

35
Lej



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

PARAMETROS PETROFISICOS DE RESISTIVIDAD: a , m y n

TESIS PROFESIONAL

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

INGENIERO PETROLERO

PRESENTAN:

JORGE VAZQUEZ MORIN

MATEO CRUZ GALVEZ



México, D.F.

marzo, 1996

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-1-074

SR. JORGE VAZQUEZ MORIN
Presente

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

PARAMETROS PETROFISICOS DE RESISTIVIDAD: a, m y n

RESUMEN

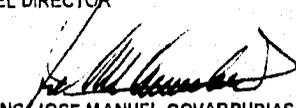
INTRODUCCION

- I DEFINICIONES Y CONCEPTOS BASICOS SOBRE RESISTIVIDAD EN ROCAS
 - II CARACTERISTICAS DE LA ROCA O DEL SISTEMA ROCA-FLUIDOS QUE DEFINEN LOS PARAMETROS a, m y n
 - III PROCEDIMIENTOS TEORICOS Y EXPERIMENTALES PARA OBTENERLOS
 - IV VALORES DE a, m y n Y SU RELACION CON LOS TIPOS DE ROCAS
 - V APLICACIONES DE a, m y n EN LA EXPLOTACION DE HIDROCARBUROS
 - VI CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
- REFERENCIAS Y BIBLIOGRAFIA AL FINAL DE CADA CAPITULO

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

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

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Ciudad Universitaria a 7 de diciembre de 1995
EL DIRECTOR


ING. JOSE MANUEL COVARRUBIAS SOLIS

JMCS*RM/R'9lg



ESTADOS UNIDOS MEXICANOS
SECRETARÍA DE EDUCACIÓN PÚBLICA

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-1-073

SR. MATEO CRUZ GALVEZ
Presente

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

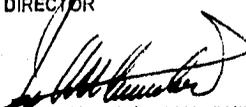
PARAMETROS PETROFISICOS DE RESISTIVIDAD: a , m y n

- RESUMEN
INTRODUCCION
- I DEFINICIONES Y CONCEPTOS BASICOS SOBRE RESISTIVIDAD EN ROCAS
 - II CARACTERISTICAS DE LA ROCA O DEL SISTEMA ROCA-FLUIDOS QUE DEFINEN LOS PARAMETROS a , m y n
 - III PROCEDIMIENTOS TEORICOS Y EXPERIMENTALES PARA OBTENERLOS
 - IV VALORES DE a , m y n Y SU RELACION CON LOS TIPOS DE ROCAS
 - V APLICACIONES DE a , m y n EN LA EXPLOTACION DE HIDROCARBUROS
 - VI CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
REFERENCIAS Y BIBLIOGRAFIA AL FINAL DE CADA CAPITULO

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

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

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Ciudad Universitaria, a 7 de diciembre de 1995
EL DIRECTOR


ING. JOSE MANUEL COVARRUBIAS SOLIS

JMCS*RLR*glg

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

ALUMNOS:

MATEO CRUZ GALVEZ No. DE CUENTA: 8954659-0
JORGE VAZQUEZ MORIN No. DE CUENTA: 8423193-6

TESIS:

PARAMETROS PETROFISICOS DE RESISTIVIDAD: a, m Y n.

DIRETOR DE TESIS:

ING.MANUEL VILLAMAR VIGUERAS

JURADO DE EXAMEN PROFESIONAL:

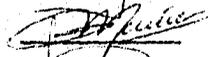
PRESIDENTE: ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS



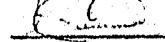
VOCAL: M.I. RAFAEL RODRIGUEZ NIETO



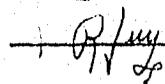
SECRETARIO: ING. SALVADOR MACIAS HERRERA



1ER. SUPTE.: ING. NESTOR MARTINEZ ROMERO



2DO. SUPTE.: M.I. RAFAEL HERRERA GOMEZ



11 DE MARZO DE 1996

PARAMETROS PETROFISICOS DE RESISTIVIDAD a , m Y n

CONTENIDO

	Pág.
RESUMEN	1
INTRODUCCION	3
I DEFINICIONES Y CONCEPTOS BASICOS SOBRE RESISTIVIDAD EN ROCAS	7
I.1 Porosidad	9
I.2 Permeabilidad	11
I.3 Saturación de Fluidos	14
I.4 Mojabilidad	16
I.5 Tortuosidad	18
I.6 Resistividad	20
I.7 Conductividad Electrolítica	25
I.8 Conductividad en Arcillas	30
I.9 Factor de Resistividad de Formación	36
I.10 Índice de Resistividad	38
I.11 Factor Geométrico	41
I.12 Exponente de Cementación	45
I.13 Exponente de Saturación	47
Referencias	48
Bibliografía	49
II CARACTERISTICAS DE LA ROCA O DEL SISTEMA ROCA-FLUIDOS QUE DEFINEN LOS PARAMETROS a , m , Y n	51
II.1 Efecto del Grado de Cementación	53
II.2 Efecto de la Forma, Clasificación y Empacamiento del Sistema de Partículas	58
II.3 Tortuosidad del Sistema Poroso	61
II.4 Tipo de Sistema Poroso	65
II.5 Presencia de Sólidos Conductores	68
II.6 Efecto de la Presión de Sobrecarga	73
II.7 Efecto de la Temperatura	77
II.8 Efecto de la Mojabilidad	80
Referencias	84

	Bibliografía	86
III	PROCEDIMIENTOS TEORICOS Y EXPERIMENTALES PARA OBTENERLOS	89
	III.1 Método Convencional	91
	III.2 Mediante el Análisis de Registros Geofísicos de Pozos	95
	III.3 Correlaciones Experimentales	97
	III.4 Correlaciones Teóricas	106
	Referencias	110
	Bibliografía	112
IV	VALORES DE a , m , Y n Y SU RELACION CON LOS TIPOS DE ROCAS	113
	IV.1 Arenas y Areniscas	115
	IV.2 Rocas Carbonatadas	117
	IV.3 Valores Establecidos por Medios Estadísticos	118
	Referencias	120
	Bibliografía	121
V	APLICACIONES DE a , m , Y n EN LA EXPLOTACION DE HIDROCARBUROS	127
	V.1 Cálculo de Saturación de Agua, Porosidad y Resistividad del Agua de Formación	129
	V.2 Cálculo de Aceite Móvil	132
	V.3 Cálculo de la Permeabilidad	133
	Referencias	135
	Bibliografía	136
VI	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	139
	LISTA DE SIMBOLOS	143

RESUMEN

Se presenta un estudio de los parámetros petrofísicos de resistividad, a , m y n , los cuales son de gran utilidad en la Ingeniería de Yacimientos.

Este trabajo se inicia con una revisión de una serie de conceptos como: porosidad, permeabilidad, resistividad, etc., los cuales son fundamentales para entender el fenómeno de conducción de corriente eléctrica en rocas.

También, se incluye una revisión de las características de la roca y del sistema roca-fluidos que determinan estos parámetros. En general, se ha observado que a y m son fuertemente influenciados por las características geométricas y texturales de la roca, como son: porosidad, tortuosidad, constricción, etc., por lo que en ocasiones estos parámetros son denominados "*Parámetros Geométricos*".

Por otra parte, el exponente de saturación está fuertemente influenciado por las características de los fluidos presentes en la roca.

En otra sección de este trabajo se hace una revisión de los procedimientos que han sido propuestos a lo largo de los años para obtener el valor de tales parámetros. Se incluyen también comentarios acerca de cuáles de estos métodos son más confiables.

