la muestra con los dos parámetros que se obtienen con el porosímetro de baja presión.

$$\phi = \frac{\text{volumen de roca} - \text{volumen de sólidos}}{\text{volumen de roca}}$$

$$\phi = \frac{14.561 - 12.105}{14.561} = 0.1687$$

$$\phi = 16.87\%$$

2. POROSIMETRO DE PRESION CONSTANTE

Principio de operación

Este equipo²² está diseñado para efectuar la medición del volumen de sólidos de una muestra, lo que permite, conjuntamente con el valor de su volumen total, determinar su porosidad.

La medición del volumen de sólidos se consigue utilizando dos celdas, una de capacidad constante que constituye el portamuestras y otra cuya capacidad se modifica por extracción o inyección de mercurio mediante una bomba volumétrica de desplazamiento. Estando aislada y al vacío la celda portamuestras, se introduce gas a la celda de capacidad variable a una presión de referencia. Se comunican ambas celdas y se restituye la presión de referencia inyectando mercurio a la celda de capacidad variable.

Para determinar el momento en que se ha conseguido restituir la presión de referencia, se cuenta con un dispositivo formado por dos cámaras separadas entre sí por un diafragma conductor flexible. Inicialmente ambas cámaras se encuentran a la misma presión y la posición del diafragma, que está en equilibrio, se detecta tocándolo con un electrodo que cierra un circuito electrónico. Se atrapa el gas contenido en la cámara superior a la presión de referencia y se comunica la celda portamuestras con la de capacidad variable, dando como resultado la deflexión del diafragma y la apertura del circuito. Cuando se restituye la presión inyectando mercurio, el diafragma recupera su posición de equilibrio inicial, lo cual se detecta por el restablecimiento de la conductividad.

El volumen de mercurio inyectado para restituir la presión de referencia, medido en la bomba volumétrica, corresponde al volumen de la celda portamuestras menos el volumen de sólidos que contiene. Como el volumen de ésta celda es conocido, el volumen de sólidos de la muestra se obtiene por diferencia.

Descripción del equipo

La Figura IV-5 muestra esquemáticamente la disposición de los componentes básicos del equipo. La descripción de tales componentes es:

1. **Celda portamuestras.** Está fabricada de acero inoxidable. Tiene un volumen interno constante, entendiéndose por esto al volumen comprendido entre las válvulas superior e inferior de dicha celda.
2. **Celda de expansión.** Está fabricada también de acero inoxidable y tiene un electrodo de corriente en su interior para detectar la posición más baja del nivel de mercurio. Tiene capacidad variable dependiendo del nivel del mercurio dentro de ésta.
3. **Detector de presión diferencial.** También conocido como diafragma, su función es detectar el balance entre las presiones existentes en ambas cámaras del diafragma de que está provisto.
4. **Circuito electrónico.** Este componente tiene como funciones detectar el momento en que el nivel de mercurio alcanza la parte inferior de la celda de volumen variable (celda de expansión); definir la posición de equilibrio del diafragma flexible al restituir la presión de referencia y comprobar la conductividad en las conexiones al iniciar una prueba.
5. **Medidor de presión.** Es un manómetro de tipo Bourdon con un rango de 0 a 100 kg/cm².
6. **Bomba volumétrica.** Su función es inyectar y cuantificar el volumen de mercurio que substituye al gas que pasa al portamuestras.

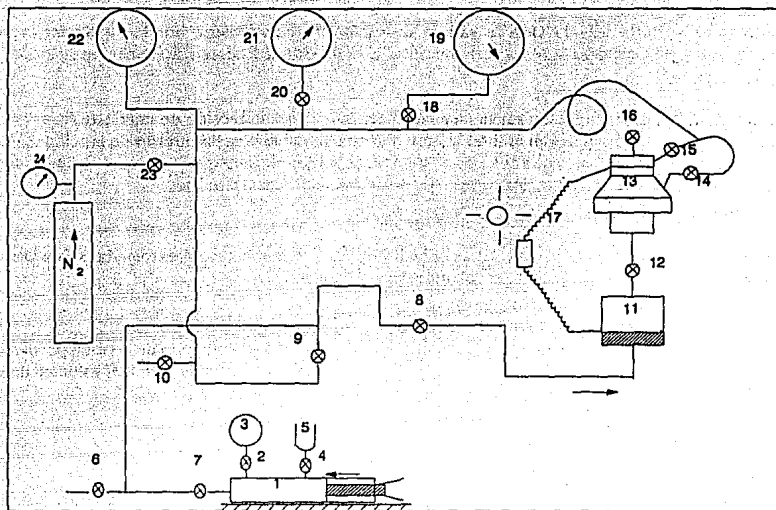


Fig. IV-5. Diagrama esquemático del porosímetro de presión constante²².

Procedimiento de operación para la medición del volumen de sólidos

Medición del volumen de celda vacía.

1. Cerrar todas las válvulas y conectar un cilindro con nitrógeno en la conexión correspondiente.
2. Abrir la válvula del cilindro y con el regulador de presión alcanzar la presión de trabajo deseada en el manómetro 24. Con las válvulas 12, 14 y 15 abiertas se represionan igualmente la celda de expansión, el portamuestras y en ambos lados del diafragma. La presión de trabajo seleccionada está en función del grado de cementación de la muestra.

$$P_T = 15.0 \text{ kg/cm}^2$$

3. Desplazar el émbolo de la bomba para llevar el nivel de mercurio en la celda de expansión, hasta el nivel del detector, encendiéndose en ese momento el foco testigo. Asimismo, colocar el detector del diafragma en la posición en que toque a éste, encendiéndose el foco testigo. Tomar la lectura inicial de bomba.

$$L_{ib} = 9.0 \text{ cm}^3$$

4. Cerrar la válvula 12 para aislar gas a la presión de trabajo en la celda de expansión; de igual manera, cerrar la válvula 15 para dejar represionada la cámara superior del diafragma.

5. Manteniendo abierta la válvula 14 y la válvula de vacío 10, conectar una bomba de vacío en la parte correspondiente. Hacer vacío a la celda portamuestras, el diafragma se flexiona hacia abajo apagándose el foco testigo.
6. Cerrar la válvula 14 y abrir la válvula 12 con lo cual se expande el gas de la celda de interfase. Para restituir las condiciones de presión originales en el sistema, inyectar mercurio por la parte inferior de la celda mediante la bomba de desplazamiento, hasta que el foco testigo se encienda, indicando que la presión en ambos lados del diafragma se ha igualado. Tomar la lectura final de desplazamiento en la bomba.

$$L_{fb} = 74.43 \text{ cm}^3$$

7. El volumen de mercurio inyectado se obtiene por la diferencia de lecturas sucesivas tomadas sobre la escala de la bomba. Este volumen es equivalente al volumen del portamuestras.

$$V_{cv} = 74.43 - 9.00 = 65.43 \text{ cm}^3$$

8. El procedimiento se repite introduciendo previamente una muestra porosa dentro de la celda portamuestras; en éste caso, el volumen de mercurio inyectado representa el volumen de la celda menos el volumen de sólidos.

$$L_{ib} = 9.0 \text{ cm}^3$$

$$L_{fb} = 34.762 \text{ cm}^3$$

$$V_{cm} = 34.762 - 9.0 = 25.762 \text{ cm}^3$$

La diferencia entre los volúmenes de la celda con y sin muestra es el volumen de sólidos de la muestra. Conociendo el volumen de roca es posible calcular la porosidad.

$$V_s = 65.430 - 25.762 = 39.668 \text{ cm}^3$$

si el volumen de roca es $V_r = 42.632 \text{ cm}^3$

$$\phi = \frac{(42.632 - 39.668)}{42.632} \times 100 = 6.95\%$$

EJEMPLOS

1. Dados los siguientes datos para una muestra cilíndrica, calcular su porosidad y la densidad de los sólidos:

Peso de la muestra limpia y seca: 311 g
 Peso de la muestra 100% saturada: 331 g
 Densidad de la salmuera saturante: 1.05 g/cm^3
 Diámetro de la muestra: 4.0 cm
 Longitud de la muestra: 10.0 cm

$$V_r = \pi (2)^2 (10) = 40 \pi \text{ cm}^3$$

$$V_p = \frac{331 - 311}{1.05} = 19.05 \text{ cm}^3$$

$$\phi = \frac{19.05}{40 \pi} = 15.1\%$$

$$\rho_s = \frac{311}{(0.849)(40 \pi)} = 2.9 \text{ g/cm}^3$$

2. El volumen de roca de una muestra se midió desplazando un líquido como 25.0 cm^3 . El volumen poroso se obtuvo saturando la muestra con un solvente hidrocarburo, obteniéndose los siguientes datos:

Peso de la muestra seca: 50.25 g
 peso de la muestra saturada: 54.50 cm^3
 Densidad del líquido saturante: 0.701 g/cm^3

a) Cuál es la porosidad de la muestra?

$$V_p = \frac{(54.50 - 50.25)}{0.701} = 6.06 \text{ cm}^3$$

$$\phi = \frac{6.06}{25.0} = 0.242 \text{ ó } 24.2\%$$

b) Cuál es la densidad de los granos de ésta roca?

$$\rho_s = \frac{W_d}{V_g} = \frac{W_d}{V_r (1 - \phi)} = \frac{50.25}{25.0 (1 - 0.242)} = 2.65 \text{ g/cm}^3$$

3. Calcular la porosidad de una muestra a partir de los siguientes datos:

Peso la muestra seca: 19.810 g

Peso de la muestra saturada con fluido: 22.413 g

Densidad del líquido: 1.600 g/cm³

Volumen de la muestra (por inmersión): 9.05 cm³

Peso del líquido en los poros: 2.603 g

$$\phi = \left(\frac{2.603}{1.600 \times 9.05} \right) \times 100 = 17.96 \%$$

REFERENCIAS

1. Gatling, C. *Petroleum Engineering: Drilling and Well Completions*, Prentice-Hall, Inc., Englewood Cliffs, N.J. (1960).
2. Newman, G. H. "Pore-Volume Compressibility of Consolidated, Friable, and Unconsolidated Reservoir Rocks Under Hydrostatic Loading", *Jour. Pet. Tech.* (Februáry, 1973), 129-134.
3. Katz, D.L. *Handbook of Natural Gas Engineering*, McGraw-Hill Book Co. Inc., New York (1959).
4. Monicard, R.P. *Properties of Reservoir Rocks: Core Analysis*, Gulf Publishing Co., Houston, Tx (1980).
5. Geertsma, J. "The Effect of Fluid Pressure Decline on Volumetric Changes of Porous Rocks," *Trans. AIME* (1957) 210, 331-339.
6. Van der Knaap, W. "Nonlinear Behavior of Elastic Porous Media", *Trans., AIME* (1959) 216, 179-187.
7. Hall, H. N. "Compressibility of Reservoir Rocks", *Trans. AIME* (1953) 198, 309-311.
8. Fatt, I. "Pore Volume Compressibilities of Sandstone Reservoir Rocks", *Trans. AIME* (1958) 213, 362-364.
9. Jardine, D., Andrews, D. P., Wishart, J. W. and Young, J. W. "Distribution and Continuity of Carbonate Reservoirs", *Jour. Pet. Tech.* (July, 1977), 873-885.
10. Lucia, F. J. "Petrophysical Parameters Estimated From Visual Descriptions of Carbonate Rocks: A Field Classification of Carbonate Pore Space", *Jour. Pet. Tech.* (March, 1983), 629-637.
11. McNaughton, D. A. and Garb, F. A. "Finding and Evaluating Petroleum Accumulations in Fractured Reservoir Rocks," *Proceedings of the Southwestern Legal Foundation, Exploration and Economics of the Petroleum Industry*, Vol. 13, 1975, Matthew Bender & Co., New York.
12. Pérez-Rosales, C. "On the Relationship Between Formation Resistivity Factor and Porosity", *SPEJ* (August, 1982), 531-536.
13. Luffel, D. L. and Howard, W. E. "Reliability of Laboratory Measurement of Porosity in Tight Gas Sands", *SPEFE* (December, 1988), 705-710.
14. Amyx, J.W., Bass, D.M. and Whiting R. L. *Petroleum Reservoir Engineering: Physical Properties*, McGraw-Hill Book Co., Inc., New York (1960).
15. Helander, D.P. *Fundamentals of Formation Evaluation*, OGC Publications (Oil & Gas Consultants International, Inc.), Tulsa(1983).
16. API RP 40. *Recommended Practice for Core Analysis Procedure*, API, first edition, New York (August, 1940).
17. Pirson, S. J. *Oil Reservoir Engineering*, McGraw-Hill Book Co., Inc., 2nd ed. New York (1958).
18. Muskat, M. *Physical Principles of Oil Production*, McGraw-Hill Book Co., Inc., first edition, New York (1949),

19. Calhoun, J. C., Jr. *Fundamentals of Reservoir Engineering*, University of Oklahoma Press, Norman, Oklahoma (1953).
20. Core Laboratories, Inc. *Summary of Core Analysis Procedures*, API Subcommittee on Standardization of Core Analysis Procedure, Dallas, Texas.
21. Boussaid, I. "Simplified Gas Porosimeter", *Jour. Pet. Tech.* (April, 1968), 335-336.
22. Heim, A. H. "Constant-Pressure Gas Porosimeter", *Jour. Pet. Tech.*, (January, 1961).

CAPITULO V

PERMEABILIDAD ABSOLUTA

DEFINICION

La permeabilidad es aquella propiedad de un material poroso que caracteriza la facilidad con la cual un fluido puede fluir a través del material aplicando un gradiente de presión.

TEORIA

En 1856, el ingeniero francés Henry Darcy^{1*}, publicó los resultados obtenidos experimentalmente sobre el flujo de agua a través de filtros de arena, para lo cual utilizó un equipo como el que se muestra en la Figura V-1. El equipo consiste de un tubo de fierro de 0.35 m de diámetro y de 3.50 m de longitud, sellado en ambos extremos. En el extremo inferior a una altura de 0.20 m, colocó una malla apoyada sobre un soporte de fierro, sobre la cual descansa una columna de arena que constituye el medio poroso. El flujo de agua se admite por la parte superior a través de una válvula, la descarga se recibe en un tanque a través de una válvula reguladora colocada en el fondo.

La presión en ambas caras del empacamiento fue medida con manómetros en forma de U colocados en ambos extremos de la columna. La unidad de presión empleada fue metros de agua, medidos con respecto a un plano de referencia. Los experimentos comprendieron mediciones de gasto y altura de columna de agua, efectuadas sobre diferentes empacamientos de arena saturados completamente con agua.

Ajustando las válvulas de entrada y salida, el agua se hizo fluir hacia abajo a través de la arena a diferentes gastos. Para cada gasto se efectuó el registro de las lecturas de los manómetros, reportado en diferencias de altura. Los resultados de dos de sus experimentos se muestran en la Figura V-2. En cada caso se observa que el gasto de descarga crece linealmente con la diferencia de presión de flujo.

Los resultados de Darcy se resumen en el siguiente postulado:

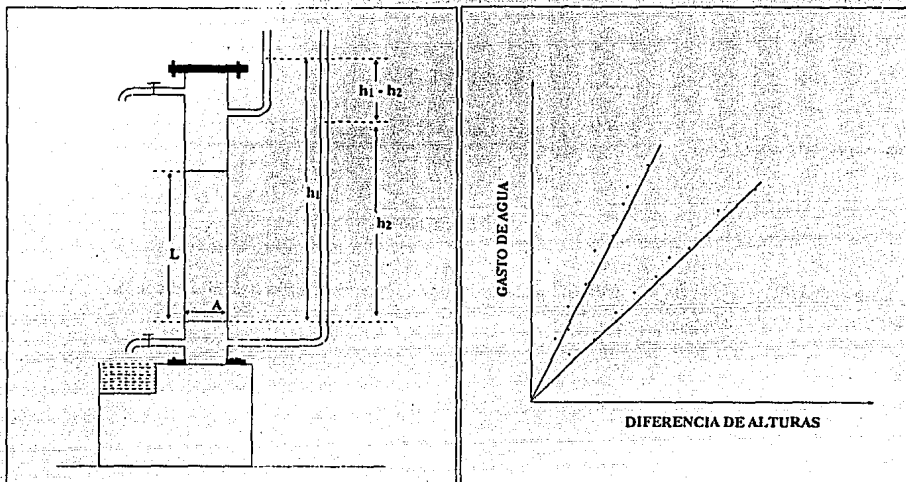
Cuando el agua fluye verticalmente hacia abajo a través de la arena, el volumen de agua que pasa por el sistema en una unidad de tiempo esta dado por:

$$Q = KA \frac{(h_1 - h_2)}{L}$$

o por:

$$Q = -KA \frac{(h_2 - h_1)}{L} \quad (1)$$

*Referencias al final del capítulo.

Fig. V-1. Experimento de Darcy a través de arena¹.Fig. V-2. Resultados de los experimentos de Darcy¹.

El volumen a través de una área unitaria por unidad de tiempo se expresa mediante la siguiente ecuación:

$$-\frac{Q}{A} = v_s = K \frac{h_2 - h_1}{L} \quad (2)$$

Donde K es un factor de proporcionalidad, A la área de la sección transversal del medio poroso, L la longitud de la columna de arena y h_1 y h_2 las alturas sobre el plano de referencia de las columnas de agua o alturas piezométricas.

Escribiendo la ecuación (2) en forma diferencial:

$$v_s = -K \frac{dh}{ds} \quad (3)$$

Siendo v_s la velocidad macroscópica del agua en la dirección del flujo s .

Los efectos de densidad y viscosidad del fluido sobre el flujo no fueron investigados por Darcy. Más adelante otros investigadores² repitieron los experimentos de Darcy orientando el mismo empacamiento a diferentes ángulos de inclinación con respecto a la vertical, Figura V-3. Se encontró que la diferencia manométrica Δh siempre fue la misma a diferentes orientaciones del empacamiento. Así se establece que la ley de Darcy es independiente de la dirección del flujo y que para un Δh y dado el ritmo de flujo Q , permanece constante si el flujo esta en dirección de la gravedad u opuesta a ella, o en cualquier otra dirección.

Lo anterior sólo se explica si las alturas piezométricas h_1 y h_2 medidas con respecto al nivel de referencia representan la suma de las energías de presión, potencial y cinética del fluido en la entrada y salida del flujo respectivamente. Para su comprobación debe evaluarse cada una de estas energías, así como la sumatoria de ellas, para obtener el potencial total tanto en la cara de entrada como en la de salida del empacamiento².

a) Potencial gravitacional

Partiendo de la expresión $F_g = mg$, un cambio de energía gravitacional esta dado por:

$dE_g = F_g dz = mg dz$, y el cambio total será:

$$\int_{E_0}^E dE_g = mg \int_{z_0}^z dz$$

si $z_0 = 0$ y $E_0 = 0$ resulta:

$$E_g = mgz \quad (4)$$

Definiendo el potencial como la energía por unidad de masa, se obtiene:

$$\Phi_g = \frac{E_g}{m} = gz \quad (5)$$

b) Potencial de presión

En la expresión de trabajo $W = Fd = APd$, como ($d = V$) entonces ($W = VP$). Un cambio de energía por presión viene dado por $dE_p = VP$ y el cambio total resulta ser:

$$\int_{E_0}^E dE_p = \int_{P_0}^P VP, \quad \text{como } \rho = \frac{m}{V} \quad \text{por lo tanto } E - E_0 = m \int_{P_0}^P \frac{dP}{\rho}$$

si $z_0 = 0$, $P_0 = P_{atm}$ y $E_0 = 0$

$$E_p = m \frac{P - P_0}{\rho} \quad (6)$$

De acuerdo a la definición de potencial:

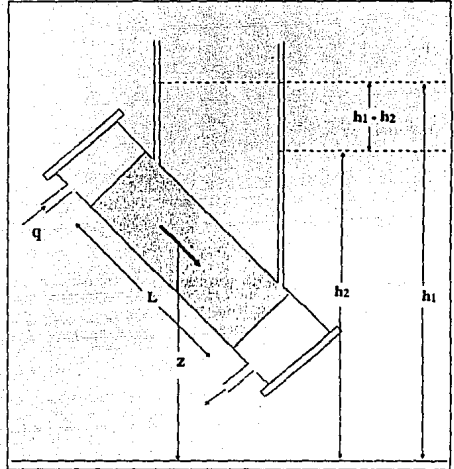


Fig. V-3. Orientación del empacamiento de Darcy.

$$\Phi_p = \frac{E_p}{m} = \frac{P - P_0}{\rho} \quad (7)$$

c) Potencial cinético

La energía cinética está dada por la ecuación $E_c = \frac{1}{2} m v^2$ por lo que el potencial cinético viene siendo:

$$\Phi_c = \frac{1}{2} \frac{v^2}{g}$$

El potencial total de un fluido que se define como la suma de los tres potenciales anteriores, está dado por la expresión:

$$\Phi_T = \frac{P - P_0}{\rho} + g z + \frac{v^2}{2g} \quad (8)$$

Debido a la gran área superficial que presentan las paredes internas de un medio poroso, las fuerzas viscosas son las que en mayor grado controlan el movimiento de los fluidos, tal que la velocidad promedio de los fluidos en el yacimiento es pequeña, por lo que v^2 resulta despreciable. Así, para fines prácticos el tercer término de la ecuación (8) puede omitirse, quedando:

$$\Phi_T = \frac{P - P_0}{\rho} + g z \quad (9)$$

Aplicando la ecuación (9), el fluido en los puntos 1 y 2 tienen potenciales:

$$\phi_{T1} = \frac{P_1 - P_0}{\rho} + g z_1 \quad (10)$$

$$\phi_{T2} = \frac{P_2 - P_0}{\rho} + g z_2$$

El valor de la presión en los puntos 1 y 2 es:

$$P_1 = P_{atm} + \rho g (h_1 - z_1) \quad \text{y} \quad P_2 = P_{atm} + \rho g (h_2 - z_2)$$

Sustituyendo los valores en las ecuaciones (10):

$$\Phi_{T1} = \frac{\rho g (h_1 - z_1)}{\rho} + g z_1 = g h_1 \quad (11)$$

$$\Phi_{T2} = \frac{\rho g (h_2 - z_2)}{\rho} + g z_2 = g h_2$$

En general se concluye que $\Phi_T = g h$

Las expresiones (11) indican que la carga hidráulica es por consiguiente una medida directa del potencial total, despejando h :

$$h = z + \frac{P - P_{\text{atm}}}{\rho g} \quad (12)$$

esta expresión indica:

$$h = \text{carga hidráulica} = \text{elevación} + \text{presión de carga}$$

De lo anterior se concluye que la constante de proporcionalidad k de la ecuación de Darcy, incluye la constante g , por lo que la ecuación (3) se puede expresar como:

$$v_s = -k' g \frac{dh}{ds} \quad (13)$$

Las investigaciones de Darcy fueron hechas en flujo de agua a través de empacamientos de arena 100% saturados con agua. Con el fin de determinar qué otros parámetros están agrupados en k' , y así poder generalizar la ecuación de Darcy, otros investigadores efectuaron mediciones con fluidos de densidad y viscosidad distintos al agua, en empacamientos de arena de diferentes características geométricas.

Variando un parámetro a la vez, se determinó que para fluidos de diferentes densidades pero idéntica viscosidad, k' es proporcional a la densidad, es decir:

$$k' \propto \rho \quad (14)$$

Similarmente, variando únicamente la viscosidad del fluido se determinó que k' es inversamente proporcional a este parámetro, es decir:

$$k' \propto \frac{1}{\mu} \quad (15)$$

De igual forma, usando arenas de diámetro diferente se estableció que:

$$k' \propto N d^2 \quad (16)$$

donde d es el diámetro medio de los granos de arena y N es el factor de forma, el cual es una medida de la tortuosidad de las trayectorias de flujo que se establecen a través de las rocas.

Considerando las ecuaciones (14), (15) y (16) en la (13) resulta:

$$v_s = -N d^2 \frac{\rho}{\mu} g \frac{dh}{ds} \quad (17)$$

así:

$$k = N d^2 \frac{\rho}{\mu} g$$

Como se puede observar, la constante k de la ecuación original de Darcy, depende de las propiedades de la arena, de las propiedades dinámicas del fluido y de la aceleración gravitacional; por lo que si se toma esta constante como la permeabilidad absoluta, una misma roca tendría diferentes permeabilidades para diferentes fluidos.

Convinciendo en que la permeabilidad absoluta debe ser una constante de la roca e independiente del fluido que se use para determinar, entonces el factor $k' = N d^2$, que agrupa parámetros dependientes exclusivamente de la roca, representa la permeabilidad del medio poroso.

Como:

$$h = \frac{P - P_{atm}}{\rho g} + z \quad y \quad \frac{dh}{ds} = \frac{h_2 - h_1}{s_2 - s_1}$$

entonces:

$$\frac{dh}{ds} = \frac{\left(\frac{P_2 - P_{atm}}{\rho g} + z_2 \right) - \left(\frac{P_1 - P_{atm}}{\rho g} + z_1 \right)}{s_2 - s_1}$$

$$\frac{dh}{ds} = \frac{P_2 - P_1}{s_2 - s_1} \frac{1}{\rho g} + \frac{z_2 - z_1}{s_2 - s_1}$$

La ecuación (17) puede expresarse finalmente como:

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

Si el eje z se considera positivo hacia abajo como generalmente se utiliza, la ecuación anterior queda:

$$v_s = - \frac{k}{\mu} \left(\frac{dP}{ds} - \rho g \frac{dz}{ds} \right) \quad (18)$$

donde:

s = distancia a lo largo de la dirección de flujo

v_s = velocidad de flujo a través de una área unitaria de un medio poroso en unidad de tiempo a lo largo de la trayectoria de flujo s

z = coordenada vertical con dirección hacia abajo

ρ = densidad del fluido

g = aceleración de la gravedad

$\frac{dP}{ds}$ = gradiente de presión a lo largo de s en el punto

en que se refiere v_s

μ = viscosidad del fluido

k = permeabilidad del medio

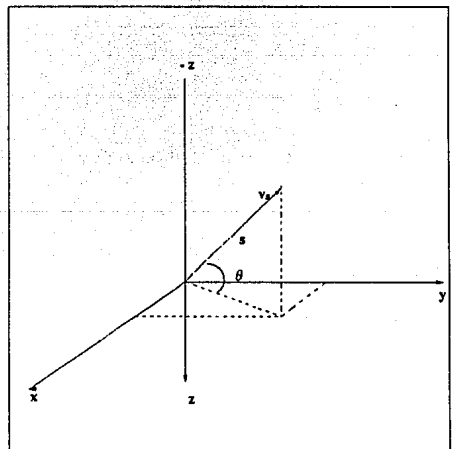


Fig. V-4. Sistema de coordenadas para la ley de Darcy.

$\frac{dz}{ds}$ puede ser expresada como $(\text{sen } \theta)$ donde θ es el ángulo entre s y la horizontal

A esta relación se le ha dado el nombre del ingeniero francés y es conocida como la ley de Darcy mientras que la constante de proporcionalidad es conocida como *permeabilidad del sistema*.

v_s puede expresarse como $\frac{Q}{A}$ donde Q es el gasto volumétrico de flujo y A es el área promedio de la sección transversal perpendicular a las líneas de flujo. El sistema coordinado aplicable a la ecuación (18) se muestra en la Figura V-4.

La convención de signos es que v_s debe ser positivo cuando el flujo fluye hacia adelante incrementándose el valor de la coordenada s .

La parte entre paréntesis de la ecuación (18) debe interpretarse como el gradiente de presión total menos el gradiente dado en la cara de flujo. Así, si el sistema está en equilibrio no hay flujo y lo que está entre paréntesis puede ser cero.

UNIDADES

La unidad estándar adoptada en 1942³ es el Darcy (D) cuya definición es la siguiente:

Un medio poroso tiene una permeabilidad de 1 Darcy, cuando un fluido en una sola fase de 1 cp de viscosidad que llena completamente los huecos de un medio poroso, fluye a través de él bajo condiciones de flujo viscoso a un gasto de 1 cm³/seg a través de una área de sección transversal de 1 cm², bajo una presión o gradiente de presión hidráulico equivalente a una atmósfera (76.0 cm de Hg).

Las condiciones de flujo viscoso significan que el gasto de flujo es suficientemente bajo para ser directamente proporcional a la presión o gradiente hidráulico.

De acuerdo a la definición anterior para que la permeabilidad resulte en unidades de Darcy, los términos de la ecuación (18) deben ser expresados en las siguientes unidades:

q = gasto (cm³/seg)

μ = viscosidad del fluido (cp)

ρ = densidad del fluido (g/cm³)

A = área transversal de flujo (cm²)

g = aceleración (980.6 cm/seg²)

$\frac{dP}{ds}$ = gradiente de presión a lo largo de s (atm/cm)

s = distancia a lo largo de la dirección de flujo positiva (cm)

z = coordenada vertical, positiva hacia abajo (cm)

k = permeabilidad de la roca (D)

Para que las unidades resulten consistentes es necesario introducir en la ecuación (18) una constante de conversión de dinas/cm² a atm, tal que:

$$q = - \frac{k A}{\mu} \left(\frac{dp}{ds} - \frac{\rho g}{1.0133 \times 10^6} \frac{dz}{ds} \right) \quad (19)$$

donde 1 atm = 1.0133 x 10⁶ dinas/cm². Otras constantes de conversión de unidades son 1 Darcy = 0.987 x 10⁻⁸ cm² = 1.062 x 10⁻¹¹ ft².

Si algunos parámetros de la ecuación (19) se expresan en unidades diferentes a las indicadas, debe usarse la constante de conversión de unidades correspondientes para seguir obteniendo el valor de k en unidades de Darcy.

Una permeabilidad de 1 Darcy es mucho más alta que la encontrada comúnmente en rocas de yacimientos. Una unidad común usada es el milidarcy (mD) donde:

$$\begin{aligned} 1 \text{ Darcy} &= 1000 \text{ milidarcys} \\ 1 \text{ mD} &= 0.001 \text{ D} \end{aligned}$$

La consideración de esta definición indica que la unidad de permeabilidad (Darcy) como un coeficiente de proporcionalidad entre pertinentes, aunque admitidamente arbitrarias, unidades físicas posee dimensiones⁴. Haciendo un análisis dimensional a la ecuación de Darcy, considerando todas las variables dentro de sus dimensiones básicas de masa M , longitud L , y tiempo T y resolviendo para la dimensión de k :

$$k = \frac{Q \mu L}{A P}$$

donde:

$$Q = \frac{\text{volumen}}{\text{tiempo}} = \frac{L^3}{T}$$

$$L = L$$

$$A = \text{área} = L^2$$

$$P = \frac{\text{fuerza}}{\text{área}} = \frac{\text{masa} \times \text{aceleración}}{\text{área}}$$

$$P = \frac{\frac{M}{L} \frac{L}{T^2}}{L^2} = \frac{M}{L T^2}$$

$$\mu = \frac{M}{L T}$$

Por tanto:

$$k = \frac{\left(\frac{L^3}{T} \right) \left(\frac{M}{L T} \right) (L)}{L^2 \left(\frac{M}{L T^2} \right)} = L^2$$

Lo que significa que la permeabilidad no es una cantidad adimensional, dado que tiene unidades de área, por lo que su magnitud depende del tamaño del poro.

MAGNITUDES TÍPICAS DE PERMEABILIDAD⁴

En general las rocas que tienen una permeabilidad de 100 mD o mayor, son consideradas bastante permeables, mientras que las rocas con menos de 50 mD son consideradas densas (compactas).

Los valores de varios Darcys son exhibidos por algunas areniscas pobremente cementadas o inconsolidadas. Muchas calizas productivas y matrices dolomíticas tienen permeabilidades menores a 1 mD; sin embargo, éstas tienen asociadas cavidades de solución y fracturas que contribuyen al total de la capacidad de flujo.

Las técnicas actuales de estimulación, acidificación y fracturamiento hidráulico, permiten la producción comercial de rocas de yacimientos considerados alguna vez demasiado densos para ser de interés.

PERMEABILIDAD EN DIFERENTES TIPOS DE FLUJO^{1,3}

De acuerdo a las consideraciones observadas en la ecuación de Darcy, su aplicación es válida para el flujo de fluidos que satisfacen las siguientes condiciones:

1. La saturación del espacio poroso debe ser 100% con fluido mojante.
2. El fluido debe ser un fluido Newtoniano, es decir que su viscosidad sea independiente del ritmo de flujo.
3. El flujo debe estar en la región viscosa o laminar. Es también necesario notar que la velocidad de flujo es sólo una velocidad aparente; esto es, el gasto volumétrico de flujo dividido por el área de sección transversal perpendicular a la dirección del flujo, es decir:

$$v_s = \frac{q}{A}$$

Esto último es sólo una suposición más, dado que sólo los poros y no el área total conducen fluido. De aquí que v_s es la velocidad aparente. La velocidad real, suponiendo un medio uniforme será igual a $\frac{v_s}{\phi}$. En la práctica, es común aplicar la ecuación de Darcy a sistemas de flujo que son generalmente más simples que el caso general, por lo que es útil obtener la forma particular de la ecuación (18) para estos casos.

FLUIDO INCOMPRESIBLE

Caso I. Flujo horizontal

Considere un bloque de un medio poroso como el que se muestra en la Figura V-5, el gasto volumétrico de flujo (q) se distribuye uniformemente sobre la cara de flujo de área A y el bloque está 100% saturado con un fluido incompresible, por lo tanto:

$$\frac{dz}{ds} = 0; \quad \frac{dP}{ds} = \frac{dP}{dx}; \quad s = x$$

y la ecuación general se reduce a:

$$v_x = - \frac{k}{\mu} \frac{dP}{dx}$$

pero como :

$$v = \frac{q}{A}$$

Entonces:

$$\frac{q}{A} = - \frac{k}{\mu} \frac{dP}{dx}$$

separando variables:

$$\frac{q}{A} dx = - \frac{k}{\mu} dP$$

Integrando entre los límites de cero a L en x y de P_1 a P_2 en P donde P_1 es la presión en la entrada de la cara y P_2 la presión en la salida:

$$\frac{q}{A} \int_0^L dx = - \frac{k}{\mu} \int_{P_1}^{P_2} dP$$

$$\frac{q}{A} (L - 0) = - \frac{k}{\mu} (P_2 - P_1) = \frac{k}{\mu} (P_1 - P_2)$$

Despejando el gasto q :

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

de donde:

$$k = \frac{q \mu L}{A (P_1 - P_2)} \quad (20)$$

Caso II. Flujo vertical.

En la práctica se presentan frecuentemente tres casos de flujo vertical, cada uno a través de área A de sección transversal uniforme:

II-1. Flujo libre

En este caso la presión en la cara de la entrada es igual a la presión de la cara de salida tal que solamente las fuerzas gravitacionales actúan en el flujo, Figura V-6.

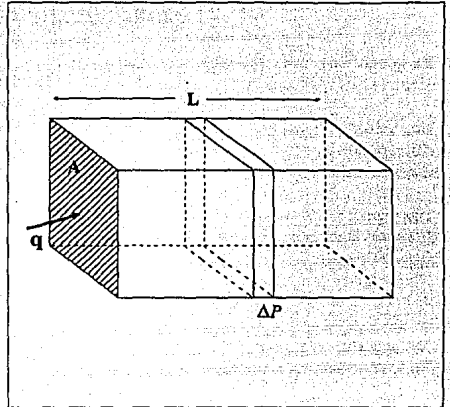


Fig. V-5. Flujo horizontal.

Aquí:

$$\frac{dP}{ds} = 0$$

$$P_1 = P_2$$

ya que $dP = P_2 - P_1$ y

$$\frac{dz}{ds} = 1$$

$$s = z$$

sustituyendo estas igualdades en la ecuación de Darcy tenemos:

$$v_s = - \frac{k}{\mu} (-\rho g)$$

$$\frac{q}{A} = \frac{k}{\mu} (\rho g)$$

$$q = \frac{k A \rho g}{\mu}$$

depreciando k :

$$k = \frac{q \mu}{A \rho g} \quad (21)$$

II-2. Flujo hacia abajo considerando una carga hidráulica (h), es decir, la presión en la cara de entrada es diferente a la presión en la cara de salida, Figura V-7.

Aquí:

$$\frac{dz}{ds} = 1$$

$$dP = -\rho g h \quad \text{ya que:}$$

$$P_1 = P_{atm} + \rho g h$$

$$P_2 = P_{atm}$$

$$(P_2 - P_1) = (P_{atm}) - (P_{atm} + \rho g h)$$

$$(P_2 - P_1) = -\rho g h$$

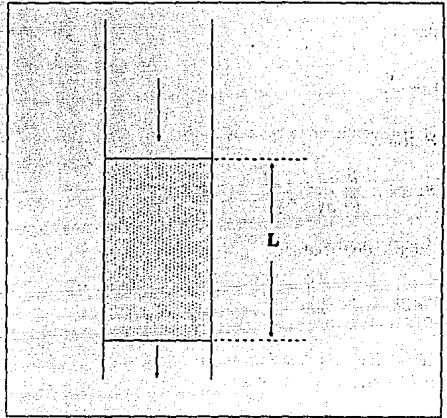


Fig. V-6. Flujo vertical libre (hacia abajo).

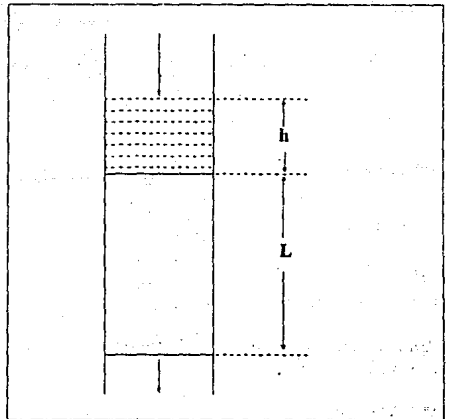


Fig. V-7. Flujo vertical hacia abajo con carga hidráulica en la cara superior.

Es decir:

$$\frac{dP}{ds} = - \frac{\rho g h}{L}$$

Sustituyendo en la ecuación (18):

$$v_s = - \frac{k}{\mu} \left(\frac{-\rho g h}{L} - \rho g \right)$$

Factorizando:

$$v_s = \frac{k}{\mu} \rho g \left(\frac{h}{L} + 1 \right)$$

$$\frac{q}{A} = \frac{k}{\mu} \rho g \left(\frac{h}{L} + 1 \right)$$

$$q = \frac{k A \rho g}{\mu} \left(\frac{h}{L} + 1 \right)$$

despejando k :

$$k = \frac{q \mu}{A \rho g \left(\frac{h}{L} + 1 \right)} \quad (22)$$

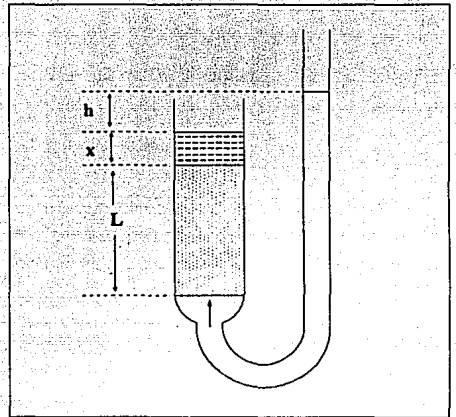


Fig. V-8. Flujo vertical hacia arriba con carga hidráulica en la cara inferior.

II-3. Flujo hacia arriba. Existe carga hidráulica en la cara inferior (z se define como positiva hacia abajo), Figura V-8.

En este caso:

$$\frac{dz}{ds} = -1 \quad \text{o sea} \quad \text{sen } 270^\circ = -1$$

$$s = -z$$

$$\frac{dP}{ds} = \frac{(P_2 - P_1)}{L}$$

$$P_1 = P_{atm} + \rho g (L + x + h)$$

$$P_2 = P_{atm} + \rho g (x)$$

$$\frac{dP}{ds} = \frac{(P_{atm} + \rho g x) - (P_{atm} + \rho g (L + x + h))}{L}$$

$$\frac{dP}{ds} = - \frac{\rho g (L + h)}{L}$$

$$\frac{dP}{ds} = - \frac{\rho g h}{L} - \rho g$$

Sustituyendo en la ecuación (18) y simplificando:

$$v_s = - \frac{k}{\mu} \left(\frac{-\rho g h}{L} \right)$$

$$\frac{q}{A} = \frac{k}{\mu} \frac{\rho g h}{L}$$

de donde:

$$k = \frac{q \mu L}{A \rho g h} \quad (23)$$

Caso III. Flujo radial

Considere un cilindro con flujo radial horizontal hacia adentro como el mostrado en la Figura V-9:

$$s = -r, dz = -dr$$

$$\frac{dz}{ds} = 0$$

Por lo tanto:

$$v_r = - \frac{k}{\mu} \frac{dP}{dr}$$

$$v = - \frac{q}{A}; \quad A = 2 \pi r h \quad (\text{Area externa de flujo del cilindro})$$

Sustituyendo :

$$\frac{q}{2 \pi r h} = \frac{k}{\mu} \frac{dP}{dr}$$

separando variables e integrando de r_w a r_c en r y de P_w a P_c en P ;

$$\frac{q}{2 \pi h} \int_{r_w}^{r_c} \frac{dr}{r} = \frac{k}{\mu} \int_{P_w}^{P_c} dP$$

$$\frac{q}{2 \pi h} \ln (r_c - r_w) = \frac{k}{\mu} (P_c - P_w)$$

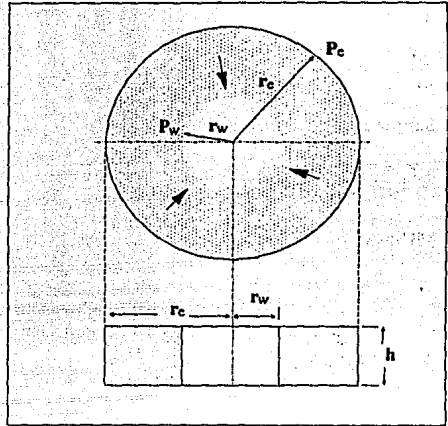


Fig. V-9. Flujo radial.

$$q = \frac{2 \pi h k (P_e - P_w)}{\mu L n \left(\frac{r_e}{r_w} \right)}$$

$$k = \frac{q \mu L n \left(\frac{r_e}{r_w} \right)}{2 \pi h (P_e - P_w)} \quad (24)$$

q = gasto volumétrico de flujo (cm³/seg)

k = permeabilidad (Darcys)

h = espesor (cm)

μ = viscosidad (cp)

P_e = presión en la sección exterior del cilindro anillo (atm)

P_w = presión en la sección interior del cilindro anillo (atm)

r_e = radio interno del cilindro anillo (cm)

r_w = radio externo del cilindro anillo (cm)

FLUIDO COMPRESIBLE.

La ecuación de Darcy se puede aplicar también para el flujo de un fluido compresible, siempre y cuando se efectúe en régimen permanente y que los gastos de escurrimiento se midan a las condiciones medias de presión de flujo³. Así la permeabilidad de un núcleo usando un gas, resulta dependiente de la presión media del flujo, es decir para un mismo núcleo se obtiene un valor de presión media de flujo diferente.

Caso I: Flujo horizontal

Considerando el mismo sistema de la Figura V-5, excepto que el fluido que ahora fluye es compresible; entonces el gasto no es constante, dado que $f(P)$.

Suponiendo válida la Ley de Boyle ($z=1$):

$$P_1 q_1 = P_2 q_2 = P q = c t e$$

donde los subíndices denotan puntos de medición. Entonces:

$$P q = - \frac{k A}{\mu} \frac{dP}{dL} P = P_2 q_2$$

Separando miembros e integrando:

$$q_2 \int_0^L dL = - \frac{k A}{\mu} \frac{1}{P_2} \int_{P_1}^{P_2} P dP$$

$$q_2 (L - 0) = - \frac{k A}{\mu} \frac{1}{P_2} \left(\frac{P_2^2 - P_1^2}{2} \right)$$

de tal manera que:

$$q_2 = \frac{k A}{\mu L} \frac{P_1^2 - P_2^2}{2} \frac{1}{P_2} \quad (25)$$

Si q_b es el gasto volumétrico de flujo medido a la presión base P_b , y dado que q_b es proporcional a la velocidad másica:

$$q_b P_b = \bar{q}_g \bar{P}$$

donde \bar{P} es la presión media algebraica $\left(\frac{P_1 + P_2}{2} \right)$ y

$$\left(\frac{P_1^2 - P_2^2}{2} \right) = \frac{(P_1 + P_2)(P_1 - P_2)}{2}$$

Expresando la ecuación (25) en términos de flujo de gas a la presión media en el sistema, entonces:

$$\bar{q}_g = \frac{k A}{\mu L} \frac{(P_1 - P_2)}{2} \frac{2 (P_1 + P_2)}{(P_1 + P_2)}$$

$$\bar{q}_g = \frac{k A}{\mu L} (P_1 - P_2)$$

o bien:

$$k = \frac{\bar{q}_g \mu L}{A \Delta P} \quad (26)$$

La ecuación (26) también puede expresarse en términos del gasto medio de gas y de la presión media del sistema como:

$$k = \frac{2 q_b P_b \mu L}{A (P_1^2 - P_2^2)} \quad (27)$$

Consecuentemente, la permeabilidad k puede ser calculada en experimentos que involucran flujo de gas a temperatura constante de la misma manera como en el flujo de líquidos, cuidando que de acuerdo con la ecuación anterior el gasto volumétrico hacia afuera a condiciones base o de medición se reduzca al volumen equivalente de presión media algebraica y temperatura constante y además que las condiciones de flujo viscoso permanezcan durante la experimentación.