Los distintos tipos de rocas de interés en la Ingeniería Petrolera tienen asociados ciertos rangos de valores para a , m y n . En un capítulo se reportan valores encontrados para diferente tipo de rocas así como algunos

que han sido propuestos en ecuaciones generales para obtener los valores del factor de formación (F) y el índice de resistividad (I).

Finalmente, se hace una revisión de la utilidad que se le ha dado a estos parámetros en la explotación de hidrocarburos, destacando su utilización en el cálculo de la saturación de agua (S_w), porosidad (\emptyset), resistividad del agua de formación (R_w) y otras aplicaciones muy útiles en la caracterización de yacimientos.

INTRODUCCION

Uno de aspectos más importantes en la caracterización de un yacimiento petrolero es el conocimiento de los fluidos que contiene, tanto en tipo como en cantidad.

Tradicionalmente estas determinaciones se han hecho mediante el análisis en el laboratorio de núcleos cortados de las zonas de interés, o bien empleando la información obtenida de registros geofísicos de pozos, principalmente del tipo eléctrico.

El trabajo con núcleos presenta ventajas en cuanto a la confiabilidad de los resultados obtenidos, si se emplean las técnicas de análisis adecuadas; mientras que el uso de registros geofísicos representa ahorro en tiempo. Una combinación de ambas técnicas conduce generalmente a mejores resultados.

En los inicios, el empleo de los registros eléctricos tenía un objetivo más bien cualitativo, es decir por medio de las deflexiones de la curva que proporcionan los registros se obtenían indicios del tipo de fluido que contenía la roca. Esto se basaba en el conocimiento de que las zonas completamente saturadas con agua presentan valores bajos de resistividad, mientras que la presencia de hidrocarburos en una roca provoca que su resistencia aumente.

Con el objeto de determinar el volumen de agua y de hidrocarburos en una roca se han desarrollado muchas investigaciones de la forma en que fluye la corriente eléctrica en ellas. Estas investigaciones se han basado en trabajos teórico-experimentales, realizados principalmente en medios porosos, preparados en laboratorio, y saturados completamente con agua.

Unos de los primeros y más importantes trabajos en este sentido son, según varios especialistas, los de Maxwell¹, quien desarrolló una expresión matemática que relaciona al factor de formación de un medio poroso, con su valor de porosidad:

$$F = \frac{3-\phi}{2\phi}, \quad (1)$$

donde:

F = factor de formación (*adim.*)
 ϕ = porosidad (*fracción*).

Esta ecuación es aplicable a sistemas dispersos de partículas de forma esférica.

Posteriormente se hicieron intentos por generalizar la ecuación de Maxwell para aplicarla a sistemas con partículas de formas diferentes, de tal manera que se desarrollaron expresiones como la de Fricke²:

$$F = \frac{(x-1)-\phi}{x\phi}, \quad (2)$$

Esta expresión es aplicable a medios porosos compuestos por partículas esferoides, en la que se introduce el parámetro x , el cual depende del grado de esfericidad de las partículas.

Otro investigador que propuso una correlación de este tipo fue Slawinski³. Sin embargo, aunque su expresión y las de Maxwell y Fricke tienen unas bases teóricas muy sólidas, su aplicación a sistemas naturales, como las rocas de yacimientos petroleros, deben realizarse introduciendo nuevos parámetros que reflejen la complejidad de estos medios porosos, además de la presencia de fluidos no conductores de corriente eléctrica, como los hidrocarburos.

En el año de 1942, Archie⁴ publicó un trabajo donde propone una nueva expresión que relaciona al factor de formación con la porosidad de una roca, saturada 100% con agua:

$$F = \phi^{-m}, \quad (3)$$

¹ Referencias al final de cada Capítulo.

donde el parámetro m es el *exponente de cementación*.

Adicionalmente, Archie presentó una expresión que refleja el comportamiento de la resistividad eléctrica de una roca, en función de su saturación de agua, cuando ésta contiene hidrocarburos:

$$I = S_w^{-n} , \quad (4)$$

donde I es llamado "*Índice de Resistividad*" y n "*exponente de saturación*".

Años más tarde, Winsauer y coautores⁵ introdujeron un nuevo parámetro en la ecuación del factor de formación de Archie (Ecuación 3), debido a que observaron que los datos experimentales de \emptyset y F se ajustan mejor con una expresión del tipo siguiente:

$$F = a\emptyset^{-m} . \quad (5)$$

Esta ecuación es conocida como la "*Forma general de la ecuación de Archie*", y donde a es llamada "*Factor Geométrico*".

Desde que fueron propuestas estas expresiones, se ha comprobado que estos tres parámetros: exponente de cementación, m , exponente de saturación, n , y el factor geométrico, a , tienen una importancia fundamental en la Ingeniería de Yacimientos, por lo que se exige un estudio, lo más completo posible, de ellos. El cual incluya qué son, cómo pueden obtenerse y la importancia de tener valores confiables.

REFERENCIAS

1. Maxwell, J.C. "A Treatise on Electricity and Magnetism". Dover Publications, Inc., New York 1954.
2. Frike, H. "The Electrical Conductivity and Capacity of Disperse Systems". Physics (August 1931) pag. 106-115.
3. Wyllie, M.R.J. and Gregory, A.R. "Formation Factors of Unconsolidated Porus Media: Influence of Particle Shape and Effect of Cementation". Trans. A.I.M.E. (1953) Vol. 198. pp.103-110
4. Archie, G. E. "The Electrical Resistivity Log as and Aid in Determining Some Reservoir Characteristics". Transaction A.I.M.E. Vol. 146, pp 54-56 . 1942.
5. Winsauer, W.O., Shearing, H.M, Masson, P.H. and Williams, M. "Resistivity of Brine-Saturated Sands in Relation to Pore Geometry". Bull. AAPG (1952) Vol. 36 No.2 pp.253-277.

CAPITULO I

DEFINICIONES Y CONCEPTOS BASICOS SOBRE RESISTIVIDAD EN ROCAS

El estudio de la conducción de corriente eléctrica en medios porosos en general, y en rocas de yacimientos petroleros en particular, implica el manejo de gran cantidad de conceptos, algunos de los cuales son comunes en varias áreas de la Ingeniería de Yacimientos.

El adecuado conocimiento y manejo de estos conceptos permite una mejor comprensión de la forma en que se lleva a cabo la conducción de corriente eléctrica en un medio poroso, así como los factores que pueden alterar el comportamiento de este fenómeno.

El objetivo de este Capítulo es revisar una serie de conceptos considerados como fundamentales tanto para aquellos que se dedican a la interpretación de registros geofísicos de pozos, análisis de muestras de rocas y para los especialistas en yacimientos en general, con énfasis en el fenómeno de flujo de corriente eléctrica en medios porosos.

1.1 POROSIDAD(\emptyset)

El concepto de porosidad representa una de las características más importantes de la roca, ya que diversos factores de gran trascendencia en la Ingeniería de Yacimientos están estrechamente relacionados a él, tal es el caso de la magnitud de los volúmenes de hidrocarburos asociados a un yacimiento.

La porosidad es una propiedad física de las rocas que representa el espacio disponible de éstas para almacenar algún fluido y se define como la relación existente entre el volumen total del espacio poroso y el volumen total de la roca. Su valor se expresa en fracción o porcentaje.

$$POROSIDAD(\emptyset) = \frac{\text{volumen poroso de la roca}}{\text{volumen total de la roca}}$$

O bien, en forma simbólica :

$$\emptyset = \frac{V_p}{V_r}, \quad (1.1)$$

donde:

V_p = volumen de poros de la roca
 V_r = volumen total de la roca

La porosidad se divide en dos clases:

1. *Porosidad absoluta*, la cual es el porcentaje del volumen total de la roca que es ocupado por espacio poroso, sin importar si los poros individuales estén o no interconectados.

2. *Porosidad efectiva*, la cual es la porosidad de interés en la ingeniería de yacimientos, y que representa la fracción del espacio poroso intercomunicado con respecto al volumen total de la roca.

Desde el punto de vista geológico la porosidad se divide en:

Porosidad primaria u original: Es aquella que se desarrolla inmediatamente después de la depositación de los sedimentos y es el

resultado de los espacios vacíos que quedan entre los granos y fragmentos minerales en las acumulaciones de sedimentos, y

Porosidad secundaria o inducida: Esta clase de porosidad es el resultado de la acción de agentes geológicos como la lixiviación o fracturamiento, los cuales actúan posteriormente a la deposición y litificación de los sedimentos. En algunas formaciones de areniscas y limolitas una parte muy importante de su porosidad se debe a fracturas ocasionadas por esfuerzos tectónicos. En el caso de formaciones de calizas también puede originarse porosidad debida a esfuerzos, los cuales generan fracturas en la roca. La lixiviación es el agente geológico al cual deben su porosidad secundaria la mayoría de los yacimientos de calizas en el mundo. En este proceso se desarrolla la porosidad al entrar en contacto aguas congénitas o percolantes con la roca, disolviendo parte de su estructura original.

Se ha demostrado experimentalmente que los valores de porosidad están estrechamente ligados a factores tales como: el tamaño de las partículas que componen la roca, la angulosidad y el arreglo de estas partículas, el grado de consolidación de la roca, el tipo y grado de cementante presente, etc. Las primeras investigaciones se desarrollaron a partir de empacamientos de esferas con características uniformes como los mostrados en la figura I.1.

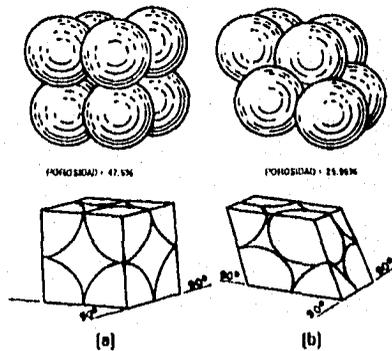


Figura I.1. Celdas unitarias y grupos de esferas uniformes para empacamientos: (a) empacamiento cúbico; (b) empacamiento rombohedral.

* Figura tomada de Amyx, Bass and Whiting. "Petroleum Reservoir Engineering" Ed. Mc.Graw-Hill. USA. 1960. Pág.37.

Las mediciones de porosidad se realizan en laboratorio a partir de núcleos extraídos de las formaciones de interés. Para estas mediciones se requiere evaluar por lo menos dos de las siguientes tres propiedades de las muestras: (1) volumen total V_r , (2) volumen de sólidos V_s y (3) volumen poroso V_p . Dependiendo de cuáles de los tres volúmenes sean evaluados, la porosidad se puede determinar usando las expresiones :

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

$$\phi = \frac{V_p}{V_s + V_p} \quad (1.2)$$

$$\phi = \frac{V_r - V_s}{V_r} \quad (1.3)$$

El valor de la porosidad de una roca también se puede obtener utilizando información de registros geofísicos, como los registros neutrón, sísmico o de densidad.

1.2 PERMEABILIDAD (k)

Al hablar de permeabilidad se hace referencia a otro concepto de gran importancia dentro de la Ingeniería de Yacimientos, ya que representa la propiedad física de un medio poroso de permitir el flujo de fluidos a través de su red de poros interconectados, por lo tanto, es una medida de la conductividad a los fluidos de un material específico, es decir, representa el recíproco de la resistencia que el medio poroso ofrece al flujo.

Existen factores comunes que influyen en la permeabilidad y en la porosidad efectiva, tales como algunas características de los granos, grado de litificación, cementación, etc.

En un principio se consideraron las expresiones desarrolladas por Poiseuille y Fanning para flujo de fluidos a través de tubos circulares rectos pero las características de los medios porosos de los yacimientos obligaron al desarrollo de nuevas investigaciones para encontrar una expresión con la

cual se pudiera calcular de manera eficaz el valor de la conductividad a los fluidos, que consideraran características del yacimiento como el hecho de que no se trata de conductos uniformes en tamaño, ni en forma, además de que muchos de estos conductos están interconectados. Debido a esto se observó que las expresiones propuestas por Poiseuille y Fanning son prácticamente imposibles de utilizar para evaluar la permeabilidad en una formación.

Posteriormente, Darcy realizó investigaciones de flujo de agua a través de empacamientos de arena y, basándose en sus observaciones, formuló la ley para flujo de fluidos que lleva su nombre. Investigaciones posteriores permitieron generalizar la ley de Darcy al incluir fluidos distintos al agua.

La forma general de la ley de Darcy es:

$$V_s = -\frac{k}{\mu} \left(\frac{dp}{ds} - \frac{\rho g}{1.0133} \frac{dz}{ds} \times 10^{-6} \right), \quad (1.4)$$

donde:

s = distancia en la dirección de flujo, (cm)

V_s = volumen fluyendo por unidad de área del medio poroso por unidad de tiempo, (cm/seg.)

z = coordenada vertical (se considera signo positivo hacia abajo), (cm)

ρ = densidad del fluido, (g/cm³)

g = aceleración de la gravedad, 980.665 (cm/seg²)

dp/ds = gradiente de presión a través de s en el punto en el cual V_s es referida. (atm/cm)

μ = viscosidad del fluido, (centipoises)

k = permeabilidad del medio, (darcys)

$1.0133 \times 10^6 = \text{dinas}/(\text{cm}^2)(\text{atm})$

En la práctica existen expresiones más simples para evaluar la permeabilidad, por ejemplo la empleada en mediciones a muestras de núcleos, la cual considera flujo horizontal rectilíneo y en régimen permanente. Considerando una muestra de medio poroso, saturada 100% con un fluido incompresible y en la cual el gasto de flujo Q , se distribuye uniformemente sobre toda el área de flujo A , figura 1.2, la ley de Darcy es reducida a:

$$Q = k A \frac{(P_1 - P_2)}{\mu L}, \quad (1.5)$$

donde:

Q = gasto de flujo, cm^3/seg .

A = área transversal de flujo de la muestra, cm^2

P_1 = presión a la entrada de la muestra, atm

P_2 = presión a la salida de la muestra, atm

μ = viscosidad del fluido, *centipoise*

L = longitud de la muestra, cm

k = permeabilidad, *darcys*

El valor de permeabilidad obtenido bajo estas condiciones recibe el nombre de "permeabilidad absoluta", y se denota comúnmente como k_a .

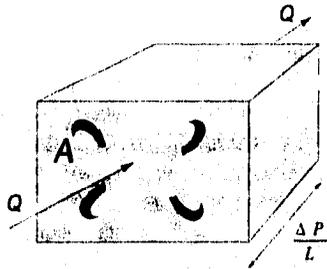


Figura 1.2. Modelo de medio poroso con flujo de fluido rectilíneo en régimen permanente.

La mayoría de los análisis de núcleos reportan el valor de la permeabilidad absoluta, pero también se incluyen comúnmente determinaciones de "permeabilidades efectivas". La permeabilidad efectiva es el valor de la permeabilidad, para un fluido en particular, cuando más de un fluido está presente en el medio poroso. La permeabilidad efectiva es siempre menor a la permeabilidad absoluta, y su valor depende de la composición química de los fluidos presentes, la saturación de cada uno de ellos y de la composición mineralógica del medio poroso, además de las condiciones de presión y temperatura bajo las cuales se encuentren. La permeabilidad efectiva se denota mediante el símbolo k , seguido de un subíndice que indica a qué tipo de fluido se refiere; por ejemplo: k_w es la permeabilidad efectiva al agua, los subíndices o y g corresponden al aceite y al gas, respectivamente.