Caso II: Flujo radial.

Procediendo de la misma forma que en el caso anterior, la ecuación radial para gases puede ser obtenida como sigue.

Suponiendo nuevamente válida la ley de Boyle:

$$P_c q_{gc} = P_w q_{gw} = \bar{P} \bar{q}_g = c t e$$

donde los subíndices se refieren a posiciones a las cuales q se especifica: pozo, frontera externa, etc.

$$q_{gw} \int_{r_w}^{r_c} \frac{dr}{r} = \frac{2 \pi h k}{\mu P_w} \int_{P_w}^{P_c} P dP$$

$$q_{gw} L n \left(\frac{r_c}{r_w} \right) = \frac{2 \pi h k}{\mu P_w} \left(\frac{P_c^2 - P_w^2}{2} \right)$$

Despejando q_{gw} :

$$q_{gw} = \frac{\pi h k (P_c^2 - P_w^2)}{\mu L n \left(\frac{r_c}{r_w} \right)} \frac{1}{P_w} \quad (28)$$

Similarmente se obtiene que:

$$k = \frac{\mu \bar{q}_g L n \left(\frac{r_c}{r_w} \right)}{2 \pi h (P_c - P_w)}$$

y

$$k = \frac{2 \mu q_b P_b L n \left(\frac{r_c}{r_w} \right)}{2 \pi h (P_c - P_w) (P_c + P_w)}$$

$$k = \frac{\mu q_b P_b L n \left(\frac{r_c}{r_w} \right)}{\pi h (P_c^2 - P_w^2)} \quad (29)$$

VARIACION DE LA PERMEABILIDAD DE UN MEDIO POROSO CON LA NATURALEZA DEL FLUIDO DE PRUEBA.

La diferencia entre la permeabilidad al líquido (k_L) y la permeabilidad aparente al gas (k_g) de un medio poroso en ausencia de reacciones químicas y efectos electrocinéticos es debida al fenómeno de *deslizamiento molecular* de los gases en las paredes de los poros. Kundt y Warburg⁶ primero mostraron que la capa de gas junto a la superficie del líquido en una corriente de flujo a lo largo de la superficie de los sólidos, tenía una velocidad infinita con respecto a la pared de los mismos. En el caso de flujo capilar esto daría un gasto más grande que el predicho por la ecuación de Poiseuille⁵.

El fenómeno de deslizamiento cuando un gas pasa a través de un medio poroso, depende de la trayectoria media libre de flujo de las moléculas de gas. Por lo tanto la permeabilidad al gas de un medio poroso debe ser una función de los factores que controlan dicha trayectoria. Estos factores son la temperatura, la presión y la naturaleza misma del gas. El deslizamiento es máximo cuando la trayectoria media libre es máxima y consecuentemente la permeabilidad al gas es más alta bajo tales condiciones. Así, la permeabilidad al gas es más grande a baja presión y mínima a alta presión de flujo.

Klinkenberg⁶ basado en un análisis del fenómeno de deslizamiento en capilares circulares y con base al comportamiento análogo en un medio poroso, llegó a la siguiente expresión que relaciona la permeabilidad al gas y la permeabilidad al líquido:

$$k_g = k_L \left(1 + \frac{b}{P_m} \right) \quad (30)$$

donde:

k_g = permeabilidad al gas

k_L = permeabilidad al líquido

P_m = presión media de flujo de gas

b = constante para un gas dado y un medio poroso que varía inversamente proporcional al tamaño de poro.

También se conoce como constante de Klinkenberg y se expresa como:

$$b = \frac{4 C L_m P_m}{r_s}$$

Klinkenberg observó que la trayectoria media libre del gas se reduce cuando se incrementa la presión media; a presión media infinita ($1/P_m = 0$), la trayectoria media libre del gas es igual a la trayectoria media libre de un líquido por lo que al graficar $1/P_m$ contra k_g y extrapolando P_m al infinito la línea que pasa por los puntos de la gráfica, se encuentra una k_L teórica.

Klinkenberg comprobó la ecuación de flujo de gas en un rango de presiones desde de 1 cm de Hg a 20 atm y al graficar los datos con la ecuación (30), se obtuvo una línea recta. Este experimento mostró además que la k_g no depende del gradiente de presión si la presión media se mantiene constante.

Se hicieron mediciones de permeabilidad en varios núcleos usando diferentes gases y en todos los casos la permeabilidad para una presión media dada, varió con el tipo de gas usado. Si la permeabilidad a diferentes gases se midiera a una presión media en la que las trayectorias medias libres fueran iguales, la permeabilidad debería ser igual. La gráfica de k_g contra el recíproco de la presión media ($1/P_m$), Figura V-10, dio una línea recta para todos los gases, y esas líneas extrapolaron el mismo punto de presión media al infinito para un núcleo dado.

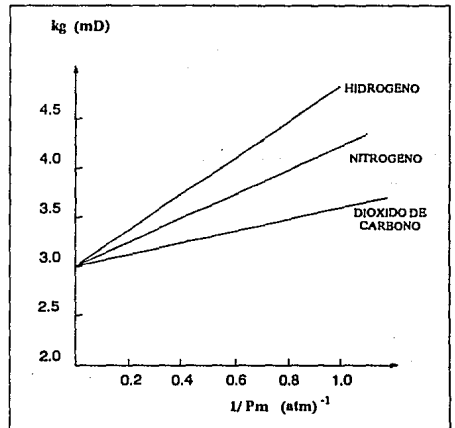


Fig. V-10. Experimentos de Klinkenberg⁶.

Por lo tanto, k_L es independiente del gas usado en las mediciones de permeabilidad, siendo entonces ésta, sólo una propiedad del medio poroso. Aunque la gráfica de k_g contra $1/P_m$ da generalmente una línea recta en la mayoría de los casos, algunas veces se presenta una curva. La razón de esto no se sabe, pero se cree que se debe a que los poros no son capilares exactos.

Los trabajos de Klinkenberg demostraron que la permeabilidad determinada por la ley de Darcy es dependiente tanto del fluido usado como de las condiciones de flujo presentes. Para permeabilidades altas la discrepancia entre la k_g y k_L puede ser pequeña, tanto que es despreciable para propósitos prácticos y viceversa, para permeabilidades bajas el error puede ser muy apreciable.

De lo anterior se concluye que el valor absoluto del factor b de Klinkenberg varía con la porosidad media. En general el factor b se incrementa cuando la permeabilidad decae. Aparentemente el valor numérico del factor b es una medición de la diferencia entre la permeabilidad de un medio poroso particular a un líquido no reactivo y la k al gas en unidad de presión. Consecuentemente el factor b llega a ser una medición del error involucrado al suponer que la permeabilidad al gas de un medio poroso a baja presión es equivalente a la permeabilidad medida.

Afortunadamente existe una relación lineal entre b y permeabilidad al líquido cuando se grafica en papel doble logarítmico, Figura V-11. Yuster⁶ encontró una relación para el cálculo de b , después de analizar 164 núcleos de arena, con resultados aceptables:

$$b = 0.777 k_L^{-0.39}$$

Consecuentemente, una gráfica de k_L contra el factor b puede servir para estimar el error probable que se involucra al usar datos de permeabilidad determinada en el laboratorio que puede ser considerable.

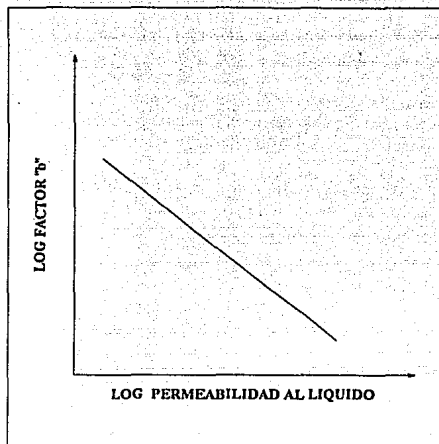


Fig. V-11. Relación entre k_L y $b^{0.1}$.

CORRELACION ENTRE LA POROSIDAD Y LA PERMEABILIDAD

Debido a que la porosidad puede medirse en forma confiable con registros geofísicos, con frecuencia se utiliza para estimar permeabilidades mediante *correlaciones permeabilidad-porosidad* desarrolladas a partir de datos del análisis de núcleos para cada tipo de roca.

En las Figuras V-12 y V-13 se presenta el comportamiento de estos dos parámetros para areniscas de la formación Chicontepec y para calizas del área de Huimanguillo, respectivamente. En la primera se observa un buen ajuste entre ambos parámetros, mientras que en la segunda no se observa correlación alguna.

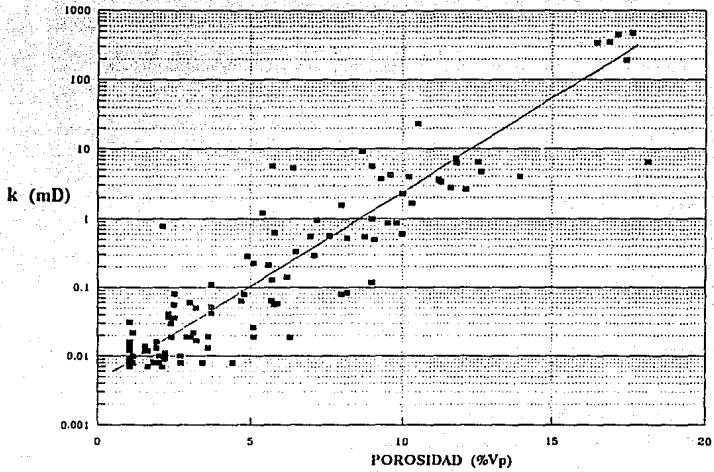


Fig. V-12. Relación permeabilidad-porosidad, caso roca arenisca.

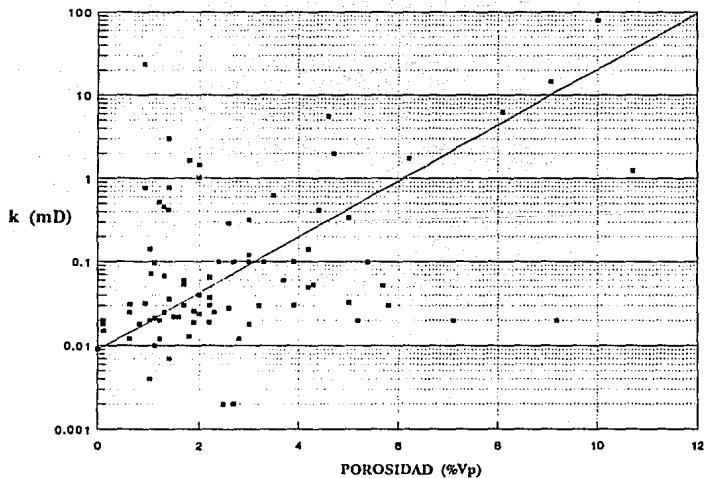


Fig. V-13. Relación permeabilidad-porosidad, caso roca carbonatada.

MEDICION DE LA PERMEABILIDAD ABSOLUTA EN EL LABORATORIO

Para medir la permeabilidad de un medio poroso en el laboratorio, se utilizan dos métodos.

- Método directo
- Método indirecto

El método indirecto utiliza flujo de líquidos, en tanto que en el método indirecto se utiliza gas como fluido de medición. Ambos métodos emplean tapones o núcleos de diámetro completo.

En el caso de muestras inconsolidadas, éstas se recubren con resina para darles forma geométrica definida, generalmente cilíndricas.

SELECCION DEL FLUIDO DE MEDICION³

La elección de un fluido para la medición de la permeabilidad se debe hacer con base en las propiedades tanto del fluido como del medio poroso.

En la mayoría de las mediciones de permeabilidad en el laboratorio se han usado principalmente aire, agua dulce y salada en segundo término como fluidos de prueba. Algunos autores señalan que no se debe usar agua en rocas bentónicas ya que se hinchan al contacto con ésta. Los gases no reactivos con la roca como aire, nitrógeno y helio, son usados para la medición principalmente cuando la permeabilidad se obtiene por el método de Klinkenberg.

El aire tiene las ventajas de ser barato y de estar al alcance para usarse con la ayuda de un compresor, pero tiene también la desventaja de requerir equipo de secado. El nitrógeno y el helio tienen la desventaja de ser caros pero se pueden manejar en cilindros a baja presión. Se han llegado a utilizar algunos otros gases pero no con frecuencia.

A pesar de que en ingeniería de yacimientos interesa conocer la permeabilidad de la roca que contiene aceite, rara vez se utiliza aceite como fluido de prueba ya que la experimentación se dificulta; sin embargo, se han llegado a utilizar en pocas ocasiones hidrocarburos líquidos tales como el pentano y el hexano.

DETERMINACION DE LA PERMEABILIDAD ABSOLUTA UTILIZANDO FLUJO DE LIQUIDO

En la Figura V-14 se presenta un esquema del diagrama del permeámetro para el caso en el que se desea operar con líquido y los elementos básicos del equipo se describen a continuación.

1. **Portamuestras tipo Hassler** para muestras cilíndricas de 3.81 cm de diámetro y 7 cm de longitud.
2. **Sistema de regulación de presión** para controlar el represionamiento del líquido de medición, formado por dos reguladores con rangos de operación de 0-20 y de 0-70 kg/cm², y una válvula de entrada en el vástago superior del portamuestras.
3. **Recipiente para el fluido de medición** capaz de soportar la presión máxima de operación (70 kg/cm²), con conexiones para línea en sus extremos superior e inferior.
4. **Mamómetro tipo bourdón** para medir la presión de entrada.

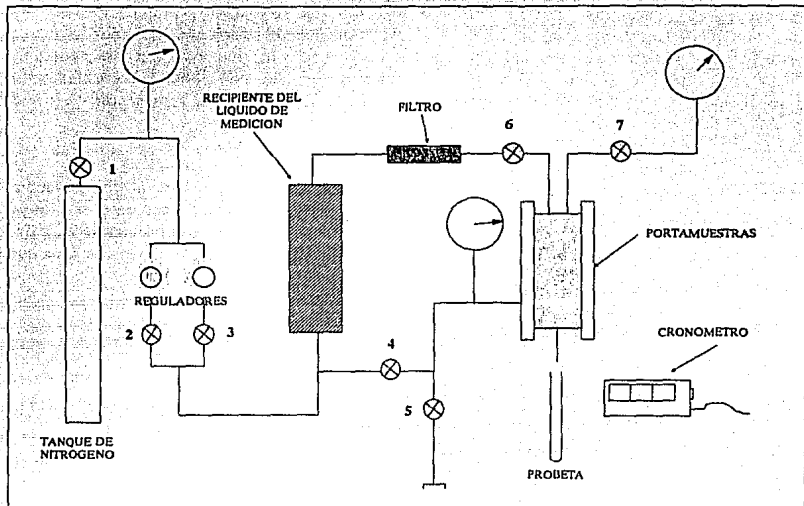


Fig. V-14. Permeámetro para cuando se usa líquido.

5. Cronómetro y probetas graduadas de diferentes capacidades para medir el gasto de flujo.

Procedimiento de operación

1. Cerciorarse de que todas las válvulas y reguladores de presión estén cerrados.
2. Abrir la válvula 5 y conectar la fuente de vacío.
3. Introducir la muestra, previamente saturada en el portamuestras, sosteniéndola con el vástago inferior el cual se gira al llegar al tope para asegurarlo. Insertar suavemente el vástago superior para evitar una posible inyección de aire al núcleo. Colocar y asegurar el candado del vástago superior.
4. Abrir la válvula del tanque de nitrógeno.
5. Abrir las válvulas 4 y 2, identificadas en el tablero, respectivamente con los letreros de "presión y regulador 1000" para comunicar el regulador de 70 kg/cm^2 . Operar el regulador hasta aplicar una presión suficiente para evitar el flujo entre ésta y la muestra. La presión aplicada se lee en el manómetro de mayor rango. Después de conseguido el nivel de presión deseado, aislar la manga cerrando la válvula 4. Cerrar la válvula 2 y el regulador de 70 kg/cm^2 .
6. Abrir la válvula 3 "regulador 25", para comunicar el regulador de 20 kg/cm^2 y operar éste último para represar el recipiente con el líquido de medición, de esta manera se tiene el líquido hasta la válvula de entrada 6, del vástago superior.
7. Abrir la válvula 7, y controlando el flujo con la válvula 6, purgue el aire presente en el vástago de entrada y entre éste y la cara de entrada del núcleo. Cerrar las válvulas 6 y 7.
8. Ajustar la presión de entrada con la válvula 6 del vástago superior, leyendo la presión en el manómetro de bourdón de menor rango en caso de que la presión proporcionada por el regulador de 2 kg/cm^2 no sea suficiente

- para obtener flujo a través de la muestra, cerrar este regulador y su válvula correspondiente 4, abrir la válvula 2, "regulador 1000" y operando el regulador de 70 kg/cm² represione el recipiente del líquido de medición.
9. Mida los gastos de efluente, registrando los volúmenes recuperados y los tiempos a que correspondan.
 10. Registre las lecturas de volúmenes y tiempos. Es conveniente hacer mediciones a diferentes gastos, para comprobar que las mediciones se hagan en régimen laminar, es decir, que la representación gráfica de la ecuación de Darcy en ejes cartesianos sea una recta que pase por el origen.
 11. Al terminar las mediciones, cierre la válvula de entrada 6 del vástago superior.
 12. Depresionar la manga abriendo la válvula 5, "vacío".
 13. Extraer la muestra retirando el candado superior y soltar el vástago inferior mediante un giro de media vuelta. Si se desea hacer una nueva medición continuar con el paso 3, cerrar la válvula 5 y continuar con los pasos 5 a 12. 14. Cuando se desee descargar el equipo, cerrar los reguladores de presión y depresionar la línea de líquido de medición abriendo la válvula 6. En estas condiciones sólo queda represionada con gas la línea que va del tanque a los reguladores.

Ejemplo de aplicación.

Dimensiones de la muestra:

Diámetro: 3.80 cm

Longitud: 2.79 cm

Se calculó el área de la sección expuesta al flujo, A.

$$A = \frac{\pi d^2}{4}; \quad A = \frac{\pi (3.80)^2}{4} = 11.32 \text{ cm}^2$$

Se saturó la muestra y se introdujo al equipo. Se hicieron mediciones con diferentes presiones en la cara de entrada y se midieron los gastos de flujo registrando los volúmenes recuperados y los tiempos correspondientes. La presión de salida fue la presión atmosférica. Los datos se presentan en la Tabla V-1.

TABLA V-1. Datos obtenidos durante la medición.					
Medición	P _e (atm) _{abs}	Vol. recuperado (cm ³)	Tiempo (seg)	Gasto (cm ³ /seg)	Permeabilidad (mD)
1	1.968	1	62	0.1612	106.7
2	1.367	1	16.7	0.0598	104.5
3	1.735	1	8.3	0.1204	105.0

La permeabilidad al líquido se calculó con la siguiente expresión:

$$k_L = \frac{q \mu L}{A \Delta P} \quad \text{si } k = \frac{q \mu L}{A \Delta P}; \quad \text{entonces } \frac{q}{A} = v = \frac{k}{\mu} \frac{\Delta P}{L}$$

La ecuación anterior representa la ecuación de la recta $y = m x$.

donde:

$$y = \frac{q}{A}, \quad m = \frac{k}{\mu}, \quad x = \frac{\Delta P}{L}$$

Se comprobó que las mediciones se hicieron en régimen laminar graficando la velocidad aparente del fluido contra el gradiente de presión empleado, Tabla V-2 y Figura V-15.

TABLA V-2. Datos para comprobar la existencia de régimen laminar.		
Medición	$\frac{q}{A}$ (cm/seg) $\times 10^{-3}$	$\frac{\Delta P}{L}$ (atm/cm)
1	14.24	0.347
2	5.27	0.131
3	10.60	0.265

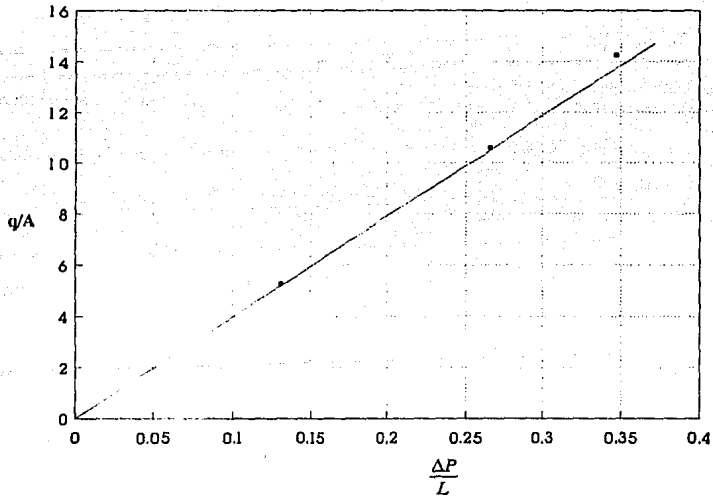


Fig. V-15. Existencia de régimen laminar durante la medición.

DETERMINACION DE LA PERMEABILIDAD ABSOLUTA UTILIZANDO FLUJO DE GAS

Para medir el gasto de gas⁷ en el equipo se puede utilizar tanto gasómetros convencionales como orificios calibrados. En la Figura V-16 se presenta un diagrama del permeámetro que opera con gas como fluido de medición. A continuación se presenta una descripción de sus componentes.

1. **Portamuestras tipo Hassler** para muestras cilíndricas de 3.81 cm de diámetro y una longitud máxima de 7 cm.
2. **Sistema de control de presión** formado por un un manómetro tipo bourdón con rango de 0-50 kg/cm² para medir la presión en la manga; tres manómetros, dos con rangos de medición de 0-24 pulgadas de Hg y 0-10 kg/cm² para medir la presión en la cara de entrada del núcleo y un manómetro de agua con rango de 0-24 pulgadas en la cara de salida.
3. **Equipo auxiliar** formado por un cronómetro, un gasómetro para determinar el gasto de efluente y una fuente de nitrógeno a presión.

Procedimiento de operación

1. Verificar que las válvulas del tablero estén cerradas.
2. Abrir la válvula 6 que comunica la fuente de vacío un momento y cerrarla (para retraer la manga si está deformada).
3. Quitar los vástagos del portamuestras.

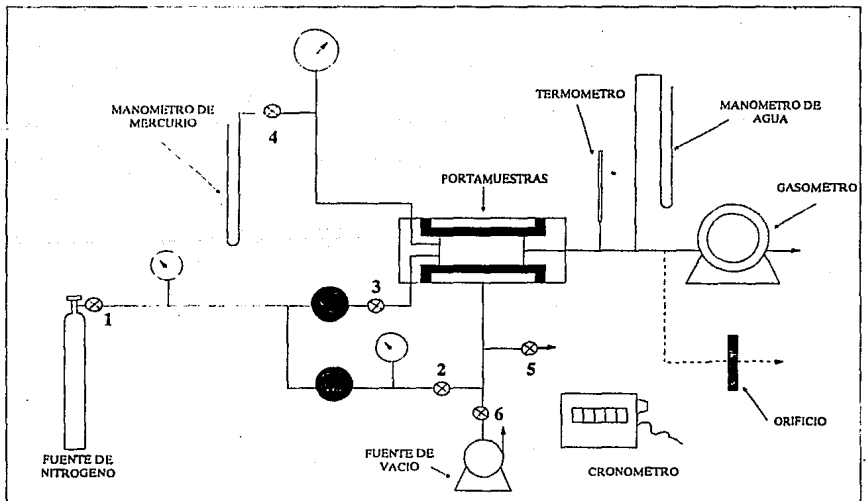


Fig. V-16. Permeámetro de gas.

4. Introducir la muestra sosteniéndola con el vástago inferior, al llegar al tope girar media vuelta para asegurarlo. Insertar el vástago superior, colocar candado y apretar el tornillo.
5. Abrir la válvula 1 del depósito de nitrógeno para permitir la entrada de gas al sistema.
6. Con la válvula reguladora 3 controlar la presión de entrada al sistema hasta una presión no mayor de 10 kg/cm^2 . Tomar lectura en el manómetro.
7. Abrir la válvula 2 que comunica la presión del sistema a la manga, aprisionando la muestra para evitar que haya flujo de gas entre la muestra y la manga. Se cierra la válvula.
8. Se abre la válvula 4 del manómetro de mercurio.
9. Se opera el regulador de entrada a la muestra hasta que la aguja del gasómetro se mueva. Esperar a que se establezca la presión y tomar la lectura.
10. Si la presión es mayor que el rango del manómetro de mercurio, aislar éste con la válvula 5 y trabajar directamente con el manómetro burdón.
11. La presión de salida se lee en el manómetro de agua.
12. Medir los volúmenes de gas circulando (éstos se fijan de acuerdo a la velocidad de rotación de la aguja del gasómetro) y el Tiempo que tarda este en circular, utilizando respectivamente, el gasómetro y el cronómetro.
Recomendación: Tomar dos veces el tiempo para un mismo volumen de gas y promediar ambos. Tomar la temperatura.
13. Regular una presión de entrada mayor que la anterior. Esperar a que esta se establezca y leer su magnitud.
14. Repetir los pasos 11 a 12, al menos 5 veces con el fin de poder efectuar la corrección de Klinkenberg.
15. Al término de las mediciones, poner en cero los manómetros tanto del equipo como del cilindro con nitrógeno, y cerrar la válvula de éste último.
16. Purgar la manga abriéndola la válvula 5 y sacar la muestra efectuando vacío.

La viscosidad del nitrógeno a presión atmosférica y a cualquier temperatura ($^{\circ}\text{C}$) se calcula con la siguiente ecuación:

$$\mu = 42.6 \times 10^{-6} T + 16.624 \times 10^{-3} \text{ (cp)}$$

Ejemplo de aplicación.

Dimensiones de la muestra:

Diámetro: 2.49 cm

Longitud: 4.25 cm

Área de sección expuesta al flujo:

$$A = \frac{\pi (2.49)^2}{4} = 4.869 \text{ cm}^2$$

Los datos de medición se presentan en la Tabla V-3 y los cálculos en la Tabla V-4 y V-5.

TABLA V-3. Tbla de medición.

Medición	P_c ("Hg)	P_e (kg/cm ²)	P_s ("H ₂ O)	P_s ("Hg)	Vol. (cm ³)	t_1 (seg)	t_2 (seg)	T (°C)
1	2.02		0.70		250	48.5	40.0	22.3
2	6.05		2.20		500	29.7	29.7	22.3
3	9.97		4.05		750	25.9	25.8	22.3
4	13.95		6.10		1000	23.8	23.7	22.3
5	17.99		8.48		1250	22.4	22.3	22.3
6	21.97		11.10		1500	21.2	21.3	22.3

TABLA V-4. Tbla de cálculo.

Medición	P_c (atm) _{abs}	P_s (atm) _{abs}	q_b (cm ³ /seg)	ΔP (atm) _{abs}	\bar{P} (atm) _{abs}	\bar{q} (cm ³ /seg)	l/ρ	k_g (mD)
1	0.830713	0.764920	5.128205	0.065792	0.797817	4.905693	1.253420	1.143716
2	0.965405	0.768608	16.835016	0.196797	0.867006	14.819355	1.153393	1.155058
3	1.096421	0.773155	29.013539	0.323266	0.934788	23.687845	1.069760	1.123984
4	1.229443	0.778195	42.205063	0.451248	1.003819	32.012474	0.996195	1.088175
5	1.364470	0.784015	55.928411	0.580454	1.074257	39.734002	0.930875	1.050054
6	1.497491	0.784015	70.588235	0.707005	1.143988	47.092193	0.874134	1.021695

Tabla V-5. Datos para comprobar la existencia de régimen laminar

$\frac{\bar{q}}{\Delta}$ (cm/seg)	$\frac{\Delta P}{L}$ (atm/cm)
1.0075336	0.0154806
3.043613	0.046305
4.865032	0.076062
6.574753	0.106176
8.160608	0.136570
9.671840	0.166354

Ecuaciones utilizadas:

$$k_g = \frac{\bar{q}_g \mu_g L}{A \Delta P} = \frac{2 q_b P_b \mu_g L}{A (P_c^2 - P_s^2)}$$

$$q_b = \frac{V}{t}; \quad \Delta P = P_c - P_s$$

$$P = \frac{(P_c + P_s)}{2}; \quad \bar{q} = \frac{q_b P_b}{P}; \quad P_b = 0.7632 \text{ atm}$$

Se comprobó la existencia de flujo laminar durante la prueba, Figura V-17. La permeabilidad al líquido se obtuvo gráficamente con datos de la medición, Figura V-18.

Los resultados de la medición se reportan generalmente como se muestra en la Tabla V-6.

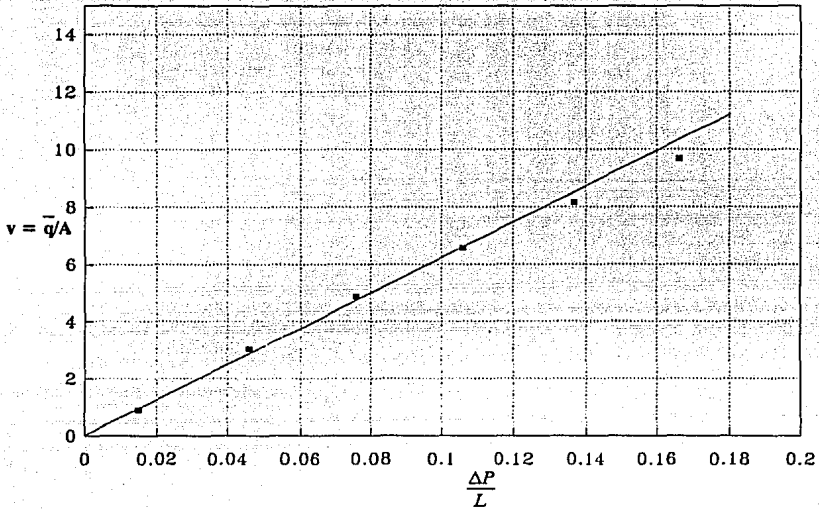


Fig. V-17. Presencia de flujo laminar durante la medición.

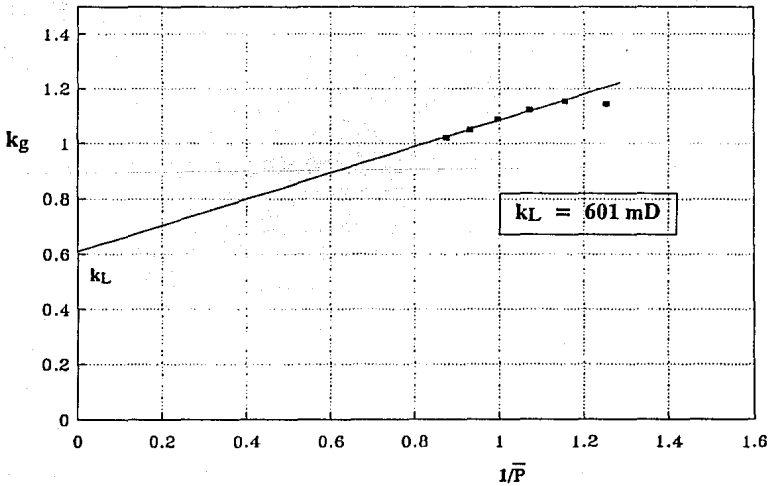


Fig. V-18. Obtención de la permeabilidad al líquido.

TABLA V-6. Tabla de resultados.			
MUESTRA	FORMACION	POROSIDAD (% Vp)	PERMEABILIDAD (mD)

USO DE ORIFICIOS CALIBRADOS.

Los orificios calibrados son discos de vidrio sinterizado montados en tubos de vidrio, que se colocan a la salida del dispositivo portamuestras en la forma que muestra el esquema de la Figura V-19. Su función durante la medición de la permeabilidad de una muestra, es evitar el uso del gasómetro o fluómetro.

Tomando en cuenta que la presión de entrada al orificio, P_{eo} , es la presión a la que el gas abandona la muestra, P_{sm} ; la ecuación para el cálculo de su permeabilidad se expresa como:

$$k_o = \frac{q_o \mu_g L_o}{A_o \Delta P_o} \quad (31)$$

donde:

$$\Delta P_o = P_{eo} - P_{so}$$

$$\Delta P_o = P_{sm} - P_{atm}$$

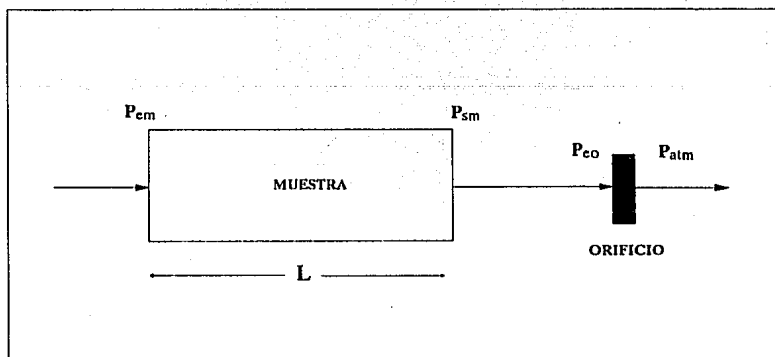


Fig. V-19. Arreglo para orificio.

El término $k_o \frac{A_o}{L_o}$ se denomina *constante del orificio*, C_o :

$$k_o \frac{A_o}{L_o} = C_o = \frac{q_o \mu_g}{\Delta P_o} \quad (32)$$

La presión media del orificio es diferente a la presión media de la muestra, por lo tanto es necesario expresar el gasto correspondiente a las condiciones medias de la muestra como función del gasto a condiciones medias del orificio. De acuerdo con la ley de Boyle se tiene:

$$\bar{P}_o = \frac{P_{eo} + P_{so}}{2} \quad (33)$$

donde:

P_{eo} = presión de entrada al orificio

P_{so} = presión de salida del orificio

Análogamente el gasto correspondiente a las condiciones medias del orificio es:

$$\bar{q}_o = \frac{P_b q_b}{\bar{P}_o} \quad (34)$$

Por lo tanto:

$$\bar{P}_m \bar{q}_m = \bar{P}_o \bar{q}_o$$

Entonces:

$$\frac{P_m k_g A \Delta P_m}{\mu_g L} = C_o \frac{\Delta P_o}{\mu_g} \bar{P}_o \quad (35)$$

Despejando k_g de la ecuación (35):

$$k_g = C_o \frac{L}{A} \frac{\mu_g}{\mu_g} \frac{\Delta P_o \bar{P}_o}{\Delta P_m \bar{P}_m}$$

Por lo tanto:

$$k_g = C_o \frac{L}{A} \left(\frac{P_{eo}^2 - P_{so}^2}{P_{em}^2 - P_{sm}^2} \right) \quad (36)$$

Esta relación está ligada al nivel de presión media al que se efectúe la medición, sin embargo, es posible obtener la permeabilidad absoluta del medio poroso a partir de determinaciones de la permeabilidad al gas llevadas a cabo a diferentes presiones medias aplicando la relación propuesta por Klinkenberg comentada anteriormente.

CALIBRACION DEL ORIFICIO.

La calibración de un orificio consiste en la determinación experimental de su constante:

$$C_o = \frac{\frac{k_{go}}{L_o} = \frac{\bar{q}_o \mu_g}{P_{co} - P_{so}}}{A_o} \quad (37)$$

Para llevar a cabo la calibración se requiere la medición de algunas características del flujo a través de un sistema como el que muestra, en forma esquemática, la Figura V-19.

Sustituyendo el valor del gasto a condiciones medias del orificio, en función del gasto medido a condiciones atmosféricas, y dado que la presión a la salida del orificio es prácticamente la atmosférica, la ecuación (37) se expresa como:

$$C_o = \frac{2 P_b q_b \mu_g}{(P_{co}^2 - P_{so}^2)} \quad (38)$$

Los datos se registran y grafican como se observa en la Tabla V-7 y Figura V-20 respectivamente.

TABLA V-7. Tabla de medición.						
ETAPA	P_{co} (atm) abs	P_{so} (atm) abs	VOLUMEN (cm ³)	t_1 (seg)	t_2 (seg)	T (°C)
		P_{atm}				

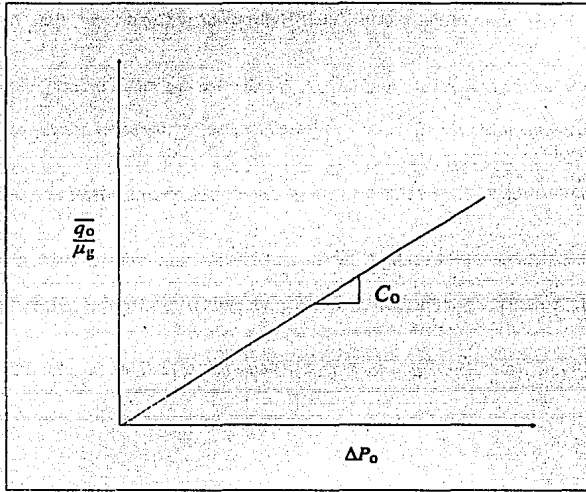


Fig. V-20. Calibración del orificio.

REFERENCIAS

1. Hubbert, M. K. "Entrapment of Petroleum Under Hydrodynamic Conditions", Bull. AAPG (August, 1953), 1954.
2. Dake, L. P. *Fundamentals of Reservoir Engineering*, Elsevier Science Pub. Co. Inc. (1984).
3. API, RP 27. *Recommended Practice for Determining Permeability of Porous Media*, API, third edition, New York, (August, 1956).
4. Gatlin, C. *Petroleum Engineering: Drilling and Well Completions*, Prentice-Hall Inc., Englewood Cliffs, N. J. (1960).
5. Yuster, S. T. "Homogeneous Permeability Determining", *Drilling and Production Practice* (1946), 356.
6. Klinkenberg L.J. "Permeability of Porous Media to Liquids and Gases", *Drilling and Production Practice* (1941), 200-213.
7. Morales G. R. y Franco G. F. *Permeámetro, Manual de Operación*, Instituto Mexicano del Petróleo (1974).

CAPITULO VI

SATURACION DE FLUIDOS

De acuerdo a muchas teorías del origen de los yacimientos petroleros, los hidrocarburos migraron desde la roca fuente hasta la trampa desplazando una porción del agua que llenó originalmente el espacio poroso.

Bajo condiciones de descubrimiento, los hidrocarburos pueden existir en fase líquida (aceite) o vapor (gas), o ambas. Por lo tanto, los huecos de una roca pueden contener hasta tres fases; es decir aceite, gas y agua.

La saturación de fluidos está definida como el volumen del fluido dividido por el volumen de poros en los cuales reside. La saturación de fluidos es siempre 100%, pero la saturación de cualquiera de las fases puede ser desde 0 hasta 100 por ciento. Por lo tanto:

$$S_o + S_g + S_w = 100\%$$

donde:

S_o = saturación de aceite

S_g = saturación de gas

S_w = saturación de agua

En la práctica, la saturación de agua nunca es cero puesto que los hidrocarburos que migraron no pudieron desplazar toda el agua original. Los geólogos se refieren al agua originalmente presente en una roca como *agua congénita* y al agua en una roca en cualquier tiempo como *agua intersticial*; es decir agua dentro de los intersticios (poros) de una roca. Si durante el proceso de desplazamiento aceite-agua, la saturación de agua es reducida al punto donde no fluya más agua, la saturación de agua resultante es referida como *saturación de agua irreductible*. El ingeniero de yacimientos frecuentemente se refiere a tal saturación como una *saturación de agua congénita* y a cualquier agua dentro de la roca como *agua intersticial*. Independientemente de la definición usada para el agua congénita, debe notarse, que en términos de saturaciones iniciales:

$$\text{agua intersticial} \geq \text{agua congénita} \geq \text{agua irreductible}$$

Idealmente, un yacimiento petrolero está formado en tal forma que los fluidos en él están separados simplemente por la fuerza de gravedad¹. Así desde la cima hasta la base del yacimiento habrá gas, aceite y agua. En la práctica, la gravedad juega un papel importante pero el agua siempre se encontrará en la zona de aceite como una capa delgada sobre los granos de la roca y en los poros capilares más inaccesibles (trampas), alcanzando valores hasta de 50% de los fluidos en el yacimiento. En yacimientos complejos, las zonas de agua normalmente tienen permeabilidades más bajas que las zonas de aceite, especialmente en trampas sedimentarias.

Bajo condiciones específicas, las aguas con alto contenido químico pueden alterar la composición mineral de la roca. En el intercambio iónico entre la roca mineral y el agua, un incremento de presión aumenta el poder de adhesión mientras que un incremento de temperatura lo disminuye. Sin embargo, tanto la presión como la temperatura incrementan la solubilidad de sales en el agua.

*Referencias al final del capítulo.

Hay dos diferencias básicas entre el agua de mar y la salmuera de campos petroleros. Primero, los sulfatos (SO_4^{2-}) están presentes en agua de mar y ausentes en algunas salmueras. Segundo, las tierras alcalinas (Ca y Mg) están presentes en el agua de mar y ausentes también en ciertas salmuera.

Las aguas meteóricas las forman las aguas de lluvia, corrientes de agua dulce, lagos y lagunas, mientras que el agua congénita se encuentran sólo en la roca del yacimiento. Estas se localizan en el espacio poroso durante la sedimentación y no pueden migrar de la roca fuente a otra debido a la acción tectónica o de presión capilar. Las aguas mixtas son aquellas que contienen sulfatos, cloruros y carbonato-bicarbonatos. Estas con frecuencia se encuentran cerca de la superficie sin confinamiento. Las aguas libres llamadas frecuentemente aguas artesianas, se encuentran influenciadas por un gradiente de presión. Las aguas intersticiales son encontradas con aceite y gas y no son desplazadas cuando estos se mueven en las regiones superiores del yacimiento.

MEDICION DE LA SATURACION EN EL LABORATORIO

Como se mencionó anteriormente, la saturación de fluidos determinada en el laboratorio está grandemente alterada de su valor original, por lo que los resultados deben verse con ojos escépticos. Dos son los métodos de uso común: la retorta y los métodos de destilación. Ambos consisten en la aplicación de calor con subsecuente vaporización, condensación y recolección del volumen de fluidos para ser medidos.

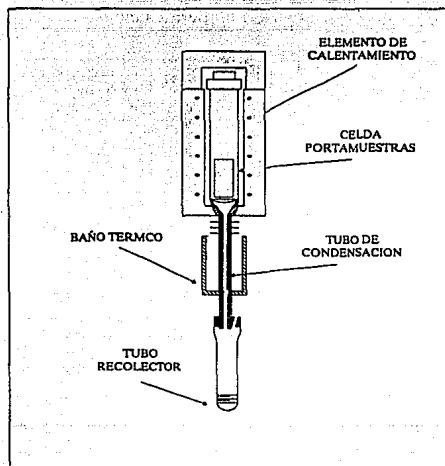
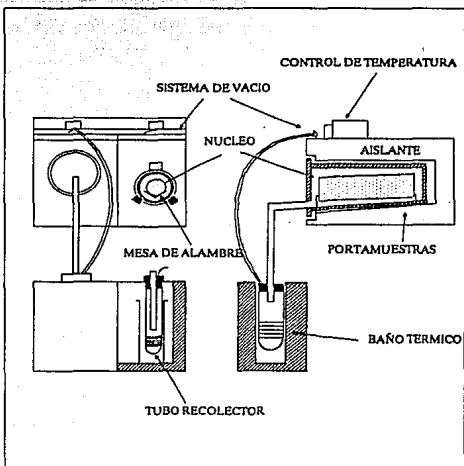
1. METODO DE LA RETORTA A PRESION ATMOSFERICA

El equipo conocido como Retorta, Figura VI-1 y VI-2, consta de un recipiente de acero inoxidable en donde se coloca la muestra con un sello hermético mediante un tornillo en la parte superior. El contenedor está dentro de un calentador eléctrico aislado. El vástago exterior del contenedor crea un sello con la parte superior del tubo condensador. El tubo condensador se ajusta a la sección enfriante y una cámara proporciona un baño de agua fría alrededor del tubo. En la parte inferior del tubo condensador, se encuentra un tubo de vidrio calibrado para recibir y almacenar los líquidos².

Un equipo modificado de este tipo^{2,3}, consta de un horno sellado diseñado para trabajar con varias muestras utilizando varios recipientes portamuestras simultáneamente. Los contenedores de muestras están arreglados dentro del horno de tal manera que la cantidad de calor que se distribuye a cada muestra es uniforme. La temperatura de operación máxima es de 1200 °F (650 °C). El elemento condensador es un tubo recto que está rodeado por un baño de agua por debajo del horno y otro tubo de vidrio calibrado recibe los fluidos en cada tubo condensador.

Procedimiento de operación

1. Registre el nombre de la muestra.
2. Pese la muestra saturada (100 a 200 g).
3. Coloque cuidadosamente la muestra dentro del recipiente correspondiente en la retorta.
4. Inicie el calentamiento hasta aproximadamente 400 °F (240 °C) y manténgalo por espacio de 20 minutos a 1 hora. Los líquidos de la muestra serán vaporizados y luego forzados a descargarse a través del tubo de descarga dentro del condensador, y colectado luego en el tubo graduado de la parte inferior.