La "permeabilidad relativa" (k_r), es la relación entre la permeabilidad efectiva a un fluido específico y el valor de la permeabilidad absoluta.

$$k_r = \frac{k}{k_a} \quad (1.6)$$

Tal como sucede en el caso de la permeabilidad efectiva, la permeabilidad relativa debe referirse a un fluido en particular, entonces:

k_{rw} = permeabilidad relativa al agua

k_{ro} = permeabilidad relativa al aceite

k_{rg} = permeabilidad relativa al gas

1.3 SATURACION DE FLUIDOS (S)

El espacio poroso presente en una roca está invariablemente ocupado por uno o varios fluidos, en estado líquido o gaseoso. En la mayoría de las formaciones que contienen hidrocarburos se cree que estos espacios porosos estaban ocupados por agua antes de que los hidrocarburos migraran y se entramparan en ella. Esta migración y entrampamiento provocó que el agua que se encontraba en los poros fuera desplazada. Pero el aceite no desplazó toda el agua que originalmente ocupaba los intersticios de la roca, de manera que un yacimiento contendrá normalmente hidrocarburos y agua. Un factor muy importante para conocer la cantidad de hidrocarburos almacenados en un yacimiento es la determinación de la saturación de fluidos (aceite, gas y agua) presentes en su espacio poroso.

La saturación de un fluido en una formación, o muestra de ella, es la fracción del volumen poroso que está ocupado por el fluido en cuestión. De tal forma, el valor de la saturación puede calcularse como sigue:

$$S_f = \frac{V_f}{V_p} \quad (1.7)$$

donde:

S_f = saturación del fluido

V_f = volumen del fluido

V_p = volumen poroso

Entonces, la saturación de un fluido en particular será:

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

Los subíndices w , o y g significan agua, aceite y gas, respectivamente.

En el caso de que una formación contenga solamente agua, entonces la saturación de agua (S_w), es del 100%; pero si la formación contiene, además de agua, aceite y/o gas, la suma de las saturaciones de cada fluido debe ser igual al 100%, o a la unidad, si las saturaciones se manejan en fracción.

$$S_w + S_o + S_g = 1 \quad (1.8)$$

Hay casos poco comunes en los cuales se tiene presencia de otros fluidos como bióxido de carbono, aire o gas sulfhídrico; debido a esto, generalmente se asume que una saturación de agua menor al 100% implica una saturación de hidrocarburos (S_{hc}) igual a 1 menos la saturación de agua, esto es:

$$S_{hc} = 1 - S_w$$

donde:

$$S_{hc} = S_o + S_g$$

Existen fundamentalmente dos formas de evaluar la saturación original de fluidos de una formación. La primera de ellas consiste en obtener muestras de roca de formación y medir en laboratorio el volumen de fluidos que ésta contenga. Esta es una forma directa de evaluar la saturación.

La segunda forma, la cual es indirecta, consiste en determinar la saturación de fluidos a partir de mediciones de otras propiedades físicas de la roca, tales como mediciones de resistividad eléctrica y de presión capilar, las cuales se utilizan en correlaciones, como las de Archie¹ y las gráficas de presión capilar contra saturación de agua.

1.4 MOJABILIDAD

Si en un medio poroso se encuentra presente únicamente un tipo de fluido, sólo habrá un tipo de fuerza actuando en él: la atracción ejercida entre la roca y el fluido. Pero si en dicho medio poroso se encuentran en contacto dos o tres fluidos diferentes e inmiscibles, se tendrán que considerar las fuerzas que actúan en la interfase de estos fluidos y, además, aquellas que actúan entre el material sólido y los fluidos.

La tensión de adhesión determinará cual de los fluidos presentes mojará preferentemente al material sólido. Considérese un sistema, como el mostrado en la figura 1.3, en el cual se encuentran dos líquidos: agua y aceite, en contacto con un material sólido. El ángulo de contacto θ , se mide siempre, por convención a través del líquido más denso y puede tomar valores de 0 a 180 grados. En base a la figura, la tensión de adhesión se define por la siguiente ecuación:

$$A_T = \sigma_{s0} - \sigma_{sw} = \sigma_{wo} \cos \theta_{wo}, \quad (1.9)$$

donde:

A_T = tensión de adhesión, (dinas/cm)

σ_{s0} = tensión interfacial entre el sólido y el fluido más ligero, (dinas/cm)

σ_{sw} = tensión interfacial entre el sólido y el fluido más denso, (dinas/cm)

σ_{wo} = tensión interfacial entre los dos fluidos, (dinas/cm)

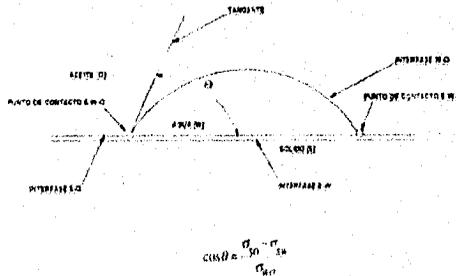


Figura 1.3. Equilibrio de fuerzas en una interfase agua-aceite-sólido.

En base al valor obtenido para la tensión de adhesión, se puede determinar cuál de los fluidos mojará preferentemente al sólido, es decir: un valor positivo indica que el sólido es mojado preferentemente por el fluido más denso. Un valor de cero para la tensión de adhesión indica que el sólido es mojado por ambos fluidos. Además, la magnitud de la tensión de adhesión determina la intensidad con la cual la fase mojante se adhiere al sólido y se extiende sobre su superficie. De esto también da idea la magnitud del ángulo de contacto. Si el valor de la tensión de adhesión es grande o si el ángulo de contacto, θ , es pequeño, entonces, el fluido más denso se extenderá con facilidad, tendiendo a cubrir la superficie del sólido.

En la figura 1.4 se muestran varias combinaciones de líquidos en contacto con superficies de sílica y calcita. Esto ilustra que, para un yacimiento, la mojabilidad depende de la composición mineralógica de la roca y de la composición química de los fluidos presentes en ella, además de que las condiciones de presión y temperatura a que estén sujetos pueden también afectarla.

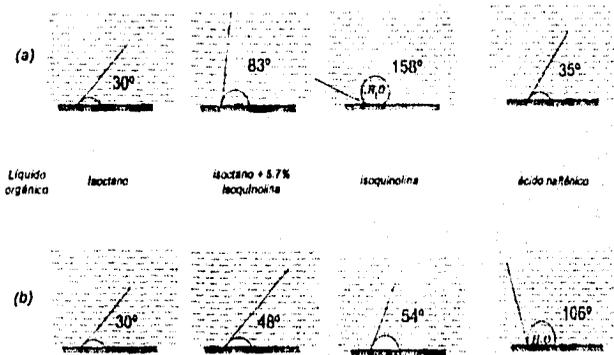


Figura 1.4. Ángulos de contacto interfacial
(a) Superficie silícea: (b) Superficie de calcita.

1.5 TORTUOSIDAD (T)

Debido a que la red de poros interconectados de una roca no definen conductos uniformes, ni en tamaño ni en forma, para el flujo de fluidos o de corriente eléctrica, se ha establecido el concepto de tortuosidad, el cual considera la irregularidad presente en las líneas de flujo dentro de un medio poroso.

La tortuosidad se define generalmente en términos de la longitud de una muestra de un medio poroso y de la longitud media de las líneas de flujo, definidas por los poros interconectados presentes.

$$T = \frac{L_m}{L}, \quad (1.10)$$

donde:

T = tortuosidad (*adim.*)

L = longitud de la muestra (*cm*)

L_m = longitud media de las líneas de flujo (*cm*)

De la expresión anterior se observa que si el medio poroso contiene líneas de flujo en forma de tubos paralelos rectos, la longitud media (L_m) será igual al valor de la longitud de la muestra (L), por lo que la tortuosidad toma el valor de 1.

Sin embargo, el valor de L_m no se puede medir directamente, por lo que la tortuosidad se define en función de otras variables, las cuales pueden ser medidas en laboratorio. En consecuencia, se ha definido la tortuosidad partiendo de la consideración de un sistema cuyo espacio poroso lo constituyen tubos paralelos, ($T=1$). Para tal caso, el factor de formación, basándose en las expresiones de Archie, es:

$$F = \frac{1}{\emptyset}, \quad (1.11)$$

donde \emptyset = porosidad (*fracción*)

Si se altera la geometría del sistema manteniendo constante el valor de la porosidad, de manera que los conductos se deformen haciéndose similares a los presentes en una roca porosa, el factor de resistividad F

aumentará en proporción al grado de irregularidad de los conductos deformados. De esta forma, el valor del factor de resistividad será T veces mayor que el que se tiene para el sistema de tubos paralelos. El aumento en el valor de F se debe a que las líneas de flujo aumentan su longitud al ser deformadas, por lo que la corriente eléctrica tiene que recorrer un camino más largo y, en consecuencia, vencer una resistencia mayor. El nuevo valor de la longitud para las líneas de flujo será T veces mayor que la longitud de los conductos rectos, entonces:

$$F = \frac{T}{\phi} \quad (1.12)$$

Una forma aproximada de calcular el valor de la tortuosidad es la propuesta por Pérez-Rosales²

$$T = \phi(G\phi^{-m} + 1 - G) \quad (1.13)$$

en la cual G es un parámetro cuyo valor depende de la geometría interna del medio poroso y el parámetro m indica la porción de la porosidad total que participa activamente en la conducción de corriente eléctrica.

Para rocas con altas porosidades el valor de G se aproxima a la unidad, por lo que la ecuación 1.13 se reduce a

$$T = \frac{\phi}{\phi^m} \quad (1.14)$$

Además, Winsauer, Shearin, Masson y Williams³ proponen otro método para determinar, mediante mediciones directas el valor de T con base en el tiempo que tarda un ion en recorrer la distancia entre dos detectores colocados en una muestra de núcleo de formación. Teóricamente encontraron que la tortuosidad de un medio poroso se relaciona con la porosidad, ϕ , y el factor de formación, F , mediante la expresión

$$T^2 = F\phi \quad (1.15)$$

sin embargo, experimentalmente determinaron que la relación, entre estos parámetros, que mejor se ajusta es

$$T^{1.67} = F\phi \quad (1.16)$$

1.6 RESISTIVIDAD (R)

La resistividad eléctrica es una propiedad física que poseen todos los materiales para oponer resistencia al flujo de corriente eléctrica a través de sí mismos.

Matemáticamente la resistividad de un cuerpo se define en función de sus dimensiones y del valor particular de resistencia correspondiente al material del que está formado:

$$R = \frac{r \cdot l}{A}, \quad (1.17)$$

donde:

- R = resistividad, Ωm , (ohm-metro)
- r = resistencia, Ω
- A = área, m^2
- L = longitud, m

La resistividad también puede definirse en términos de la conductividad (C), ya que una es el inverso de la otra:

$$R = \frac{1}{C} \quad (1.18)$$

Normalmente, las formaciones con presencia potencial de hidrocarburos se componen de rocas las cuales actúan como aislantes eléctricos cuando están secas, es decir su resistividad tiende a un valor infinito. Esto sucede debido a que es muy raro encontrar algún contenido de minerales conductores asociados a ellas. De tal forma, la conductividad de corriente eléctrica en una formación, o una muestra de ella, es posible gracias a la presencia de agua de formación, la cual contiene sales en solución. Esta conducción de electricidad obedece a fenómenos electrolíticos, es decir movimiento de iones positivos, como Na^+ , Ca^{++} , y iones con carga negativa, como Cl^- , SO_4^{--} , etc., productos de la disociación de sales como el $NaCl$ y el $CaSO_4$. Bajo la influencia de un campo eléctrico estos iones se moverán creando un flujo de corriente eléctrica. Mientras más alta sea la concentración de iones, o sea la salinidad del agua de formación, mayor será la conductividad y, en consecuencia, menor la resistividad de la formación en cuestión.

Pero la resistividad de una formación no sólo está en función del contenido de sales del agua que la sature; también es función de su porosidad, de la temperatura a la cual se encuentre y de la cantidad de agua presente, entre otros factores. Para condiciones constantes de salinidad y saturación, si la porosidad de una formación aumenta, aumentará también el contenido de agua, y su resistividad disminuirá. Por otra parte, la temperatura tiene efectos importantes en este tipo de conductividad, ya que influye en el movimiento de los iones, porque éstos están sujetos a los efectos de la viscosidad del agua que se opone a su movimiento. Como la viscosidad del agua es función inversa de la temperatura, si se aumenta ésta, manteniendo nuevamente las demás condiciones, la viscosidad disminuirá, facilitando el movimiento de los iones y por lo tanto, el flujo de corriente. Schlumberger⁴ publicó una gráfica donde se puede observar la interdependencia de salinidad, resistividad y temperatura para una solución salina, figura (1.5).

Por lo anteriormente expuesto, las mediciones de resistividad realizadas mediante herramientas de registros geofísicos, o bien, a muestras de núcleos en laboratorio, suelen dar elementos para la identificación de zonas con presencia de agua salada y poder calcular saturaciones de agua y de hidrocarburos, movilidad de éstos, etc. Para ello se utilizan mediciones de diferentes tipos de resistividades particulares, como las que se definen a continuación:

Considérese el siguiente ejemplo, modificado de Amyx, Bass y Whiting⁵. Supóngase un cubo de sección transversal A y de longitud L , figura (1.6.a). El cubo está construido de manera que se pueden colocar electrodos de corriente en las caras opuestas por la longitud L . A continuación, el cubo es llenado completamente con una solución de NaCl. Si se hace pasar una corriente eléctrica a través de él, la resistencia del sistema, r_1 , estará dada por:

$$r_1 = \frac{R_w L}{A}, \quad (1.19)$$

donde R_w es el valor de resistividad de la solución de NaCl.

La porosidad en este caso, ϕ_1 , es igual al 100%, es decir todo el volumen del sistema es espacio vacío, y la saturación de salmuera, S_w , es del 100%.