Fig. VII-1. Retorta para núcleos tamaño tapón².Fig. VII-2. Retorta para núcleos de diámetro completo².

5. Registre el volumen de agua recuperado minuto a minuto durante los primeros 15 minutos de medición, use la Tabla VI-1, Figura VI-3.

Como el agua y el aceite se depositan simultáneamente, la mezcla puede ser centrifugada para obtener la separación total del agua y del aceite.

6. La temperatura es luego elevada a 1200 °F (650 °C) para destilar la fracción de hidrocarburos más pesados y se calienta de 20 a 30 minutos. El volumen de agua recuperado durante este último período se considera de origen intercrystalino y no se incluye en los cálculos de saturación de agua.
7. El volumen de aceite recolectado durante el período de 1200 °F se corrige por cambios de volumen por craking y coking de aceite ya que el volumen recuperado es de densidad más alta¹. Estas correcciones se hacen usando las curvas de corrección por cambios de volumen para cada tipo de formación como la mostrada en la Figura VI-4. Se puede seguir un patrón de registro como el mostrado en la Tabla VI-2.

Ecuaciones utilizadas:

$$S_w = \frac{V_w}{V_p} \quad S_o = \frac{V_o}{V_p}$$

$$S_g = 1 - S_w - S_o$$

$$V_p = V_r \phi$$

TABLA VI-1. Volumen de agua recuperado.					
TIEMPO (mln.)	VOL. DE H ₂ O RECUPERADO (cm ³)	TIEMPO (mln.)	VOL. DE H ₂ O RECUPERADO (cm ³)	TIEMPO (mln.)	VOL. DE H ₂ O RECUPERADO (cm ³)
1.0	0.0	1.0	0.0	1.0	0.0
2.0	0.0	2.0	0.0	2.0	0.0
3.0	0.0	3.0	0.4	3.0	0.1
4.0	0.1	4.0	0.8	4.0	1.2
5.0	0.2	5.0	1.1	5.0	1.2
6.0	0.2	6.0	1.2	6.0	1.9
7.0	0.2	7.0	2.2	7.0	1.9
8.0	0.2	8.0	2.2	8.0	1.9
9.0	0.2	9.0	2.3	9.0	2.0
10.0	0.2	10.0	2.3	10.0	2.0
11.0	0.3	11.0	2.4	11.0	2.0
12.0	0.3	12.0	2.4	12.0	2.0
13.0	0.4	13.0	2.4	13.0	2.0
14.0	0.4	14.0	2.4	14.0	2.0
15.0	0.4	15.0	2.4	15.0	2.2

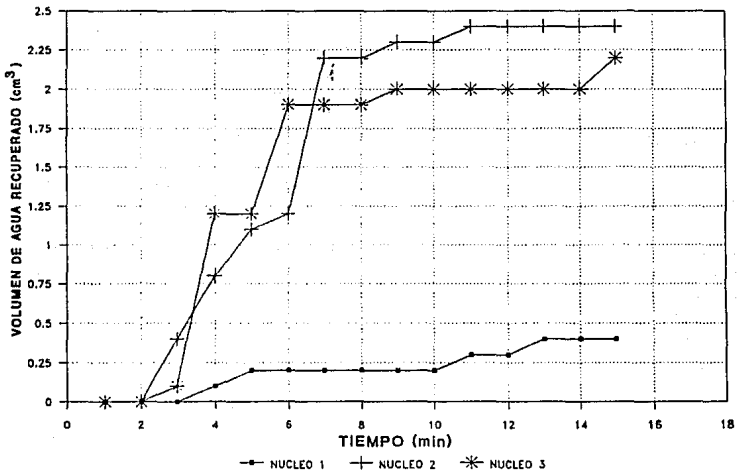


Fig. VI-2. Relación entre tiempo y volumen de agua recuperado.

TABLA VI-2. Registro de medición.							
MUESTRA	PESO DE LA MUESTRA SATURADA	VOL DE AGUA RECUPERADO	VOL DE ACEITE RECUPERADO	CORRECCION POR DENSIDAD DEL ACEITE	CORRECCION POR VOL DE ACEITE	SATURACION DE AGUA	SATURACION DE ACEITE

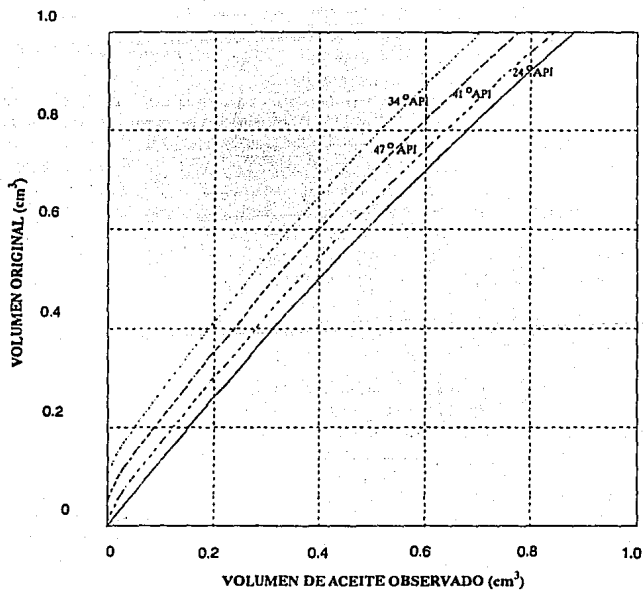


Fig. VI-4. Curva de corrección por cambios de volumen¹.

2. METODO DE DESTILACION AL VACIO

El método de destilación al vacío para determinar el contenido de aceite y agua de un núcleo, consiste en calentar el núcleo en una cámara de vacío, condensar los vapores desprendidos y registrar los volúmenes de líquido recuperados. El procedimiento es aplicable a núcleos de cualquier tamaño².

Si el aceite del núcleo contiene compuestos que no fueron destilados, se aplica una corrección por aceite recuperado. El factor de corrección puede determinarse experimentalmente por destilación de un volumen de aceite conocido.

El equipo, Figura VI-5, consta de una sección de calentamiento, un recipiente portamuestras, un tubo calibrado recolector de condensados, una fuente para hacer vacío y un recipiente que contiene nitrógeno. El portamuestras está envuelto con una capa de asbesto que calienta a 90 y 115 watts y la corriente que abastece al calentador es de 110 volts AC que se transmite a través de un transformador de voltaje variable. Este está cerrado en su parte superior con una tapa adaptadora para termómetro. La temperatura en la celda se mide con un termómetro equipado con una unión o junta de vidrio esmerilado que al colocarlo hace un sello hermético entre ambos. Este termómetro es de 10 cm de longitud y mide de 50 a 680 °F (10 a 360 °C).

La base del portamuestras está conectada a un tubo al vacío que se extiende 3/4 de pulgada sobre el tubo recolector de condensados para permitir el desalojo de gases no condensados durante la destilación. Los líquidos de la muestra se enfrían en las paredes del bulbo de 1 pulgada de diámetro del tubo recolector. La porción graduada del tubo condensador está calibrada en cm³ y tiene capacidad para 10 cm³. El equipo auxiliar lo comprenden dos bombas de vacío, una bomba de difusión de aceite fraccionada y un indicador de presión de vacío.

Procedimiento de operación

La muestra se coloca en la celda portamuestras del equipo de destilación y se sumerge el tubo condensador calibrado hasta que el nivel de nitrógeno líquido coincida con la base del tubo de vidrio. El nitrógeno líquido se lleva hasta este nivel a lo largo de la operación. Se hace vacío con las dos bombas hasta que la presión se reduce aproximadamente a 0.1mm de mercurio. Se abre al sistema la bomba de difusión de aceite fraccionada y la presión también se reduce a 0.01 mm de mercurio. Se aplica calor al sistema con el calentador externo y la temperatura se mantiene aproximadamente en 446 °F (230 °C) durante toda la destilación. Una hora después de que el sistema ha alcanzado la temperatura de operación, se retira el vacío y la temperatura disminuye. Se cancela el abastecimiento de nitrógeno, se retira el termómetro y el tubo condensador adquiere la temperatura ambiente. Cuando los líquidos alcanzan la temperatura ambiente, los volúmenes se recolectan y miden. Si el agua y aceite están en emulsión, se puede utilizar la centrifuga para separarlos.

Puede ser conveniente convertir el volumen de agua destilada a volumen de solución salada original para lo cual se utiliza la siguiente expresión:

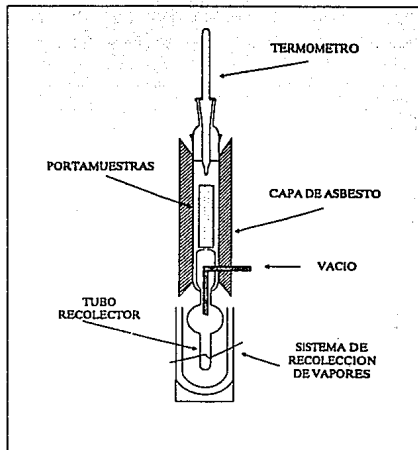


Fig. VI-5. Equipo de destilación al vacío².

$$\text{Vol. de solución salina original} = \text{Vol. de agua} \left(\frac{\text{densidad de agua destilada}}{\text{densidad de solución salina original}} \right) * \\ \left(\frac{100}{100 - \% \text{ de sal por peso en solución original}} \right)$$

3. METODO DE EXTRACCION POR DESTILACION

El método de extracción por destilación para determinar la saturación de fluidos del núcleo depende del agua destilada de la muestra que se condensa y acumula en un recipiente calibrado. El aceite se remueve de la muestra utilizando un solvente y su saturación se determina haciendo la diferencia entre el peso perdido durante la operación y el peso de agua acumulada^{2,4}.

El solvente usado para extraer el aceite, normalmente tiene un punto de ebullición menor al del agua, así que el agua dentro del núcleo se destila en cuanto se calienta al tener contacto con el vapor del solvente. El vapor del solvente se condensa continuamente y gotea sobre la muestra para extraer el aceite.

El equipo es el mostrado en las Figuras III-7 y III-8, utilizados también para limpieza de muestras.

Procedimiento de operación

Se colocan muestras de alrededor de 50 y 75 gramos que pueden ser cilíndricas o cúbicas en el tubo portamuestras. Este se coloca sobre el recipiente que contiene un solvente con un punto de ebullición cercano al del agua, que generalmente es tolueno ($C_6H_5CH_3$) ya que tiene un punto de ebullición de 112 °C. Se calienta el solvente y los vapores condensados caen dentro del tubo calibrado donde el agua se almacena. La destilación continúa hasta que el volumen de agua remanente es constante.

El tubo portamuestras y la muestra se retiran del recipiente de vidrio y se pesa nuevamente. La saturación de líquidos puede calcularse de datos de la pérdida de peso total, el volumen de agua colectada y la densidad del aceite. La saturación de gas se toma como la fracción del volumen de poro no ocupado por líquidos.

REFERENCIAS

1. Anderson, G. W. *Coring and Core Analysis Handbook*, Petroleum Publishing Co., Tulsa, 1975.
2. API RP 40. *Recommended Practice for Core-Analysis Procedure*, API, first edition, New York (August, 1960).
3. Core Laboratories, Inc. *Summary of Core Analysis Procedures*, API Subcommittee on Standardization of Core Analysis Procedures, Dallas, Texas.
4. Gallin, C. *Petroleum Engineering: Drilling and Well Completions*, Prentice-Hall, Inc., Englewood Cliffs, N. J. (1960).

CAPITULO VII

PRESION CAPILAR

La existencia simultánea de dos o más fluidos en la roca porosa, requiere que se definan términos como presión capilar, permeabilidades relativas y mojabilidad. Cuando sólo un fluido existe en el medio poroso, hay sólo una fuerza que se considera: la atracción entre la roca y el fluido. Cuando se trata de un sistema multifásico es necesario considerar el efecto de las fuerzas que actúan en la interfase de fluidos inmiscibles en contacto.

La distribución y movimiento de los fluidos en un yacimiento de hidrocarburos son fuertemente dependientes de las fuerzas capilares, las cuales a su vez dependen del tamaño y forma de los poros, las características superficiales de la roca y de la tensión interfacial entre los fluidos.

Con el propósito de comprender el concepto de presión capilar y el papel significativo que juega en el desplazamiento de fluidos en medios porosos, en este capítulo primero se presenta lo relacionado con la tensión interfacial y se comenta la interrelación que se da entre la superficie del sólido en contacto con los fluidos del yacimiento y finalmente se define la presión capilar y sus características más importantes.

TENSION INTERFACIAL

En el interior del cuerpo de un líquido alrededor de cada molécula actúan fuerzas de atracción casi simétricas. En la superficie del líquido, las moléculas en contacto con la atmósfera se encuentran sólo parcialmente rodeadas por moléculas de la fase líquida inmediatamente abajo de dicha superficie y completan su interacción con moléculas del gas que se localiza inmediatamente arriba de la superficie líquida¹. Debido a que las fuerzas de atracción entre moléculas de un líquido son mucho más fuertes que cualquier atracción que pueda existir entre líquido y gas, las moléculas superficiales del líquido experimentan una atracción hacia el interior y al hacerlo, el líquido se comporta como si estuviera rodeado por una membrana invisible. Esta conducta llamada *tensión superficial*, es el resultado de los efectos moleculares por los cuales se forma una interfase o superficie que separa dos fluidos inmiscibles², y es el efecto responsable de la tendencia natural de un líquido a reducir su superficie a un mínimo, por tal razón las partículas tienden a adquirir forma esférica. El término interfase se define como la región de separación entre dos fases, las cuales presentan características físicas, químicas y eléctricas diferentes³. Otros fenómenos que resultan como consecuencia de la tensión interfacial son el ascenso de los líquidos en los tubos capilares y la flotación de hojas metálicas en las superficies líquidas.

Con base en lo anterior, la tensión superficial también puede definirse como la fuerza por unidad de longitud necesaria para modificar la superficie de un líquido⁴, se designa con la letra σ y sus unidades más comunes son $\frac{\text{dinas}}{\text{cm}}$ y $\frac{\text{lb}_f}{\text{ft}}$; y sus dimensiones son $\frac{F}{L}$.

Con el fin de ilustrar la definición anterior, considerese una capa de líquido contenida en una estructura de alambre, como se muestra en la Figura VII-1, en donde el lado CD es móvil.

*Referencias al final del capítulo.

Para mantener estacionario el alambre deslizante, CD , es necesario aplicar una fuerza F , ya que por efecto de la tensión superficial el área de la película tenderá a reducirse a un mínimo. La tensión superficial en este caso puede definirse como esta fuerza F , por unidad de longitud. Como la película tiene dos superficies libres, F actúa sobre $2L$, es decir:

$$\sigma = \frac{F}{2L} \quad (1)$$

El deslizamiento del alambre a la derecha a la posición EG , para aumentar el área de la película del líquido, implica efectuar un trabajo, ya que la fuerza F debe actuar a través de la distancia, dx es decir:

$$w = F dx$$

de la ecuación (1):

$$F = \sigma 2L$$

Por lo tanto:

$$w = 2\sigma L dx$$

pero

$$dA = L dx$$

y finalmente se obtiene:

$$w = \sigma dA \quad (2)$$

donde dA es la nueva superficie formada como resultado del movimiento del alambre, así tenemos que:

$$\sigma = \frac{w}{dA} \left(\frac{\text{dinas}}{\text{cm}} \right) \left(\frac{\text{cm}^2}{\text{cm}^2} \right) \quad (3)$$

En consecuencia, σ puede considerarse también como el trabajo en ergios (dina-cm), necesario para formar un cm^2 de área superficial. Notese que σ no cambia con el área, por lo tanto, la fuerza requerida para jalar el alambre, CD es constante. El trabajo requerido para formar una superficie adicional, es igual al incremento de energía libre que adquieren las moléculas que pasan del interior a la superficie de la película de líquido. Por esta razón la propiedad de tensión superficial algunas veces es llamada *energía libre de superficie*⁴.

La tensión superficial como muchas de las propiedades de los líquidos, varía con la temperatura, disminuyendo ésta si aumenta la temperatura como se observa en la Figura VII-2, además también depende del tipo de moléculas

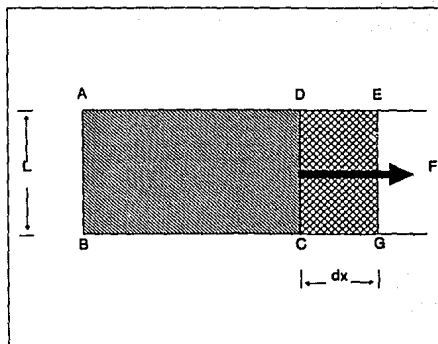


Fig. VII-1. Demostración de la fuerza de tensión superficial⁴.

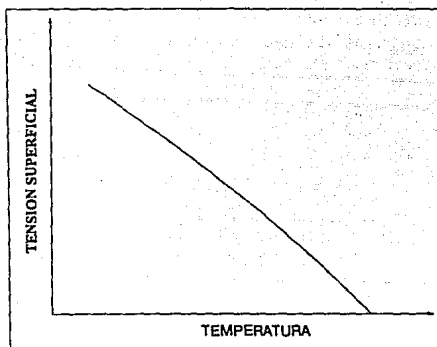


Fig. VII-2. Variación de la tensión superficial con la temperatura⁴.

presentes en la interfase del líquido, impurezas y cargas eléctricas de los fluidos. En la Tabla VII-1 se presenta para algunos líquidos, la variación de la tensión superficial con la temperatura.

TABLA VII-1. Tensión superficial de algunos líquidos a diversas temperaturas⁴.

LIQUIDO	0 °C	20 °C	40 °C	60 °C	80 °C	100 °C
Agua	75.64	72.75	69.56	66.18	62.61	58.85
Alcohol etílico	24.05	22.27	20.60	19.01	--	--
Alcohol metílico	24.50	22.60	20.90	--	--	15.70
Tetracloruro de carbono	--	26.60	24.30	21.90	--	--
Acetona	26.20	23.70	21.20	18.60	16.2	--
Tolueno	30.74	28.43	26.13	23.81	21.53	19.39
Benceno	31.60	29.90	26.30	23.70	21.30	--

Cuando la superficie de un líquido *A*, se pone en contacto con la superficie de un líquido *B*, la tensión superficial que se desarrolla en el límite de las dos fases se llama *tensión interfacial* (σ_{AB}). Su valor generalmente es intermedio entre las tensiones superficiales de ambos líquidos, σ_A y σ_B , pero en algunas ocasiones resulta inferior, como se puede observar en la Tabla VII-2. Un valor de la tensión interfacial a 20°C para otros sistemas de interés se presenta en la Tabla VII-3.

TABLA VII-2. Tensión interfacial de algunos líquidos a 20 °C⁴.

A	B	σ_A	σ_B	σ_{AB}
Agua	Benceno	72.75	28.68	35.00
Agua	Tetracloruro de carbono	72.75	26.80	45.00
Agua	n-Octano	72.75	21.80	50.80
Agua	n-Hexano	72.75	18.40	51.10
Agua	Mercurio	72.75	470.00	375.00
Agua	n-Octilalcohol	72.75	27.50	8.50
Agua	Eter etílico	72.75	17.069	10.70

TABLA VII-3. Tensión interfacial a 20 °C para algunos sistemas de interés⁴.

SISTEMA	TENSION INTERFACIAL (dinas/cm)
Agua-aceite	30
Agua-aire	70
Aire-aceite	50
Mercurio-aire	480

MEDICION DE LA TENSION INTERFACIAL

Se han desarrollado varios métodos para medir la tensión interfacial, entre los que destacan el método de la gota giratoria, el método del ascenso capilar y el conocido método de la gota pendiente. También se han propuesto varias correlaciones analíticas para su cálculo, siendo la más importante por su aplicabilidad, la correlación de Macleod-Sugden.

A continuación se describen brevemente cada uno de estos procedimientos para medir la tensión interfacial.

METODO DE LA GOTA GIRATORIA

El procedimiento consiste en llenar un tubo de diámetro capilar sellado por uno de sus extremos, con el fluido más denso, para introducir con la ayuda de una jeringa dentro del tubo capilar, una gota del segundo fluido cuya tensión interfacial se desea determinar. Tapando el extremo abierto del tubo, se hace girar a velocidad angular y temperatura constante. Cuando el sistema alcanza condiciones de equilibrio, se mide la longitud y ancho de la gota auxiliándose de un microscopio y de un dispositivo reticular que junto con la densidad de los fluidos, velocidad angular y temperatura de prueba, se calcula la tensión interfacial.

METODO DEL ASCENSO CAPILAR

Aunque este método no es de uso común dentro de la industria petrolera, el procedimiento es bastante descriptivo de las fuerzas de tensión interfacial, por lo que atendiendo más a este interés, se describe brevemente a continuación.

Considérese un tubo de radio r , uniforme, sumergido dentro de una vasija que contiene el líquido que moja las paredes del capilar, Figura VII-3. Al humedecer la pared interna del capilar aumenta la superficie del líquido, el cual por su tendencia natural de presentar la mínima superficie libre en la interfase, asciende a través del tubo.

En cuanto esto suceda, se humedece de nuevo el capilar y el líquido sigue ascendiendo. Este proceso se detiene cuando la fuerza de tensión interfacial que actúa arriba es igual al peso de la columna del líquido que actúa hacia abajo.

donde:

r = radio del capilar

R = radio de curvatura de la interfase

θ = ángulo que forma la interfase con la pared del capilar

σ_{SB} = tensión superficial entre el sólido de la pared del capilar y el fluido B

σ_{SA} = tensión superficial entre el sólido de la pared del capilar y el fluido A

σ_{AB} = tensión interfacial entre el fluido A y el fluido B

La componente vertical de σ_{AB} es $\sigma_{AB} \cos \theta$ y como actúa sobre el perímetro de la circunferencia del capilar, Figura VII-4, la fuerza debida a la tensión interfacial resulta ser:

$$F_1 = 2 \pi r \sigma_{AB} \cos \theta \quad (4)$$

La fuerza F_1 se equilibra con la fuerza F_2 que actúa hacia abajo, debido al peso de la columna de líquido de altura h . Si el líquido A tiene una densidad ρ_A y g es la aceleración gravitacional:

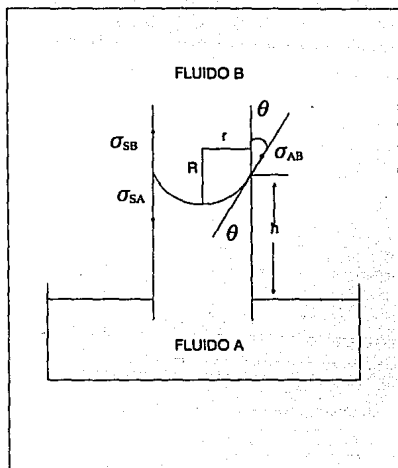


Fig. VII-3 Ascenso del fluido mojannte en un capilar.

$$F_2 = \pi r^2 h \rho_A g \quad (5)$$

en el equilibrio $F_1 = F_2$ es decir:

$$2 \pi r \sigma_{AB} \cos \theta = \pi r^2 h \rho_A g$$

$$y \sigma_{AB} = \frac{\pi r^2 h \rho_A g}{2 \pi r \cos \theta}$$

$$\sigma_{AB} = \frac{r h \rho_A g}{2 \cos \theta} \quad (6)$$

Así para calcular σ_{AB} por este procedimiento basta medir θ y h .

METODO DE LA GOTA PENDIENTE

En este método se usa una sección de un tubo capilar con el cual pueda expelerse gotas de un fluido, estando sumergido en otro. En el instante en que una gota formada viene siendo lo suficientemente grande para caer, la fuerza gravitacional que tiende a jalar la gota hacia abajo exactamente balancea la fuerza interfacial que tiende a sostenerla. A partir del tamaño de la gota, las dimensiones del extremo del capilar y la densidad de los fluidos, puede determinarse la tensión interfacial. Este método elimina cualquier incertidumbre debido al ángulo de contacto entre el fluido y un sólido.

La Figura VII-5 muestra una gota pendiente sostenida del extremo de un tubo capilar donde d_e es el diámetro máximo de la gota, d_s es el diámetro que se mide como se muestra en la Figura y a es el diámetro interno del capilar.

La ecuación para la tensión interfacial entre el líquido de la gota y el fluido que lo rodea es:

$$\sigma = \frac{g d_e^2 \Delta \rho}{H} \quad (7)$$

donde:

σ = tensión interfacial

g = aceleración debida a la gravedad

H = constante, función de $\frac{d_s}{d_e}$

$\Delta \rho$ = diferencia de densidades

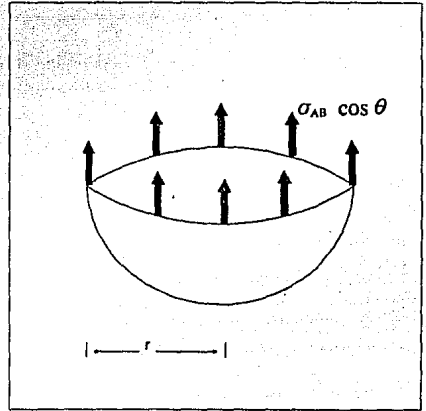


Fig. VII-4. Fuerza de tensión superficial⁴.

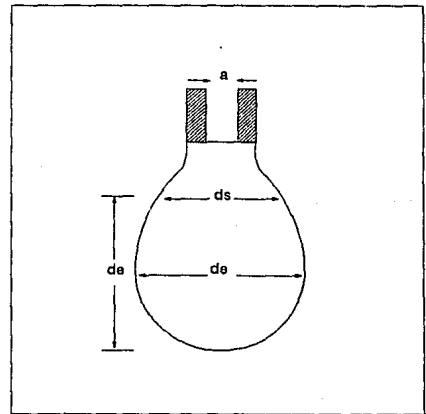


Fig. VII-5. Método de la gota pendiente.

METODO ANALITICO

El cálculo de la tensión interfacial a partir de la composición del fluido puede realizarse usando constantes que dependen de la estructura molecular de los componentes puros. La ecuación usada en este caso es la siguiente:

$$\sigma^{1/4} = P_1 \left(x_1 \frac{dL}{ML} - y_1 \frac{dv}{Mv} \right) + P_2 \left(x_2 \frac{dL}{ML} - y_2 \frac{dv}{Mv} \right) + \dots + P_n \left(x_n \frac{dL}{ML} - y_n \frac{dv}{Mv} \right) \quad (8)$$

donde:

P = constante de cada componente puro (P ARACHOR)

x = fracción mol de cada componente en fase líquida

dL = densidad de la fase líquida, (gr/cm³)

ML = peso molecular de la fase líquida

y = fracción mol de cada componente en fase vapor

dv = densidad de la fase vapor, (gr/cm³)

Mv = peso molecular de la fase vapor

σ = tensión superficial (dina/cm)

Los valores de las constantes P para componentes hidrocarburos se muestran en la Tabla VII-4.

TABLA. VII-4 Constantes para el cálculo de tensión interfacial.	
COMPONENTE	P ARACHOR
Metano	77.00
Etano	108.00
Propano	150.30
Isobutano	181.50
n-Butano	189.90
Isopentano	225.00
n-Pentano	231.50
n-Hexano	271.00
n-Heptano	312.50
n-Octano	351.50
Hidrógeno	34.00
Nitrógeno	41.00

MOJABILIDAD

La mojabilidad es el principal factor que controla la localización, flujo y distribución de fluidos en un yacimiento. Los cambios en la mojabilidad han mostrado afectar la presión capilar, permeabilidad relativa, pruebas de desplazamiento, procesos de recuperación terciaria, saturación de agua irreductible, saturación de aceite residual y propiedades eléctricas⁵.

La mojabilidad se define como la tendencia que tiene un fluido de extenderse o adherirse a la superficie de un sólido en presencia de otros fluidos inmiscibles⁶. En un sistema roca-aceite-salmuera, la mojabilidad es la medida de la preferencia que la roca tiene por el agua o el aceite. Cuando la roca es mojada por agua, hay una tendencia

por el agua a ocupar los poros más pequeños y estar en contacto con la mayoría de la superficie de la roca. Similarmente en un sistema mojado por aceite, la roca está en contacto preferentemente con el aceite; y la localización de los dos fluidos es el caso contrario al de la roca mojada por agua ya que el aceite ocupa los poros pequeños y está en contacto con la mayoría de la superficie de la roca. Es importante hacer notar que el término mojabilidad se usa para expresar la preferencia que tiene la roca a mojarse y no necesariamente se refiere al fluido que está en contacto con la roca en determinado tiempo⁵.

Por ejemplo, considerese una arena limpia que está saturada con aceite refinado. Aunque la superficie de la roca es puesta en contacto con aceite, el núcleo es aún preferentemente mojado por agua. Esta preferencia de la mojabilidad puede demostrarse si el núcleo se pone en contacto con agua. El agua desplazará el aceite de la superficie de la roca para embeberse dentro del núcleo, desplazando el aceite de la superficie de la roca, indicando que la superficie del sólido está en contacto con el agua más que con aceite. Similarmente, un núcleo saturado con agua es mojado por el aceite, si el aceite embebe dentro de los poros y desplaza el agua de la superficie de la roca.

Dependiendo de la interacción del sistema roca-aceite-salmuera, la mojabilidad de la roca puede ser desde fuertemente mojada por agua a fuertemente mojada por aceite. Cuando la roca no tiene una preferencia definida por el aceite ni por el agua, el sistema se dice que es de mojabilidad neutra o intermedia.

Existen dos tipos de mojabilidad: fraccional y uniforme⁷. En el primer tipo, los componentes de aceite son fuertemente adsorbidos en ciertas áreas de la roca, es decir que una porción de la roca es fuertemente mojada por aceite, mientras que el resto, es mojada por agua. A este tipo también se le llama mojabilidad heterogénea. Dentro de la mojabilidad fraccional existe un tipo especial conocida como mojabilidad mezclada⁸ en la que la superficie mojada por aceite, forma trayectorias continuas a través de los poros más grandes. En el caso de la mojabilidad uniforme, la roca tiene la misma mojabilidad en todas partes.

En general, uno de los fluidos en el medio poroso de mojabilidad uniforme que contiene al menos dos fluidos inmiscibles será el fluido mojante. Cuando el sistema está en equilibrio, el fluido mojante ocupará totalmente los poros más pequeños y estará en contacto con una mayor parte de la superficie del sólido. El fluido no mojante se localizará en el centro de los poros grandes formando glóbulos que se extienden longitudinalmente sobre varios poros⁵.

Anteriormente se creía que los yacimientos petroleros eran fuertemente mojados por agua, primero, porque casi todas las rocas sedimentarias limpias son fuertemente mojadas por agua, y segundo, porque los yacimientos de areniscas se sedimentaron en medios acuosos dentro de los cuales posteriormente migró el aceite.

Diferentes investigadores⁹ han efectuado mediciones de mojabilidad en una gran cantidad de núcleos en varios yacimientos productores de areniscas, arenas, calizas, dolomías y calcitas dolomíticas encontrando un amplio rango de grados de mojabilidad, como se observa en la Tabla VII-5.

	Angulo de contacto (grados)	Yac. de sílica	Yac. de carbonatos	Total de yac.
Mojabilidad al agua	0 a 80	13	15	28
Mojabilidad intermedia	80 a 105	2	20	22
Mojabilidad al aceite	105 a 160	15	127	142
Fuertemente mojado por aceite	160 a 180	—	24	24

La mojabilidad también se define en función del ángulo de contacto que forman la interfase de los fluidos y la superficie de la roca. Sin embargo, en medios porosos, una medida directa del ángulo de contacto es imposible o por lo menos impráctica¹⁰.

Cuando se coloca una gota de agua sobre una superficie sumergida en aceite, se forma un ángulo de contacto que podría variar de 0 a 180° (de 0 a 3.14 rad)¹¹. En la Figura VII-6, se muestra un sistema aceite-agua-sólido, en donde las energías superficiales en el sistema están relacionadas por la ecuación de Young¹²:

$$\sigma_{ow} \cos \theta = \sigma_{os} - \sigma_{ws} \quad (9)$$

donde:

σ_{ow} = tensión interfacial entre el aceite y el agua

σ_{os} = tensión superficial entre el aceite y el sólido

σ_{ws} = tensión superficial entre el agua y el sólido

θ = ángulo de contacto, de la línea de contacto agua-aceite-sólido

Por convención, el ángulo de contacto, Figura VII-6, se mide a través de la fase más densa¹¹. Cuando el ángulo es menor de 90° (1.6 rad), la superficie es preferentemente mojada por agua y cuando éste es más grande que 90°, la superficie es preferentemente mojada por aceite y si es exactamente 90°, ninguno de los dos fluidos moja preferentemente el sólido. Para casi todos los fluidos y rocas limpias o superficies de cristal pulidas, σ_{ow} y σ_{ws} tienen valores tal que $\theta = 0^\circ$ (0 rad).

El término $\sigma_{os} - \sigma_{ws}$ es llamado algunas veces como tensión de adhesión σ_A ¹:

$$\sigma_A = \sigma_{os} - \sigma_{ws} = \sigma_{ow} \cos \theta \quad (10)$$

La tensión de adhesión es positiva cuando el sistema es mojado por agua, negativa cuando el sistema es mojado por aceite, y cero cuando el sistema es de mojabilidad neutra.

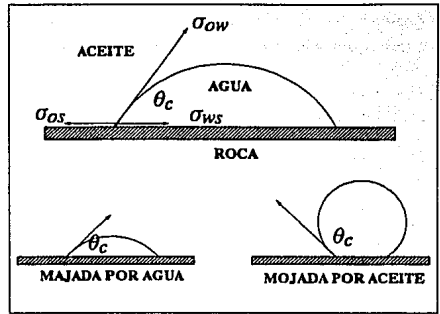


Fig. VII-6. Ángulo de contacto¹¹.

METODOS DE MEDICION DE LA MOJABILIDAD

Muchos y diferentes métodos se han propuesto para medir la mojabilidad de un sistema¹¹. Estos incluyen los cuantitativos como el del ángulo de contacto, de desplazamiento forzado (Método de Amott) y el de USBM (The U.S. Berea of Mines) y los métodos cualitativos, como el de ritmo de imbibición, el de examen microscópico, el de flotación, cristal deslizable, curvas de permeabilidades relativas, relación permeabilidad-saturación, curvas de presión capilar, el capilarimétrico y el de registros geofísicos de yacimientos.

Aunque no existe un método único aceptado, los que generalmente se usan son: medición del ángulo de contacto, método de Amott y el método USBM (métodos cuantitativos). El primero mide la mojabilidad de una superficie

específica y los dos últimos miden la mojabilidad promedio de un núcleo. A continuación se dará una breve descripción sólo de estos tres por ser los más usados.

ANGULO DE CONTACTO

El ángulo de contacto es el mejor método de medición para determinar si uno o más componentes que contiene una muestra de aceite no contaminado moja por aceite o por agua la superficie de la roca cuando se tienen agua de formación a una temperatura y presión establecida¹¹.

Los métodos de medición del ángulo de contacto que se utilizan son: método del plato inclinado, método de la burbuja o gota asentada, método de la varrilla vertical, método tensiométrico, método del cilindro y método de altura capilar. Los métodos que generalmente se utilizan en la industria petrolera son el de la gota asentada y una modificación de éste hecha por Leanch¹³ y Treiber⁹. En ambos métodos se monta un cristal del mineral predominante en la roca en una celda compuesta completamente de material inerte para prevenir la contaminación, que se llena con agua de formación sintética desoxigenada para evitar la introducción de iones de metales extraños, que en concentración de pocas ppm, alteran la mojabilidad^{5,10}. En el primero se coloca una gota de aceite sobre la superficie mineral pulida, en presencia de agua de formación, Figura VII-6, dando tiempo para que ésta se establezca. El ángulo de contacto se mide a través de la fase de agua. Si la gota de aceite no pierde su forma esférica cuando se deposita sobre la superficie, entonces dicha superficie será mojada por agua y el ángulo de contacto será pequeño. Si por el contrario, la gota de aceite se esparce en la superficie, ésta será mojada por aceite y el ángulo de contacto será grande. En el método modificado de Leanch, una gota de aceite se coloca entre dos superficies minerales paralelas, Figura VII-7a, que son desplazadas una de otra en sentido opuesto, Figura VII-7b, permitiendo que el ángulo de contacto avance. Después de un corto período, se mide el ángulo de contacto entre ambas fases. En la Figura VII-8 se presenta una prueba de éste tipo en la que las mediciones iniciales indican una preferencia de mojabilidad al agua, aunque finalmente la superficie será mojada por aceite.

Este método es el más usado ya que presenta varias ventajas como bajo costo comparado con la obtención de

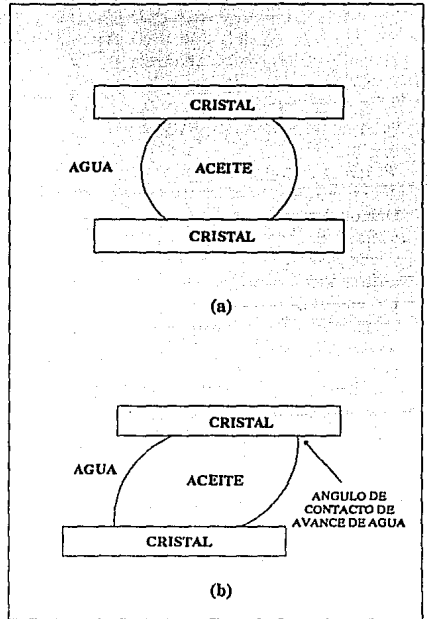


Fig. VII-7. Medición del ángulo de contacto¹¹.

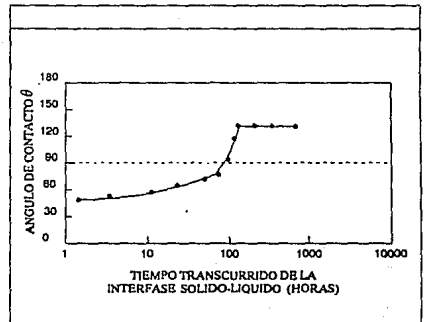


Fig. VII-8. Equilibrio del ángulo de contacto¹¹.

núcleos sin alteración en su mojabilidad (núcleos nativos), facilidad para probar la influencia de agentes químicos que puedan afectar la mojabilidad, etc.

INDICE DE MOJABILIDAD USBM

El tercer método cuantitativo que se usa en la medición de la mojabilidad, es el USBM desarrollado por Donaldson¹⁴ que mide la mojabilidad promedio del núcleo. Esta prueba es relativamente rápida pero sólo puede usarse en muestras tamaño tapón ya que se hace uso de la centrifuga. Este método compara el trabajo realizado por un fluido para desplazar otros¹¹.

Antes de hacer la prueba, los taponces se preparan por centrifugación en aceite a alta velocidad. Primeramente los núcleos se saturan con salmuera y se centrifugan por incrementos de velocidad hasta una presión capilar de -10 psi. En cada incremento se calcula el promedio de saturación de la muestra a partir del volumen desplazado de aceite. Posteriormente la muestra se satura de aceite y se sujeta al mismo procedimiento hasta alcanzar una presión capilar de 10 psi.

El método USBM usa una relación de áreas bajo las curvas de presión capilar, Figura VII-9, para calcular el Índice de Mojabilidad con la siguiente ecuación.

$$W = \log \left(\frac{A_1}{A_2} \right) \quad (11)$$

donde:

W = índice de mojabilidad

A_1, A_2 = áreas bajo la curva de desplazamiento de agua y aceite respectivamente.

Cuando W es mayor a cero, el núcleo es mojado por agua, cuando es menor a cero es mojado por aceite y si es cero o cercano a cero tiene mojabilidad neutra. Entre mayor sea el valor absoluto de W , mayor será la preferencia de un fluido a mojar la roca.

METODO DE AMOTT

El método de Amott¹⁵ combina la imbibición espontánea y desplazamiento forzado para medir la mojabilidad promedio de un núcleo. Este método esta basado en el hecho de que el fluido mojante generalmente se embebe espontáneamente dentro del núcleo, desplazando al no mojante. Para disminuir la influencia de otros factores, tales como permeabilidad relativa, viscosidad y saturación inicial de la roca, se usa la relación de imbibición espontánea a imbibición forzada. Se llevan a cabo cuatro pasos: (1) Se sumerge el núcleo en aceite y se mide el volumen de agua desplazado por imbibición espontánea de aceite después de 20 horas, (2) se centrifuga el núcleo hasta que se alcanza la saturación de agua irreducible midiciendose la cantidad de agua desplazada, incluyendo el

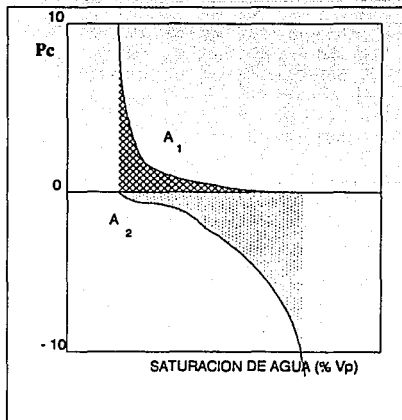


Fig. VII-9. Método USBM¹⁴.

volumen desplazado por imbibición espontánea, (3) se sumerge el núcleo en la salmuera y se mide el volumen de aceite desplazado por imbibición de agua después de 20 horas y (4) se centrifuga el núcleo en aceite hasta alcanzar la saturación de agua irreducible midiéndose la cantidad total de aceite desplazado.

Los resultados se expresan por: (1) La relación del volumen de agua por imbibición espontánea de aceite al volumen total desplazado por imbibición y desplazamiento centrifugo:

$$\delta_o = \frac{V_{wsp}}{V_{wt}} \quad (12)$$

V_{wsp} = volumen de agua desplazada sólo por imbibición espontánea de aceite

V_{wt} = volumen total de agua desplazada por imbibición de aceite y desplazamiento centrifugo

Y (2) la relación del volumen de aceite desplazado por imbibición de agua espontánea a la relación del volumen de aceite desplazado por imbibición y desplazamiento centrifugo:

$$\delta_w = \frac{V_{osp}}{V_{ot}} \quad (13)$$

donde:

V_{osp} = volumen de aceite desplazado por imbibición espontánea de agua

V_{ot} = volumen total de aceite desplazado por imbibición y desplazamiento centrifugo

De acuerdo a este método, a los núcleos preferentemente mojados por agua les corresponden relaciones de desplazamiento por agua, δ_w , con valor positivo y un valor de cero para la relación de desplazamiento por aceite, δ_o . La relación δ_o se aproxima a 1.0 a medida que la mojabilidad al agua crece. Similarmente, los núcleos mojados por aceite tienen un valor positivo para δ_o y un valor de cero para δ_w . Para núcleos de mojabilidad intermedia ambas relaciones son cero.

FACTORES QUE AFECTAN LA MOJABILIDAD

La mojabilidad natural de la roca de un yacimiento puede ser alterada por la adsorción de compuestos y/o depósitos de materiales orgánicos que estuvieron originalmente en el aceite.⁵ Los compuestos polares como los surfactantes que contienen oxígeno, nitrógeno y/o sulfuros son agentes activos en el aceite. Estos compuestos contienen una fracción polar y una hidrocarburo; la fracción polar se adhiere en la superficie de la roca exponiendo a la fracción hidrocarburo y haciendo la superficie más mojabable por aceite.

Los experimentos han mostrado^{16,17} que algunos de estos surfactantes son suficientemente solubles en agua para poder adsorberse sobre la superficie de la roca y pasar después a través de una capa delgada de agua.

Adicionalmente a la composición de aceite, la mojabilidad de la roca es alterada por la presión y la temperatura, superficie mineral, composición química de la salmuera y el pH⁵.

Los compuestos de oxígeno de los surfactantes son comúnmente ácidos como fenoles y un gran número de diferentes ácidos carboxílicos. Los compuestos de sulfuro incluyen sulfatos, tiopenos y polisulfatos. Los compuestos de nitrógeno son generalmente amidas, piridenos, quinoles y pórpidos⁵.

Por otro lado, la alteración de la mojabilidad puede afectar los resultados obtenidos del análisis de núcleos. La mojabilidad del núcleo debe ser idéntica a la mojabilidad de la roca. Los factores que pueden alterar la

mojabilidad de los núcleos se dividen en dos categorías: (1) aquellos que afectan la mojabilidad antes de ser medida en el laboratorio, tales como los fluidos de perforación, empacamiento, preservación y limpieza de los núcleos y (2) aquellos que influyen la mojabilidad durante la prueba, tales como los fluidos de prueba, temperatura y presión⁵.

Durante el proceso de perforación, la mojabilidad del núcleo puede alterarse al ponerse en contacto con los fluidos de perforación y desplazar (flushing) los fluidos que saturan inicialmente la roca, principalmente si contienen surfactantes o tienen un pH diferente al de los fluidos originales del yacimiento. La mojabilidad también puede cambiar al disminuir la presión y temperatura cuando el núcleo es llevado a la superficie. En esta acción las fracciones más ligeras de hidrocarburos son expelidas del núcleo, cambiando la distribución original de los fluidos, además, asfaltenos y otras fracciones pesadas pueden depositarse sobre la superficie de la roca haciéndola más mojabla al aceite.

Las técnicas usadas durante el manejo, empacamiento y preservación del núcleo, también puede llegar a alterar la mojabilidad, a través de pérdidas de fracciones ligeras, deposición de fracciones pesadas y oxidación. Los procesos de laboratorio para la limpieza y preparación de los núcleos, los fluidos usados para las pruebas, así como la presión y temperatura de las mismas, pueden alterar la mojabilidad del núcleo.

Los cambios en la mojabilidad de los núcleos han mostrado que afectan varias de las propiedades de la roca como son, propiedades eléctricas, presión capilar, comportamiento de desplazamiento con agua, permeabilidades relativas, dispersión y la simulación de procesos de recuperación mejorada.

PRESION CAPILAR

CAPILARIDAD

Cuando dos fluidos inmiscibles están en contacto en un poro, una interfase curva se forma entre ambos, la presión sobre el fluido no mojannte del lado de la interfase es más alta que la presión inmediatamente sobre el lado del fluido mojannte. Esta diferencia entre presiones define como *presión capilar*¹⁸:

$$P_c = P_{nm} - P_m \quad (14)$$

donde:

P_c = presión capilar

P_{nm} = presión en la fase no mojannte

P_m = presión en la fase mojannte

Con base en la ecuación (14), para yacimientos de aceite se puede hablar de tres presiones capilares:

$$(P_c)_{ow} = P_o - P_w \quad (15)$$

$$(P_c)_{go} = P_g - P_o \quad (16)$$

$$(P_c)_{gw} = P_g - P_w \quad (17)$$

donde los subíndices o, w, g, se refieren al aceite, agua y gas respectivamente. Sumando las ecuaciones (15) y (16) se obtiene la siguiente expresión:

$$(Pc)_{ow} + (Pc)_{go} = (P_o - P_w) + (P_g - P_o) = (P_g - P_w) = (Pc)_{gw}$$

Por lo tanto:

$$(Pc)_{ow} + (Pc)_{go} = (Pc)_{gw} \quad (18)$$

La ecuación (18) muestra que para un sistema gas-aceite-agua las tres presiones capilares no son independientes y que conociendo dos, se calcula la tercera.

Presión capilar dentro de tubos

Dentro de un tubo capilar la Pc a través de una interfase curva está dada por la ecuación Young-Laplace¹⁸:

$$Pc = \sigma \left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right) \quad (19)$$

donde R_1 y R_2 son los radios de curvatura principales. Por convención, si ambos radios tienen centros de curvatura sobre el mismo lado de la interfase, ambos son positivos; si no, el radio más pequeño tiene signo positivo y el más grande tiene signo negativo¹⁹. El término entre paréntesis de la ecuación (19) es llamada en ocasiones radio efectivo o radio medio de la superficie. Con el fin de aclarar las ideas anteriores, observe la Figura VII-10 en donde se considera el flujo de la fase no mojanete en un medio poroso constituido por granos esféricos iguales. Para el caso de la Figura VII-10a cuando los radios son positivos se tiene:

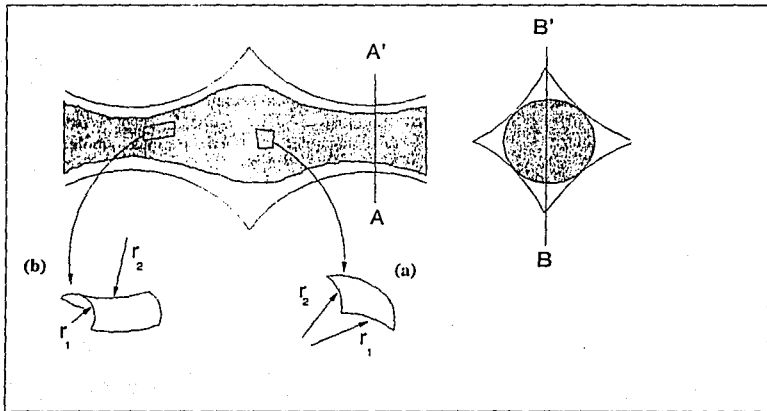


Fig. VII-10. Tipos de curvatura interfacial¹⁹.

$$P_c = \sigma \left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right)$$

y para la interfase con curvatura como en la Figura VII-10b:

$$P_c = \sigma \left(\frac{1}{R_1} - \frac{1}{R_2} \right)$$

De lo anterior se puede observar que cuanto más corto sea el radio de curvatura positivo de la interfase, más grande es la diferencial de presión entre las dos fases líquidas. Además, la energía de un volumen fijo de líquido no mojado crece cuando su área superficial se incrementa, de tal manera que el área mínima, es decir energía de líquido, ocurre cuando éste está limitado por superficies esféricas, a medida que el área toma formas cada vez más complejas, su energía debe incrementarse.

Algunas veces la ecuación (19) se escribe en forma general:

$$P_c = \sigma C \quad (20)$$

donde C es la curvatura media de la interfase y σ es la tensión interfacial entre los fluidos inmiscibles. Si el capilar es un tubo muy pequeño entonces $R_1 = R_2 = r$ donde r es el radio interno de dicho capilar y la ecuación (20) se generaliza a:

$$P_c = \frac{2 \sigma}{r} \quad (21)$$

Altura capilar

Considere un tubo capilar cilíndrico con una sección transversal de radio r , mojada por el fluido de prueba. Uno de sus extremos del tubo se introduce dentro del recipiente que contiene el líquido. El líquido ascenderá una altura h sobre la superficie libre del fluido en el recipiente, Figura VII-11, debido a las fuerzas de atracción (tensión de adhesión) entre el tubo y el líquido^{1,18}. La tensión de adhesión es la fuerza que tiende a levantar el líquido sobre las paredes del tubo. El líquido se alzará sobre las paredes del tubo hasta que la fuerza total, F_1 , que actúa para elevarlo, sea balanceada por el peso de la columna de líquido que soporta el tubo, F_2 . En otras palabras, la columna del líquido está sostenida contra la gravedad por la succión capilar a través del perímetro mojado del tubo.

La fuerza total que actúa hacia arriba se puede expresar como:

$$F_1 = 2 \pi r \sigma \quad (22)$$

y la fuerza que actúa hacia abajo (peso de la columna) esta dada por:

$$F_2 = \pi r^2 h \rho g \quad (23)$$

En el equilibrio, las fuerzas serán iguales:

$$2 \pi r \sigma = \pi r^2 h \rho g$$

de donde:

$$h = \frac{2 \sigma}{r g \rho} \quad (24)$$

donde:

σ = tensión superficial (dinas/cm)

r = radio del tubo (cm)

h = altura de la columna del líquido (cm)

ρ = densidad del líquido en el tubo (g/cm^3)

g = fuerza de gravedad (cm/seg^2)

ecuación con la que se determina la altura de un fluido mojante dentro de un tubo capilar.

Con el fin de explicar el concepto de presión capilar, considérese un tubo capilar mojado por agua. Al introducirlo dentro de un recipiente con agua, el líquido ascenderá una altura h sobre la superficie libre del agua del recipiente, Figura VII-12.

La presión que existe en la fase líquida de un punto (P_w) cercano a la interfase es menor a la presión existente en un punto (P_a) dentro de la fase gaseosa y cercana a la interfase. De acuerdo con la ecuación (14) la presión capilar es:

$$P_c = P_a - P_w \quad (25)$$

Despreciando la columna h de aire y considerando el peso de la columna h de agua dentro del capilar, la presión en el líquido en la parte superior de la columna inmediatamente abajo de la interfase es:

$$P_w = P_w' - \rho_w g h \quad (26)$$

Dado que la interfase en el recipiente es horizontal, la $P_c = 0$ y por lo tanto la presión en el tubo (P_w') a la altura del nivel de agua en el recipiente es:

$$P_a = P_w' \quad (27)$$

Sustituyendo esta expresión en la ecuación (26) se obtiene:

$$P_w = P_a - \rho_w g h \quad (28)$$

Finalmente sustituyendo la ecuación (28) en la (25):

$$P_c = P_a - (P_a - \rho_w g h)$$

$$P_c = \rho_w g h \quad (29)$$

Es conveniente hacer los siguientes comentarios al respecto:

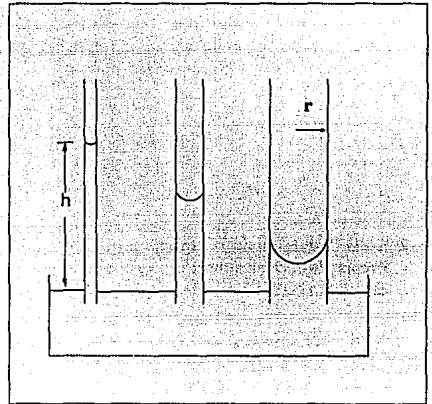


Fig. VII-11. Altura capilar de agua en tubos en presencia de aire¹⁶.

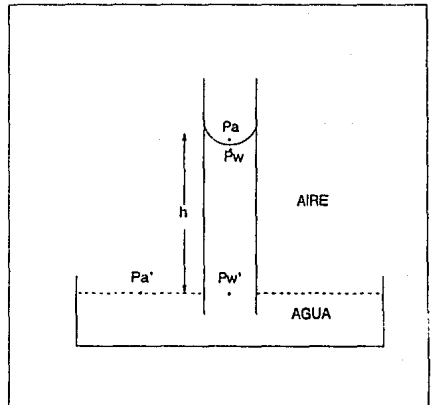


Fig.VII-12. Presión capilar en tubos¹.

1. En el caso de que el líquido moje totalmente el sólido, el ángulo de contacto se aproxima a un valor cero, las ecuaciones (24) y (29) se transforman en:

$$h = \frac{2 \sigma}{r \rho g} \cos \theta$$

$$P_c = \frac{2 \sigma}{r} \cos \theta$$

2. En la deducción de la expresión (6) se consideró que el ascenso del líquido dentro del capilar, se efectuó en presencia del aire atmosférico y por consiguiente la densidad del aire se despreció. Para líquidos, debe tomarse en cuenta la diferencia de sus densidades. Así se obtiene:

$$h = \frac{2 \sigma}{r \Delta \rho g} \cos \theta$$

$$P_c = \Delta \rho g h$$

3. En el sistema inglés, una libra fuerza actuando sobre una libra masa le impele una aceleración de un pie por segundo al cuadrado, tal que la constante g no aparece en la ecuación, así:

$$P_c = \Delta \rho h$$

4. Un fluido no mojante descenderá en un tubo capilar y así, se puede hablar de depresión capilar.
5. Como puede observarse, en la Figura VII-11, a menor radio del tubo capilar, la curvatura de la interfase es más pronunciada, es decir, el radio de curvatura es menor.

DRENE E IMBIBICION

Hay dos tipos básicos de presión capilar: *Drene e Imbibición*^{19,20}, Figura VII-13. En un proceso de drene, el fluido no mojante desplaza al fluido mojante mientras que en un proceso de imbibición el fluido mojante desplaza al fluido no mojante. Para establecer una curva de presión capilar por drene, la saturación de la fase mojante se reduce de un valor máximo (núcleo 100% saturado) a un valor mínimo por incrementos de presión de cero a un valor positivo. En cada etapa de presión debe esperarse el tiempo suficiente para alcanzar el equilibrio que ocurre cuando cesa el flujo de la fase desplazante. En esta curva se distingue un punto importante conocido como *presión de desplazamiento* (P_{ca}) que se define como la presión a la cual la fase no mojante empieza a penetrar en el medio poroso. Su valor es indicativo de la mojabilidad de la roca, de la tensión interfacial, y del diámetro de poro. La característica de este proceso es que la curva de presión capilar se mide en la dirección en la que decrece la saturación de la fase mojante¹⁸. En el proceso de imbibición la saturación de la fase mojante se incrementa, iniciándose con la saturación de agua irreductible hasta un valor de cero o negativo²³. En una curva de imbibición se distinguen dos etapas diferentes: la primera es la curva de *imbibición espontánea* que se inicia inmediatamente después de medir la presión capilar por drene hasta un valor de cero permitiendo que la fase mojante se embeba. La segunda es la curva de *imbibición forzada* que ocurre cuando la presión capilar decrece de un valor cero a uno

negativo donde la curva de presión capilar es casi vertical. Esta saturación corresponde a la saturación irreductible de la fase no mojante. Es importante destacar que en este proceso, la saturación de la fase no mojante alcanzada cuando $P_c = 0$, sea referido a esta presión ya que éste saturación no corresponde a la saturación irreductible de dicha fase, sino a una saturación residual.

A continuación se presentan algunos ejemplos de estos procesos de desplazamiento reportados en la literatura²⁰. La forma de la curva de presión capilar contra saturación, indica en términos cualitativos el rango y distribución del tamaño de los poros de la roca. Así por ejemplo, la Figura VII-14a indica que la muestra 1 al tener una presión de desplazamiento, P_{cd} , menor que la correspondiente a la muestra 2, tiene tamaño de poros más grande. Para incrementos pequeños de presión después de alcanzar la P_{cd} , ambas curvas muestran grandes decrementos en la saturación del fluido mojante, esto significa que un alto porcentaje de los poros son del mismo tamaño al ser desaturados en forma simultánea, aunque de menor tamaño los de la muestra 2, lo que resulta en una mayor saturación irreductible de agua para esta muestra.

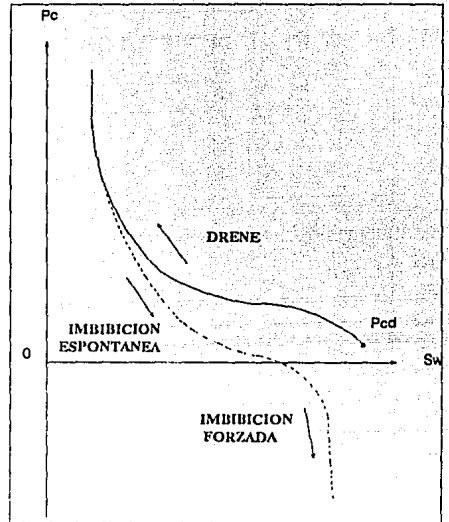


Fig. VII-13. Presión capilar por drene e imbibición¹⁸.

La mayor pendiente de la curva 2, comparada con la de la curva 1, Figura VII-14b, significa que para un mismo incremento en la presión capilar le corresponde una mayor desaturación del fluido mojante al núcleo 1, es decir, el número de poros de diámetro similar a los desplazados por la fase no mojante del núcleo 1, son mucho menor en la muestra 2, por lo que para obtener el mismo volumen poroso desaturado en ambas, es necesario incrementar la presión capilar en el núcleo 2, para desplazar la fase mojante de poros cada vez más pequeños.

En la Figura VII-15, se muestra una curva de presión capilar para un sistema agua-aceite medido sobre una muestra Berea fuertemente mojada por agua con permeabilidad de 184.3 md. La presión capilar por drene (curva 1) se inicia con una presión de desplazamiento de 2 cm de Hg hasta una saturación de agua irreductible de 34% (punto A). La presión capilar por imbibición espontánea (curva 2) empieza en el punto A hasta un valor de presión capilar de cero que le corresponde una saturación residual de 53% (punto B). La presión capilar por imbibición forzada (curva 3) comienza en el punto A y termina hasta lograr la saturación de aceite irreductible de 85% (Punto C).

En la Figura VII-16 se muestra un sistema fuertemente mojado por aceite correspondiente a un núcleo de arenisca Berea. La muestra fue inicialmente saturada con aceite para medir la presión capilar por drene (Curva 1) mediante incrementos de presión capilar con valores negativos. La presión de desplazamiento es de -22 cm Hg con la cual se inicia el proceso de drene (curva 1) hasta una saturación irreductible de aceite de 83%. En la imbibición espontánea (curva 2) el aceite se embebe iniciándose éste con una presión de -22 cm de Hg hasta alcanzar una saturación de 40%. En la imbibición forzada (curva 3), la presión se incrementa a un valor positivo forzando al aceite a que entran al núcleo hasta una saturación de agua irreductible de 32%. Finalmente se muestra una cuarta etapa (curva 4) en donde el agua no es embebida en cuanto la presión se reduce a cero.

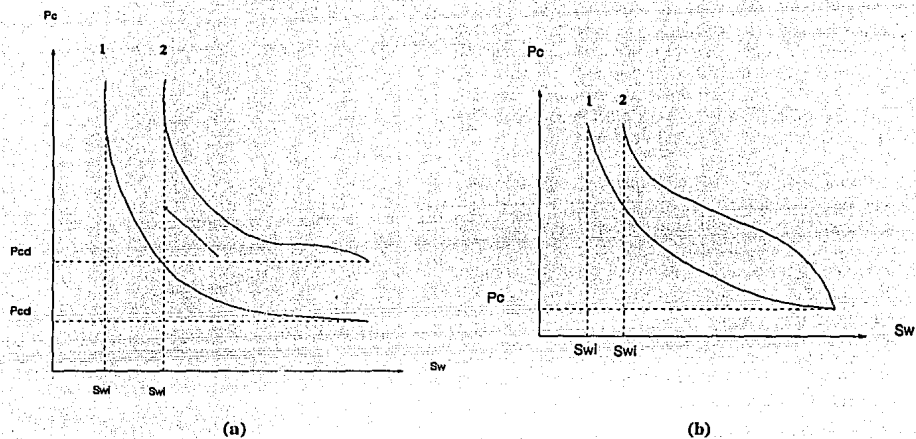


Fig. VII-14. Curvas típicas de presión capilar contra saturación para dos muestras.

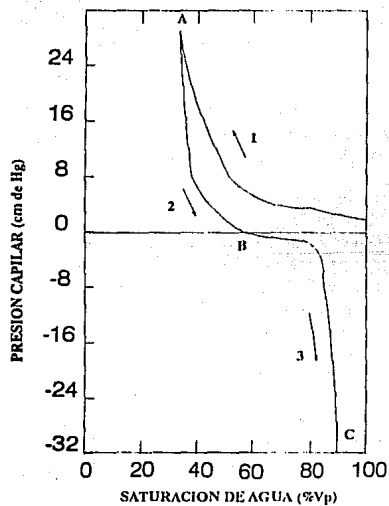


Fig. VII-15. Presión capilar en un núcleo mojado por agua²¹.

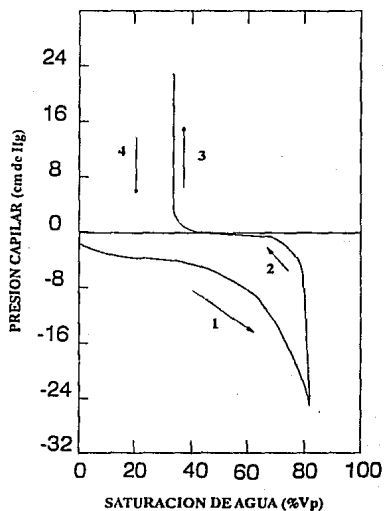


Fig. VII-6. Presión capilar en un núcleo mojado por aceite²⁰.

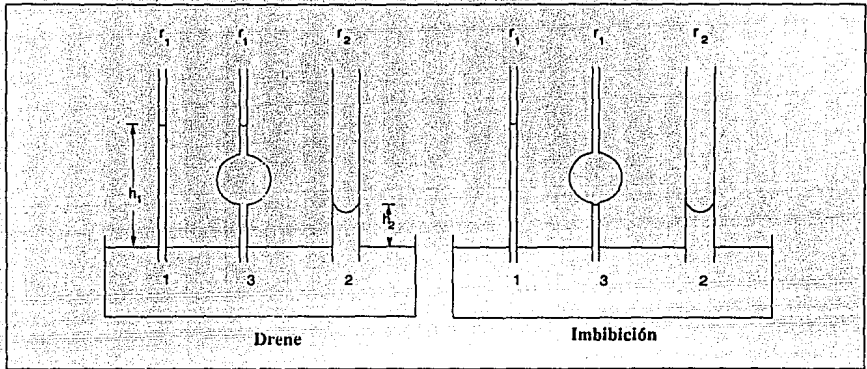


Fig. VII-17. Histéresis capilar en tubos¹⁸.

HISTERESIS CAPILAR

Para ilustrar este concepto considerense tres tubos capilares mojados por agua, Figura VII-17, dos de ellos de sección uniforme con radios r_1 y r_2 y el tercero con radio r_1 pero con un bulbo grande en la parte media¹⁸. Si los tres tubos se llenan con agua y repentinamente se sumerge el extremo inferior dentro de un recipiente con agua, el equilibrio de éstos será distinto, como se muestra en la Figura VII-17, correspondiente al proceso de drene. Los tubos 1 y 2 drenarán parte del agua hasta una altura h_1 y h_2 respectivamente de acuerdo a la ecuación (24). El tubo 3 también drenará una altura h_1 , ya que a esa altura el radio es r_1 . Por otro lado, el proceso de imbibición se inicia con los tubos vacíos, que al sumergirlos en el recipiente con agua, ésta se levantará espontáneamente por el interior de estos. La elevación del agua en los tubos de sección uniforme será h_1 y h_2 como en el caso de drene; sin embargo, en el tubo 3 el agua se elevará hasta donde el radio de curvatura sea igual a r_2 . Así para el mismo par de fluidos, el tubo no uniforme da diferentes saturaciones, dependiendo de si la fase no mojante desplaza la mojante, (proceso de drene) o viceversa, (proceso de imbibición).

El fenómeno de histéresis involucrado en el comportamiento de presión capilar de un medio poroso real, da como consecuencia que un mismo valor de presión capilar corresponde a una diferente relación de saturaciones, la cual depende del proceso seguido para alcanzarla (drene o imbibición).

Se ha observado que la presión capilar depende también de la porosidad y de la permeabilidad de la roca variando éstas como se observa en las Figuras VII-18 y VII-19.

MEDICION DE LA PRESION CAPILAR EN EL LABORATORIO

Escencialmente existen 4 métodos de medición de la presión capilar en el laboratorio usados en muestras pequeñas²¹:

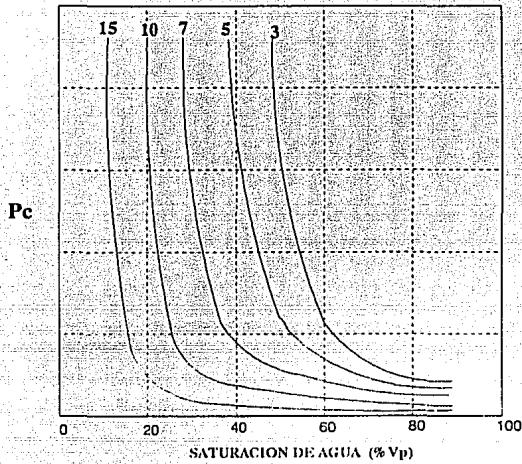


Fig. VII-18. Curvas típicas de presión capilar contra saturación de agua en función de la porosidad²¹.

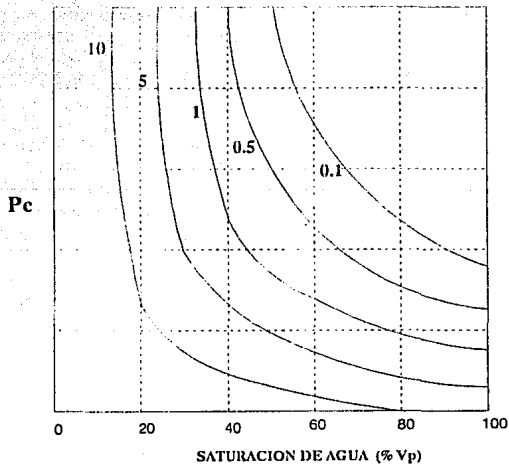


Fig. VII-19 Curvas típicas de presión capilar contra saturación de agua en función de la permeabilidad²¹.

- Método gravimétrico
- Método de estado restaurado
- Método de inyección de mercurio
- Método de la centrifuga

METODO GRAVIMETRICO

El método gravimétrico^{22,23} fue el primer método desarrollado para determinar la relación existente entre la presión capilar y la saturación de un medio poroso inconsolidado. Este método emplea tubos verticales llenos de material poroso inconsolidado o núcleos largos consolidados saturados con fluido no mojante teniendo el extremo inferior sumergido en un recipiente con un fluido mojante.

Tomando el nivel del líquido en el recipiente como elevación cero y midiendo la distancia vertical h para este punto con respecto a un nivel de referencia, la presión en una altura h esta dada por:

$$P_m(h) = P_m(0) - \rho_m g h \quad (30)$$

$$P_{nm}(h) = P_{nm}(0) - \rho_{nm} g h \quad (31)$$

donde:

ρ_m, ρ_{nm} = densidades del fluido mojante y no mojante respectivamente

g = aceleración de la gravedad

h = altura medida con respecto a un nivel de referencia

ecuaciones que se tienen en el sistema cuando el equilibrio hidrostático se establece. Sustituyendo las ecuaciones (30) y (31) en la ecuación (14):

$$P_c(h) = P_{nm}(0) - \rho_{nm} g h - P_m(0) + \rho_m g h$$

$$P_c(h) = P_c(0) + (\rho_m - \rho_{nm}) g h$$

pero si $h = 0$ y la muestra está completamente saturada con el fluido mojante entonces $P_c(0) = 0$, por lo tanto:

$$P_c(h) = (\rho_m - \rho_{nm}) g h \quad (32)$$

ecuación que permite calcular la P_c a cualquier saturación de la muestra. Después, la muestra se divide en secciones a lo largo de su longitud para determinar las saturaciones y presiones capilares.

Descripción del equipo

El equipo, Figura VII-20, consta de una pipeta graduada unida por una manguera flexible a un dispositivo cilíndrico de vidrio en el que se encuentra montada una membrana permeable. El extremo de la manguera que se une a la pipeta tiene montada una válvula de 3 vías, que se usa para facilitar el llenado del sistema manguera-pipeta con agua.

Procedimiento de medición para material inconsolidado. (arena tipo Ottawa, malla 20-40)

1. Llenar con agua el sistema pipeta-manguera hasta una cierta altura dentro de la pipeta. El nivel de agua debe llegar exactamente hasta la cara superior de la membrana que esta 100% saturada.
2. Tomar la lectura del nivel de agua en la pipeta (L_{ip}).
3. Vaciar lentamente arena dentro del recipiente de vidrio permitiendo que el agua por imbibición sature el empacamiento de arena que se va formando.
4. Continuar vaciando arena hasta que el empacamiento alcance una altura apropiada. Esperar el tiempo suficiente hasta que el nivel de agua alcance la parte superior de dicho empacamiento, con lo cual se satura 100%.
5. Tomar lectura del nivel de agua dentro de la pipeta (L_{fp}). La diferencia de lecturas registradas en los pasos 2 y 5 da el volumen de poros del empacamiento.

$$V_w = V_p = L_{ip} - L_{fp}$$

$$V_p = 7.3 \text{ cm}^3$$

6. Medir las dimensiones del empacamiento.

$$\text{Longitud} = 3.10 \text{ cm}$$

$$\text{Diámetro} = 3.19 \text{ cm}$$

$$V_r = 24.77 \text{ cm}^3$$

7. Definir un nivel de referencia y medir la posición del nivel de agua de la pipeta (H) y la posición del empacamiento con respecto al nivel de referencia (N.R.).

$$H = 170.3 \text{ cm de H}_2\text{O}$$

8. La determinación de la presión capilar por drene se hace bajando la pipeta con respecto al N.R. esperando que el nivel de agua en la pipeta se estabilice.

9. Tomar la lectura del nuevo nivel de agua dentro de la pipeta (L_p) y su posición (h) con respecto al N.R. La diferencia de posiciones entre la parte superior del empacamiento y el nivel de agua en la pipeta es la presión capilar en cm, la diferencia de lecturas del nivel de agua en la pipeta registradas en los pasos 5 y 9 es el volumen de agua desalojado del empacamiento, con lo cual se puede determinar la nueva saturación.

$$S_w = \frac{(L_p - L_{ip})}{V_p}$$

$$P_c = H - h$$

10. Repetir los pasos 8 y 9 hasta observar que la lectura del nivel de agua en la pipeta no cambia, Tabla VII-6.

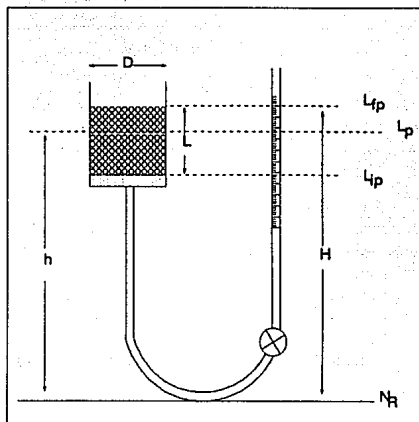


Fig. VII-20. Equipo de medición de presión capilar por el método gravimétrico.

TABLA VII-6. Presión capilar por drene.			
Lp (cm ³)	ALTURA h (cm)	SATURACION (%)	Pc (cm de agua)
7.30	170.3	100.0	0.0
7.25	166	99.31	4.3
7.21	162	98.76	8.3
7.20	160	98.63	10.3
6.98	156	95.61	14.3
6.08	152	83.28	18.3
4.85	148	66.44	22.3
3.32	144	45.48	26.3
1.36	135	18.63	35.3
0.90	120	12.33	50.3
0.90	108	12.33	62.3

11. La determinación de la presión capilar por el método de imbibición se hace a continuación del método de drene, subiendo la pipeta y registrando las mismas lecturas hasta que la posición del nivel de agua de la pipeta alcance la misma que la del empacamiento, Tabla VII-7.

TABLA VII-7. Presión capilar por imbibición.			
Lp (cm ³)	ALTURA h (cm)	Sw (%)	Pc (cm de agua)
0.9	108	12.33	62.3
0.9	120	12.33	50.3
0.9	125	12.33	45.3
1.4	145	19.18	25.3
2.35	150	32.19	20.3
3.50	155	47.94	15.3
6.30	165	86.30	5.3
7.05	170.3	96.57	0.0

12. Graficar en papel normal los valores de presión capilar contra saturación de agua correspondientes a cada etapa, obtenido por ambos métodos, Figura VII-21.

METODO DE ESTADO RESTAURADO

Quizá el camino más directo para medir la presión capilar de una roca saturada, es haciendo contacto piezométrico con el fluido mojante a través de un diafragma poroso con alta presión de desplazamiento saturado con el fluido en cuestión. El líquido en el diafragma toma o asume la presión del líquido en el núcleo, la cual puede entonces ser medida con un manómetro mientras que el aire de la atmósfera se evita entrar al diafragma. El diafragma es de un material poroso permeable sólo al líquido de prueba.

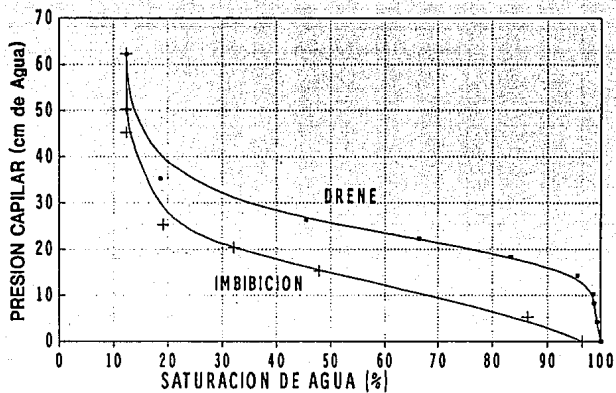


Figura VII-21. Relación entre la saturación y la presión capilar.

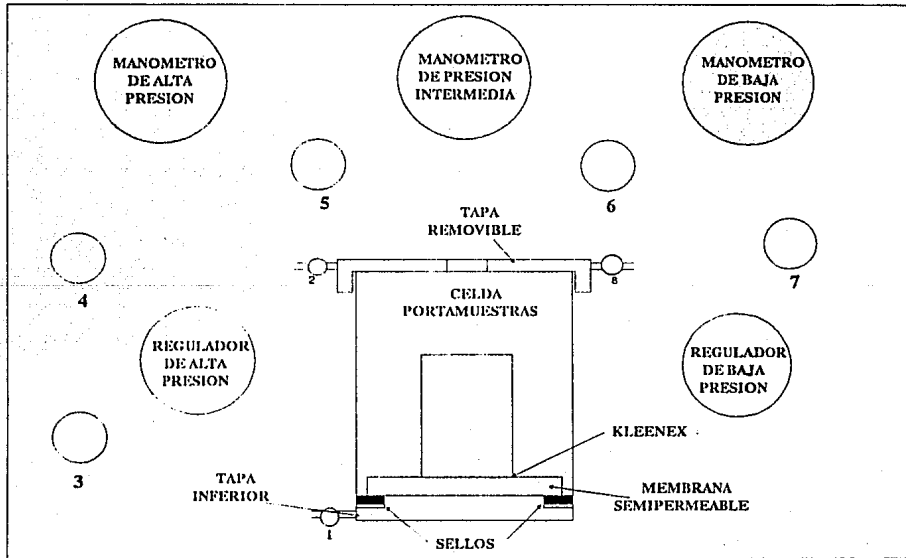


Fig. VII-22. Equipo de medición de presión capilar por el método de estado restaurado.

Las condiciones necesarias para medir la presión capilar por este método son¹⁴:

Que las muestras estén completamente saturadas con un fluido mojante (generalmente agua de formación).

Que la base de los núcleos sea una superficie plana y pulida.

Que el tamaño promedio de los poros del diafragma sea menor que los poros del núcleo.

Quando se establece contacto capilar entre el diafragma y el núcleo saturado, se aplica una presión diferencial apropiada constante para desplazar el fluido que satura el núcleo a través del diafragma. La presión diferencial aplicada a través del diafragma poroso es la presión capilar en el núcleo, ya que la definición de presión capilar comentada anteriormente así lo establece.

Descripción del equipo

El equipo, Figura VII-22, está constituido por una celda de acero inoxidable, compuesta de un cuerpo y dos tapas, la tapa inferior contiene una válvula, No.1, la superior tiene 2 válvulas, No. 2 y 8. Dentro de ésta celda se coloca una membrana semipermeable o plato de cerámica, la cual se fija a la tapa inferior mediante 6 tornillos que lo sujetan contra un sello circular de neopreno.

La celda se une al panel de control de la presión mediante una manguera flexible a través de la válvula No. 8. El panel de control está formado por tres manómetros para registrar presiones: alta, intermedia y baja; mediante dos reguladores de presión, los cuales permiten regular con precisión la presión de trabajo, y por 5 válvulas. Estos componentes están conectados entre sí, de tal manera que manejándolos apropiadamente puede comunicarse a la celda el gas desplazante a la presión deseada.

Procedimiento de operación

1. Saturar la membrana semipermeable al 100% con la fase mojante. La saturación puede efectuarse usando la celda del equipo colocando dentro la membrana porosa, que debe estar limpia y seca; posteriormente se hace vacío a la celda por varias horas, al cabo de las cuales se permite la entrada del fluido saturante en forma lenta hasta que el nivel del fluido sobrepase en varios centímetros la superficie de la membrana.
2. Saturada la membrana, se coloca sobre la tapa inferior y se aprietan uniformemente los tornillos que la fijan.
3. Colocar sobre la membrana los tapones previamente pesados y saturados al 100% con el mismo fluido mojante. Para asegurar un buen contacto capilar entre los poros de la membrana permeable y la de los tapones, debe colocarse una picza de papel fácilmente deformable saturado con el fluido. Una vez hecho lo anterior, ensamblar las partes de la celda y continuar con los siguientes pasos.
4. Cerradas todas las válvulas, conectar una fuente de aire a la válvula 3. Abrir la válvula 3 y establecer una presión de 2 psi en el manómetro de alta presión, manipulando el regulador de alta presión.
5. Abrir las válvulas 5 y 6 y lentamente incrementar la presión a 2 psi sobre los manómetros de intermedia y alta presión, con el regulador de alta presión.
6. Abrir la válvula 7 y lentamente rotar el maneral del regulador de baja presión, hasta establecer una presión de 1 psi en el manómetro de baja presión.

7. Abrir la válvula 1 y lentamente abrir la válvula 8 para comunicar la presión a la celda.
8. El gas en contacto con las muestras, desplazará parte de la fase mojante de los tapones que tengan una presión de desplazamiento menor a la presión de la fase desplazante, la cual fluirá de los poros del núcleo al exterior de la celda a través de la membrana porosa debido al contacto capilar establecido entre los dos medios porosos.
Cuando han sido alcanzadas las condiciones de equilibrio en la saturación para este nivel de presión, cerrar la válvula 1, luego cerrar la válvula 8 y lentamente depresionar la celda abriendo la válvula 2.
9. Remover la tapa superior de la celda, extraer los tapones y pesarlos. El plato de cerámica debe ser cubierto con una película del fluido saturante mientras permanece abierta la celda. Colocar una nueva pieza del papel saturado en un extremo de los tapones cuando sean regresados a la celda para la siguiente etapa.
10. Después de regresar los tapones a la celda, cerrar la celda, y cerrar la válvula 2; abrir la válvula 1 y lentamente abrir la válvula 8.
11. Girar el maneral del regulador de alta presión para establecer 4 psi en el regulador de presión intermedia.
12. Girar el maneral del regulador de baja presión para establecer 2 psi en el manómetro de baja presión, con lo cual se reiniciará el desplazamiento del fluido saturante de los tapones.
13. Cuando las condiciones de equilibrio de la saturación se alcanzan a este nuevo nivel de presión, repetir los pasos 8, 9, y 10.
14. Cerrar las válvulas 6 y 7. Establecer una presión de 4 psi con el regulador de alta presión, y abrir la válvula 4 y repetir los pasos 8, 9 y 10.
15. Repetir los mismos pasos para presiones de 8, 15, 25, y 35 psi.

METODO DE INYECCION DE MERCURIO

La mayoría de los métodos para determinar la P_c están caracterizados por el hecho de que el fluido presente en los poros de la muestra es un fluido mojante, en el que la acción de las fuerzas de superficie es tal que el fluido llena espontáneamente los poros de la roca. El método de inyección de mercurio desarrollado inicialmente por Drake y Rifter en 1945 para el estudio de la distribución del tamaño de poros de catalizadores y patentado por Purcell²⁴ en 1949, utiliza un fluido no mojante (mercurio) como fluido saturante. En este caso la acción de las fuerzas superficiales se oponen a la entrada del líquido a los poros por lo que se debe aplicar presión para que penetre a la roca. La técnica empleada en este caso es la expansión del gas que permitirá la entrada de Hg a los poros de la muestra.

Descripción del equipo

El equipo de inyección de mercurio, Figura VII-23, consta principalmente de las siguientes partes:

1. Una bomba de desplazamiento positivo. Es un arreglo cilindro-pistón de acero inoxidable de 100 cm³
2. Celda portamuestras. Es de acero inoxidable de 4.2 cm de diámetro y 5.8 de longitud.
3. Manómetros de tubo burdon. Tres manómetros con un rango 0 - 100 kg/cm².
4. Manómetro en U. Con capacidad para 30 pulgadas.

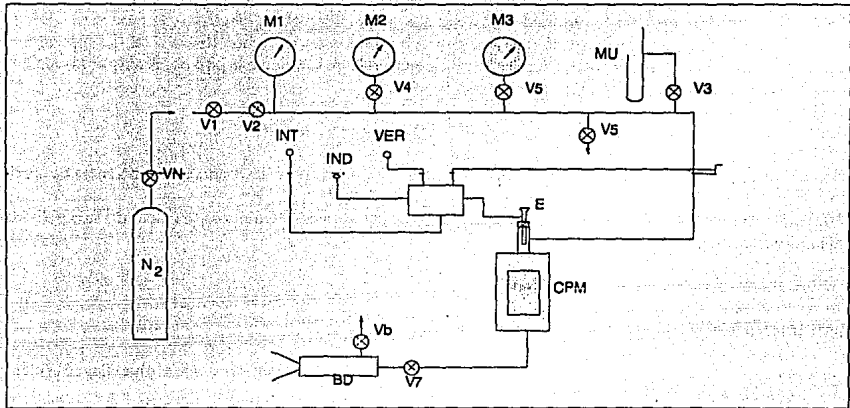


Fig. VII-23 Equipo de inyección de mercurio.

5. Válvulas de aislamiento.

6. **Sistemas de detección del nivel de mercurio.** Consta de un electrodo (E), un interruptor (INT), un indicador (IND), un verificador de indicador (VER) y una toma de corriente (TC).

El equipo está diseñado para inyectar mercurio a una muestra de roca, previamente evacuada dentro de la celda, aplicando presión al mercurio por medio de nitrógeno. La información que se obtiene de la prueba y la porosidad y dimensiones de la muestra, permiten determinar la relación presión capilar-saturación de acuerdo al método propuesto por Purcell para esta determinación.

Procedimiento de operación

1. Verificar que el cilindro de nitrógeno, está conectado al aparato con su válvula cerrada.
2. Verificar que el sistema esté depresionado, en caso contrario, depresionar por la válvula V5, abriendo consecutivamente V1, V2, V4, V6 y V3 cuando la presión esté en el rango de operación de los respectivos manómetros.
3. Colocar la muestra limpia y seca y verificar que la bomba de desplazamiento se encuentra cargada con mercurio. Cerrar la celda apretando en forma adecuada.
4. Verificar que todas las válvulas estén cerradas.
5. Verificar que la clavija del indicador de nivel de mercurio en la celda portamuestras, esté conectada a una toma de corriente y que el indicador del electrodo funcione adecuadamente.
6. Abrir las válvulas V5 y V7.

7. Desplazar mercurio a la celda portamuestras hasta que llegue al nivel del electrodo, lo cual será manifestado por el indicador de nivel. En caso de que la lectura en la celda de la bomba llegue a 80, sin que el nivel de mercurio haya llegado al electrodo, retirar 30 cm^3 de mercurio de la celda a la bomba, destapar la celda, verter en ella 20 cm^3 de mercurio, tapanla y repetir este paso 7.
8. Retirar de la bomba 30 cm^3 del mercurio de la celda y cerrar la válvula V7.
9. Conectar a la salida de la válvula V5 una bomba de vacío y verificar que esté conectada a una toma de corriente.
10. Abrir la válvula V3 y activar la bomba de vacío. Hacer vacío durante 10 minutos, verificando su efectividad en el manómetro MU.
11. Cerrar la válvula V5 y retirar la bomba de vacío.
12. Abrir la válvula V7.
13. Desplazar lentamente mercurio de la bomba de desplazamiento a la celda, hasta que el nivel llegue al electrodo manifestándose en el indicador.
14. Registrar la lectura en la escala de la bomba, correspondiente a una presión absoluta cero o la verificada en MU.
15. Abrir lentamente la válvula V5 y cerrarla cuando el manómetro MU indique una presión absoluta de aproximadamente 5 pulgadas de mercurio. El indicador deberá apagarse al bajar el nivel de mercurio.
16. Desplazar lentamente mercurio a la celda hasta recuperar el nivel de referencia en el electrodo, manifestándose en el indicador.
17. Cuando el nivel de mercurio se mantenga en la marca de referencia cuando menos durante un minuto, registrar la lectura de bomba y el valor exacto de presión indicado en el manómetro MU.
18. Repetir sucesivamente los pasos 15, 16 y 17 pero a presiones absolutas de 10, 15, 20 y 25 pulgadas de mercurio.
19. Abrir lentamente la válvula V5 y repetir los pasos 16 y 17.
20. Abrir lentamente las válvulas V4 y V6.
21. Abrir y cerrar la válvula VN del cilindro de nitrógeno.
22. Abrir la válvula V1 y cerrarla, abrir lentamente la válvula V2 y cerrarla cuando el manómetro MU indique una presión manométrica de 5 pulgadas de mercurio. Repetir los pasos 16 y 17.
23. Repetir el paso 22 incrementando la presión con el siguiente criterio:
 - i) Utilizar incrementos de presión de 5 pulgadas de mercurio cuando se hagan las lecturas en el manómetro MU.
 - ii) Cuando se alcance la presión máxima de trabajo del manómetro de mercurio MU, cerrar la válvula V3 y efectuar las lecturas de presión en el manómetro M3, en cuyo caso, los incrementos de presión se fijan en 0.5 kg/cm^2 .

- iii) Cuando se alcance la presión máxima de trabajo del manómetro M3, cerrar la válvula V6 y efectuar las lecturas de presión en el manómetro M2, en cuyo caso, los incrementos de presión se fijan en 3 kg/cm^2 .
- iv) Cuando se alcance la presión máxima de trabajo del manómetro M2, cerrar la válvula V4 y efectuar las lecturas de presión en el manómetro M1, en cuyo caso, los incrementos de presión se fijan en 5 kg/cm^2 , sin permitir que la presión pase de 40 kg/cm^2 , la cual será la presión máxima de calibración.
- v) Cuando en alguna etapa de represionamiento se abra totalmente la válvula V2 sin que se alcance la presión requerida, cerrar la válvula V2, abrir y cerrar la válvula VN del cilindro de nitrógeno y continuar el procedimiento abriendo las válvulas V1 y V2, en la forma descrita en el paso 22, para la presión en turno.

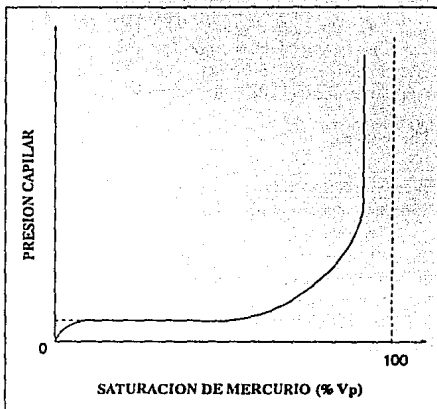


Fig. VII-24. Curva de presión capilar obtenida por el método de inyección de Hg.