Resistivity of NaCl Solutions

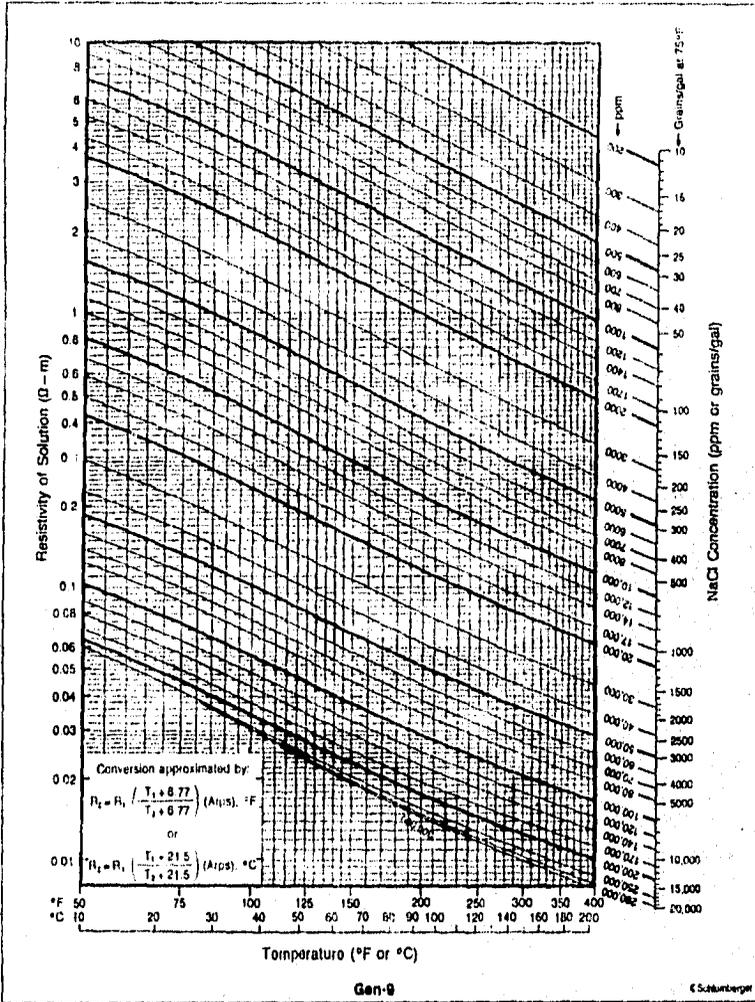
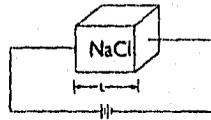


Figura 1.5. Resistividad de soluciones de NaCl en función de la salinidad y la temperatura

Figura tomada de 'Log interpretation Charts' Schlumberger Ltd. 1972.

Ahora, considérese una muestra de roca porosa en forma de cubo, de las mismas dimensiones que el sistema anterior, el cual está saturado al 100% con una salmuera igual a la usada para llenar el sistema anterior, figura (1.6.b). Si se hace pasar una corriente eléctrica a través del sistema, y considerando a los sólidos como no conductores de electricidad, el flujo de corriente se dará sólo a través de los poros llenos con salmuera, de manera que el espacio disponible para el flujo será aquel definido por los conductos formados por la unión de poros sucesivos. Si llamamos A_a al área transversal al flujo, es claro que $A_a < A$. Además, la porosidad, ϕ_2 , en este caso, es inferior al 100%, ya que ahora una parte considerable del volumen del sistema está ocupado por material sólido. La distancia que deberá recorrer cada ion para llegar de un electrodo al otro se incrementará debido al aumento en la tortuosidad de las líneas de flujo del sistema, a un valor promedio L_a . La resistencia, r_2 , para esta muestra se determina en forma similar que en el caso anterior:



(a)



(b)



Figura 1.6.

$$r_2 = \frac{R_w L_a}{A_d} \quad (1.20)$$

A la resistividad de una formación, o muestra de ella, cuando está saturada al 100% con salmuera, se le denota comúnmente por R_o , y, por la definición de resistividad se puede expresar de la siguiente manera

$$R_o = \frac{r_2 A}{L} \quad (1.21)$$

Sustituyendo el valor r_2 de la ecuación (1.20)

$$R_o = \frac{R_w L_a A}{L A_d} \quad (1.22)$$

Finalmente, si la muestra del ejemplo contiene tanto agua como hidrocarburos, es decir está saturada sólo parcialmente con salmuera, el área transversal disponible para el flujo de corriente se reduce a un valor A_a' , ya que la salmuera sigue siendo el único medio conductor del sistema y la longitud media de la trayectoria de flujo de corriente aumentará a un valor L_a' . La resistencia en este caso, r_3 , está dada por

$$r_3 = \frac{R_w L_a'}{A_a'} \quad (1.23)$$

La resistividad de una roca porosa, bajo estas condiciones, o sea parcialmente saturada con agua y con presencia de hidrocarburos, es representada por R_t y es definida como:

$$R_t = \frac{r_3 A}{L} \quad (1.24)$$

Sustituyendo r_3 en la expresión anterior

$$R_t = \frac{R_w L_a' A}{L A_a'} \quad (1.25)$$

Del experimento anterior se pueden rescatar tres conceptos fundamentales:

R_w = resistividad del agua de formación

R_o = resistividad de un medio poroso correspondiente a $S_w = 100\%$

R_t = resistividad de un medio poroso parcialmente saturado con agua

El valor de R_w , para una formación *in situ*, corresponde al valor de resistividad del agua de formación, que depende en gran medida del contenido y tipo de sales que presente y de las condiciones de presión y temperatura a las cuales esté sometida.

El valor de R_w puede determinarse básicamente de tres maneras: mediante el análisis de registros geofísicos, empleando correlaciones experimentales y mediante mediciones directas de muestras de agua de formación.

Por otra parte, en el campo de interpretación de registros geofísicos, R_t recibe el nombre de "resistividad verdadera de la formación", y se define como el valor de resistividad de la formación *in situ* que no ha sido alterada. R_o es un caso particular de R_t , ya que corresponde al valor de resistividad de la formación cuando la saturación de agua de formación es igual a 100%.

$$R_o = (R_t)_{S_w = 100\%}$$

La resistividad verdadera de la formación está influenciada principalmente por: (1) la resistividad del agua de formación, R_w , (2) las características petrofísicas y petrográficas de la roca y (3) la presencia de hidrocarburos.

1.7 CONDUCTIVIDAD ELECTROLITICA

Durante la realización de una reacción química los protones (partículas con carga positiva) presentes en el núcleo de un átomo permanecen en él; sin embargo, ésto no ocurre con los electrones (cargados negativamente), los cuales se ubican alrededor del núcleo, ya que algunos de ellos pueden perderse o ganarse con facilidad. Si un átomo o molécula, eléctricamente neutros, pierde o gana electrones se forma una partícula cargada llamada *ion*. Un ion con carga positiva recibe el nombre de *catión*, mientras que uno con carga negativa se llama *anión*.

Algunos compuestos químicos se denominan *compuestos iónicos*, debido a que están formados por cationes y aniones, tal es el caso del cloruro de sodio (NaCl), cuya molécula está constituida por el mismo

número de iones Na^+ y Cl^- , por lo que es eléctricamente neutro. Otro ejemplo de compuesto iónico es el CaSO_4 .

Generalmente los compuestos iónicos están formados por la combinación de un elemento metálico, que actúa como catión, y uno no metálico como anión. En el caso del NaCl el elemento metálico es el Na , y el no metálico es el Cl .

Los términos antes mencionados son de utilidad para entender el fenómeno de la conducción electrolítica. Otra definición importante es la del término *solución*, la cual se define como una mezcla homogénea de dos o más sustancias, en la cual la sustancia presente en mayor proporción recibe el nombre de *disolvente* y la presente en menor proporción se llama *soluto*.