24. Después de efectuar las últimas lecturas de bomba y de presión, retirar a la bomba 30 cm^3 de mercurio de la celda portamuestras.

25. Depresionar el sistema abriendo lentamente la válvula V5 y abriendo consecutivamente las válvulas V2, V4, V6 y V3, cuando la presión esté en el rango de operación de los manómetros respectivos. En caso de que no se vaya a realizar inmediatamente una medición, cerrar las válvulas V3, V4 y V6 y abrir lentamente la válvula V1 para depresionar la línea al cilindro de nitrógeno.

La saturación de mercurio se calcula como un porcentaje del volumen de poros en términos de presión para establecer la curva de presión capilar por inyección de Mercurio.

La forma de la curva al graficar la presión capilar en función de la saturación de mercurio expresada como un porcentaje del volumen poroso es muy variable. En la Figura VII-24 se presenta una curva de presión capilar obtenida por este método.

Las ventajas importantes de usar este método son: el tiempo de operación es mínimo (de 30 a 60 min), resulta eficiente con núcleos irregulares y se tiene un rango de presiones de trabajo mayor. Las desventajas principales son que se trabaja con fluidos muy diferentes a los que existen en el yacimiento por lo que los datos deben tener una corrección antes de usarse, los núcleos utilizados no pueden ser utilizados para otras pruebas debido a que parte del mercurio se queda en los poros.

Purcell^{24,25} en 1948 encontró que las curvas de saturación contra presión capilar obtenidas por el método de inyección de mercurio y el de estado restaurado eran idénticas cuando se graficaban a una escala apropiada. Esta igualdad indica que la magnitud de la presión capilar es proporcional al producto de la tensión interfacial del líquido usado y el coseno del ángulo de este líquido en contacto con el sólido. Como una primera aproximación al factor de conversión, Purcell usó los siguientes valores:

Tensión superficial del agua = 70 dinas/cm
 Tensión superficial del mercurio = 480 dinas/cm
 Angulo de contacto del agua contra el sólido = 0°
 Angulo de contacto de mercurio contra el sólido = 140°

Por lo tanto:

$$\frac{\text{presión capilar mercurio} - \text{aire}}{\text{presión capilar agua} - \text{aire}} = \frac{-480 \cos 140^\circ}{70 \cos 0^\circ} = 5.25$$

Purcell presentó un factor de 5.0 como una primera aproximación encontrando un buen ajuste entre los resultados de ambos métodos. Sin embargo, se encontró que el ajuste puede ser hecho casi exacto si se usa un factor entre 5.4 y 8.3 para cada núcleo. El hecho de que el factor más bajo encontrado experimentalmente fue 5.4, sugiere que el valor teórico de 5.25 puede ser un valor límite. Esta suposición se debe a que la tensión superficial del agua no es estable. Así, un factor más alto que el que usó Purcell parece justificado y además la experiencia experimental así lo indica. Los datos obtenidos indican que el valor de tal factor debe ser tentativamente 5.8 para calizas y 7.5 para areniscas.

METODO CENTRIFUGO.

Hassler y Brunner²³ presentaron claramente las bases involucradas en el uso de la centrífuga en donde el valor de la gravedad g se multiplica para determinar una curva de presión capilar contra saturación en núcleos pequeños. En este procedimiento la fuerza centrífuga se aplica directamente a los líquidos contenidos en la roca. El método considera a la P_c como una variable independiente que determina la saturación del medio; así que la saturación para un núcleo está expresada por la función $S = S(P)$, la cual da la saturación S del núcleo en equilibrio cuando la P_c es P . Si un núcleo cilíndrico de longitud L contiene un líquido de densidad ρ está sujeto a una aceleración g y si la P_c en la cara más baja del núcleo es cero, entonces en una distancia h arriba de la cara más baja la P_c será $\rho \alpha h$ y la saturación $S(\rho \alpha h)$ así que el promedio de saturación del núcleo (\bar{S}) estará dado por:

$$\bar{S} = \frac{1}{L} \int_0^L S(\rho \alpha h) dh \quad (33)$$

La aceleración α a la que el núcleo está sujeto puede ser:

$$\alpha = \rho g h$$

y representa la presión total desarrollada a través del núcleo. Por lo tanto, la saturación promedio \bar{S} en la muestra a una velocidad constante se obtiene por:

$$\bar{S} = \frac{1}{\alpha \rho L} \int_0^L S(h) dh \quad (34)$$

La ecuación (34) puede expresarse como:

$$\alpha \rho \bar{S} = S(L)$$

Por lo tanto, la saturación $S(L)$ al frente del núcleo en el lugar más cercano al eje de rotación de la centrífuga se puede calcular si se conoce la saturación promedio del fluido \bar{S} , la densidad ρ y la aceleración α a una distancia promedio del eje de rotación de la centrífuga. Así, la presión capilar se calcula con la siguiente expresión²⁵:

$$P_c = 1.578 \times 10^{-7} \Delta\rho \omega^2 r l \quad (35)$$

donde:

$\Delta\rho$ = diferencia de densidades de los fluidos inmiscibles (g/cm^3)

ω = velocidad de rotación (rpm)

r = radio de rotación (distancia del eje de rotación al punto medio del núcleo) (cm)

l = longitud de la muestra (cm)

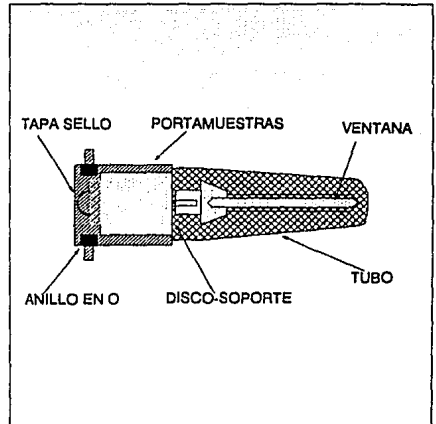


Fig. VII-25. Portamuestras centrífugo²³.

Procedimiento de medición

En este método los tapones se saturan con uno de los dos fluidos, el más denso (salmuera), para los cuales se obtendrá la curva de presión capilar. La muestra saturada se coloca en el tubo portamuestra en donde el fluido más ligero rodea la muestra, Figura VII-25. Es importante que el sistema interno esté sellado perfectamente para evitar la contaminación y además esté en equilibrio de presión de vapor para eliminar las posibles pérdidas por evaporación. La velocidad de la centrífuga se incrementa periódicamente para desplazar el fluido y en cada incremento, se mide el volumen de líquido desplazado. En cada etapa, el núcleo se hace girar a cierta velocidad, la cual se mantiene constante. Cuando se alcanza el equilibrio, es decir, que las fuerzas gravitacionales han expulsado del núcleo el volumen de fluido correspondiente a ese incremento de las fuerzas gravitacionales, se suspende la rotación y se mide directamente el volumen expulsado y la velocidad de rotación se convierte a unidades de fuerza. Para la siguiente etapa se incrementa la velocidad de rotación y se repite hasta obtener la curva completa de presión capilar.

CONVERSION DE DATOS DE LABORATORIO A CONDICIONES DE YACIMIENTO

Las mediciones de presión capilar en el laboratorio deben ser convertidas a condiciones de yacimiento ya que los datos del laboratorio se obtienen con sistemas gas-agua o agua-aceite los cuales normalmente no tienen las mismas propiedades del agua, gas y aceite, y presión y temperatura del yacimiento. Existen dos técnicas que sólo difieren en la posición inicial²¹.

En la primera se parte de la siguiente ecuación anteriormente obtenida:

$$P_c = \frac{2 \sigma \cos \theta}{r}$$

Considerando para un caso específico en donde los valores de laboratorio se determinaron con gas y agua, la presión capilar se expresa como:

$$(Pc)_L = \frac{2 \sigma_{wg} \cos \theta_{wg}}{r} \quad (36)$$

donde:

$(Pc)_L$ = presión capilar obtenida en el laboratorio

σ_{wg} = tensión interfacial en la interfase agua-gas

r = radio del capilar

θ_{wg} = ángulo de contacto en el sistema agua-aceite

La presión capilar que existe en el yacimiento considerando el mismo capilar está determinada por:

$$(Pc)_Y = \frac{2 \sigma_{wo} \cos \theta_{wo}}{r} \quad (37)$$

donde:

$(Pc)_Y$ = presión capilar a condiciones de yacimiento

σ_{wo} = tensión interfacial entre el agua y aceite del yacimiento a condiciones de presión y temperatura del yacimiento

θ_{wo} = ángulo de contacto en el sistema agua-aceite del yacimiento

r = radio del capilar

despejando r de las ecuaciones (36) y (37) e igualandolas:

$$\frac{2 \sigma_{wg} \cos \theta_{wg}}{(Pc)_L} = \frac{2 \sigma_{wo} \cos \theta_{wo}}{(Pc)_Y}$$

despejando $(Pc)_Y$:

$$(Pc)_Y = \frac{(\sigma_{wo} \cos \theta_{wo})_Y}{(\sigma_{wg} \cos \theta_{wg})_L} (Pc)_L$$

de manera general:

$$(Pc)_Y = \frac{(\sigma \cos \theta)_Y}{(\sigma \cos \theta)_L} (Pc)_L \quad (38)$$

De esta forma la presión capilar del yacimiento puede calcularse a partir de datos del laboratorio cuando σ y el ángulo de contacto θ entre el aceite y el agua en el yacimiento y entre el gas y el aceite en el laboratorio se conocen.

Si se considera que tanto en el laboratorio como en el yacimiento existe una completa mojabilidad del agua, es decir que $\theta = 0$ y por lo tanto $\cos \theta = 1$, la ecuación (38) se reduce a:

$$(Pc)_Y = \frac{(\sigma_{wo})_Y}{(\sigma_{wg})_L} (Pc)_L \quad (39)$$

Una segunda técnica parte de la ecuación (19) de Young-Laplace considerada anteriormente:

$$Pc = \sigma \left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right)$$

Si se considera que los radios de curvatura están únicamente definidos por la saturación de la fase mojanante para un proceso de desplazamiento dado, imbibición o drene, la presión capilar puede plantearse como:

$$Pc = \sigma (f(S_w)) \quad (40)$$

donde $f(S_w)$ es una función de la saturación que puede ser definida en el laboratorio a condiciones de laboratorio:

$$(Pc)_L = \sigma_L (f(S_w)) \quad (41)$$

para condiciones de yacimiento:

$$(Pc)_Y = \sigma_Y (f(S_w)) \quad (42)$$

Considerando una misma $f(S_w)$ para ambas ecuaciones (41) y (42):

$$f(S_w) = \frac{(Pc)_L}{\sigma_L} = \frac{(Pc)_Y}{\sigma_Y}$$

Despejando $(Pc)_Y$:

$$(Pc)_Y = \frac{\sigma_Y}{\sigma_L} (Pc)_L \quad (43)$$

Como se mencionó anteriormente, los datos de presión capilar usando mercurio no pueden convertirse directamente a datos de yacimiento sin corregirse¹. Se debe establecer un factor de proporcionalidad (f) para pasar del sistema gas-mercurio a un sistema gas-agua, también a condiciones de laboratorio. Esto se logra realizando en la misma muestra pruebas de presión capilar para los dos sistemas mencionados y después procesar los datos para que el conjunto defina una sola tendencia. Primero se realiza la prueba para el sistema gas-agua y posteriormente para el sistema gas-mercurio. Teniendo ya los datos a condiciones de laboratorio para el sistema gas-agua se pasan al sistema aceite-agua a condiciones de yacimiento:

$$(Pc_{ow})_Y = \frac{(\sigma_{ow} \cos \theta_{ow})_Y}{(\sigma_{gw} \cos \theta_{gw})_L} \frac{(Pc_{Hg})_L}{f} \quad (44)$$

Los datos de laboratorio de presión capilar pueden usarse para determinar la saturación de un campo, para lo cual se debe determinar un punto de referencia común entre el campo y las pruebas de laboratorio¹⁸. Un punto del yacimiento que generalmente se determina a partir de registros geofísicos, es la profundidad del contacto

agua-acete inicial (punto más alto cuando la saturación de agua es 100 %). La prueba de presión capilar se inicia con el núcleo 100% saturado con agua y presión capilar cero. Como este punto corresponde al nivel libre de agua en el yacimiento no al contacto agua-acete, para usar los datos de laboratorio directamente es necesario calcular la profundidad del nivel libre de agua en el yacimiento.

Tomando en cuenta que la presión de desplazamiento medida en la prueba de laboratorio $(P_{cd})_L$, corresponde a una saturación de 100% y de presión dadas en la definición del contacto agua-acete, puede usarse este valor de $(P_{cd})_L$, corregida para calcular la distancia vertical entre el contacto agua-acete y el nivel libre de agua, h_{pcd} , de acuerdo a las siguientes expresiones anteriormente obtenidas:

$$(P_{cd})_Y = \frac{(\sigma \cos \theta)_Y}{(\sigma \cos \theta)_L} (P_{cd})_L$$

Por otra parte, de acuerdo a la ecuación (29):

$$(P_{cd})_Y = \frac{h_{pcd} \Delta \rho}{144}$$

despejando h_{pcd} y sustituyendo en la expresión (38) se obtiene:

$$h_{pcd} = \frac{144 (P_{cd})_L (\sigma \cos \theta)_Y}{\Delta \rho (\sigma \cos \theta)_L} \quad (45)$$

A continuación se presenta un ejemplo para conversión de datos de laboratorio, a condiciones de yacimiento.

1. Convertir los siguientes datos obtenidos en el laboratorio para un sistema agua-aire a condiciones de yacimiento para los sistemas agua-acete y gas-acete.

En el laboratorio	En el yacimiento
Presión capilar = $(P_c)_L$	$(P_c)_Y$
$\sigma_{\text{agua-aire}} = 70$ (dina/cm)	$\sigma_{\text{agua-acete}} = 28$ dina/cm
$\theta_{\text{agua-aire}} = 0^\circ$	$\theta_{\text{agua-acete}} = 33$ a 55°
$\cos \theta = 1$	$\cos \theta = 0.869$ a 0.573
	$\sigma_{\text{gas-acete}} = 50$ (dina/cm)
	$\theta_{\text{gas-acete}} = 0^\circ$
	$\cos \theta = 1$

Usando la ecuación (38) se tienen las siguientes relaciones para el sistema agua-acete y gas-acete respectivamente:

$$(P_c)_Y = \frac{(28)}{(70)} \frac{(0.838)}{(1)} (P_c)_L ; \quad (P_c)_Y = \frac{(50)}{70} \frac{(1)}{1} (P_c)_L$$

Los resultados se muestran en la Tabla VII-8 y en la Figura VII-26.

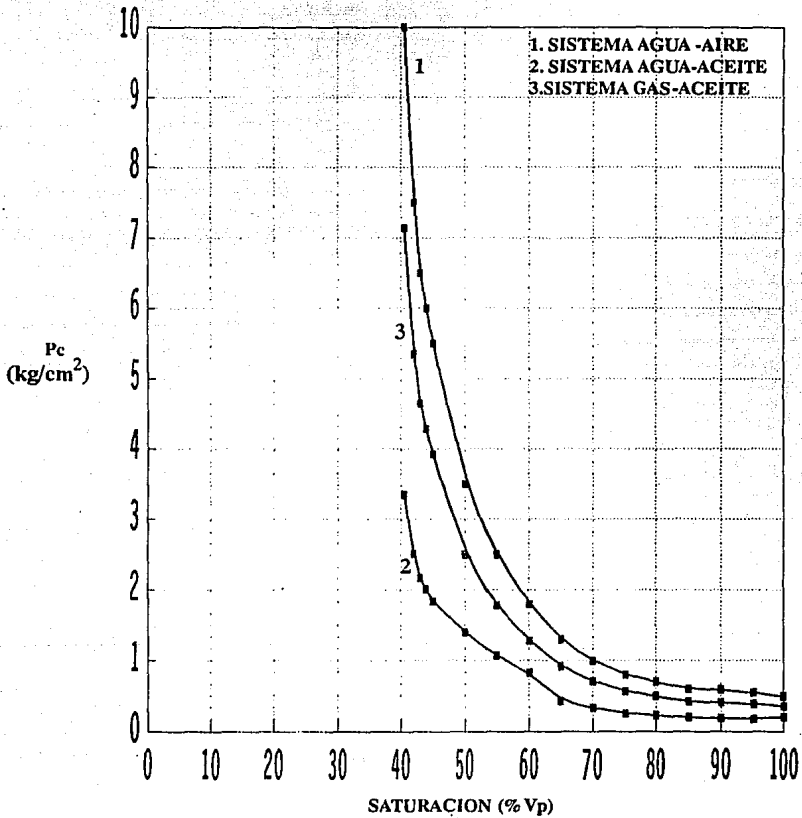


Fig. VII-26. Conversión de datos de condiciones de laboratorio a condiciones de yacimiento.

TABLA VII-8. Conversión de datos de laboratorios a condiciones de yacimiento.

Sw	SISTEMA:		
	agua-nitro	agua-aceite	gas-aceite
	Pc (kg/cm ²)	Pc (kg/cm ²)	Pc (kg/cm ²)
40.5	10	3.35	7.15
42	7.5	2.51	5.35
43	6.5	2.17	4.63
44	6.0	2.01	4.28
45	5.5	1.84	3.93
50	3.5	1.17	2.50
55	2.5	1.07	1.78
60	1.8	0.83	1.29
65	1.3	0.43	0.93
70	1.0	0.335	0.71
75	0.8	0.26	0.57
80	0.7	0.23	0.5
85	0.6	0.20	0.43
90	0.59	0.19	0.42
95	0.53	0.18	0.39
100	0.50	0.21	0.36

RELACION ENTRE LA SATURACION DE AGUA Y LA PRESION CAPILAR EN EL YACIMIENTO

La distribución del agua congénita en un yacimiento por arriba del contacto agua-aceite se determina por la presión capilar del sistema. Antes de mostrar esta distribución es conveniente definir los siguientes conceptos^{18,19}:

Contacto original agua-aceite. Está a la profundidad más baja del yacimiento donde la saturación de aceite es cero. En la Figura VII-27 el contacto agua-aceite corresponde al valor de presión de desplazamiento P_{cd} . Por consiguiente, en el contacto agua-aceite la saturación de agua es 100% pero la presión capilar diferente de cero.

Nivel libre de agua. Es el nivel en el cual la saturación de agua es 100% y la presión capilar cero. Este nivel libre de agua es por ejemplo como el contacto agua-aceite dentro de un pozo donde no existe medio poroso. Debe notarse que el nivel de agua libre corresponde al valor de $P_c = 0$ sobre el eje x de la Figura VII-27, a partir del cual están medidos los incrementos de la presión capilar y no del contacto agua-aceite, como debe de hacerse cuando se desea conocer la distribución de la saturación de agua congénita.

Zona de transición. Es la región entre el contacto agua-aceite y la elevación donde el agua alcanza el valor de saturación irreductible.

Saturación de agua congénita. Es la saturación de agua inicial en cualquier punto del yacimiento. En la zona de transición el agua congénita es móvil, por arriba de esta zona alcanza su valor de saturación irreductible. La saturación de agua inicial en el yacimiento puede ser determinada a partir de pruebas de presión capilar sobre muestras de roca representativas del yacimiento. La prueba de presión capilar relaciona la saturación de agua con

la presión capilar. Antes de aplicar los datos de laboratorio para estimar la saturación de un campo, los datos deben ser ajustados a las condiciones de yacimiento.

En general pueden distinguirse 3 regiones de saturación de agua sobre una curva de presión capilar, como se ve en la Figura VII-27, la cual relaciona una columna de arenisca con la curva de presión capilar.

Región de saturación. Esta región saturada al 100% de agua, se eleva hasta alcanzar la presión de desplazamiento. Los pozos terminados en esta zona producen solamente agua.

Región funicular. Por arriba del nivel que indica la presión de desplazamiento, pequeños incrementos en presión ocasionan grandes disminuciones en la saturación de agua. Esta parte de la curva representa la zona de transición y pozos terminados en este intervalo producen aceite y agua. La saturación de la fase mojante en esta región es continua y cubre completamente la superficie del sólido. Esta región se denomina distribución funicular.

Región pendular. En esta región la saturación de agua es continua y ocurre en forma de anillos pendulares delgados principalmente alrededor de los contactos grano-grano y en poros muy pequeños. El resto del espacio poroso contiene aceite o gas. La región pendular de saturación está representada por la parte casi vertical de la curva de presión capilar, donde un gran incremento de presión ocasiona una reducción muy pequeña en saturación. Los pozos terminados en esta región no producen agua.

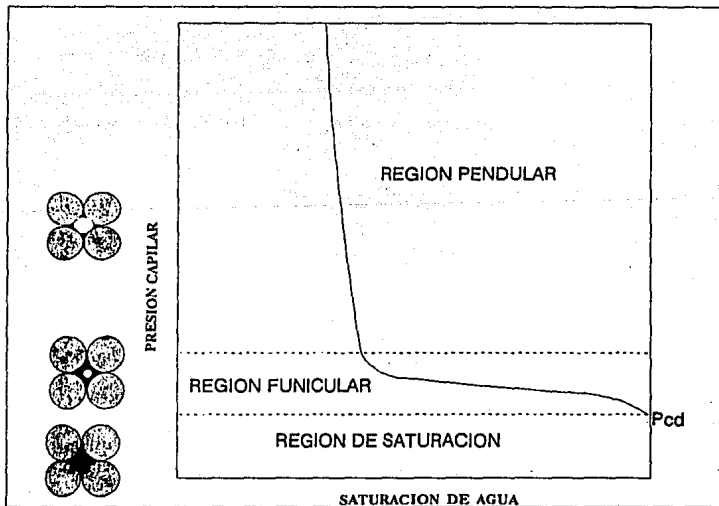


Fig. VII-27. Relación entre la saturación de agua y la presión capilar en el yacimiento.

REFERENCIAS

1. Amyx, J. W., Bass, D. and Whiting, R. L. *Petroleum Reservoir Engineering: Physical Properties*, McGraw-Hill Book Co. Inc., New York, (1960).
2. Rodríguez, N. R. *Principios de Mecánica de Yacimientos*, Facultad de Ingeniería, UNAM.
3. Puig, O. J. "Tensión Superficial de líquidos", Revista del Instituto Mexicano del Petróleo, V. XXI, No. 2, (abril, 1989).
4. Parker J. D. "Basics of Surface Tension"; Fluid Mechanics, Part 4.
5. Anderson, G. W. "Wettability Literature Survey-Part 1: Rock/Oil/Brine Interactions and the Effects of Core Handling on Wettability", Jour. Pet. Tech. (October, 1986), 1125-1144.
6. Craig, F. F. *The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding*, Monograph Series, SPE Richardson, Tx (1971).
7. Brown, R. J. S. and Fatt, I. "Measurements of Fractional Wettability of Oil Field Rocks by the Nuclear Magnetic Relaxation Method", Trans. AIME (1956) 207, 262-264.
8. Salathiel, R. A. "Oil Recovery by Surface Film Drainage in Mixed-Wettability Rocks", Jour. Pet. Tech. (October, 1973), 1216-1224.
9. Treiber, L. E., Archer, D. L. and Owens, W. W. "A Laboratory Evaluation of the Wettability of Fifty Oil Producing Reservoir", SPEJ (December, 1972), 531-540.
10. Bobek, J. E., Mattax, C. C. and Denekas, M. O. "Reservoir Rocks Wettability-Its Significance and Evaluation", Jour. Pet. Tech. (July, 1958), 155-60, Trans. AIME (1958) 213, 155-560.
11. Anderson, G. W. "Wettability Literature Survey-Part 2: Wettability Measurement", Jour. Pet. Tech. (November, 1986), 1246-1262.
12. Reisberg, J. and Doscher, T. M. "Interfacial Phenomeno in Crude Oil-Water Systems", Producers Monthly (November, 1956), 43-50.
13. Leach, R.O. "A Laboratory and Field Study of Wettability Adjustment in Waterflooding", Jour. Pet. Tech. (February, 1962), 206-12.
14. Donaldson, E. C. "Oil-Water-Rocks Wettability Measurement", Proccer. American Chemical Soc. (March-April, 1981) 26, No. 1, 110-122.
15. Amott, E. "Observations Relating to the Wettability of Porous Rocks", Trans. AIME (1956) 216, 156-162.
16. Collins, S. H. and Melrose, J. C. "Adsorption of Asfaltens and Water on Reservoir Rocks Minerals", paper SPE 11800 presented at the 1983 SPE Intl. Symposium on Oilfield and Geothermal Chemistry, Denver, June 1-3.
17. Lowe, A.C., Phillips, M.C. and Riddiford, A.C. "On the Wetting of Carbonates Surfaces by Oil and Water", J. Cdn. Pet. Tech. (April-June, 1973) V. 12, No. 44, 33-40.

18. Mungan, N. "Enhanced Oil Recovery Using Water as a Driving Fluid: Part 3- Interfacial Phenomeno and Oil Recovery: Capillarity", World Oild (May, 1981) 192, 149-158.
19. Leverett, M. C. "Capillary Behavior in Porous Solids", Trans. AIME (1941), 152-169.
20. Anderson, W. G. "Wettability Literature Survey Part 4: Effects of Wettability on Capillary Pressure", Jour. Pet. Tech. (October, 1987), 1283-1300.
21. Monicard, R. P. *Properties of reservoir Rocks: Core Analysis*, Gulf Publishing Co., Houston, Tx. (1980).
22. Collins, R. E. *Flow of Fluids Through Porous Materials*, Reinhold Publishing Co. New York, (1961).
23. Hassler, G. L. "Measurements of Capillary Pressures in Small Cores Samples", Trans. AIME (1944) 160, 114-123.
24. Purcell W. R. "Capillary Pressures-Their Measurement Using Mercury and the Calculation of Permeability Therefrom", Trans. AIME (1949) 186, 34-48.
25. Brown, H. W. "Capillary Pressure Investigation", Trans. AIME (1951) 192, 67-74.
26. Slobod, R. L. "Use of Centrifuge for Determining Connate Water, Residual Oil, and Capillary Pressure Curves of Small Core Samples", Trans. AIME (1951) 192, 127-134.

CAPITULO VIII

PERMEABILIDADES RELATIVAS

Anteriormente se consideró el concepto de permeabilidad absoluta mediante la aplicación de la ley de Darcy a rocas saturadas 100% por un sólo fluido homogéneo. Sin embargo, en un yacimiento de petróleo el medio poroso está generalmente saturado con dos o más fluidos (agua, aceite y/o gas), por lo que es necesario generalizar la ley de Darcy para describir el flujo simultáneo de más de una fase introduciendo el concepto de *permeabilidad efectiva* (k_e), que se define como la medida directa de la habilidad del sistema poroso a permitir el flujo de un fluido cuando dos o más están presentes. Esta propiedad de flujo es el efecto combinado de la geometría de los poros, mojabilidad de la roca, distribución de fluidos e historia de saturación; siendo la mojabilidad el factor más importante en el control de flujo y distribución de los fluidos en el núcleo.

Diferentes estudios^{1*} han mostrado que, cuando fluyen simultáneamente dos o más fases no miscibles a través de medios porosos, cada una establece sus propios canales de flujo. Estos canales son muy estables y no se presentan turbulencias. Para cada rango de saturaciones parece ocurrir un conjunto único de canales. A medida que la saturación de la fase no mojante se reduce, los canales para este fluido tienden a romperse, permaneciendo dicha fase en forma de islas, las cuales permanecen estables para cualquier gradiente de presión práctico. A esta saturación inmóvil de la fase no mojante se denomina *saturación residual*. Similarmente, a medida que la saturación del fluido mojante se reduce, los canales de flujo para este fluido tienden a romperse y por lo tanto a ser discontinuos provocando que la fase mojante deje de fluir. La saturación correspondiente en este caso, se denomina *saturación irreducible*.

De lo establecido anteriormente se puede concluir que cada fase de fluido es completamente independiente de los otros fluidos en el sistema de flujo, es decir, para una roca dada, la habilidad de flujo depende únicamente de la historia de saturación de este fluido, tal que la ley de Darcy puede aplicarse a cada fase individualmente. Así, para el aceite, gas y agua resulta:

$$\begin{aligned}v_{so} &= - \frac{k_o}{\mu_o} \left(\frac{\partial P_o}{\partial s} - \rho_o g \frac{dz}{ds} \right) \\v_{sg} &= - \frac{k_g}{\mu_g} \left(\frac{\partial P_g}{\partial s} - \rho_g g \frac{dz}{ds} \right) \\v_{sw} &= - \frac{k_w}{\mu_w} \left(\frac{\partial P_w}{\partial s} - \rho_w g \frac{dz}{ds} \right)\end{aligned} \quad (1)$$

donde $k_o = k_o(S_o)$, $k_g = k_g(S_g)$, $k_w = k_w(S_w)$ son la permeabilidad efectiva del aceite, gas y agua, respectivamente, que resultan ser función de la saturación del fluido correspondiente.

Generalmente los valores de k_o , k_g , y k_w son reportados como permeabilidades relativas, k_{ro} , k_{rg} , y k_{rw} , definiéndose la permeabilidad relativa como la relación de la permeabilidad efectiva de un fluido a una saturación dada, a la permeabilidad absoluta de la roca². Así:

*Referencias al final del capítulo.

$$\begin{aligned}
 k_{ro}(S_o) &= \frac{k_o(S_o)}{k} \\
 k_{rg}(S_g) &= \frac{k_g(S_g)}{k} \\
 k_{rw}(S_w) &= \frac{k_w(S_w)}{k}
 \end{aligned}
 \tag{2}$$

De esta manera, los valores de k_r pueden variar de 0.0 a 1.0. Algunas veces en la literatura, se define la permeabilidad relativa en forma diferente, en lugar de usar la permeabilidad absoluta en el denominador de las ecuaciones (2), se utiliza k_o (la permeabilidad efectiva al aceite, cuando el aceite es la única fase móvil en el medio poroso, es decir, los otros fluidos están presentes en su saturación irreductible).

Tomando en cuenta que la permeabilidad relativa a una fase cualquiera (gas, aceite o agua) es una función de la saturación, es práctica común elaborar gráficas de permeabilidad contra saturación. Para los sistemas aceite-gas y agua-gas, la fase no mojanete es siempre el gas. Sin embargo para el sistema aceite-agua la situación no es tan simple. Para la mayoría de los yacimientos el aceite es la fase no mojanete, aunque en forma más frecuente se han encontrado yacimientos en los cuales el aceite es la fase mojanete.

La Figura VIII-1 muestra una gráfica típica de las curvas de permeabilidad relativa para un sistema agua-aceite en función de la saturación.

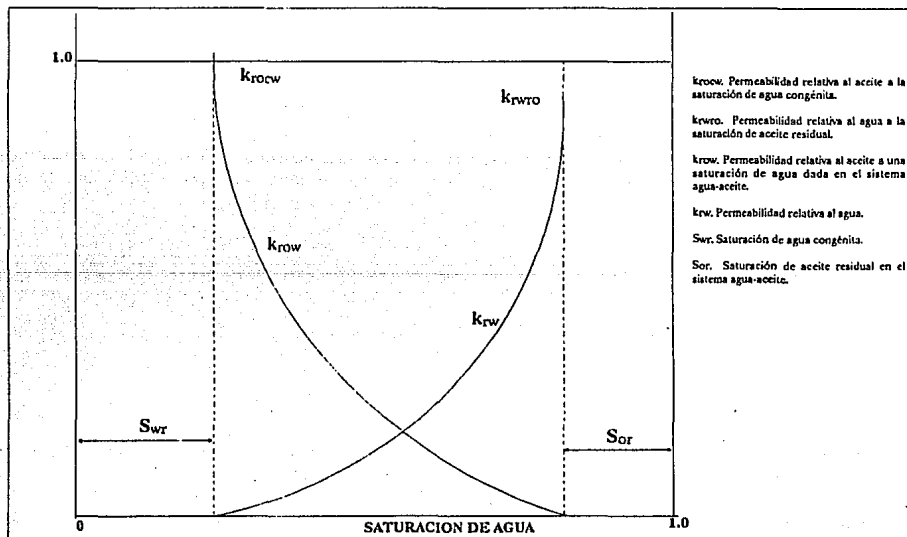


Fig. VIII-1. Curvas de permeabilidades relativas para un sistema agua-aceite.

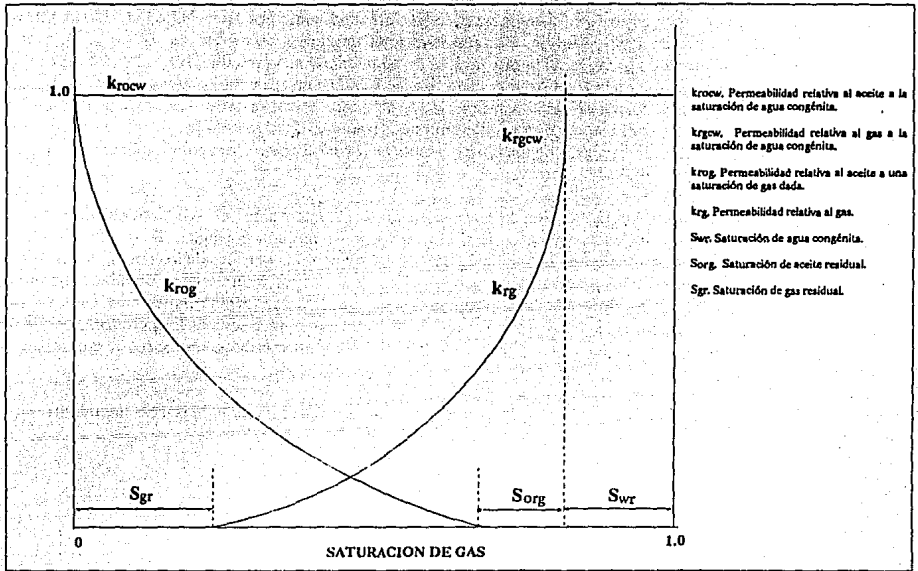


Fig. VIII-2. Curvas de permeabilidades relativas para un sistema gas-líquido.

A S_{or} por ser el valor mínimo al cual empieza a moverse el aceite, se le denomina *saturación crítica de aceite*, o bien, *saturación residual de aceite* que es la saturación de aceite que ya no puede ser desplazada por el agua que fluye a través del medio poroso. Si la roca inicialmente está saturada de aceite al 100%, se obtiene similarmente una *saturación crítica de agua*, que corresponde a la saturación a la cual empieza a fluir el agua por primera vez.

Para el caso de un sistema gas-aceite con saturación residual de agua, las curvas de permeabilidades relativas (k_{ro} , k_{rg}), adquieren la forma típica de la Figura VIII-2 y se tendrán en ese caso, los valores correspondientes a la *saturación crítica o residual de gas* y la *saturación crítica o residual de aceite* con una saturación de agua residual.

EFFECTO DE LA MOJABILIDAD SOBRE LAS PERMEABILIDADES RELATIVAS

En un sistema fuertemente mojado por agua, con saturación de agua irreductible, el agua que es la fase mojante ocupa los poros más pequeños y en forma de película delgada cubre la superficie de la roca. El aceite que es la fase no mojante ocupa el centro de los poros más grandes³⁻⁵, esto ocurre debido a que es la condición más estable. Cualquier cantidad de aceite localizada en los poros pequeños será desplazada al centro de los poros grandes por imbibición espontánea de agua.

Durante el desplazamiento con agua de un sistema mojado preferencialmente por ésta, el agua se moverá a través del medio poroso en un frente casi uniforme. El agua inyectada tenderá a embirse en los poros pequeños moviéndose el aceite a los poros grandes. Si la saturación de agua inicial es la irreductible, adelante del frente sólo moverá aceite, mientras que en la zona frontal, cada fluido se mueve en sus propios canales, pero con S_{wi} en cada poro. El aceite residual lo forma principalmente el aceite existente en los canales continuos que tienen uno de sus extremos sellados al resto del sistema poroso, denominados trampas. Otra parte de aceite se queda en forma discontinua formando glóbulos en el centro de los poros, o bien, en forma continua ocupando muchos poros pero rodeados completamente por agua.

En sistemas fuertemente mojados por aceite, la roca está preferencialmente en contacto con aceite y la distribución de los dos fluidos es inverso al caso de preferencialmente mojado por agua. Es decir, el aceite se localiza en los poros más pequeños y como una película delgada rodeando las paredes de los poros, mientras que el agua se localiza en el centro de los poros grandes. En estos sistemas, el agua intersticial se localiza como gotas discretas en el centro de los poros. Durante el desplazamiento con agua, el agua forma canales continuos a través del centro de los poros empujando al aceite hacia adelante. El aceite remanente queda en los poros más pequeños como película continua sobre la superficie de los poros y como aceite atrapado en poros comunicados y contiguos pero rodeados de agua.

La Figura VIII-3a muestra un desplazamiento de aceite por agua, en un sistema mojado por aceite, mientras que en la Figura VIII-3b se muestra el mismo proceso pero en roca mojada por agua¹.

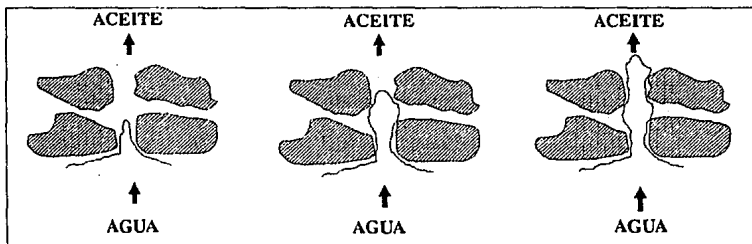


Fig. VIII-3a. Desplazamiento de aceite por agua en sistema mojado por aceite¹.

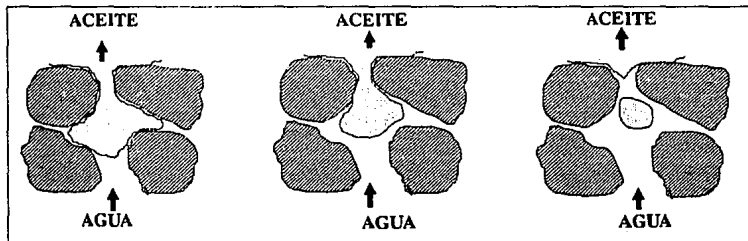


Fig. VII-3b. Desplazamiento de aceite por agua en un sistema mojado por agua¹.

Las características típicas de la permeabilidad relativa del sistema agua-aceite se presentan en la Figura VIII-4a, para roca mojada por agua, y en VIII-4b para roca mojada por aceite.

Las diferencias en las propiedades de flujo debidas a la preferencia de mojabilidad pueden resumirse por las siguientes observaciones⁶:

Parámetro	Mojable por agua	Mojable por aceite
Saturación de agua congénita	Generalmente mayor de 20% de V_p	Generalmente menor de 15% de V_p
Saturación a la cual $k_{ro} = k_{rw}$	Mayor que 50% en la saturación de agua	Menor de 50% en saturación de agua
Valor de k_{rw} a la máxima saturación de agua (es decir al término del desplazamiento)	Generalmente menor de 30%	Mayor que 50%, aproximadamente al 100%

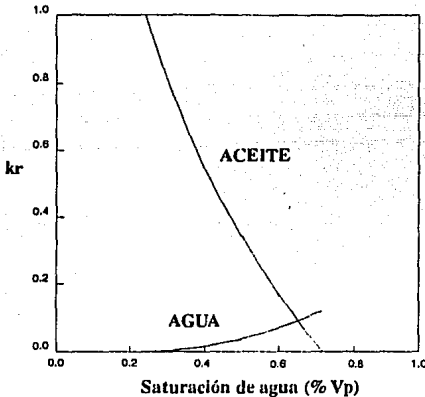


Fig VIII-4a. Características típicas de permeabilidades relativas aceite-agua cuando el agua moja fuertemente la roca.

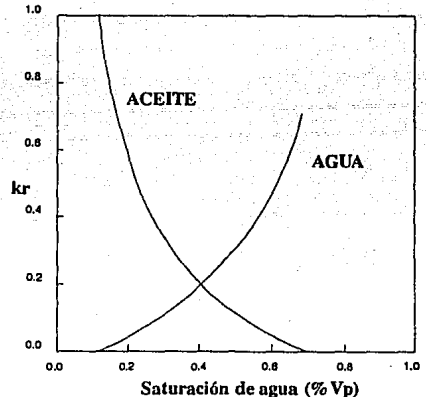


Fig VIII-4b. Características típicas de permeabilidades relativas aceite-agua cuando el aceite moja fuertemente la roca.

En las Figuras VIII-4a y VIII-4b, se observa adicionalmente lo siguiente:

A una saturación dada, la permeabilidad relativa de un fluido es más alta cuando éste es el fluido no mojannte. Por ejemplo, la permeabilidad relativa al agua (k_{rw}) es más grande en un sistema mojado por aceite. Esto es debido a que el fluido mojannte tiende a viajar a través de los poros más pequeños y menos permeables, mientras que la fase no mojannte se mueve con mayor facilidad en los poros grandes. Adicionalmente a saturaciones bajas, la fase no mojannte queda atrapada en forma de glóbulos discontinuos bloqueando la garganta de los poros y por tanto, disminuyendo la permeabilidad relativa de la fase mojannte.

Mungan⁷ midió la permeabilidad relativa siguiendo un método en régimen variable, en núcleos consolidados de telón con aceite como fluido mojannte. Los fluidos usados en las pruebas de desplazamiento fueron aceite mineral

y agua. Agregándole a esta última la cantidad necesaria de una solución para mantener constante la relación de viscosidades.

Los resultados obtenidos por este investigador se muestran en la Figura VIII-5 en donde el ángulo de contacto fue medido a través de la fase desplazante sobre una superficie de teflón. Los cambios en la permeabilidad relativa, son consistentes a los obtenidos por otros investigadores.

Cuando el fluido mojannte desplaza al no mojannte, el punto de cruce ocurre a una saturación de la fase desplazante más alta, y la permeabilidad relativa a la fase desplazante al final de la prueba es más baja.

La geometría de poro tiene también un fuerte efecto sobre las curvas de permeabilidad relativa, en general cuando se comparan 2 muestras de roca mojadas por agua con la misma permeabilidad absoluta, la roca que contenga

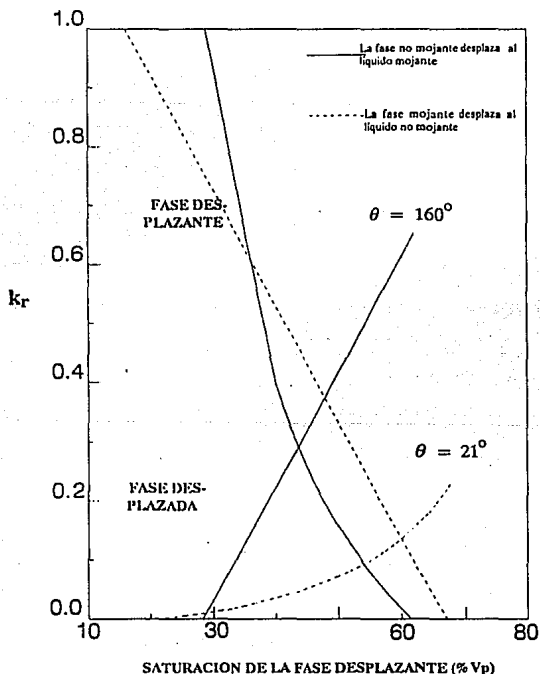


Fig. VIII-5. Comparación de desplazamientos con fluidos mojannte y no mojannte⁶.

poros en mayor número pero más pequeños, le corresponde un valor mayor de S_{wi} , y el punto de cruce de las curvas de permeabilidad relativa ocurre en un valor más grande de saturación de agua.

PERMEABILIDADES RELATIVAS POR DRENE E IMBIBICION

Diferentes investigadores como Treiber⁸, Morrow⁹, Schneider y Owens¹⁰, han encontrado que en muchos sistemas fuertemente mojados, la k_r de la fase mojanete es función principal de su propia saturación, es decir, la histéresis entre la k_r de la fase mojada obtenida por drene y por imbibición, es mucho más pequeña que la histéresis de la fase no mojanete.