Existen dos clases de solutos: Los *electrolitos* y los *no electrolitos*. Un electrolito es aquella sustancia que, al disolverse en agua, forma una solución capaz de conducir corriente eléctrica. Un no electrolito no conducirá corriente eléctrica cuando se disuelve en agua. Un sencillo dispositivo, para diferenciar una solución electrolítica de una que no lo es, es mostrado en la figura 1.7

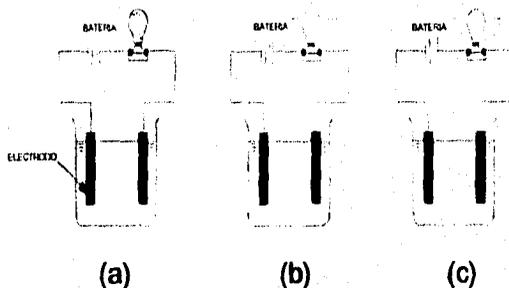


Figura 1.7 Dispositivo para diferenciar entre electrolitos y no electrolitos. a) La solución de un no electrolito no contiene iones y el foco no enciende. b) La solución de un electrolito débil contiene un pequeño número de iones y el foco apenas se enciende. c) La solución de un electrolito fuerte contiene una gran cantidad de iones, y la luz del foco es más brillante. En los tres casos la cantidad molar de los solutos disueltos son las mismas.

El agua pura es un mal conductor de electricidad pero si se le agrega un compuesto iónico como el cloruro de sodio (NaCl), éste se disocia en

iones Na^+ y Cl^- . Los iones Na^+ se mueven hacia el electrodo negativo y los iones Cl^- hacia el electrodo positivo. Estos movimientos son equivalentes al flujo de electrones a través de un conductor metálico. Es esta la forma en que una solución electrolítica es capaz de conducir la electricidad.

Las soluciones electrolíticas se dividen a su vez, en base al tipo de soluto presente en ellas, y pueden diferenciarse en electrolitos fuertes y débiles, de acuerdo a la facilidad que ofrecen al paso de corriente a través de la solución. Los compuestos iónicos tales como cloruro de sodio (NaCl), yoduro de potasio (KI) y cloruro de calcio (CaCl_2) son electrolitos fuertes.

El agua es denominada a menudo como un disolvente polar, esto es debido a que su molécula, no obstante ser eléctricamente neutra, presenta un extremo positivo (los átomos H) y otro negativo (el átomo O), semejando polos positivo y negativo, respectivamente.

Al disociarse las moléculas de un compuesto como el NaCl se destruye la red tridimensional de su estructura y cada ion Na^+ es rodeado por un número de moléculas de agua con su extremo negativo orientado hacia el catión. Lo mismo ocurre con cada ion Cl^- , el cual es rodeado por un número de moléculas de agua con su extremo positivo orientado hacia el anión, (figura 1.8). A este proceso se le denomina hidratación de un ion y ayuda a estabilizar los iones en la solución evitando que los cationes se junten con los aniones.

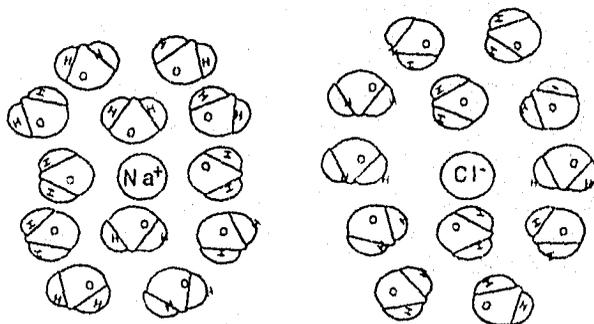


Figura 1.8. Proceso de hidratación de los iones Na^+ y Cl^- .

Para efectos prácticos, la presión no tiene influencia en la cantidad de soluto que un disolvente puede disolver, en cambio la temperatura sí afecta la solubilidad de las sustancias. En la mayoría de los casos la solubilidad de una sustancia aumenta con la temperatura.

En todos los yacimientos petroleros del mundo se encuentra presente cierto volumen de agua intersticial, que ocupa los mismos poros que los hidrocarburos o bien, pertenece a un acuífero asociado. Estas aguas contienen diversos compuestos químicos en solución, algunos de los cuales son electrolitos.

El agua asociada a un yacimiento se puede identificar por medio de sus características químicas. Generalmente las aguas pertenecientes a distintos estratos difieren considerablemente en su composición química, por lo que se facilita la determinación del estrato del cual proviene. Sin embargo, en algunas áreas la concentración de los compuestos presentes en el agua no varían significativamente de un estrato a otro, de manera que es muy difícil su identificación. Esta identificación es muy importante en labores de interpretación de registros eléctricos, en las cuales es necesario tener conocimiento de la concentración y composición de los sólidos disueltos.

La composición de las aguas de formación varían desde algunas relativamente simples hasta otras más complejas, pero casi todas presentan algún contenido de sodio, calcio, magnesio, cloruros, bicarbonatos y sulfatos. La presencia de cationes y aniones puede causar solubilidad, acidificación, reducción, precipitación o adsorción de algunos constituyentes. " Los cationes más abundantes en la mayoría de las aguas de formación son el sodio, calcio y el magnesio. La concentración más alta para el sodio es de 10, 000 mg/l, mientras que para el calcio y/o magnesio varía entre 1,000 mg/l y 30, 000 mg/l" ⁶.

Otros cationes encontrados frecuentemente son el potasio, litio y bario, además aluminio, amonio, hierro, plomo, manganeso, zinc y silicio, los cuales entran en menor proporción.

El anión más abundante es el cloruro; su rango típico de concentración es entre 10, 000 y 20, 000 mg/l. En la mayoría de los análisis también son detectados bromuros (entre 10 y 1,400 mg/l aproximadamente). Las concentraciones de bicarbonatos y sulfatos son comunes en cantidades de cero a algunos miles de miligramos por litro.

Otros aniones encontrados en aguas de formación incluyen arsenatos, boratos, carbonatos, fluoruros, hidróxidos, sales ácidas orgánicas y fosfatos.

Las tablas I.1 y I.2 muestran las características de algunas muestras de aguas de formación.

En ambas tablas, el valor de arriba en cada columna es el mínimo y el valor de abajo es el máximo, para el número de análisis indicado.

TABLA I.1

CARACTERISTICAS DE ALGUNAS AGUAS PRODUCIDAS EN CAMPOS DE CALIFORNIA*

Número de análisis	Sistema	Formación	Profundidad (ft)	Componentes (mg/l)							IDS (mg/l)
				Ca	Mg	Na	CO ₂	HCO ₃	SO ₄	Cl	
17	Terciario	Coalinga	1,104 a 1,916	20	10	40	50	180	190	90	580
				390	340	3,290	480	360	7,260	2,520	14,640
10	Terciario	Midway	1,495 a 3,250	20	10	910	0	180	10	1,010	2,140
				2,890	690	13,250	360	360	1,380	23,550	42,120
5	Terciario	Sunset	2,270 a 3,350	60	20	3,650	0	50	5	4,360	8,145
				1,280	570	11,650	90	4,270	40	21,420	39,320
4	Terciario	Kern River	400 a 3,000	10	10	50	0	0	0	10	80
				20	20	1,550	390	70	20	60	2,130
2	Terciario	Lost Hills	—	200	140	4,770	150	0	20	7,740	13,020
				220	230	7,640	460	0	630	11,950	21,120
26	Terciario	Maricopa	—	200	10	1,300	0	4	2	1,170	2,685
				2,900	1,300	15,015	510	1,020	110	27,100	47,995
18	Terciario	Zone A	—	10	3	2,050	0	1,700	1	1,300	5,064
				80	140	7,090	340	3,900	90	9,560	21,200

* Ambas tablas fueron tomadas de Bradley, H.B. "Petroleum Engineering Handbook". Society of Petroleum Engineers. U.S.A. 1987. Pág. 24.8.

TABLA I.2

CARACTERISTICAS DE ALGUNAS AGUAS PRODUCIDAS EN LA COSTA DEL GOLFO.