Owens y Archer¹¹ compararon las permeabilidades relativas del sistema gas-aceite, Figura VIII-6, obtenidas por drene siguiendo un procedimiento de flujo variable con las k_r del sistema agua-aceite obtenidas por imbibición

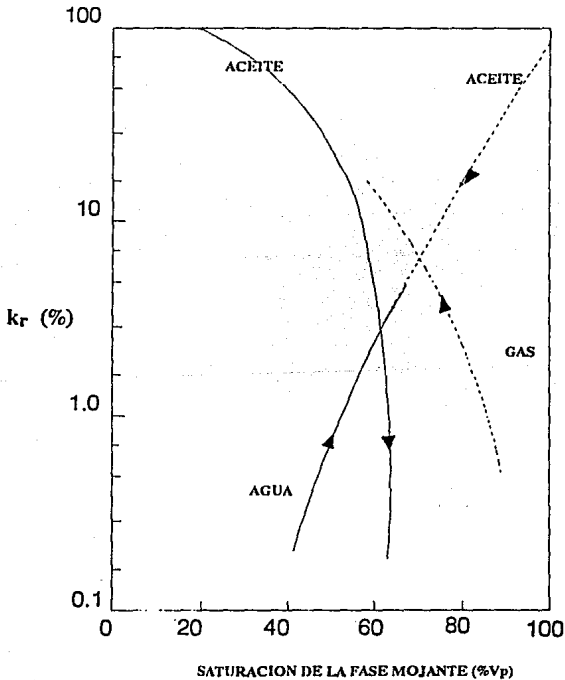


Fig. VIII-6. Comparación de permeabilidades relativas¹¹.

siguiendo un procedimiento de flujo estable, correspondiente a un núcleo de arenisca. El ángulo de contacto medido en el sistema agua-aceite fue de 0° , lo que indica que la roca fue fuertemente mojada por agua. Las k_r por drenaje del sistema gas-aceite, donde el aceite es la fase fuertemente mojannte, se muestra con línea discontinua. Las k_r del sistema agua-aceite donde el agua es el fluido fuertemente mojannte, se muestra con línea continua. Debe notarse que la k_{rw} , donde la saturación del fluido mojannte está creciendo, es una continuación de la k_{ro} , donde la saturación del fluido mojannte está disminuyendo. Esto demuestra que el núcleo es mojado por agua.

Efecto del manejo y limpieza de los núcleos.

Diferentes investigadores han reportado mediciones de permeabilidad relativa efectuadas en un mismo núcleo inicialmente en estado nativo, posteriormente sometido a un procedimiento de limpieza y secado, así como en condiciones restauradas.

Los experimentos efectuados por Mungan¹² muestran la importancia que tiene medir la permeabilidad relativa en núcleos en estado nativo o en estado restaurado. Los resultados que se muestran en la Figura VIII-7 indican

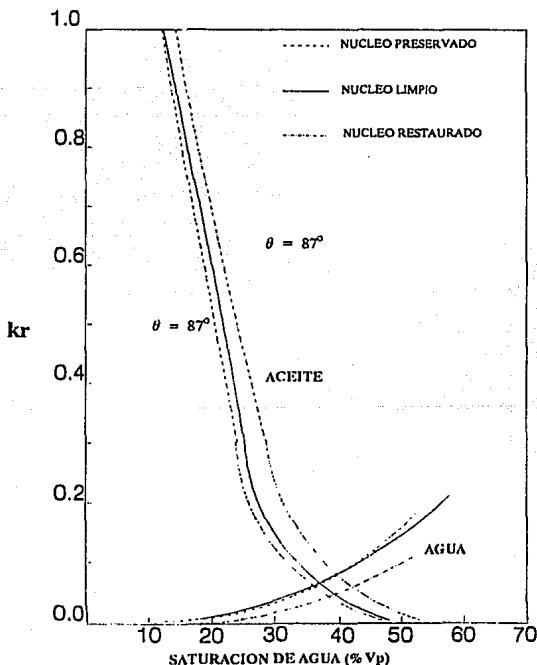


Fig. VII-7. Comparación de k_r en diferentes tipos de núcleos¹².

que a cualquier valor de saturación de agua, la permeabilidad relativa al aceite fue menor y la permeabilidad relativa al agua fue más alta para núcleos en estado nativo y en estado restaurado comparado con los resultados obtenidos usando núcleos limpios sin restaurar. Si se utilizan núcleos de este último tipo para predecir el comportamiento de un desplazamiento con agua, se obtendrán eficiencias de recuperación más altas y surgencias del fluido desplazante posteriores al del comportamiento real.

Grist¹³ mostró cómo diferentes métodos de limpieza pueden alterar la permeabilidad efectiva y la mojabilidad de los núcleos. Varios núcleos similares fueron limpiados siguiendo los diferentes procedimientos de limpieza normalmente usados, luego fueron desplazados por agua midiéndose la S_{Or} y la permeabilidad efectiva al agua al final del desplazamiento. La S_{Or} resultó muy similar para todos los métodos de limpieza. Sin embargo, k_w al final del desplazamiento varió por más de un factor de 3 entre los diferentes métodos de limpieza. La explicación de estos resultados fue que algunos métodos fueron capaces de extraer más de lo adsorbido de los componentes que alteran la mojabilidad, dejando la roca más preferencialmente mojada por agua.

Si la roca es preferencialmente mojada por agua, el aceite residual tiene una mayor tendencia a formar gotas aisladas que bloquean la garganta del poro, lo que tiende a disminuir la k_w .

Por lo tanto, las mediciones de permeabilidad más exactas fueron realizadas en núcleos en estado nativo, en los cuales la mojabilidad original es preservada. Si no se dispone de este tipo de núcleos, deben usarse núcleos en estado restaurado en los cuales se restablece la mojabilidad por un procedimiento de 3 pasos¹⁴:

1. Limpieza del núcleo para remover todos los compuestos adsorbidos
2. Saturación del núcleo con los fluidos de la formación
3. Permanencia del núcleo saturado a condiciones del yacimiento por un tiempo suficiente para restablecer las condiciones originales de mojabilidad.

MEDICION DE LA PERMEABILIDAD RELATIVA EN EL LABORATORIO

Las relaciones de permeabilidad relativa con la saturación usando muestras de roca, se pueden medir en el laboratorio siguiendo uno de los dos procedimientos que a continuación se describen:

- Procedimiento en régimen permanente
- Procedimiento en régimen variable

PROCEDIMIENTO EN REGIMEN PERMANENTE

Es también conocido como el método de Penn State¹⁵ (Pennsylvania State University). En este método las fases aceite y gas, aceite y agua o gas y agua, se hacen fluir simultáneamente a través del núcleo, estando este inicialmente saturado al 100% de la fase mojanete. Los dos fluidos se introducen en forma simultánea en una relación predeterminada, manteniéndose constante hasta que la relación a la que se producen los fluidos se iguale a la relación de inyección. En estas condiciones se considera que el flujo es estable y las saturaciones a lo largo del núcleo son uniformes y en equilibrio. Después de medir las saturaciones y registrar la presión de entrada y salida de los fluidos, se incrementa la relación de inyección con la cual se disminuye más la saturación del fluido mojanete en el núcleo. Esta nueva relación de gasto de inyección se mantiene constante hasta alcanzar las condiciones de régimen permanente, esta condición en general se obtiene en forma muy lenta del orden de un día o más. El

proceso se repite para otras relaciones de gasto de inyección hasta obtener las curvas completas de permeabilidades relativas.

Las saturaciones existentes en el núcleo para cada etapa se obtienen pesando el núcleo y usando la siguiente expresión:

Para el caso de un sistema agua-acetite:

$$S_w = \frac{V_p - \frac{(W_s - W_d) - (W_c - W_d)}{\rho_w - \rho_o}}{V_p} \quad (3)$$

donde:

- V_p = volumen de poros (cm^3)
- W_s = peso del núcleo saturado con el agua (g)
- W_d = peso del núcleo seco (g)
- W_c = peso del núcleo con agua y acetite (g)
- ρ_w = densidad del agua (g/cm^3)
- ρ_o = densidad del acetite (g/cm^3)

La permeabilidad relativa a cada fluido se obtiene aplicando la ecuación de Darcy (por ser régimen permanente).

Para el caso de condiciones de flujo horizontal:

$$k_r = \frac{\mu_f Q_f L}{A \Delta P} \quad (4)$$

donde:

$$Q_f = \frac{\text{volumen de fluido producido}}{\text{tiempo}}$$

Aunque este método parece simple, en la práctica resulta difícil y requiere de un gran consumo de tiempo. La distribución uniforme de las saturaciones puede verse afectada por el denominado *efecto de frontera* el cual se debe a que los fluidos pasan de una región dentro del núcleo en la que existe presión capilar finita, a otra de presión capilar cero, al abandonar el núcleo por la cara de salida. Las fuerzas capilares que existen en el núcleo tienden a que la roca retenga al fluido mojannte, lo cual resulta que la fase mojannte se mantenga en un nivel más alto cerca de la cara de salida del núcleo que en el resto del mismo. Una manera de evitar este efecto es mediante el uso de piezas de menor longitud del mismo material poroso colocadas en ambas caras del núcleo. Esto sirve para distribuir los fluidos antes que ellos

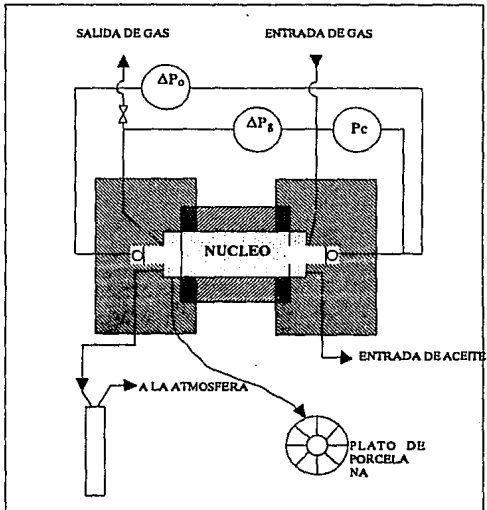


Fig. VIII-8. Equipo para medir las permeabilidades relativas¹⁵.

entren, y para mantener el contacto capilar en la cara de salida del núcleo de prueba. Un equipo para medir las permeabilidades relativas de un núcleo es como el que se muestra en la Figura VIII-8.

Un procedimiento alternativo es iniciar la prueba con el núcleo 100% saturado con el fluido no mojante. En este caso la relación de inyección empieza con valores altos de la fase no mojante, disminuyendo hasta alcanzar 100% de la fase mojante. Otros métodos en régimen permanente usan equipos diseñados para manejar gastos altos de inyección o diferenciales grandes de presión, como formas para disminuir los efectos de frontera, a este grupo pertenecen al método de Hafford y el de inyección dispersa¹⁵.

Un ejemplo de permeabilidades relativas a partir de datos obtenidos en el laboratorio, Tabla VIII-1 por el procedimiento de régimen permanente, se muestra a continuación:

Datos sistema Agua-Acete.

L = longitud del núcleo = 7.50 cm

A = área de la sección transversal del núcleo = 7.89 cm²

S_{wm} = mínima saturación de agua intersticial = 30.0%

ϕ = porosidad = 23.4%

μ_w = viscosidad del agua medida a las condiciones medias de la prueba = 0.766 cp

μ_o = viscosidad del aceite medida a las condiciones medias de la prueba = 1.20 cp

W_d = peso del núcleo seco = 178.883 g

W_c = peso del núcleo saturado 100% de agua = 192.658 g

T_p = temperatura de prueba = 32 °C

ρ_w = densidad del agua a las condiciones medias de prueba = 0.9945 g/cm³

ρ_o = densidad del aceite a las condiciones medias de prueba = 0.7494 g/cm³

V_p = volumen de poros = 13.86 cm³

W_c = peso del núcleo saturado con agua y aceite en cada etapa

TABLA VIII-1. Datos de laboratorio obtenidos en régimen permanente.

(1) No. de etapa	VOLUMEN		(4) Tiempo (seg)	(5) ΔP (atm)	(6) Peso del núcleo (g)
	(2) Agua (cm ³)	(3) Aceite (cm ³)			
1	0.70	9.32	311.6	0.983	190.5363
2	1.93	8.04	331.1	1.020	190.8359
3	3.50	6.53	349.3	1.170	191.0360
4	5.78	4.32	343.2	1.240	191.2567
5	7.90	2.10	336.5	1.340	191.4252

Resolviendo la ecuaciones (3) y (4) con los datos anteriores, se obtienen los valores de las permeabilidades relativas para cada relación de saturaciones existentes en el núcleo, como se muestra en la Tabla VIII-2 y se grafican como se observa en la Figura V-9.

TABLA VIII-2. Cálculo de permeabilidades relativas sistema agua-aceite.

Etapa No.	(7) $Q_w = \frac{(2)}{(4)}$	(8) $Q_o = \frac{(3)}{(4)}$	(9) $k_w = \frac{\mu_w Q_w L}{A \Delta P} \times 1000$	(10) $k_o = \frac{\mu_o Q_o L}{A \Delta P} \times \frac{1000}{1000}$	(11) $\frac{k_w}{k_o} = \frac{(9)}{(10)}$	(12) $\frac{W_w - W_c}{p_w - p_o}$
1	0.00225	0.02991	1.67	34.71	0.0481	8.657
2	0.00583	0.02428	4.16	27.15	0.1532	7.434
3	0.01002	0.01869	6.23	18.22	0.3419	6.618
4	0.01684	0.01230	9.89	11.31	0.8744	5.717
5	0.02348	0.00634	12.76	5.31	2.4030	5.030

(13) $S_w = \frac{V_p - (12)}{V_p}$	(14) k_{rw}	(15) k_{ro}
0.375	0.01811	1
0.464	0.1198	0.782195
0.523	0.1794	0.52492
0.588	0.2849	0.3258
0.637	0.3676	0.1529

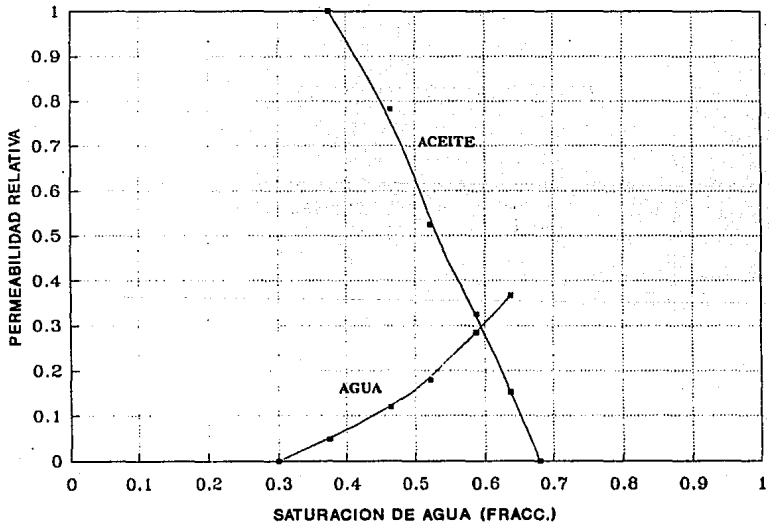


Fig. V-9. Permeabilidades relativas Sistema agua-aceite.

PROCEDIMIENTO EN RÉGIMEN VARIABLE

Este procedimiento se diferencia del anterior en que en vez de inyectar simultáneamente los dos fluidos, se inyecta solamente uno, el cual desplaza a la fase que satura inicialmente el núcleo. De esta manera el proceso se efectúa en régimen variable, ya que mientras un fluido entra al núcleo, dos fluyen a través de la cara de salida. La prueba consiste principalmente de lo siguiente. El núcleo seleccionado y preparado para este fin, se le determina sus propiedades físicas de permeabilidad absoluta, volumen de poro y porosidad. Posteriormente se satura al 100% con el fluido correspondiente, dependiendo de si el proceso para determinar las permeabilidades relativas será por drene o por imbibición, o bien, considerando la presencia inicial de la saturación irreductible de la fase desplazante.

El núcleo saturado se coloca en el portamuestras del equipo y el fluido desplazante se inyecta en la cara de entrada del núcleo a la presión seleccionada, desplazando en forma lineal el fluido que satura la roca hacia la cara opuesta.

Los fluidos producidos e inyectados se registran simultáneamente a diferentes tiempos durante la prueba. La prueba se da por concluida cuando cesa la producción del fluido desplazado. La ventaja principal de este procedimiento con respecto al régimen permanente es su rapidez.

El cálculo de la relación de permeabilidades relativas a partir de los datos registrados durante la prueba de desplazamiento, está basado en la teoría de Buckley y Leverett¹⁶ extendida por Welge¹⁷.

Una extensión posterior del método de Welge debida a Johnson, Bossler y Nauman¹⁷, permite el cálculo de las permeabilidades relativas de cada fase a partir de pruebas de desplazamiento.

La teoría de desplazamiento supone condiciones que deben satisfacerse para que pueda aplicarse el método. Estas condiciones son:

1. Que el gradiente de presión de flujo sea lo suficientemente alto comparado con la diferencia de presión capilar entre las fases fluyentes, para asegurar que la porción del núcleo en la cual predominan los efectos capilares sea una fracción pequeña del volumen poroso total.
2. Que la velocidad de flujo sea constante en todo el medio poroso, lo cual requiere que los fluidos se comporten como inmiscibles e incompresibles. Cuando una de las fases es gas, es posible obtener un comportamiento muy cercano al incompresible, si se mantiene un nivel de presión lo suficientemente alto, tal que la expansión del gas debida a la caída de presión a través del sistema, sea despreciable.

Desarrollo de las expresiones principales

El experimento que se lleva a cabo en el laboratorio ocurre en régimen transitorio y las saturaciones cambian continuamente en el medio poroso. El procedimiento de cálculo aproxima estas condiciones, dividiendo el proceso en una serie de pasos que ocurren en régimen continuo y que son de corta duración. La producción total que se obtiene durante uno de estos pasos, de duración ΔT para un sistema aceite-agua es:

$$\Delta q_T = \Delta W_p + \Delta N_p, \quad \Delta W_p = \Delta q_T - \Delta N_p \quad (5)$$

donde:

q_T = gasto total producido en el intervalo Δt

ΔW_p = agua producida en el intervalo Δt
 ΔN_p = aceite producido en el intervalo Δt

La saturación media de agua del núcleo durante dicho intervalo se puede expresar como la saturación de agua que había, al iniciarse el intervalo, más el agua que entró a sustituir el aceite producido.

$$\overline{S_{wi}} = S_{wi} + \frac{\Delta N_p}{V_p} \quad (6)$$

Esta ecuación es equivalente a la expresión:

$$(S_w)_{cs} = \overline{S_w} - \frac{W_i}{V_p} (f_o)_{S_{wcs}} \quad (7)$$

derivada por Welge, en la cual:

$(S_w)_{cs}$ = saturación de agua en la cara de salida

$\overline{S_w}$ = saturación media del núcleo

W_i = volumen total de agua inyectada

V_p = volumen poroso del núcleo

$(f_o)_{S_{wcs}}$ = flujo fraccional de aceite, medido a la saturación de agua en la cara de salida

Comparando las ecuaciones (6) y (7), S_{wi} es equivalente a S_{wcs} , pues se considera que la saturación al iniciar el intervalo de tiempo estará uniformemente distribuida de la cara de entrada a la cara de salida. El cambio de saturación media al finalizar el intervalo, será:

$$\overline{S_w} - S_{wi} = \Delta \overline{S_w} = \frac{\Delta N_p}{V_p} \quad (8)$$

$$\text{Pero } \frac{\Delta N_p}{V_p} = f_o \frac{\Delta W_i}{V_p} \quad (9)$$

siendo ΔW_i , el volumen de agua acumulativo inyectado en el intervalo.

De la ecuación (8) y (9) se tiene:

$$\Delta \overline{S_w} = f_o \frac{\Delta W_i}{V_p} = f_o \Delta Q_{wi}$$

$$f_o = \frac{\Delta \overline{S_w}}{\Delta Q_{wi}} = \frac{q_o}{q_T} \quad (10)$$

donde $q_T = q_o + q_w$

De la ecuación de Darcy, aplicada a cada una de las fases se obtiene:

$$k_w = \frac{q_w \mu_w L}{A \Delta P}, \quad k_o = \frac{q_o \mu_o L}{A \Delta P} \quad (11)$$

$$\frac{k_w}{k_o} = \frac{q_w \mu_w}{q_o \mu_o} \quad (12)$$

considerando f_o se obtiene:

$$\frac{k_w}{k_o} = q_T \frac{(1-f_o) \mu_w}{q_T f_o \mu_o}$$

finalmente:

$$\frac{k_w}{k_o} = \frac{(1-f_o) \mu_w}{f_o \mu_o} \quad (13)$$

Esta expresión indica la relación de permeabilidades que existe en un plano inmediato a la cara de salida del núcleo y que es compatible con las condiciones de saturación que originan el flujo fraccional de aceite que existe en dicho plano; este valor de saturación de agua es, de acuerdo a la ecuación (7):

$$(S_w)_{cs} = \bar{S}_w - Q_{wi} (f_o)_{Swcs}$$

y el cambio de saturación en el núcleo, del inicio al final del intervalo es:

$$\Delta S = \bar{S}_w - (S_w)_{cs} = \Delta Q_{wi} (f_o)_{Swcs}$$

$$(S_w)_{cs} = \bar{S}_w - \Delta S_w \quad (14)$$

que define la saturación de agua correspondiente a la relación de permeabilidades de la ecuación (13). En este procedimiento presentado originalmente por Welge, es necesario determinar en forma independiente el comportamiento de la permeabilidad relativa de una de las fases para poder obtener por separado el de la fase restante.

Una extensión del método de Welge debida a Johson¹⁸, permite determinar las permeabilidades relativas en forma individual, usando los mismos datos obtenidos de la prueba de desplazamiento. Los conceptos y expresiones principales se presentan a continuación, considerando por simplicidad que la prueba de laboratorio se efectúa a gasto variable y presión de inyección constante.

La distribución de la presión en un instante de un desplazamiento lineal de aceite por agua en un medio poroso de longitud L , puede expresarse por:

$$\Delta P = P_2 - P_1 = \int_0^L \frac{\partial P}{\partial x} dx \quad (15)$$

Considerando la ecuación de Darcy:

$$v_o = - \frac{k_o}{\mu_o} \frac{\partial P}{\partial x} \quad (16)$$

$$y v_o = v_T f_o$$

Donde:

$$f_o = \frac{q_o}{q_T}$$

v_o = velocidad volumétrica de aceite

v_T = velocidad volumétrica del fluido que entra

$$k_o = (k_{ro}) k$$

$$\frac{\partial P}{\partial x} = - v_T \frac{f_o \mu_o}{k k_{ro}} \quad (17)$$

Sustituyendo la ecuación (17) en la (15)

$$\Delta P = \int_0^L v_T \frac{f_o \mu_o}{k k_{ro}} dx$$

$$\Delta P = \frac{v_T \mu_o}{k} \int_0^L \frac{f_o}{k_{ro}} dx \quad (18)$$

De la teoría de desplazamiento frontal de Buckley-Leverett¹⁵

$$x = L \frac{(f_o')_x}{(f_o')_{Swcs}} \quad (19)$$

donde:

x = fracción de la distancia L recorrida por el frente de desplazamiento.

f_o' = derivada de flujo fraccional de aceite.

Derivando la ecuación (19)

$$dx = L \frac{\left((f_o')_{Swcs} \frac{d(f_o')_x}{dx} - (f_o')_x \frac{d(f_o')_{Swcs}}{dx} \right)}{(f_o')_{Swcs}^2}$$

$$\text{como } \frac{d(f_o')_{Swcs}}{dx} = 0$$

$$dx = L \frac{d(f_o')_x}{(f_o')_{Swcs}} \quad (20)$$

Sustituyendo la ecuación (20) en la (18) y recordando términos se tiene:

$$\int_0^{(f_o')_{Swcs}} \frac{f_o}{k_{ro}} d(f_o')_x = \frac{k}{\mu_o L} \frac{\Delta P}{v_T} (f_o')_{Swcs} \quad (21)$$

por lo tanto, usando el concepto de inyectividad relativa definida por Rapoport¹⁹ como la relación entre la inyectividad correspondiente a cualquier etapa y la inyectividad inicial (IR): es:

$$IR = \frac{\frac{v_T}{\Delta P}}{\frac{v_{T1}}{\Delta P_1}} \quad (22)$$

Considerando que $\frac{v_{T1}}{\Delta P_1} = \frac{k}{\mu_o L}$ y la ecuación (22), la ecuación (21) se puede expresar de la siguiente manera:

$$\int_0^{(f_o)_{Swcs}} \frac{f_o}{k_{ro}} d(f_o)'_x = \frac{\Delta P}{v_T} \frac{v_{T1}}{\Delta P_1} (f_o)'_{Swcs} = \frac{(f_o)'_{Swcs}}{IR} \quad (23)$$

Derivando la ecuación (23) con respecto a $(f_o)'_{Swcs}$ para eliminar la integral:

$$\frac{(f_o)_{Swcs}}{(k_{ro})_{Swcs}} = \frac{d}{d(f_o)'_{Swcs}} \left(\frac{(f_o)'_{Swcs}}{IR} \right) = d \left(\frac{(f_o)'_{Swcs}}{d(f_o)'_{Swcs}} \frac{1}{IR} \right) \quad (24)$$

considerando la siguiente ecuación derivada por Welge:

$$Q_{wi} = \frac{1}{\left(\frac{df_w}{dS_w} \right)_{Swcs}} \quad (25)$$

donde $Q_{wi} = \left(\frac{W_i}{V_p} \right)$ = volumen total de fluido inyectado en volumen de poros.

sustituyendo ahora la ecuación (25) en la (24):

$$\frac{(f_o)_{Swcs}}{(k_{ro})_{Swcs}} = \frac{d \left(\frac{1}{Q_{wi}} \frac{1}{IR} \right)}{d \left(\frac{1}{Q_{wi}} \right)} \quad (26)$$

La ecuación (26) proporciona el medio para calcular las permeabilidades relativas individuales para cualquier instante del desplazamiento, es decir, para cualquier valor del volumen inyectado acumulativo Q_{wi} , la derivada de la ecuación (26) puede evaluarse de los datos registrados durante la prueba.

Para un valor dado de W_i la fracción de aceite en el efluente, f_o , puede calcularse en forma separada por medio de la ecuación (7), de la cual despejando f_o , queda:

$$(f_o)_{Swcs} = \frac{d \overline{S_w}}{d Q_i} \quad (27)$$

El valor de k_{ro} que se obtiene de la ecuación (26), es la permeabilidad relativa al aceite a la saturación correspondiente en la cara de salida, esta saturación puede calcularse mediante la aplicación directa de la ecuación (7). El cálculo de la permeabilidad relativa de la fase desplazante correspondiente a la saturación, S_{wCS} , se obtiene usando la ecuación (13):

$$k_{rw} = \left(\frac{1 - f_o}{f_o} \right) \frac{\mu_w}{\mu_o} k_{ro} \quad (28)$$

Un ejemplo de cálculo para determinar permeabilidades relativas por el método en régimen variable se muestra a continuación.

Datos:

$$L = 3.81 \text{ cm}$$

$$A = 11.4009 \text{ cm}^2$$

$$\phi = 18.5 \%$$

$$V_p = 7.710 \text{ cm}^3$$

$$k = 0.602 \text{ md}$$

El núcleo saturado al 100% con agua se desplazó con aceite hasta dejar $S_{wc} = 17.9 \%$. A estas condiciones $k_o = 0.41 \text{ mD}$. Los datos obtenidos durante el desplazamiento con agua en el laboratorio se presentan en la Tabla VIII-3.

TABLA VIII-3. Datos de laboratorio obtenidos en régimen variable.

(1) recipiente	(2) $\Delta V_T \text{ (cm}^3\text{)}$	(3) $\Delta W_P \text{ (cm}^3\text{)}$	(4) $\Delta N_p \text{ (cm}^3\text{)}$	(5) t (seg)	(6) $\Delta T \text{ (seg)}$
1	3.60	0.0	3.6	884	884
2	0.20	0.12	0.08	955	71
3	0.35	0.38	0.07	1064	109
4	0.75	0.72	0.03	1277	213
5	0.95	0.91	0.04	1557	180
6	2.22	2.12	0.10	2184	627
7	4.15	4.05	0.10	3297	1113
8	12.57	12.42	0.15	5859	2562
9	34.20	34.02	0.18	12203	6344
10	26.75	26.71	0.04	16662	4459

El desplazamiento se hizo a presión constante, siendo $\Delta P = 13.8 \text{ atm}$, $T = 25^\circ\text{C}$, $\mu_o = 1.61$, $\mu_w = 1.0 \text{ cp}$ (a 25°C). Los cálculos se presentan en la Tabla VIII-4 y la gráfica de permeabilidades relativas para el sistema se muestra en la Figura V-10.

TABLA VIII-4. Tabla de cálculo.

(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)
$\Delta Q_i = \frac{\Delta V_T}{V_p}$	Q_i	$\Delta S_w = \frac{(4)}{V_p}$	S_w	$(f\sigma)_{cs} = \frac{(9)}{(7)}$	$q_o = \frac{(2)}{(6)}$	$\frac{1}{I_R} = \frac{0.0154}{(12)}$
0.4669	0.4669	0.4669	0.6459	1.000	0.0041	3.766
0.0259	0.4928	0.0104	0.6563	0.400	0.0028	5.514
0.0432	0.5382	0.0091	0.6654	0.200	0.0032	4.823
0.0973	0.6355	0.0039	0.6693	0.040	0.0035	4.411
0.1232	0.7587	0.0052	0.6745	0.042	0.0034	4.541
0.2879	1.0466	0.0130	0.6875	0.045	0.0035	4.411
0.5383	1.5849	0.0130	0.7005	0.024	0.0037	4.162
1.6304	3.2153	0.0195	0.7200	0.012	0.0049	3.143
4.4358	7.6511	0.0234	0.7434	0.005	0.0054	2.652
3.4643	11.1154	0.0052	0.7486	0.001	0.0060	2.567

(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)
$\frac{1}{Q_i}$	$\frac{1}{Q_i I_R}$	$\Delta \left(\frac{1}{Q_i} \right)$	$\Delta \left(\frac{1}{Q_i I_R} \right)$	$\frac{(16)}{(17)}$	$k_{ro} = (11) (18)$	$(S_w)_m$
2.142	0.067
2.029	11.188	0.113	3.121	0.036	0.014	0.6511
1.858	0.965	0.171	2.223	0.077	0.015	0.6609
1.573	6.938	0.285	2.027	0.141	0.006	0.6673
1.318	5.985	0.255	0.953	0.267	0.011	0.6719
0.955	4.212	0.363	1.773	0.205	0.010	0.6810
0.631	2.626	0.324	1.586	0.204	0.005	0.6939
0.311	0.977	0.320	1.619	0.194	0.002	0.7101
0.131	0.374	0.180	0.603	0.298	0.001	0.7316
0.090	0.231	0.041	0.143	0.287	0.003	0.7758

(21)	(22)	(23)	(24)	(25)	(26)
$(Q_i)_m$	$(11) \times (21)$	$(S_w)_{cs} = (20) - (22)$	$(f_w)_{cs} = 1 - (11)$	$\frac{(24)}{(11)} \times k_{ro}$	$k_{rw} = \frac{\mu_w}{\mu_o} \times (25)$
0.4799	0.192	0.4591	0.600	0.021	0.0130
0.5156	0.103	0.5579	0.800	0.060	0.0373
0.5869	0.023	0.4443	0.960	0.144	0.0094
0.6972	0.029	0.4129	0.958	0.251	0.1559
0.9027	0.041	0.6100	0.955	0.220	0.1317
1.3158	0.032	0.6619	0.976	0.203	0.1261
2.4002	0.029	0.6811	0.968	0.164	0.1018
5.4332	0.028	0.7030	0.995	0.199	0.1236
9.3833	0.014	0.7318	0.999	0.2997	0.1861

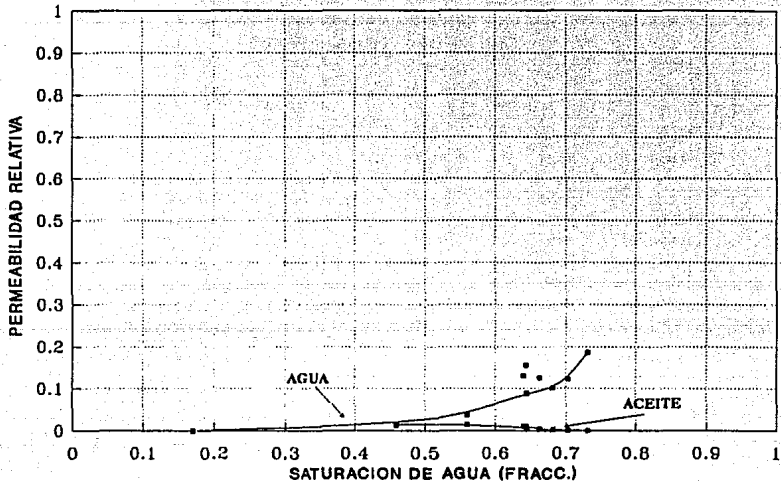


Figura V-10. Permeabilidades relativas.

El valor de $\left(\frac{1}{I_R}\right) = \frac{0.0154}{q_o}$, resulta de la siguiente consideración:

Considerando la definición de I_R expresada en la ecuación (22), y la ecuación de Darcy $q_T = \frac{K A \Delta P_i}{\mu L}$, como al inicio del desplazamiento $q_o = q_T$ y $k_o = k$ entonces:

$$\frac{q_o}{A} = V_{T1} = \frac{k \Delta P_i}{\mu_o L}, \text{ o bien, } \frac{V_{T1}}{\Delta P_i} = \frac{k}{\mu_o L}$$

Sustituyendo esta expresión en I_R , resulta:

$$I_R = \frac{\frac{V_T}{\Delta P}}{\frac{k}{k_o} L} = \frac{q_o \mu_o L}{A k \Delta P}$$

que para los datos del ejemplo resulta:

$$\frac{1}{I_R} = \frac{0.0154}{q_o}$$

REFERENCIAS

1. Craig, F.F. *The Reservoir Engineering Aspects of Water-flooding Monograph Series*, SPE, Richardson, Tx, (1971).
2. API RP 27. *Recommended Practice for Determining Permeability of Porous Media*, API, third edition, New York (August, 1956).
3. Chatenever, A. and Calhoun, J. C. "Visual Examinations of fluid Behavior in Porous Media. Part-1", Trans. AIME (1952) 195, 149-156.
4. Donaldson, E. C. and Thomas, R. D. "Microscopic Observations of Oil Displacement in Water-Wet and Oil-Wet Systems", paper SPE 3555, presented at the 1971 SPE Annual Meeting, New Orleans, October 3-6.
5. Wardlaw, N. C. "The Effects of Geometry, Wettability, Viscosity, and Interfacial Tension on Trapping in Single Pore-Throat Pairs", Jour. Cdn. Pet. Tech. (May-June 1982) 21, No. 3, 21- 27.
6. Anderson, W. G. "Wettability Literature Survey Part-2: Wettability Measurement", Jour. Pet. Tech. (November, 1986), 1246-1262.
7. Mungan, N. "Interfacial Effects in Immiscible Liquid-Liquid Displacement in Porous Media", SPEJ (September, 1966), 247-253.
8. Treiber, D. L, Archer, D. L. and Owens, W. W. "A Laboratory Evaluation of the Wettability of Fifty Oil Producing Reservoirs." SPEJ (December, 1972), 531-540.
9. McCaffery, F. G. and Bennion, D.W. "The Effect of Wettability on Two-Phase Relative Permeabilities", Jour. Cdn. Pet. Tech. (October-December, 1974) 13, No. 4, 42-53.
10. Schneider, F. N. and Owens, W. W. " Sandstone and Carbonate Two and Three-Phase Relative Permeability Characteristics", SPEJ (March, 1970), 75-84.
11. Owens, W. W. and Archer, D. L. "The Effect of Rock Wettability on Oil-Water Relative-Permeability Relationship", Jour. Pet. Tech. (July ,1971), 873-878.
12. Mungan, N. "Relative Permeability Measurements Using Reservoir Fluids", SPEJ (October, 1972), 398-402.
13. Grist, D. M., Langley, G. O. and Neustander, E. L. "The Dependence of Water Permeability on Core Cleaning Methods in the Case of Some Sandstone Samples", Jour. Cdn. Pet. Tech. (April-June 1975) 4, No. 2, 48-52.
14. Richardson, J. G. "Laboratory Determination of Relative Permeability", Trans. AIME (1952) 192, 47- 56.
15. Anderson, W. G. "Wettability Literature Survey-Part 1: Rock/Oil/Brine Interactions and the Effects of Core Handling on Wettability", Jour. Cdn. Pet. Tech., (October, 1986), 1125-1149.
16. Geffen, T. M. "Experimental Investigation on Factors Affecting Laboratory Relative Permeability Measurements", Trans. AIME (1951) 192.

17. Welge, H. J. "A Simplified Method for Computing Oil Recovery by Gas of Water Drive", Trans. AIME (1952) 195, 91.
18. Johnson E. F., Bossler D. P. and Nauman V. O. "Calculation of Relative Permeability from Displacement Experiments", Trans. AIME (1959) 216, 370.
19. Buckley S. E. and Leverett, M. C. "Mecanism of Fluid Displacement in Sands", Trans. AIME (1946), 107.
20. Rapoport, W. J. "Properties of Linear Waterfloods", Trans. AIME (1953) 198, 139.

CAPITULO IX

RESISTIVIDAD

Las rocas porosas están constituidas por agregados de minerales, fragmentos de rocas y espacios vacíos¹. Los sólidos, a excepción de ciertos minerales arcillosos como la pirita, y algunos otros como la magnetita y gluconita², no son conductores. Las propiedades eléctricas de la roca dependen por lo tanto, de la geometría de los espacios vacíos y de los fluidos que los llenan. De los fluidos de interés, el aceite y gas hidrocarburo son no conductores eléctricos por lo que el agua congénita que contiene sales en solución, es el único medio conductor en la roca, aumentando su habilidad de conducción con la temperatura y la concentración de iones. Las sales disueltas en el agua de formación³ se disocian en cationes de carga positiva (Na^+ , Ca^{++} , etc) y aniones de carga negativa (Cl^- , SO_4^-). Bajo la influencia de un campo eléctrico, esos iones se mueven, transportando una corriente eléctrica a través de la solución. Por lo tanto la corriente es conducida en las rocas por el movimiento de los iones en el agua.

DEFINICION

La resistividad es una propiedad física³ que se definen como la resistencia u oposición que presenta un medio al paso de la corriente eléctrica⁴ y puede ser representada por la siguiente expresión:

$$R = r \frac{A}{L} \quad (1)$$

donde:

R = resistividad del medio a través del cual fluye una corriente (ohm-m)

r = resistencia del conductor o material (ohm)

A = área de la sección transversal del conductor (m^2)

L = longitud del conductor (m)

De lo anterior se deduce que un material de un metro cuadrado de área, un metro de longitud y una resistencia al paso de la corriente eléctrica de un ohm, tiene una resistividad de un ohm-metro⁵.

La resistividad puede también expresarse en términos de la conductividad⁴ como:

$$R = \frac{1}{\text{conductividad}}$$

La medición de la resistividad eléctrica que presenta un medio poroso saturado de fluidos, ha sido usado en la ingeniería petrolera como base para determinar entre otros parámetros:

*Referencias al final del capítulo.

- Saturación de agua
- Porosidad
- Correlaciones litológicas
- Cimas y bases de formaciones

Adicionalmente, en el laboratorio se utiliza en el estudio de la estructura de poros y el contenido de fluidos así como para la calibración de registros geofísicos de pozos. En pruebas de desplazamiento de fluidos en medios porosos, la medición de la resistividad proporciona una medida de los cambios de saturación a lo largo del núcleo.

En términos generales, la resistividad de las rocas depende de tres factores⁴:

- La resistividad del agua de formación
- Estructura de la roca
- Presencia de hidrocarburos

FACTOR DE FORMACION

La determinación del factor de formación es uno de los conceptos más importantes de las propiedades eléctricas de la roca¹ y es fundamental en la evaluación de formaciones⁶. Archie⁷ encontró experimentalmente que la resistividad de las formaciones saturadas al 100% con una salmuera, resulta proporcional a la resistividad de la salmuera, es decir:

$$R_o = F R_w \quad (2)$$

Donde la constante de proporcionalidad F se define como *factor de formación*. Este término ha sido definido como la razón de la resistividad del medio cuando está totalmente saturado con un fluido conductor a la resistividad del fluido saturante⁷. Es decir:

$$F = \frac{R_o}{R_w} \quad (3)$$

donde:

R_o = resistividad de la roca 100 % saturada con fluido conductor (agua de formación)

R_w = resistividad del fluido conductor

Las relaciones entre las propiedades eléctricas con otras propiedades físicas de la roca son complejas, por lo que para su estudio se han utilizado algunos modelos para representar los medios porosos.

Considerese un cubo, Figura IX-1, de longitud L , con una área de sección transversal A , lleno de agua salada de resistividad R_w . Si se hace fluir una corriente eléctrica a través de éste, la resistencia r_1 , al flujo de corriente se determina como:

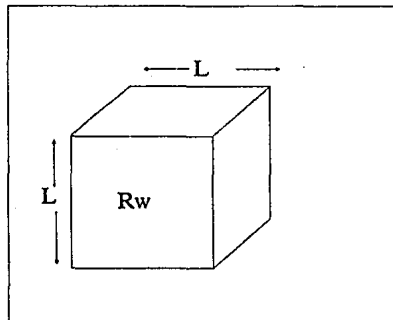


Fig. IX-1. Cubo lleno de agua salada de resistividad R_w .

$$r_1 = R_w \frac{L}{A} \quad (4)$$

Ahora considere un cubo, Figura IX-2, de las mismas dimensiones que el anterior constituido por roca porosa 100% saturado con agua de la misma resistividad R_w . Debido a que los sólidos que constituyen la roca son no conductores de la electricidad, el flujo eléctrico a través del cubo, debe pasar únicamente a través de los poros comunicados llenos de agua. En este caso el área de la sección transversal real o efectiva A_a , resulta menor que A y la longitud del flujo de corriente se incrementa a un valor L_a mayor que L . La resistencia al paso de la corriente eléctrica para este cubo resulta ser:

$$r_2 = R_w \frac{L_a}{A_a} \quad (5)$$

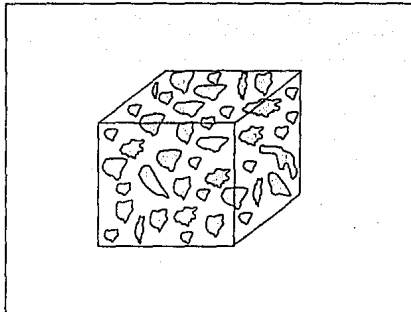


Fig. IX-2. Roca porosa saturada 100% con agua de resistividad R_w .

donde:

L_a = longitud efectiva del conductor

A_a = área transversal efectiva del conductor

Si se definió a R_o como la resistividad del medio poroso cuando está saturado al 100% de agua de resistividad R_w , por definición resulta lo siguiente:

$$R_o = r_2 \frac{A}{L} \quad (6)$$

Sustituyendo en esta expresión el valor de r_2 de la ecuación (5):

$$R_o = R_w \frac{L_a A}{L A_a} \quad (7)$$

y si ahora la ecuación (7) se sustituye en la ecuación (3), se tiene:

$$F = \frac{R_w L_a A}{R_w A_a L}$$

Simplificando y arreglando términos:

$$F = \frac{\frac{L_a}{L}}{\frac{A_a}{A}} \quad (8)$$

donde la relación $\frac{L_a}{L}$ se conoce como *tortuosidad* (τ) que algunos investigadores también definen como $\left(\frac{L_a}{L}\right)^2$.

La ecuación (8) puede expresarse como:

$$F = \frac{\tau}{\frac{A_a}{A}} \quad (9)$$

La tortuosidad es un número adimensional⁴ que representa la desviación de los canales de un sistema de poros con relación a un sistema de tubos capilares totalmente recto. Por lo tanto, es una medición de la trayectoria disponible para el flujo de corriente eléctrica y es uno de los conceptos más importantes para explicar la variación del exponente de cementación que se verá posteriormente.

Varios investigadores han tratado de relacionar el factor de formación con otros parámetros físicos de las rocas desarrollando modelos que representan la geometría interna del sistema de poros de las rocas, de los cuales se mencionan algunos a continuación.

Wyllie⁸ presentó un modelo, Figura IX-3, en el que considera que los poros de la roca son continuos variando su área a lo largo de su trayectoria de tal manera que la suma de las áreas de los poros es constante. L_a representa la longitud promedio de la trayectoria del poro y A_a el área transversal del poro, por lo tanto:

$$A_a = A_1 + A_2 = \phi A$$

Sustituyendo ϕA por A_a en la ecuación (9) se obtiene:

$$F = \frac{\tau}{\frac{\phi A}{A}}$$

de donde:

$$F = \frac{\tau}{\phi} \quad (10)$$

Por otro lado Cornell y Katz⁹ presentaron su modelo, Figura IX-4, en el que consideraron al poro uniforme en su sección transversal con una cierta orientación en donde el área A_a es constante y L_a es la longitud efectiva. El área de sección transversal A_a , es el área efectiva en la dirección del flujo, por lo tanto:

$$A_a = A_1'$$

$$\text{pero: } A_1' = A' \frac{L}{L_a}$$

$$\text{y } A_1 = \phi A$$

$$A_a = \phi A \frac{L}{L_a}$$

que sustituyendo en la ecuación (8) se obtiene:

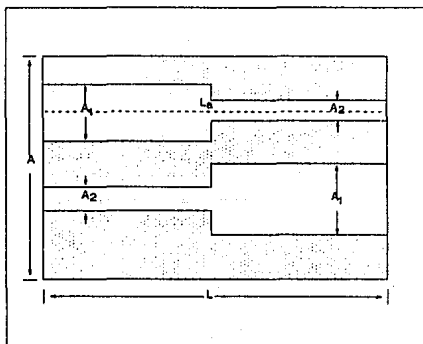


Fig. IX-3. Modelo presentado por Wyllie⁸.

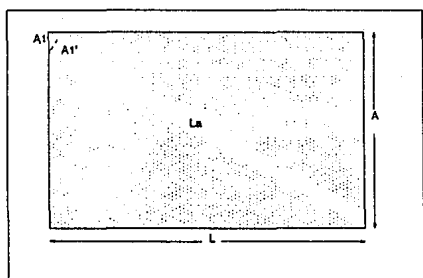


Fig. IX-4. Modelo presentado por Cornell y Katz⁹.

$$F = \frac{\frac{L_a}{L}}{\frac{\phi A \left(\frac{L}{L_a}\right)}{A}} = \left(\frac{L_a}{L}\right)^2 \frac{1}{\phi}$$

$$F = \frac{\tau}{\phi} \quad (11)$$

Posteriormente Wyllie and Gardner¹⁰ introdujeron un tercer modelo, Figura IX-5, considerando nuevamente una área de sección transversal de los poros constante y el flujo efectivo es sólo el área de salida en cada plano. Así la probabilidad de que un punto seleccionado caiga en un poro abierto es ϕ , y para que este caiga también en un plano contiguo es ϕ^2 .

Entonces:

$$A_a = \phi^2 A$$

Sustituyendo esta expresión en la ecuación (8):

$$F = \frac{\frac{L_a}{L}}{\phi^2 \frac{A}{A}} \quad (12)$$

Como el flujo en el modelo se considera que $L_a = L$ la ecuación (12) queda:

$$F = \frac{1}{\phi^2} \quad (13)$$

expresión que es aplicable a formaciones bien compactas como las dolomías.

Finalmente Wyllie¹ concluye que una forma más general de correlacionar los datos experimentales es mediante la siguiente expresión:

$$F = \frac{a}{\phi^m} \quad (14)$$

Donde a es un parámetro característico de las rocas que depende de la geometría interna del medio poroso que es mayor o igual a la unidad y m denominado *exponente de cementación*, es un factor que depende del grado de consolidación de la roca y toma valores entre 1 y 2. La Tabla IX-1 muestra el valor de m , mediante la descripción litológica de la roca.

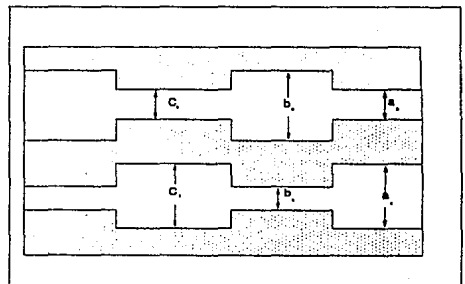


Fig. IX-5. Modelo presentado por Wyllie y Gardner¹⁰.

TABLA IX.1. Valores del exponentes de cementación.	
TIPO DE FORMACION	m
Rocas no consolidadas (Caliza oolítica, arenas flojas)	1.3
Rocas escasamente consolidadas (Arenas deslenables y frágiles)	1.4-1.5
Rocas ligeramente cementadas	1.6-1.7
Rocas moderadamente cementadas	1.8-1.9
Rocas altamente cementadas (Caliza, dolomía, cuarzo)	2.0-2.2

Archie⁷ en 1942, sugirió la siguiente expresión con base en mediciones realizadas sobre areniscas:

$$F = \frac{1}{\phi^m} \quad (15)$$

Posteriormente encontró que el factor de cementación presentaba un rango de 1.8 a 2.0 para areniscas limpias consolidadas y un valor de 1.3 para arenas no consolidadas. En la Figura IX-6 se presenta una familia de curvas desarrolladas por la ecuación (15) con un rango del factor de cementación de 1.3 a 2.2.

La aplicación práctica del factor de formación en función de la porosidad es una buena forma de evaluar el exponente de cementación. Archie experimentalmente observó que el F y ϕ se relacionaban de la siguiente manera:

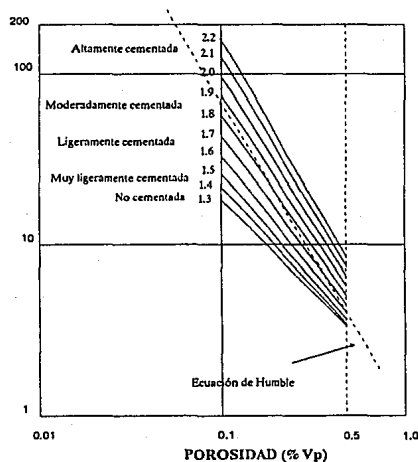


Fig. IX.6. Factor de formación contra porosidad en función del factor de cementación⁸.

$$\text{Log } F = \text{Log } a - m \text{ Log } \phi \quad (16)$$

en donde m representa el valor de la pendiente de la recta cuando $a = 1$ al graficar tales parametros en papel Log-Log.

Se ha observado que el factor de cementación depende de los siguientes factores⁴:

- Grado de cementación de la roca
- Forma, tipo y empacamiento de los granos
- Tipo del sistema de poros, intergranular, intercrystalino, vugular, etc.
- Tortuosidad
- Presencia de sólidos conductores
- Compactación debido a la presión de sobrecarga
- Expansión térmica

Por otro lado, Humble³ encontró que:

$$F = 0.62 \phi^{-2.16} \quad (17)$$

y tiene la ventaja de no requerir conocer el valor de m y a . Se ha encontrado que esta ecuación es representativa para arenas.

Murse encontró a partir del análisis de 1800 muestras de rocas que el factor de cementación se podía expresar como:

$$F = 1.13 \phi^{1.73} \quad (18)$$

Más recientemente Pérez-Rosales⁶, ha propuesto una nueva teoría que relaciona el factor de formación y la porosidad. Esta teoría considera que desde el punto de vista del flujo de corriente eléctrica, el espacio poroso se puede dividir en trampas y canales, Figura IX-7. Las primeras son regiones de estancamiento, mientras que las segundas son porciones que participan activamente en el flujo. En consecuencia, la porosidad total ϕ de una roca se puede dividir en dos partes: una porosidad de flujo ϕ_f , y una porosidad de estancamiento ϕ_s , asociada a las trampas. Es decir:

$$\phi = \phi_f + \phi_s \quad (19)$$

Las trampas no necesariamente son poros incomunicados, sino que también pueden estar constituidas por espacios abiertos, Figura IX-8, que debido a condiciones de simetría se generan regiones de estancamiento.

Inicialmente con base en la expresión de Maxwell¹¹ y Fricke¹² para sistemas de esferas, Pérez-Rosales¹³ en un trabajo previo postuló una relación entre F y ϕ de la siguiente manera:

$$F = 1 + \frac{(G - \phi_f)}{\phi_f} \quad (20)$$

Donde G es un parámetro, cuyo valor depende de la geometría interna de los medios porosos.

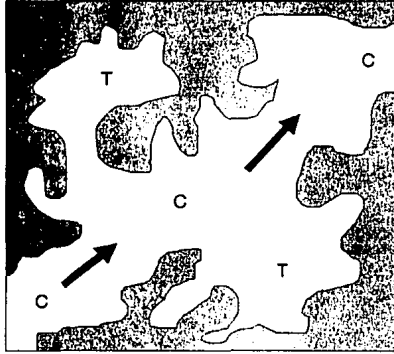


Fig. IX-7. Trampas y canales en los poros de la roca⁶.

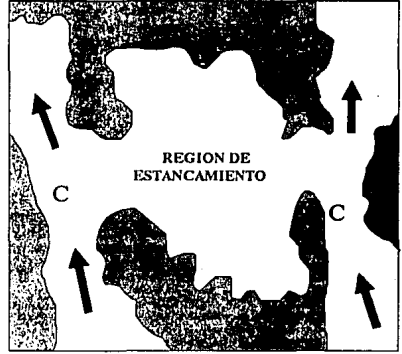


Fig. IX-8. Regiones de estancamiento en los poros de la roca⁶.

En esta expresión se considera una relación lineal entre la porosidad de flujo ϕ_f y la porosidad total ϕ de tal forma que:

$$\phi_f = C_1 \phi + C_2 \quad (21)$$

donde C_1 y C_2 son constantes. Debido a que la ecuación (21) falla para valores pequeños de ϕ , el mismo autor presenta el desarrollo de una expresión más general considerando una relación de tipo exponencial para ϕ_f , de la forma:

$$\phi_f = \phi^m \quad (22)$$

donde $m \geq 1$ ya que satisface las tres condiciones siguientes:

$$\begin{aligned} \phi_f &= 1 \text{ cuando } \phi = 1 \\ \phi_f &= 0 \text{ cuando } \phi = 0 \\ \phi_f &\leq 1 \text{ en el interval } 0 \leq \phi \leq 1 \end{aligned}$$

Sustituyendo la ecuación (22) en la ecuación (20), se obtiene:

$$F = 1 + G (\phi^{-m} - 1) \quad (23)$$

Resultando así una expresión completamente general que incluye las siguientes ecuaciones usadas comúnmente como casos particulares:

- 1) Si $G = 1$: $F = \phi^{-m}$ (Ecuación de Archie)
- 2) Si $G = 1$ y $m = 1$: $F = \phi^{-1}$ (Ecuación para tubos paralelos donde $\frac{L^a}{L} = 1$ y por lo tanto $G = 1$)

La ecuación (23) también se puede expresar como:

$$F = G \phi^{-m} + (1 - G) \quad (24)$$

Se ha encontrado a través de mediciones experimentales que los valores de los parámetros G y m para areniscas y empacamientos de cubos y esferas tienen los valores mostrados en la Tabla IX-2.

TABLA IX-2. Valores de G y m para diferentes arreglos de medios porosos ⁶ .		
Arreglo	G	m
Esferas	1.49	1.09
Cubos	1.33	1.28
Areniscas	1.03	1.73

- 3) Puede observarse que G se aproxima a la unidad para rocas naturales, esto implica que para valores típicos de ϕ y m , la expresión $G \phi^{-m}$ es mucho mayor que $(1 - G)$, por ejemplo, si $\phi = 0.15$, $m = 1.6$ y $G = 1.03$; $G \phi^{-m} = 21.43$ y $(1 - G) = -0.03$.

Por lo tanto una forma aproximada de la expresión (24) es:

$$F = G \phi^{-m}$$

que es la expresión más frecuentemente usada y que se conoce como la ecuación de Archie. Sin embargo debe hacerse notar que matemáticamente no es correcta ya que no satisface la condición de que $F = 1$ cuando $\phi = 1$ como lo hace la ecuación (23).

- 4) Para valores grandes de ϕ , ϕ es aproximadamente igual a ϕ^m . En este caso la ecuación (23) se puede expresar de la siguiente forma:

$$F = 1 + G \left(\frac{1 - \phi}{\phi} \right)$$

que es la ecuación de Fricke para esferoides dispersos, de la cual la ecuación de Maxwell es un caso particular.

SIGNIFICADO FISICO DE C Y m

De la expresión:

$$F = G \phi^{-m}$$

m es la potencia a la que debe elevarse la porosidad total para obtener la porosidad de flujo, es decir, m es un parámetro que permite determinar qué porción del volumen poroso participa activamente en el flujo de corriente eléctrica y qué porción corresponde a regiones de estancamiento.

Por ejemplo, de mediciones de laboratorio sobre una muestra de arenisca Berea se obtuvo que:

$$\phi = 0.216 \text{ y } F = 13.77$$

Si se considera que para areniscas, la ecuación de Archie es una buena aproximación a la realidad, usando esta ecuación se encuentra que $m = 1.71$ y de acuerdo a la ecuación (22), la porosidad de flujo es:

$$\phi_f = (0.216)^{1.71}$$

$$\phi_f = 0.073$$

y la porosidad de estancamiento es:

$$\phi_s = 0.216 - 0.073$$

$$\phi_s = 0.143$$

Los resultados anteriores significan que el 66% del volumen poroso corresponde a trampas y solamente el 34% a canales. El valor mínimo que puede tomar m es 1.0 el cual corresponde a un medio sin regiones de estancamiento.

Por otra parte se ha encontrado que G está relacionado con la geometría interna de los medios porosos. Su máximo valor para un sistema tridimensional, homogéneo e isotrópico es 1.5, que corresponde al valor teórico para un sistema disperso de esferas. A medida que la geometría de un sistema se hace más compleja, el valor de G disminuye.

INDICE DE RESISTIVIDAD

Cuando el aceite o gas reemplaza el agua de los poros de la roca, la resistividad de esta se incrementa, ya que el medio conductor, (agua) es reemplazado por un medio no conductor. A medida que el porcentaje de aceite o gas se incrementa, la resistividad de la roca también se incrementa. Debido a que la mayoría de las rocas son mojadas por agua, la capa continua de ésta cubre la superficie de los sólidos y es la trayectoria que seguiría la corriente eléctrica.

Considerese ahora un tercer cubo, Figura IX-9, de roca porosa de las mismas características que el de la Figura IX- 2, saturado simultáneamente de agua e hidrocarburos. Como el agua sigue siendo el único conductor de la corriente eléctrica, el área transversal disponible para el flujo de corriente se reduce aún más, ya que los poros estarán parcialmente saturados de agua.

Considerando que para este caso el área transversal es $A_a' \leq A_a$ y la longitud media de las trayectorias de flujo es $L_a' < L_a$, su resistencia al flujo de corriente eléctrica es:

$$r_3 = R_w \frac{L_a'}{A_a'} \quad (25)$$

La resistividad de una roca parcialmente saturada con agua se define como:

$$R_t = r_3 \frac{A}{L} \quad (26)$$

sustituyendo la ecuación (25) en la ecuación (26) se obtiene:

$$R_t = R_w \frac{L_a'}{L} \frac{A}{A_a'} \quad (27)$$

En ingeniería petrolera otro parámetro de interés es el que se conoce como *índice de resistividad* que se define como la relación que existe entre la resistividad de una roca parcialmente saturada con agua de formación y la resistividad de la misma saturada 100% con agua de formación⁴, es decir:

$$I = \frac{R_t}{R_o} \quad (28)$$

donde:

I = índice de resistividad

R_t = resistividad de la roca parcialmente saturada de agua

R_o = resistividad de la roca saturada 100% de agua

Sustituyendo las ecuaciones (27) y (6) en la ecuación (28), se obtiene que:

$$I = \frac{\frac{R_w L_a' A}{A_a' L}}{\frac{R_w L_a A}{L A_a}}$$

Arreglando y simplificando términos:

$$I = \frac{A_a}{A_a'} \frac{L_a}{L_a'} \quad (29)$$

De esta manera el índice de resistividad resulta ser función de las trayectorias de flujo, es decir, de la tortuosidad y de la saturación de agua.

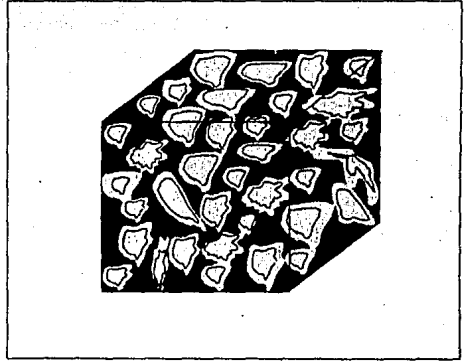


Fig. IX-9. Roca porosa saturada con agua e hidrocarburo.

De igual manera que para el caso de factor de formación, algunos investigadores han relacionado al índice de resistividad con algunos parámetros físicos de la roca. Archie¹⁹ comparando y relacionando datos experimentales de Wyckoff⁴, Leverett¹⁵, Jakosky¹⁶ y Martin¹⁷, estableció una relación entre I y S_w :

$$I = S_w^{-n} \quad (30)$$

donde n se conoce como *exponente de saturación*. Para el caso de arenas limpias Archie encontró que $n = 2$; por lo tanto la ecuación (30) queda:

$$I = S_w^{-2}$$

Williams¹⁸, encontró una relación para arenas consolidadas:

$$I = S_w^{-2.7} \quad (31)$$

Rust¹⁹ confirmó la validez de la ecuación (30) efectuando mediciones del índice de resistividad en función de la saturación de agua sobre muestras de roca de arenas consolidadas. Encontró que para arenas consolidadas el exponente de la saturación varía de 2.31 a 2.40.

Wyllie, concluyó que una expresión más general entre I y S_w es:

$$I = C S_w^{-n} \quad (32)$$

donde C y n son constantes. Así para cada valor de C y n se genera una expresión del tipo Archie. Sin embargo esta expresión no satisface la condición física de que $I = 1$, cuando $S_w = 1$ para $C = 1$.

Archie experimentalmente encontró que I y S_w se relaciona de la siguiente manera:

$$\text{Log } I = \text{Log } a - n \text{ Log } S_w \quad (33)$$

Al graficar en papel Log-Log contra S_w , se observa una tendencia lineal donde la inclinación de la línea que se ajusta a los puntos y la intersección con el eje de las abscisas son los valores de n y a respectivamente.

La relación entre la saturación de agua y la resistividad ha sido estudiada por varios autores y han encontrado que el exponente de saturación n depende de los siguientes factores⁴:

- La mojabilidad de la superficie de los sólidos de la roca
- La textura de la roca
- Presencia de arcilla
- Técnica empleada en la medición.
- Naturaleza del desplazamiento de fluido

en la literatura se presenta un valor del exponente de saturación entre 2.0 y 2.5.

Más recientemente Pérez-Rosalés²⁰, con el fin de obtener una expresión más general entre I y S_w , propuso un nuevo enfoque basado en los siguientes tres principios:

1. Principio de unificación.

La existencia de una porción porosa en la roca implica la presencia de alguna saturación de fluido y viceversa.

2. Principio de adaptación.

La porosidad y la estructura geométrica interna de una roca, no sufre cambios cuando dicho sistema se satura con algún fluido, es decir, los fluidos llenan los poros adaptándose a su forma.

3. Principio de superposición.

Si S_w , S_o y S_g son las saturaciones de agua, aceite y gas respectivamente de un sistema poroso y S_T la saturación total, entonces $S_T = S_o + S_w + S_g$ y $S_T = 1$.

Considérese una porción de roca saturada de 100% de agua, Figura IX-10, la cual puede ser evaluada a través del factor de formación, como se indicó anteriormente mediante la capacidad de conducción del sistema roca-agua. Si ahora la roca se satura parcialmente con hidrocarburos, como se muestra en la Figura IX-11, considerando que la roca es mojada por agua y que desde el punto de vista eléctrico, los hidrocarburos son no conductores, entonces el único medio conductor del sistema roca-agua-hidrocarburo es el agua y a los hidrocarburos se pueden considerar como parte integrante de la matriz de la roca.

Con base en la consideración anterior, el sistema roca-agua-hidrocarburo, se transforma en un sistema de dos fases de conducción, roca-agua, modificando así la geometría interna del espacio poroso inicialmente saturado 100% de agua, como se muestra en la Figura IX-11, comportándose desde el punto de vista eléctrico como un medio poroso saturado sólo con agua.

Una manera de medir la nueva geometría interna, es a través de un *factor de formación modificado* como el indicado en la ecuación (2):

$$F_w = \frac{R_t}{R_o} \quad (34)$$

considerando que:

$$F = \frac{R_o}{R_w} \quad \text{y} \quad I = \frac{R_t}{R_o}$$

sustituyendo la primera en la segunda:

$$I = \frac{R_t}{F R_w} \quad (35)$$

como la resistividad de los hidrocarburos es muy alta, solamente la parte ocupada por el agua conduce la corriente y puede expresarse como:

$$\phi_w = \phi S_w \quad (36)$$

Sustituyendo la ecuación (36) en la ecuación (23):

$$F_w = 1 + G \left(\phi_w^{-m} - 1 \right)$$

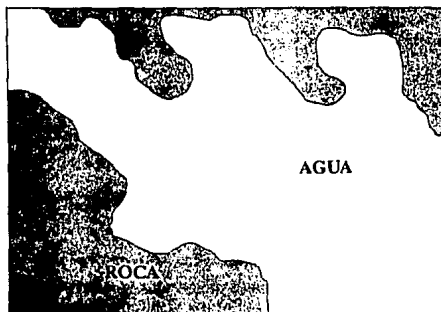


Fig. IX-10. Poro de la roca saturado 100% con agua²⁰.

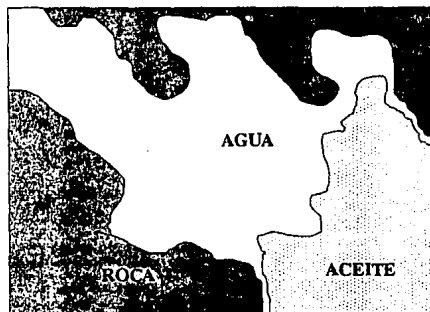


Fig. IX-11. Poro de la roca saturado parcialmente con agua²⁰.

o bien:

$$F_w = 1 + (G \phi^{-m} S_w^{-m} - 1) \quad (37)$$

Ahora igualando las ecuaciones (34) y (37) y despejando R_t :

$$R_t = R_w (1 + G (\phi^{-m} S_w^{-m} - 1)) \quad (38)$$

Finalmente, sustituyendo la ecuación (38) en (35):

$$I = \frac{1 + G (\phi^{-m} S_w^{-m} - 1)}{1 + G (\phi^{-m} - 1)} \quad (39)$$

siendo la expresión más general para el índice de resistividad, la cual como puede comprobarse satisface la condición física que para $S_w = 1$, $I = 1$.

Nótese que cuando $G = 1$, se reduce a la ecuación de Archie. Finalmente despejando S_w de la expresión (39) se obtiene una expresión general que permite obtener la saturación de agua S_w :

$$S_w = \left(\frac{R_t + G - 1}{R_w + G - 1} \right)^{-\frac{1}{m}} \frac{1}{\phi} \quad (40)$$

MÉTODOS PARA MEDIR LA RESISTIVIDAD EN EL LABORATORIO

La medición de la resistividad de las rocas porosas saturadas es de importancia en la industria petrolera en varios aspectos, entre los que se pueden citar: la interpretación de registros eléctricos^{7,19}, la evaluación de parámetros fundamentales de las rocas²¹ y el estudio de fenómenos de difusión. Así mismo, se ha tratado de correlacionar la resistividad de las rocas con su permeabilidad^{22,23}. Debido a ésta importancia, se han desarrollado varios métodos para medir la resistividad de las rocas, los cuales difieren entre sí tanto en la forma de preparar las muestras como en la instrumentación empleada. Cada uno de los métodos tienen sus ventajas y desventajas y la selección de uno u otro depende de la precisión que se desee en los resultados.

La medición en el laboratorio de las propiedades eléctricas de la roca se ha hecho con varios dispositivos. Las mediciones requieren del conocimiento de las dimensiones de la muestra, saturación de fluidos, resistividad del agua de formación y de una celda apropiada. Generalmente se prepara una muestra de forma cilíndrica que se impregna con la solución y aplicando una diferencia de potencial entre las caras opuestas de la muestra, se puede determinar su resistencia al paso de la corriente eléctrica.

Las técnicas empleadas en la medición de la resistividad eléctrica en rocas de yacimientos que se utilizan en la industria petrolera se reducen a 2 métodos¹⁹:

- Método de los dos electrodos
- Método de los cuatro electrodos
- Método potenciométrico

MÉTODO DE DOS ELECTRODOS

Consiste en colocar dos placas conductoras o electrodos en contacto con las caras opuestas de la muestra. En este caso la resistencia de la muestra es la que existe entre las dos placas. Para medir esta resistencia existen dos alternativas. Una consiste en utilizar un óhmetro y medir la resistencia directamente. La desventaja de éste procedimiento es que el óhmetro opera con corriente directa, lo cual da origen a potenciales de contacto entre las placas y la solución salina, debido a fenómenos de polarización eléctrica y en consecuencia, las mediciones son erróneas. Para evitar este inconveniente, se puede optar por otra alternativa que consiste en hacer pasar una corriente alterna a través de la muestra y determinar su resistencia indirectamente mediante la Ley de Ohm. Si la frecuencia de corriente es alta, los efectos de polarización electrofítica se hacen despreciables. En la práctica se ha encontrado que una frecuencia de 1000 Hz es satisfactoria²¹. Independiente al fenómeno de polarización se presenta otro problema asociado a este método de medición el cual consiste en obtener un buen contacto eléctrico entre las placas conductoras y los poros saturados de la muestra. Se ha tratado de solucionar este problema aplicando una capa de pintura de plata a las caras opuestas de la muestra, o bien, colocando entre las muestra y las placas un medio poroso deformable impregnado con la misma solución de la muestra de manera que al presionar las placas contra la muestra se logra una buena continuidad eléctrica a través del sistema. Con este fin se han usado satisfactoriamente papel filtro, telas y tierras de diatomeas²⁴. Aunque este último procedimiento soluciona el problema de lograr una buena continuidad eléctrica en el sistema, se presenta otro que consiste en la introducción de resistencias adicionales que se llaman resistencias de contacto, Figura IX-12. Normalmente estas resistencias de contacto son fáciles de determinar ya que no tienen un valor fijo sino que dependen de la presión ejercida por las placas sobre la muestra, así como el área de las caras de la muestra y de la porosidad.

METODO DE CUATRO ELECTRODOS.

Para eliminar el efecto de las resistencias de contacto en la medición de la resistividad de la muestra, se ha utilizado el llamado método de los cuatro electrodos¹⁹. En el arreglo para este método, Figura IX-13, el amperímetro A permite medir la corriente I que circula a través de la muestra y el voltímetro V indica la diferencia de potencial, E_{ab} , entre los puntos a y b . Para este arreglo, la resistencia de la parte de la muestra comprendida entre los puntos a y b está dada por:

$$r_{ab} = \frac{E_{ab}}{I} \quad (41)$$

y de acuerdo a la ecuación (1), su resistividad es:

$$R_{ab} = \frac{E_{ab} A}{I L} \quad (42)$$

Debido a que en la medición se considera solamente aquella parte de muestra comprendida entre los puntos a y b , el problema de las resistencias de contacto queda solucionado. En la práctica la corriente I se determina en forma indirecta midiendo la caída de potencial a través de una resistencia de precisión en serie con la muestra, Figura IX-14, aplicando la Ley de Ohm.

Aunque el método de cuatro electrodos soluciona el problema de las resistencias de contacto entre las placas y la muestra, se presenta un nuevo problema, cómo medir el voltaje E_{ab} la lectura puede ser errónea a causa de falsos contactos entre los puntos de medición a , b , y el electrolito que satura la muestra. Se ha tratado de evitar haciendo las mediciones de potencial sobre anillos de alambre conductor, Figura IX-15, que rodeen la muestra²⁴. Este arreglo mejora la precisión de las mediciones pero no soluciona el problema.

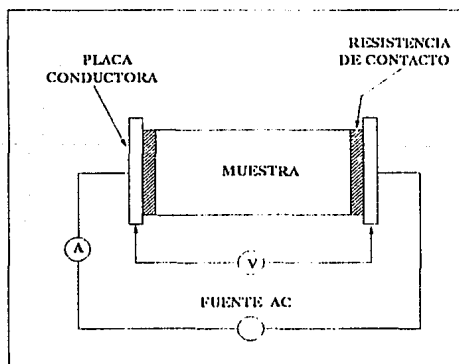


Fig. IX.12. Arreglo de 2 electrodos para medir la resistividad de una roca.

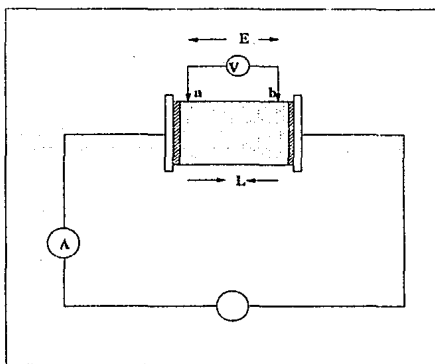


Fig. IX.13. Arreglo de 4 electrodos para medir la resistividad de una roca.

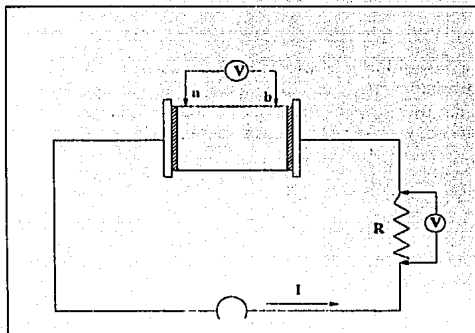


Fig. IX-14. Arreglo para determinar la corriente a través del circuito.

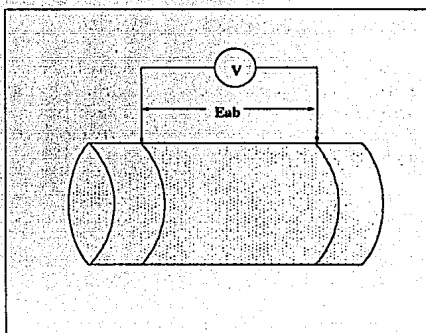


Fig. IX-15. Arreglo para determinar la caída de potencial a través de la muestra.

METODO POTENCIOMETRICO

Para evitar los inconvenientes de los métodos anteriormente descritos se ha desarrollado otro llamado método potenciométrico²⁵. El arreglo, Figura IX-16, consta de un potenciómetro lineal P y un medidor de anulación M . La resistividad de una muestra porosa se puede determinar como sigue. De acuerdo con la Ley de Ohm, la resistencia entre los puntos a y b de la muestra está dada por:

$$r_{ab} = \frac{E_{ab}}{I_m} \quad (43)$$

Si el medidor M se coloca sucesivamente en las posiciones 1 y 2, de manera que en esas posiciones indique anulación, es decir que no haya corriente a través de ese instrumento, entonces $E_{ab} = E_{cd}$ por lo que:

$$r_{ab} = \frac{E_{cd}}{I_m} \quad (44)$$

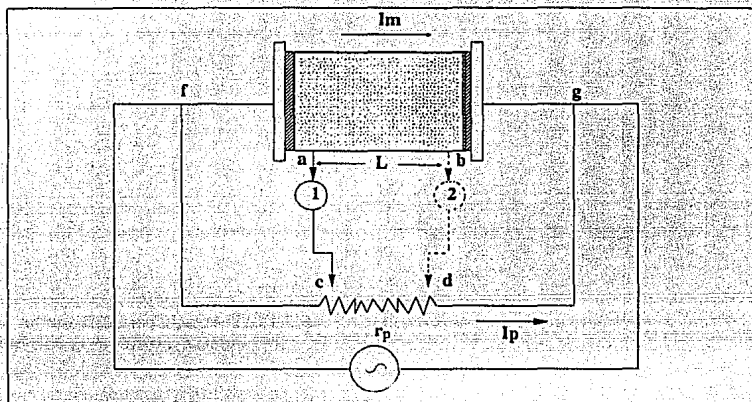
Ahora bien $E_{cd} = E_{fd} - E_{fc}$ y $I_m = \frac{E_{fg}}{r_t}$, donde r_t es la resistencia total de la muestra, incluyendo las resistencias de contacto. Por lo tanto, la ecuación (44) se puede expresar como:

$$R_{ab} = r_t \left(\frac{E_{fd} - E_{fc}}{E_{fg}} \right) \quad (45)$$

pero $E_{fd} = I_p r_{fd}$, $E_{fc} = I_p r_{fc}$ y $E_{fg} = I_p r_p$, donde r_p es la resistencia total del potenciómetro. Por lo tanto, sustituyendo en la ecuación (45), se obtiene:

$$R_{ab} = r_t \left(\frac{r_{fd}}{r_p} - \frac{r_{fc}}{r_p} \right) \quad (46)$$

Finalmente, de acuerdo a la ecuación (1), la resistividad de la muestra esta dada por:

Fig. IX-16. Diagrama de l método potenciométrico²⁵.

$$R_{ab} = r_l m \left(\frac{r_{1a}}{r_p} - \frac{r_{1c}}{r_p} \right) \frac{A}{L_e} \quad (47)$$

que es la ecuación base con la que trabaja el aparato donde L_e es la distancia entre los puntos a y b .

Por lo tanto no es necesario conocer la corriente a través de la muestra, ni la diferencia de potencial que existe entre los puntos de medición, ya que la resistividad queda expresada en términos que se pueden medir fácilmente y con bastante precisión, y de los parámetros geométricos A y L_e . La resistencia r_l se puede medir con el sistema convencional de dos electrodos o, mejor aún con un puente de Wheatstone en donde las relaciones $\frac{r_{1a}}{r_p}$ y $\frac{r_{1c}}{r_p}$ se pueden determinar usando un dial acoplado al potenciómetro calibrado de tal manera que indique directamente el valor de dichas relaciones. La figura IX-16 muestra un diagrama de bloques de un arreglo que permite obtener con precisión el valor de los parámetros que aparecen en la ecuación (47).

El circuito puede ser implementado con equipo convencional de laboratorio y aprovecha la ventaja de combinar el puente Wheatstone y el método potenciométrico. Esencialmente este arreglo está integrado por una fuente de corriente alterna, un sistema potenciométrico, un detector de anulación y un sistema de switcheo. Como fuente de corriente se puede utilizar un oscilador de baja impedancia, de 1000 Hz y de uno o dos volts. El detector de anulación sirve para indicar la posición de equilibrio tanto del sistema potenciométrico, como del puente Wheatstone y para este efecto se utiliza un detector de anulación de corriente, el cual puede ser un voltímetro de alta impedancia, un aplicador de audio, un osciloscopio, un detector sintonizado o un detector de base sincrónico.

Cuando el selector S_1 de cuatro polos y tres posiciones se encuentra en la posición r_1 , el sistema se convierte en un puente Wheatstone que permite conocer la resistencia total de la muestra, incluyendo las resistencias de contacto que hay entre las placas de corriente A , B y la muestra. El selector S_2 , de un polo y cinco posiciones, introduce una de las cinco resistencias de precisión en el circuito, la cual forma un brazo del puente. Con este

arreglo múltiple se puede amplificar el arreglo de medición y mejorar la resolución en las lecturas. El potenciómetro, que puede ser de diez vueltas, constituye el brazo de resistencia variable del puente. Este potenciómetro tiene acoplado un dial calibrado de tal manera que la resistencia total de la muestra se puede obtener multiplicando la lectura del dial por el factor indicado en el selector de rango S_2 . El tercer brazo del puente está formado por la resistencia r cuyo valor se ajusta al valor de la resistencia total del potenciómetro. Finalmente el brazo incógnita lo forma la resistencia que existe entre las placas A y B ; es decir, la resistencia de la muestra más las resistencias de contacto.

Cuando el selector S_1 se encuentra en las posiciones 1 y 2 la resistencia r y el selector S_2 quedan fuera de operación, convirtiéndose el instrumento en un sistema potenciométrico. En estas condiciones, la muestra y el potenciómetro quedan en paralelo, y el voltaje suministrado por el oscilador se aplica simultáneamente a los extremos de ambos elementos. Este arreglo permite lecturas sucesivas de los potenciales en los puntos de prueba 1 y 2 que están en contacto con la muestra.

Componentes del Resistímetro Potenciométrico

A. Resistímetro. El resistímetro, Figura IX-17, es propiamente la parte electrónica y consta de los siguientes elementos que se han numerado para ser identificados en el diagrama:

1. **Indicador de anulación.** Indica si hay paso de corriente en los puntos considerados en el puente Wheatstone o en el sistema potenciométrico. Permite tener un rango de intensidad de corriente de -50 a 0 ó de 0 a 50 amperes.
2. **Selector de rango o multiplicador (S_2).** Consta de cinco resistencias de precisión: 0.01, 0.1, 1, 10 y 100 para proporcionar una mejor resolución en las lecturas.
3. **Dial.** La lectura en el cuadrante multiplicada por S_1 proporciona el valor de la resistencia en Ohm.
4. **Tornillo de ajuste.** Ajusta a cero al indicador de anulación.
5. **Interruptor de encendido.** Controla el paso de la corriente.
6. **Foco piloto.** Indica si el aparato está recibiendo energía.

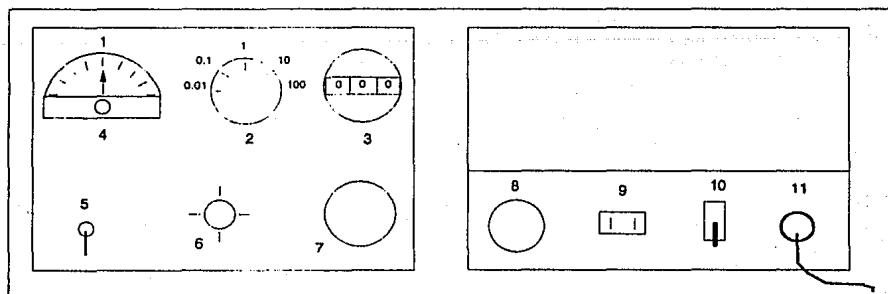
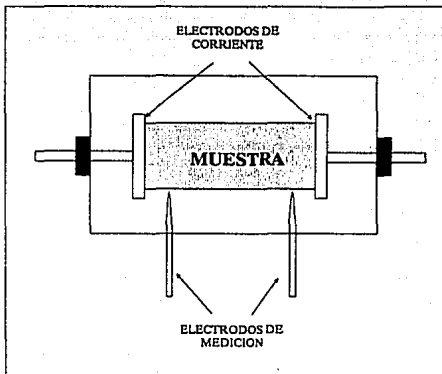


Fig IX-17. Resistímetro

7. **Selector de Circuito.** Tiene tres posiciones 1, 1 y 2. En la posición 1, el circuito se convierte en un puente Wheatstone para conocer la resistencia total de la muestra. En las posiciones 1 y 2, el sistema se convierte en un sistema potenciométrico para obtener lecturas sucesivas en los puntos de prueba.
8. **Resistencia de calibración.** Para calibrar el potenciómetro que está acoplado al dial.
9. **Conector eléctrico.** Comunica el circuito a través de la caja de muestras o con la celda para medir la resistividad del agua.
10. **Selector de voltaje.** Coloca al resistímetro a la posición correspondiente de voltaje.
11. **Línea de corriente.** Proporciona corriente eléctrica al resistímetro.

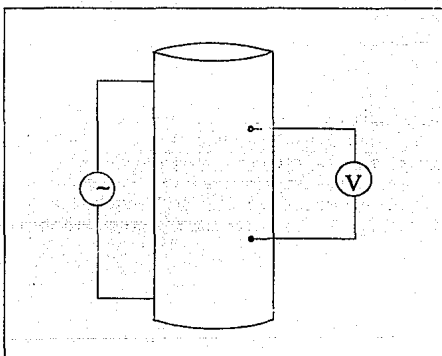
Fig. IX-18. Caja portamuestras²⁵.

B. Caja portamuestras. Consta de dos electrodos de corriente que sostienen al medio poroso saturado y dos electrodos de medición, Figura IX-18.

C. Celda para medir la resistividad del agua de formación. Es un recipiente cilíndrico de plástico de dimensiones conocidas, Figura IX-19. Cuenta con cuatro electrodos, dos externos por donde fluye la corriente y dos internos para la medición. La resistividad del agua de formación se obtiene con la siguiente expresión:

$$R_w = r, m \frac{A}{L_c}$$

donde $\frac{A}{L_c}$ se conoce como factor geométrico de celda.

Fig. IX-19. Celda para medir la resistividad de la salmuera²⁵.

Previamente, se ha preparado la salmuera con la concentración de sales correspondiente y se ha determinado su densidad. A las muestras limpias y secas se les han medido sus dimensiones y junto con su peso seco se registran en la Tabla IX-3. Con el método descrito anteriormente, las muestras se saturan completamente. Una vez saturadas, se pesan y se determina el volumen de roca por el método de desplazamiento, se obtiene el volumen poroso y finalmente la porosidad para completar la Tabla IX-3.

1. Vaciar salmuera dentro de la caja portamuestras para tener un ambiente de vapor de agua y así evitar que el agua de la muestra se evapore.

2. Colocar en cada electrodo de corriente un medio poroso deformable previamente saturado con agua.
3. Colocar la muestra entre los electrodos de corriente, procurando que la presión entre estos asegure el sostén de la muestra y proporcione un buen contacto.
4. Colocar la tapa de la caja portamuestra para evitar la evaporización del agua.
5. Girar los electrodos de medición hasta que toquen la muestra.
6. Colocar el selector S_1 en la posición r_1 . En esta posición el sistema se convierte en un puente Wheatstone, que permite conocer la resistencia total.
7. Poner en el cuadrante del dial una lectura de 999 y mover el selector de rango (S_2) al factor más pequeño (0.01) y encender el aparato.
8. Seleccionar el rango de resistencias S_2 de la siguiente manera: si al encender el aparato, la aguja del indicador de corriente se desplaza hacia la derecha del cero, el rango 0.01 - 0.10 Ohm es el adecuado. Si la aguja se desplaza hacia la izquierda del cero, se debe girar el selector hasta que la aguja se desplace hacia la derecha para estar en el rango adecuado:
9. Llevar el selector S_1 a la posición r_1 y girar el dial hasta que la aguja en el amperímetro marque cero. En este instante se obtiene r_1 .
10. Llevar al selector S_1 a la posición r_1 para medir r_d y girar el dial hasta que el amperímetro marque cero.
11. Girar el selector S_1 a la posición r_2 para medir r_c y girar el dial hasta que el amperímetro marque cero.
12. Medir la distancia entre los dos electrodos de medición con la ayuda de un vernier.

TABLA IX-3. Información general de las muestras.

MUESTRA	LONGITUD	DIAMETRO	PESO DE LA MUESTRA		V_n	V_r	\emptyset
			SECA	SATURADA			
6-10-H	5.83	3.82	148.3768	157.6272	9.1316	63.0	14.49
7-9-H	5.34	3.82	124.1645	137.7230	13.3845	61.0	21.94
9-1-H	5.87	3.82	140.5290	153.1135	12.4230	65.0	19.11
2-1-H	5.26	3.81	157.7927	158.9667	1.1589	59.0	1.96
2-3-H-3	4.35	3.81	103.8408	114.1581	10.1848	48.0	21.21
3-1-H	3.74	3.81	88.8132	97.9509	8.9908	40.0	22.47
3-9-H	4.44	3.81	111.4183	119.8756	8.3487	52.0	16.05
4-8-H	4.45	3.81	120.3769	126.4678	6.0127	52.0	11.56
4-16-H	5.11	3.80	114.9532	127.5811	12.4658	57.0	21.86
6-5-H-3	4.50	3.81	104.7568	116.2120	11.3081	52.0	21.74
6-8-H	4.72	3.84	111.4600	122.9103	11.3033	53.0	21.32

El procedimiento anterior es independiente del grado de saturación de la muestra. Si la muestra está completamente saturada, la resistividad determinada equivale a R_0 y la información obtenida servirá para determinar el factor de formación, Tabla IX-4.

MUESTRA	r_t	m	r_{fd}	r_{fc}	L_e	R_0	F
6-10-H	449	1	914	73	5.30	8.1654	2.55
7-9-H	251	1	894	200	4.73	4.2207	1.31
9-1-H	356	1	907	81	5.28	6.3827	1.99
2-1-H	209	1	850	93	4.38	4.1181	1.28
2-3-H-3	195	1	767	85	4.29	3.5342	1.10
3-1-H	225	1	904	85	3.80	5.5286	1.72
3-9-H	618	10	982	54	4.68	139.7107	43.65
4-8-H	348	1	905	92	3.92	8.2285	2.57
4-16-H	343	1	906	101	3.92	7.9683	2.49
6-5-H-3	170	1	903	105	3.92	3.9554	1.23
6-8-H	179	1	903	94	3.24	5.1761	1.61

Si la muestra se somete a saturaciones graduales, la resistividad medida corresponderá a la resistividad verdadera de la formación, R_t , y habrá tantos valores como número de medición sean necesarias para alcanzar la saturación de agua irreductible, Tabla IX-5.

MUESTRA	No. MEDICION	r_t	m	r_{fd}	r_{fc}	L_e	PESO	S_w	R_t	I
6-10-H	1	556	1	940	77	5.12	155.2758	0.7458	10.74	1.31
	2	928	1	850	151	5.12	155.0866	0.7253	14.52	1.77
	3	679	1	925	116	5.12	154.0281	0.6109	12.29	1.50
	4	125	10	860	196	5.12	153.3359	0.5361	18.57	2.27
9-1-H	1	537	1	907	99	5.12	149.3249	0.6989	9.71	1.52
	2	753	1	858	226	5.12	148.6540	0.6456	10.65	1.66
	3	617	1	809	130	5.14	147.4730	0.5517	9.34	1.46
7-9-H	1	850	1	769	72	4.51	130.0011	0.4304	15.05	3.56

Así mismo, utilizando la celda apropiada, Figura IX-19, se determina la resistividad del agua, Tabla IX-6.

TABLA IX-6. Características de la salmuera.						
CONCENTRACION	DENSIDAD	r_t	m	L_e	d_l	R_w
30 000	1.013	141	10	5.4	1.25	3.2

Ecuaciones utilizadas:

$$\rho_w = 1.013 \text{ g/cm}^3$$

$$W_w = W_s - W_d$$

$$V_w = \frac{W_w}{\rho_w}$$

$$\phi = \frac{V_p}{V_R}$$

$$R_t = r_t m \left(\frac{r_d}{r_p} - \frac{r_c}{r_p} \right) \frac{A}{L_e}$$

$$F = \frac{R_o}{R_w}$$

$$R_w = 3.2 \text{ Ohm-m}$$

$$I = \frac{R_t}{R_o}$$

Para encontrar una expresión general entre F y ϕ , se toman dos puntos de la recta que resulta al graficar ambos parámetros, Figura IX-20. Utilizando la ecuación (19) se obtiene el siguiente sistema de ecuaciones:

$$\text{Log } 3.6 = \text{Log } a - n \text{Log } 0.1$$

$$\text{Log } 0.7 = \text{Log } a - n \text{Log } 0.5$$

que al resolverlo se obtiene $a = 0.346$ y $m = 1.017$. Por lo tanto:

$$F = 0.344 \phi^{-1.017}$$

De igual manera que para el F y ϕ , se toman dos puntos de la recta de la gráfica de I contra S_w , Figura IX-21, para encontrar una expresión general. El sistema de ecuaciones formado usando la ecuación (33) es:

$$\text{Log } 4.2 = \text{Log } C - n \text{Log } 0.4$$

$$\text{Log } 1.5 = \text{Log } C - n \text{Log } 0.7$$

que al resolverlo se obtiene que $C = 0.778$ y $n = 1.839$. Por lo tanto:

$$I = 0.778 S_w^{-1.839}$$

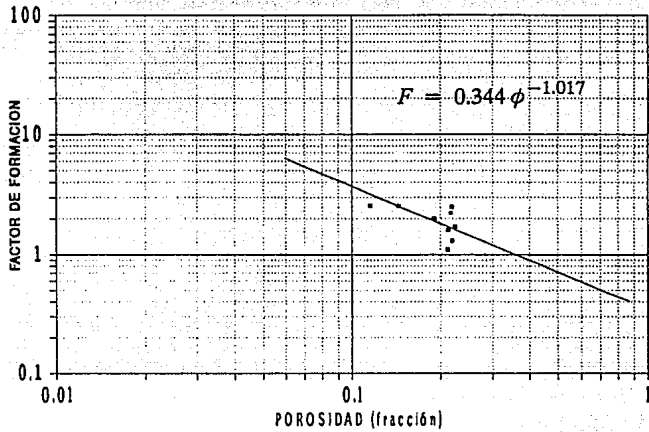


Fig. IX-20. Comportamiento típico entre el factor de formación y la porosidad.

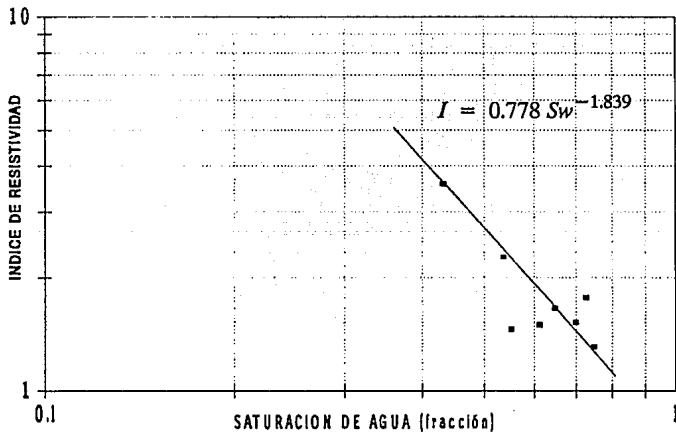


Fig. IX-20. Comportamiento típico entre el índice de resistividad y la saturación de agua.

REFERENCIAS

1. Amyx, J. W., Bass, D. M. and Whiting, R. L. *Petroleum Reservoir Ingeniering Engineering: Physical Properties*, McGraw-Hill, Book Co., Inc, New York (1960).
2. Pirson, S. J. *Oil Reservoir Engineering*, McGraw-Hill Boock Co., Inc., 2nd edition, New York (1958).
3. Schlumberger, *Principios/Aplicaciones en la Interpretación de Registros*, Schlumberger Educational Services, (1989).
4. Helander, D. P. *Fundamentals of Formation Evaluation*, OGI Publication (Oil & Gas Consultionts International, Inc.), Tulsa (1983).
5. Gatlin, C. *Petroleum Engineering: Drilling and Well Completions*, Prentice-Hall Inc. (1960).
6. Pérez-Rosales, C. "On Relationship Between Formation Resistivity Factor and Porosity", SPE, (August, 1982), 531-536.
7. Archie, G. E. "The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics, Trans. AIME (1942) 146, 54-67.
8. Wyllie, M. R. J. and Spangler M. B. "Application of Electrical Resistivity Measurements to Problem of Fluid Flow in Porous Media", Bull Am. Assoc. Petrol. Geogists (Febrery, 1952), 359-370.
9. Cornell, D. and Katz D. L. *Ind. Eng. Chem.* (1935), Vol. 45.
10. Wyllie M. R. J. and Gardner G. H. "The Generalized Kozeny-Carmal Equation", *World Oil* (Match-April, 1958), 112-120.
11. Maxwell, J. C. "Treaside on Electricity And Magnetism", Dover Publications, Vol. 1, Inc. New York (1954).
12. Fricke, H. "A Mathematical Tretment of the Electric Conductivity and Capacity of Disperse Systems", *Physical Review* (1924) 24, 575-587.
13. Pérez-Rosales, C. "Generalization of the Maxwell Ecuation for Formation Resistivity Factor", *Jour. Pet. Tech.* (July, 1976), 819-824..
14. Wyckoff, R.D. and Botset H. G. "The flow of Gas Líquid Mixtures through Unconsolidated Sands", *Physics* (September, 1936) 7, 325-345.
15. Leverett, M. C. "Flow of Oil-Water Mixtures Through Unconsolidate Sands", *Trans. AIME* (1939) 132, 381-401.
16. Jakosky, J. J. and Hopper, R. H. "The Efec of Moisture on the Direct Current Resistivities of Oil Sand Rocks", *Geophysics* (January, 1937). 2.
17. Martin, M. G. H. Murray and Gillinham W. J. "Determination of the Potential Productivity of Oil Bearing Formations by Resistivity Measurements", *Geophysics* (1938) 3.

18. Williams, M. R. "Estimation of Interstitial Water from the Electrical Log", Trans. AIME (1950).
19. Rust, C. F. "Electrical Resistivity Measurements on Reservoir Rocks Samples by the Two-Electrode and Four-Electrode Methods", Trans. AIME (1952) 195, 217-224.
20. Pérez-Rosales, C. "Aspectos importantes sobre la determinación de saturación de agua en rocas carbonatadas", Revista de Ingeniería Petrolera (AIPM) XXVI, No. 1, (enero, 1986), 7-24.
21. Morgan, F. Wyllic, M. R. J. and Fulton, P. F. "A new Technique for the Mesurement of the Formation Factors and Resistivity Indices of Porous Media", Trans. AIME (1951) 192, 371-372.
22. Wyllic, M. R. J. and Gregory, A. R. "Formation Factors of Unconsolidated Porous Media: Influence of Particle Shape and Effects of Cementation", Trans. AIME (1953) 198, 104-110.
23. Schapper, J.R. "A Theoretical Investigation on the Formation Factor/Permeability/Porosity Relationship Using a Network Model", Geophysycs Prospecting (1966) 14, No. 3, 301-341.
24. Dunlap, H. F. "The Relation Between Electrical Resistivity and Brine Saturation in Reservoir Rocks", Trans. AIME (1949) 186, 259-264.
25. Martinez de la Rosa, J. J. "Aplicacion del Método Potenciométrico a la Medicion de Resistividad de las Rocas Porosas Saturadas", Revista del Instituto Mexicano del Petróleo, (julio, 1972), 43-48.

CAPITULO X

PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO

Las pruebas de desplazamiento que se efectúan en los núcleos de rocas de yacimientos son útiles para la obtención de algunas características de los sistemas roca-fluidos, que se emplean en los estudios de comportamiento de los yacimientos.

Con los datos obtenidos de las pruebas de desplazamiento es posible conocer características del yacimiento como las siguientes:

- Saturaciones residuales
- Eficiencias de desplazamiento
- Efecto de aditivos al agua de inyección
- Susceptibilidad de las arcillas al agua de inyección
- Relación de permeabilidades
- Permeabilidades a cada fase.

EQUIPO DE MEDICION^{1,2}

El equipo, Figura X-1, necesario para llevar a cabo pruebas de desplazamiento sobre muestras de roca, está integrado por una serie de dispositivos que permiten desplazar el o los líquidos que saturan la muestra (aceite y/o agua) con un líquido desplazante (aceite o agua), manteniendo constante la caída de presión entre los extremos de la muestra. Consta de las siguientes partes.

I. Dispositivo para sujetar la muestra. Consta de portamuestras tipo Hassler instalados en posición vertical en tableros adecuados. Su función es sujetar firmemente la muestra de tal manera que obligue a que el flujo de líquidos pase exclusivamente a través de ella. Los portamuestras están constituidos de las siguientes partes:

Cuerpo. Es un tubo de acero capaz de soportar altas presiones, con cuerda en sus dos extremos para atornillar las tapas. Su función es formar un recipiente para el aceite donde se coloca la manga y el núcleo. Esta parte del portamuestras está conectada a la línea que proporciona aceite a presión así como al manómetro que registra la presión que se ejerce sobre la manga.

Sello superior. Es una pieza circular de acero inoxidable que tiene dos orificios, uno que comunica a través de una línea flexible al acumulador del fluido desplazante y otro a un manómetro que indica la presión de entrada o de desplazamiento, está provista además de anillos "O" para evitar fugas. En la parte inferior de la pieza se monta la manga de neopreno conteniendo, ésta última, la muestra por analizar.

Sello inferior. Es una pieza circular de acero inoxidable, tiene un orificio central a través del cual pasa un tubo de diámetro pequeño (tubo de escurrimiento) por donde se recuperan los líquidos desplazados. Esta pieza está provista también de anillos "O" para proporcionar el ajuste deseado.

Manga. Es un tubo de neopreno en cuyo interior se coloca la muestra, quedando así a presión durante las mediciones obligando a que los fluidos pasen sólo a través del núcleo.

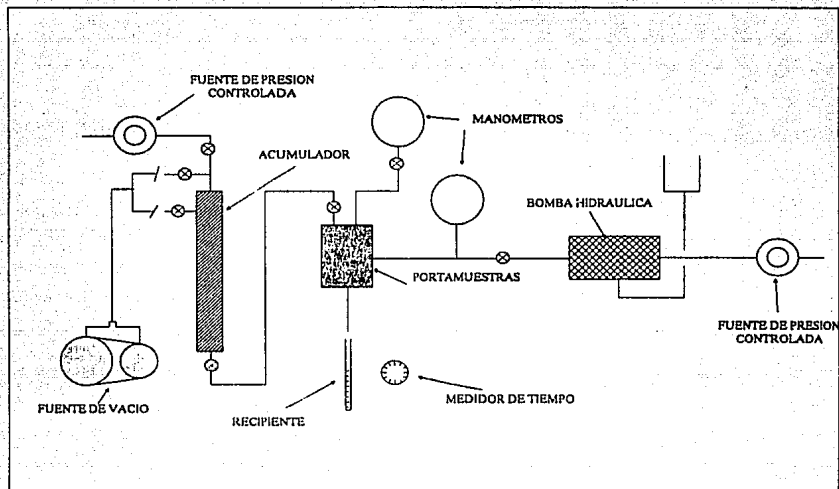


Fig. X-1. Equipo para pruebas de desplazamiento².

Tubo de escurrimiento. Es un tubo de acero inoxidable de diámetro pequeño que tiene en su parte superior un cilindro de lucita el cual se coloca inmediatamente después de la muestra y que ajusta perfectamente dentro de la manga del portamuestras. El tubo conduce los líquidos desplazados de la muestra a recipientes graduados donde se recuperan y miden.

II. Dispositivo para proporcionar un flujo continuo del fluido desplazante. Este dispositivo comprende los acumuladores (recipientes metálicos de diseño especial), los cuales convierten la presión neumática proveniente de cilindros de gas a presión hidráulica, proporcionando en esta forma para los propósitos requeridos, un flujo continuo de líquido desplazante, aceite o agua. Se utilizan dos acumuladores uno para agua dulce o salada y otro para aceite.

III. Fuentes de presión controlada. Consta de las siguientes partes:

Cilindros de gas a presión. Proporcionan gas para desplazar el líquido de los acumuladores y hacerlo pasar a través de la muestra.

Compresora de aire. Para alimentar una bomba hidráulica que proporciona aceite a presión sobre la manga del portamuestras.

IV. Fuente de vacío. Es una bomba de vacío que se utiliza durante la operación de llenado de los acumuladores de líquido desplazante.

V. Dispositivos para medir los volúmenes recuperados. Son recipientes graduados de varias capacidades desde 1 hasta 200 cm³ para la medición de los volúmenes de líquidos recuperados en los cuales se pueden hacer

aproximaciones del orden de 0.01 cm^3 , con bastante exactitud. Este juego de recipientes cubre todas las necesidades que se presentan en las diversas etapas de una prueba de desplazamiento, desde la preparación de la muestra cuando se desplaza con aceite y solamente el volumen de agua recuperado es de interés, hasta la prueba misma donde se requiere conocer con exactitud los volúmenes pequeños de agua y/o aceite recuperados.

VI. Dispositivos para medir tiempo y presión. Consta de un manómetro tipo Bourdon para medir la presión sobre la manga en el portamuestras y la presión de desplazamiento. El tiempo de prueba se mide con cronómetros con aproximaciones de 0.1 segundos.

Procedimiento de operación²

Se cortan muestras cilíndricas de 3.81 cm de diámetro por 3.81 cm de longitud, se lavan, se secan, se les mide su permeabilidad al gas a varias caídas de presión, para determinar su permeabilidad a un líquido no reactivo, su porosidad, se saturan con agua salada de una concentración igual a la de la formación y se guardan en un seno de la misma agua para su desplazamiento posterior con aceite.

1. Limpiar la muestra ligeramente para eliminarle el líquido adherido en su superficie.
2. Montar la muestra en la manga, cuidando de colocar una malla metálica en la cara anterior y posterior de la misma.
3. Coloca la manga con la muestra y con los sellos superior e inferior en el portamuestras y apretar perfectamente las tapas.
4. Proporcionar presión a la manga con aceite por medio de la bomba spraguc, esta presión será del orden de 2 a 3 veces la presión de desplazamiento.
5. Suministrar una ligera presión al acumulador para que proporcione fluido desplazante con el fin de purgar el aire que pudieran tener todas las líneas del sistema.
6. Desde el instante de iniciar el paso 5, colocar un recipiente graduado en la salida del tubo de escurrimiento para recuperar todo el líquido desplazado.
7. Con el equipo en estas condiciones, se aumenta la presión de desplazamiento a aquella convenida o a un valor tal que se observe un escurrimiento continuo.

Determinación de la permeabilidad al agua (k_w).

La muestra 100 % saturada con el agua de la formación se monta en el equipo siguiendo los pasos mencionados con anterioridad y se procede a medir su permeabilidad al agua, para ello se circula agua de la misma concentración a través de la muestra a una presión convenida, midiendo los volúmenes de líquido desplazado y los tiempos correspondientes.

Desplazamiento con aceite para lograr la saturación residual de agua.

La muestra 100 % saturada con agua de formación se monta en el equipo y se comienza a circular el aceite seleccionado a través de ella a una presión convenida, recuperando el líquido desplazado en recipientes

graduados. En esta forma se continúa la prueba hasta que, aproximadamente, 15 veces el volumen de poros se haya circulado, ya que se ha considerado, basándose en pruebas experimentales, que prácticamente ya no se recupera agua para volúmenes inyectados a ese valor. El volumen de agua total recuperado será el volumen de aceite que la muestra admitió, y la diferencia al volumen inicial de agua será el volumen remanente de agua dentro de los poros. La relación de estos volúmenes al volumen poroso de la muestra, dará respectivamente la saturación de aceite y la saturación de agua crítica o residual.

Determinación de la permeabilidad efectiva al aceite (k_o).

Después de desplazar cuando menos 15 volúmenes de poros en la determinación anterior, o sea, con la muestra saturada de aceite y agua, se procede a medir la permeabilidad efectiva al aceite, para ello se miden volúmenes circulados de aceite, se registran sus tiempos de escurrimiento y la temperatura existente, posteriormente, en función de esta última, se obtiene la viscosidad del aceite. Con estos datos y aplicando la ecuación de Darcy se calcula la permeabilidad efectiva al aceite. Este valor medido es el correspondiente a la saturación de agua crítica y se toma como punto de apoyo para la construcción de la curva final de k_{ro} contra S_w .

Desplazamiento de aceite por agua.

La muestra saturada de aceite y agua se monta en el equipo y se inicia la prueba circulando agua a través de la muestra a una presión convenida. Al surgir la primera gota de aceite se comienza a contar el tiempo y éste será acumulable hasta el final de la prueba. El aceite se recupera en un recipiente graduado. Al caer la primera gota de agua se cambia de recipiente y se anota el tiempo correspondiente a este momento. Se continúan cambiando recipientes y registrando los tiempos de cambio, recuperando en cada recipiente un volumen total (agua y aceite) aproximadamente igual al doble del anterior. Se aconseja que los primeros volúmenes recuperados sean pequeños, del orden de 0.2 cm^3 , para poder tener resultados en todo el rango de saturación. La prueba se continúa hasta que aproximadamente 15 volúmenes de poros se hayan circulado, el valor al cual, generalmente se considera que ya prácticamente no se recupera aceite.

De esta prueba se anota la presión de desplazamiento mantenida durante la prueba, así como la temperatura, los volúmenes de aceite y agua recuperados y los tiempos correspondientes a cada etapa de medición. Con estos datos y otros obtenidos a partir de las características de la muestra y líquidos empleados se determina, la susceptibilidad de la muestra al agua de inyección, la saturación de aceite residual y las permeabilidades relativas al agua y al aceite.

Determinación de la permeabilidad efectiva al agua (k_w).

Después de terminar el desplazamiento por agua y estando la muestra saturada de agua y aceite residual, se procede a medir la permeabilidad efectiva al agua, para ello se miden volúmenes de agua desplazada y los tiempos correspondientes y por medio de la ecuación de Darcy se calcula la k_w . Este valor medido es el correspondiente a la saturación de aceite residual y se toma como punto de apoyo para la construcción de la curva final k_{rw} vs. S_w .

Las Figuras X-2 y X-3 muestran dos gráficas obtenidas a partir de una prueba de desplazamiento.

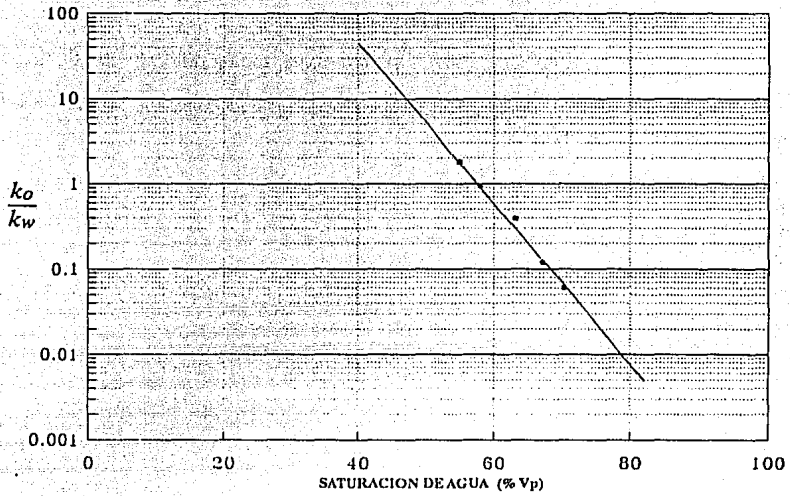


Fig. X-2. Relación de permeabilidades contra saturación de agua.

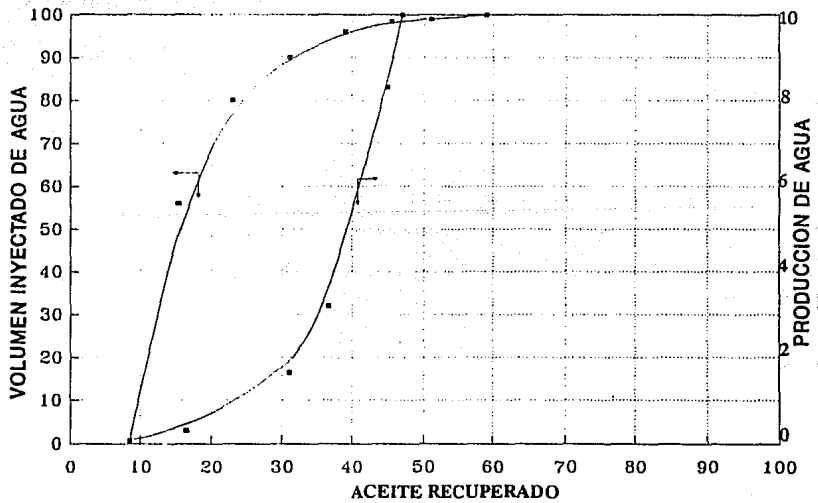


Fig. X-3. Susceptibilidad al agua.

REFERENCIAS

1. Morales, G. R. y Franco, G. F. *Equipo para pruebas de desplazamiento*, Instituto Mexicano del Petróleo, (1975).
2. Romero, L. J. y Villamar V. M. *Desplazamiento con fluidos incompresibles sobre muestras de roca*, Pemex, Depto. de Ingría. de Yacs., Poza Rica, Ver. 1965

CAPITULO XI

COMPRESIBILIDAD

La compresibilidad se define como el cambio de volumen que sufre un volumen unitario por unidad de variación de presión, o sea:

$$c = - \frac{1}{V} \frac{dV}{dP}$$

donde $\frac{dV}{dP}$ es de pendiente negativa, por lo que el signo negativo convierte la compresibilidad c en un valor positivo.

Debido a que el valor de la pendiente $\frac{dV}{dP}$ varía con la presión, la compresibilidad es diferente a cualquier presión, siendo mayor generalmente al disminuir ésta.

La compresibilidad de la roca de un yacimiento se debe a dos tipos de presiones: *presión de confinamiento*, P_c , y *presión de poro*, P_p , conocidas también como presión externa y presión interna respectivamente. La presión de confinamiento se debe al peso de las capas subyacentes aumentando ésta a medida que se incrementa la profundidad, mientras que la presión de poro se debe a los esfuerzos hidrostáticos que ejercen los fluidos que saturan los poros de la roca. La diferencia entre la presión de confinamiento y la presión de poro se conoce como *presión efectiva* o presión efectiva de sobrecarga. La presión de confinamiento se incrementa con un gradiente de 1 psi por cada pie de profundidad y la presión efectiva de 0.5 a 0.65 psi/ft en promedio¹.

Cuando los fluidos son extraídos del yacimiento, la presión de confinamiento permanece constante mientras que la presión de poro disminuye incrementándose así la presión efectiva. Esto provoca que los granos de la roca se expandan y que la porosidad consecuentemente disminuya, Figura XI-1. En un yacimiento, en general, la compresibilidad de los poros de la roca no es lineal y cada una de las compresibilidades serán función de ambas presiones, además de otros parámetros como la temperatura. Las rocas, debido a su compresibilidad tienen una deformación elástica y una deformación cataclástica. La primera es reversible a las condiciones iniciales mientras que la segunda es irreversible debido a que se rebasa el límite de elasticidad ocurriendo modificaciones en la matriz de la roca.

La compresibilidad de la roca comúnmente se mide en términos de la reducción del volumen de poros y la presión efectiva. Los valores de la compresibilidad pueden variar de 2×10^{-6} a 25×10^{-6} psi^{-1} . Esto significa que para cada millón de barriles de espacio poroso, ocurre una reducción de 2 000 a 25 000 barriles si la presión en el yacimiento se reduce 1 000 psi.

Numerosos investigadores han estudiado la compresibilidad tanto en rocas consolidadas como en rocas inconsolidadas. A continuación se comentan algunos estudios reportados en la literatura.

*Referencias al final del capítulo.

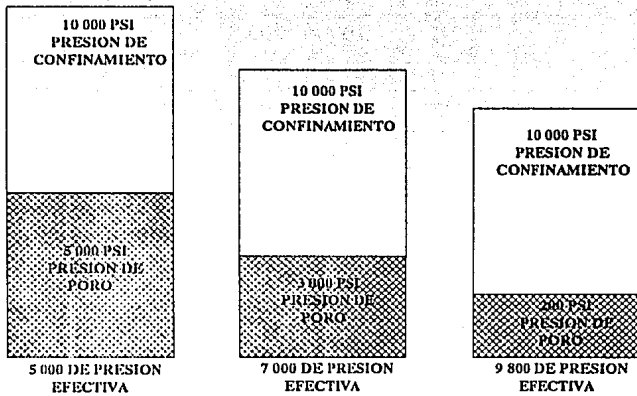


Fig. XI-1. Cambios de presión típica en el yacimiento¹.

Krumm y Sloss² mostraron que la porosidad de areniscas y lutitas resultó ser función sólo de la presión de confinamiento.

Geertsma³ retomando los trabajos realizados por Biot⁴ estableció que bajo condiciones isotérmicas existen tres tipos de compresibilidad en la roca:

$$\text{Compresibilidad del volumen total: } c_b = - \frac{1}{V_b} \left(\frac{\partial V_b}{\partial \bar{\sigma}} \right)_{P,T}$$

$$\text{Compresibilidad del volumen poroso: } c_r = - \frac{1}{V_p} \left(\frac{\partial V_p}{\partial P} \right)_{\bar{\sigma},T}$$

$$\text{Compresibilidad de la matriz: } c_r = - \frac{1}{V_r} \left(\frac{\partial V_r}{\partial P} \right)_{\bar{\sigma} - P,T}$$

donde:

P = presión del fluido o presión de poro

$\bar{\sigma}$ = promedio de esfuerzos externos

La compresibilidad del volumen de poros algunas veces se expresa en términos de la reducción de la porosidad como:

$$c_f = \frac{2(\phi_1 - \phi_2)}{(\phi_1 + \phi_2 - 2\phi_1\phi_2)} \frac{1}{(P_1 - P_2)}$$

o también como:

$$c_f = \frac{1}{\phi} \frac{d\phi}{dP}$$

donde ϕ puede ser un promedio de las dos porosidades.

Hall⁵ encontró experimentalmente una relación entre la porosidad de la roca y su compresibilidad. La correlación se refiere al efecto combinado de aumento de volumen de los granos de la roca al caer la presión y la disminución del volumen de la formación a causa de la extracción.

Hall determinó que la compresibilidad de la formación es independiente del tipo de roca y del rango de presiones y exclusivamente una función de la porosidad. En la correlación establecida se mantuvo constante la presión de sobrecarga.

Newman⁶ mostró que las correlaciones de Hall y Van der Knaap⁷ no fueron aplicadas a un amplio rango de rocas de yacimientos. La Figura XI-2 muestra los datos para la compresibilidad de calizas sobreponiendo ambas correlaciones.

En las Figuras XI-3 a XI-5 Newman comparó la correlación de Hall con datos experimentales de otros autores. Como puede verse en las tres figuras, la correlación no da una buena descripción de las muestras estudiadas. Sin embargo, en la Figura XI-5 se observa que si hay alguna correlación para rocas inconsolidadas, la tendencia puede ser opuesta a la tendencia para muestras consolidadas (Figura XI-3).

Desafortunadamente las Figuras XI-3 a XI-5 conducen sólo a una conclusión: la compresibilidad de la formación debe ser medida en el laboratorio para el yacimiento estudiado y las correlaciones pueden ser usadas sólo para dar una estimación del orden de la magnitud.

Fatt⁸ mostró que la compresibilidad del volumen de poros resulta ser función de la presión; considerando una diferencia de presiones del 100% de la presión de confinamiento y 85% de la presión de poro ($dP = P_c - 0.85P_p$). Los valores reportados de compresibilidad estuvieron en un rango de 5×10^{-5} a 10×10^{-6} psi para porosidades de 10 a 20%.

Chierici, Ciucci y Long⁹ observaron que la compresibilidad de areniscas se incrementa con el contenido de arcillas especialmente cuando la roca está saturada con un fluido denso. En experimentos para investigar el efecto del fluido saturante, Mann y Fatt¹⁰ encontraron que la presencia de agua en las rocas incrementa la compresibilidad del volumen total de 10 a 30% y de 90 a 100% la relación de Poisson.

Von Gonten y Choundhary¹¹ investigaron la influencia de la temperatura sobre el volumen de poros en areniscas, encontrando un incremento de 20% en promedio cuando las mediciones eran hechas a 400 °F comparadas con 75 °F, Figura XI-6.

En un artículo reciente, Zimmerman¹² señala que existen cuatro tipos de compresibilidades asociadas a una roca porosa, las cuales se refieren a los cambios en el volumen de poros o al volumen total con la combinación de la

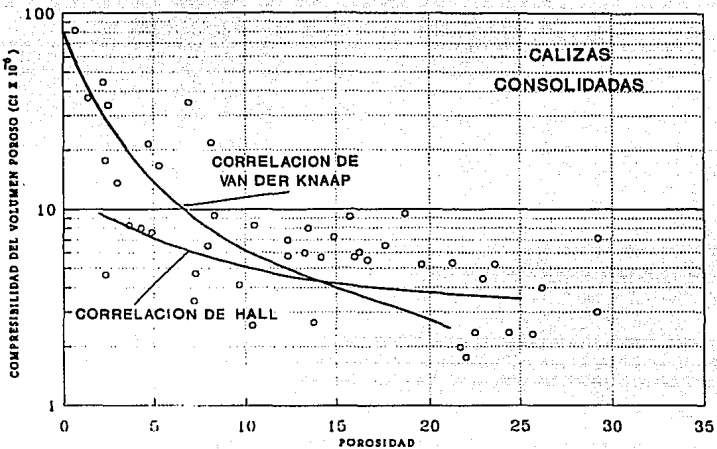


Fig. XI-2. Compresibilidad del volumen de poro a 75% de presión de confinamiento contra porosidad inicial en calizas⁶.

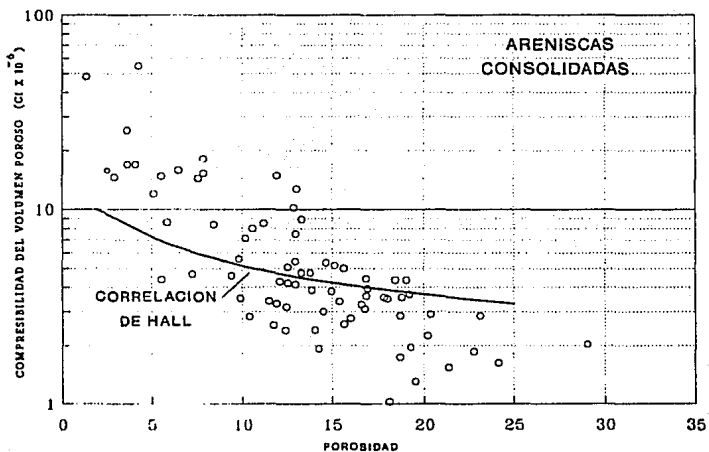


Fig. XI-3. Compresibilidad del volumen de poro a 75% de presión de confinamiento contra porosidad inicial en areniscas consolidadas⁶.

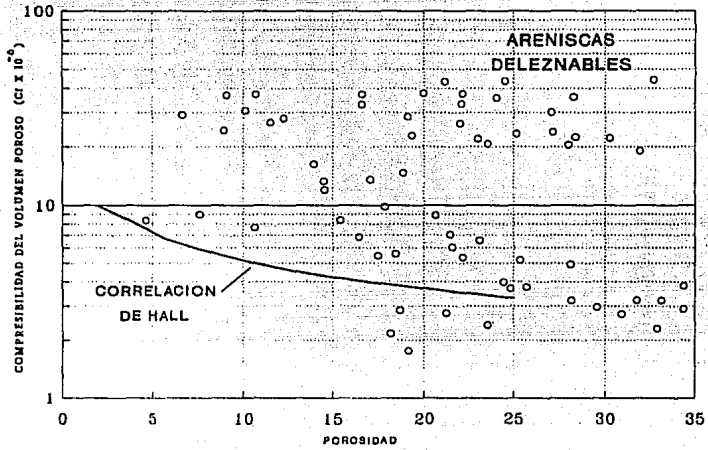


Fig. XI-4. Compresibilidad del volumen de poro a 75% de presión de confinamiento contra porosidad inicial en arenas deleznales⁶.

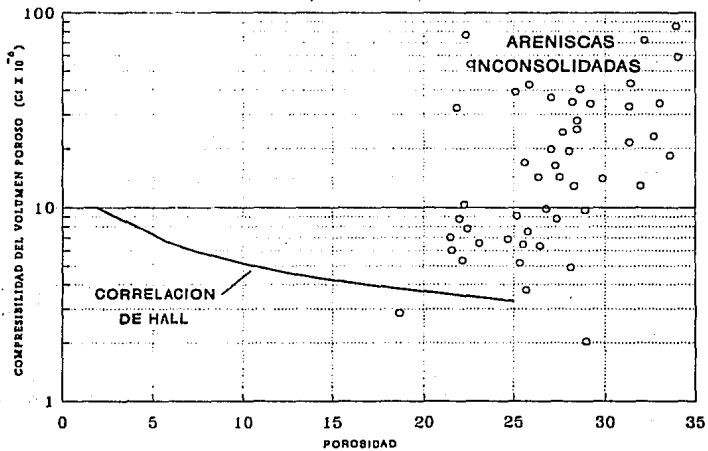


Fig. XI-5. Compresibilidad del volumen de poro a 75% de presión de confinamiento contra porosidad inicial en arenas inconsolidadas⁶.

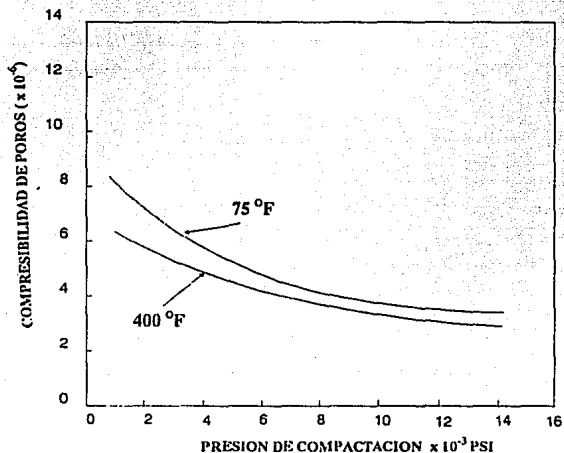


Fig. XI-6. Variación de la compresibilidad con la temperatura¹¹.

presión de confinamiento y presión de poro. Usando una notación en la cual el primer subíndice indica el cambio de volumen y el segundo indica la presión a la cual se debe, las compresibilidades las define como:

$$c_{bc} = -\frac{1}{V_b} \left(\frac{\partial V_b}{\partial P_c} \right)_{P_p}$$

$$c_{bp} = -\frac{1}{V_b} \left(\frac{\partial V_b}{\partial P_p} \right)_{P_c}$$

$$c_{pc} = -\frac{1}{V_p} \left(\frac{\partial V_p}{\partial P_c} \right)_{P_p}$$

$$c_{pp} = -\frac{1}{V_p} \left(\frac{\partial V_p}{\partial P_p} \right)_{P_c}$$

donde las primeras dos compresibilidades c_{bc} y c_{bp} se refieren al cambio de volumen total debido a la presión de confinamiento y presión de poro respectivamente, mientras que c_{pc} y c_{pp} se deben al cambio del volumen poroso y expresan el efecto de la variación de la presión sobre el volumen poroso de la roca.

Con base en mediciones hechas en muestras cuya composición fue 35-70% cuarzo, 12-40% feldespatos y 8-25% arcillas, Sawabini¹³ encontró que la compresibilidad del volumen total puede expresarse en términos de la relación del volumen de poros al volumen de granos, e :

$$c_b = \frac{1}{1+e} \left(\frac{de}{dP} \right)_{P,T}$$

Brandt⁹ dedujo que los factores que afectan la compresibilidad pueden ser divididos en dos grupos; los pertenecientes a las propiedades de la roca tales como la composición mineral, porosidad, arreglo y forma de los granos, edad geológica, etc. y otros considerando las condiciones del yacimiento; tales como temperatura y saturación de fluidos presentes. El derivó que la compresibilidad del volumen total para un empacamiento de esferas se puede expresa como:

$$c_b = A (P_c)^n$$

donde A es una constante para cada material y n indica la variación del arreglo de los granos.

MEDICION DE LA COMPRESIBILIDAD EN EL LABORATORIO

Muchos investigadores¹⁻¹⁴ diseñaron equipos y métodos de medición en el laboratorio bajo ciertas limitaciones. En algunos casos, fue limitado a esfuerzos muy simples sin simular la temperatura del yacimiento. Los equipos modernos miden la compresibilidad de la roca bajo varios estados de esfuerzos a temperaturas arriba de 350 °F y presiones hasta de 15 000 psi. Los equipos miden la compresibilidad del volumen total y del volumen de poros.

Los componentes básicos del equipo son una celda con un sistema de calentamiento, un sistema de carga hidrostática, un sistema de presiones y esfuerzos y un sistema de monitoreo de presiones.

La celda con capacidad para contener muestras hasta de 2 1/8 de pulgadas de diámetro y hasta 3 1/2 pulgadas de longitud, tiene una pared resistente con un elemento de calentamiento para elevar la temperatura por arriba de 350 °F. Consta de tres elementos: cuerpo de la celda, tapa inferior por la cual se alimenta la presión y la tapa superior por la cual un pistón proporciona esfuerzos axiales que se transmiten a la muestra. El sistema de carga hidráulica consta de un plato fijo en la superficie y un ram hidráulico localizados en los extremos de la celda. Al circular un fluido a presión a través del ram hidráulico se desarrolla una fuerza sobre el diámetro de la muestra. El sistema de esfuerzos y presiones consta de 3 intensificadores que proporcionan independientemente presión al ram hidráulico. El sistema de monitoreo registra los esfuerzos axial y lateral desarrollados en la muestra durante la prueba.

Procedimiento.

A la muestra limpia y seca primeramente se le mide la permeabilidad y porosidad. Posteriormente se satura con los fluidos originales y se empaca con material flexible tubular. Una vez que la muestra está empacada, se coloca dentro de la celda del equipo donde se miden los cambios de volumen por presión aplicada que son registrados en el sistema de monitoreo.

EJEMPLO DE APLICACION

Los datos obtenidos durante la medición de una muestra en el laboratorio se reportan en la Tabla XI-1 y se grafican en la Figura XI-7.

TABLA XI-1. Datos de laboratorio.			
MUESTRA	PRESION DE SOBRECARGA (psi)	PORCENTAJE DE POROSIDAD	POROSIDAD (%)
4-12-H	0	100.0	13.6
	500	99.2	
	1000	98.8	
	1500	98.5	
	2000	98.2	
	2500	98.0	
	3000	97.9	
	3500	97.8	
	4000	97.7	
	4500	97.6	
	5000	97.5	

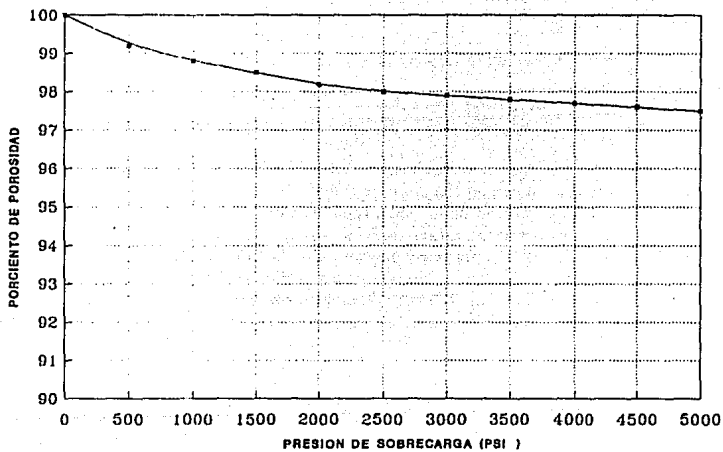


Fig. XI-7. Presión de sobrecarga contra porosidad inicial.

REFERENCIAS

1. Core Laboratories Inc. *Hydrostatic Rock Compressibility Equipment and Procedures for Simulated Reservoir Depletion*, (August, 1982).
2. Krumbein, W. C. y Sloss, L. L. *Stratigraphy and Sedimentation*, first edition, W. H. Publishing Co., (1951).
3. Geertsma, J. "The Effect of Fluid Pressure Decline on Volumetric Change of Porous Rocks", Trans. AIME (1957) 210, 331-339.
4. Biot, M. A. "General Theory of Three-Dimensional Consolidation", J. Appl. Phys., (1941) 12, 155-164.
5. Hall H. N.: "Compressibility of Reservoir Rocks", Trans. AIME (1953) 198, 309-311.
6. Newman, G. H. "Porre-Volume Compressibility of Consolidated, Friable, and Unconsolidated Reservoir Rocks Under Hydrostatic Loading", Jour. Pet. Tech. (February, 1973), 129-134.
7. Van der Knaap, W. "No linear Behaviour of Elastic Porous Media", Trans., AIME (1959) 216, 179-187.
8. Fatt, I. "Pore Volume Compressibilities of Sandstone Reservoir Rocks", Trans. AIME (1958) 213, 362-364.
9. Institute of Petroleum "A Review of Reservoir Rock Compressibility, and Its Relationship to Oil and Gas Recovery", Microfilm, Instituto Mexicano del Petróleo.
10. Mann R. L. and Fatt, I. "Effect of Fluids on the Elastic Properties of Sandstone", Geophysics (1960) 25, 433-444.
11. Von Goten, W. D. and Choudhary, B. K. "The Effect of Pressure and Temperature on Pore-Volume Compressibility", paper SPE 2526 presented at SPE 44th Annual Fall Meeting, Denver, Colo., September 28-October 1, 1969.
12. Zimmerman, W. R. "Compressibility of Porous Rocks", Journal of Geophysical Research (November, 1985) Vol. 91, No. 12, 765- 777.
13. Sawabini, C. T. "Compressibility of Unconsolidated Oil- Producing Sands and Subsidence" Energy Source (1986) Vol 8, No. 2/3.
14. Newman, G. H. and Martin J. C. "Equipment and Experimental Methods for Obtaining Laboratory Compression Characteristics of Reservoir Rocks Under Various Stress and Pressure Conditions", paper SPE 6855 Presented at the 53th Annual Fall Technical and Exhibition of the SPE of AIME in Denver, Colo, October 9-12, 1977.

CONCLUSIONES

1. El análisis petrofísico es una herramienta importante para la caracterización de yacimientos petroleros.
2. El análisis petrofísico consiste de dos tipos: convencional, en el cual se determinan las propiedades básicas del medio poroso y sus características litológicas y el especial, cuyos resultados se aplican en el estudio de flujo de fluidos del yacimiento.
3. Los métodos más precisos para determinar la porosidad son: el método de expansión de gas (ley de Boyle) para medir el volumen de sólidos y el método de desplazamiento para obtener el volumen de roca. Así mismo, para determinar la permeabilidad absoluta, el método más apropiado es usando gas como fluido de medición y la posterior corrección por el efecto de Klinkenberg.
4. La porosidad está constituida de dos partes: porosidad de flujo, considerada como canales y porosidad de estancamiento, considerada como trampas.
5. La porosidad, pero no la permeabilidad, puede determinarse confiablemente de registros geofísicos, lo que hace necesario determinar la permeabilidad de registros mediante correlaciones porosidad-permeabilidad desarrolladas a partir del análisis de núcleos. Las correlaciones serán más confiables si se desarrollan para cada tipo de roca presente en el yacimiento.
6. Mediante el análisis de núcleos se obtiene la permeabilidad vertical, es decir, en un plano paralelo al plano de corte del núcleo.
7. La saturación de fluidos obtenida de núcleos es indicativa de la saturación residual, puesto que el núcleo fue sometido a cambios bruscos de presión y temperatura durante su extracción por lo que debe preferirse la que se obtenga de una prueba de desplazamiento.
8. Un método efectivo para medir la resistividad de un núcleo es el de cuatro electrodos mediante el resistímetro potenciométrico.
9. Para estudios de flujo de fluidos, deben preferirse los núcleos que mantengan la mojabilidad original; si no es posible, usar núcleos con mojabilidad restaurada.

10. En la medición de presión capilar, el método de desplazamiento es el más recomendable. Su desventaja con respecto al método de inyección de mercurio, es el tiempo para alcanzar el equilibrio capilar.
11. Para su aplicación, los datos experimentales de presión capilar deberán corregirse por efectos de ángulo de contacto y tensión interfacial, de condiciones de laboratorio a condiciones de yacimiento. En el caso del sistema mercurio-aire tomar en cuenta el factor de corrección (factor de Purcell) para cada tipo de roca.
12. De las técnicas para determinar permeabilidades relativas en dos fases, la de régimen transitorio es más rápida aunque con cálculos complicados; en tanto que, en régimen permanente los cálculos son sencillos pero tiene la desventaja de ser sumamente lenta la estabilización. Ambas técnicas proporcionan resultados confiables.
13. Es importante crear conciencia para utilizar, siempre que sea posible, información experimental y no las correlaciones por el simple hecho de estar disponibles.