Numero de analisis	Sistema	Formacion o campo	Profundidad (ft)	Componentes (mg/l)							TDS (mg/l)
				Ca	Mg	Na	HCO ₃	SO ₄	Cl		
42	Terciario	Frio	2,579 a 11,400	200	50	2,240	30	0	3,180	5,700	
				5,100	1,00	40,600	990	110	69,100	116,900	
5	---	Norm Coastal	406 a 1,100	30	10	60	230	3	20	353	
				80	30	1,330	770	160	2,130	4,500	
6	Oligoceno	Goose Creek	1,305 a 3,296	450	120	3,00	70	120	6,300	10,860	
				1,430	540	18,200	400	210	33,700	54,480	
6	Eoceno Superior	Humble	775 a 3,200	380	100	3,600	290	Trazas	6,100	10,470	
				2,200	750	61,000	600	1,750	105,000	171,300	
5	Oligoceno	Danton Mound	250 a 3,470	530	70	6,700	70	270	11,300	18,900	
				2,100	400	40,800	280	3,010	63,400	109,990	
4	Plioceno-Mioceno	Barber Hill Dome	---	40	10	340	70	16	110	570	
				200	90	30	550	230	610	1,710	
6	---	Powell-Mexia	---	90	200	4,460	30	10	6,700	11,490	
				920	700	2,730	240	210	21,600	36,400	

I.8 CONDUCTIVIDAD EN ARCILLAS

Una arcilla es un sedimento granular extremadamente fino, consistente de partículas con diámetro aproximado de 1/256 mm. Los minerales que lo componen son principalmente hidrosilicatos, esencialmente de aluminio y algunas veces de magnesio o hierro, y en menor proporción minerales como el cuarzo, feldespatos, además de carbonatos, óxidos de hierro y algún contenido de materia orgánica. Estos minerales se encuentran acomodados en forma de láminas, como las micas.

La mayor parte de las formaciones productoras de hidrocarburos presentan algún contenido de arcillas, las cuales son originadas por procesos de dos tipos. El primero de ellos consiste en la depositación de las arcillas por medios mecánicos, al mismo tiempo que se depositan los otros minerales que forman la roca. Las partículas de arcillas pueden formar parte de la matriz de la roca o bien, ocupar los espacios entre los granos de ella. Mientras más pequeñas sean las partículas de arcilla presentarán una mayor área susceptible de ser atacada químicamente por el agua de formación.

El otro proceso de origen de las arcillas es debido a la acción química del agua de formación con minerales preexistentes, como feldespatos o micas, que se transforman en arcillas en el espacio poroso de las rocas, lo que las hace más susceptibles al contacto con los fluidos de la formación.

La estructura de las arcillas es básicamente de dos tipos. Una de ellas es una estructura laminar formada por tres átomos de oxígeno y uno de silicio formando un tetraedro. Cada tetraedro comparte un átomo de oxígeno con otro tetraedro adyacente y, juntos, forman una red hexagonal, figura 1.9

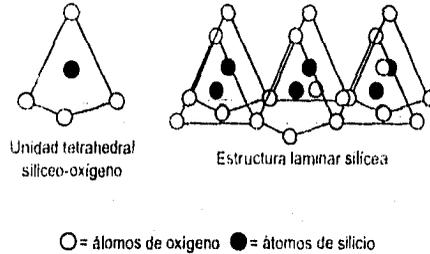


Figura 1.9. Unidad estructural básica de las arcillas en forma de tetraedro.*

La segunda estructura de las arcillas está formada por un átomo de aluminio, magnesio o fierro, rodeado por 6 iones hidroxilos formando una estructura octaédrica. La unión de varios octaedros forma un plano de iones Al, Mg o Fe, situado entre dos planos de iones hidroxilos, figura 1.10.

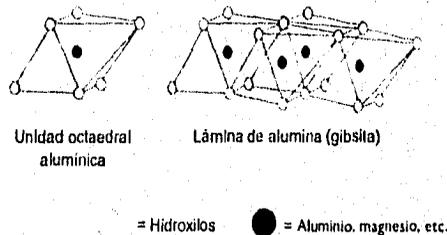


Figura 1.10. Unidad estructural básica de las arcillas en forma de octaedro.*

En función de los diferentes arreglos de las dos estructuras laminares se distinguen los cuatro tipos principales de arcillas: Caolinita, Illita, Smectita y Clorita, figura 1.11. Otras arcillas, cuya ocurrencia es más rara son la Verniculita, la Atapulgitita y otras.

* Figuras 1.9 y 1.10 tomadas de Tucker, M.E. "Sedimentary Petrology, An Introduction to the Origin of Sedimentary Rocks". Segunda edición. Blackwell Scientific Publications. Oxford 1991. Pág. 96

CANDITA

Estas arcillas están formadas por un arreglo de una capa tetraedral y una octaedral, figura I.11.a. Cada uno de estos arreglos constituye una capa de arcilla de aproximadamente 7 Å de espesor, las cuales están unidas por la atracción de los iones hidróxilos de la lámina octaedral y de los iones oxígeno de la tetraedral. La arcilla más importante de este grupo es la Caolinita, mientras que las más raras son la Dicrita y la Nacrita.

ILLITA

La Illita es una arcilla constituida por arreglos de una lámina octaedral situada entre dos tetraedrales. Cada arreglo de estas tres láminas forma una capa de arcilla de unos 10 Å de espesor, figura I.11.b. En la estructura de la Illita iones de aluminio sustituyen algunos iones de silicio en la lámina tetraedral, lo que provoca que el arreglo presente una carga negativa, la cual es balanceada por iones potasio situados entre las capas de arcilla.

SMECTITA

La Smectita es una arcilla con una estructura similar a la de la Illita, figura I.11.c. El espesor típico de cada capa de Smectita es de aproximadamente 14 Å, el cual puede cambiar debido a que este tipo de arcillas absorben moléculas de agua, aumentando su espesor hasta unos 21.4 Å, aproximadamente. Debido a esta característica las Smectitas son llamadas *arcillas expandibles*. La Smectita más común es la Montmorillonita, la cual posee una carga neta negativa producto de la sustitución de iones Al^{3+} por Fe^{2+} , Mg^{2+} y Zn^{2+} . Esta carga es balanceada por otros cationes, especialmente Ca^{2+} y Na^+ , los cuales se sitúan entre las capas de arcilla. Otras Smectitas menos expandibles que la Montmorillonita son la Nontronita, Saponita y la Stevensita, las cuales son ocasionalmente encontradas.

CLORITA

La estructura de la Clorita consiste en tres láminas, una octaedral entre dos láminas tetraedrales, mas una lámina octaedral entre cada capa. Cada capa de esta arcilla tiene un espesor de unos 14 Å y presentan ligaduras del tipo iónico, por lo que no se expanden, figura I.11.d.

Las características físicas y químicas de las arcillas dependen de su estructura. Las arcillas que poseen una unión fuerte entre sus capas no permiten que las moléculas de agua entren en ellas, por lo que no son hinchables. Esta característica la presentan la Caolinita, Clorita e Illita, lo cual no ocurre con la Smectita, cuyos cationes situados entre sus capas son intercambiables y se hidratan fácilmente.

Una de las propiedades más importantes de las arcillas es su capacidad de intercambio catiónico, la cual consiste en la habilidad para absorber cationes hacia sus caras o aristas. Esta propiedad se expresa generalmente en miliequivalentes de hidrógeno por cada 100 gramos de arcilla (meq/100gr). A medida que aumenta la capacidad de intercambio catiónico se incrementa también la inestabilidad de la arcilla en cuestión.

Las arcillas tienen cargas negativas ubicadas en su superficie, las cuales son balanceadas por cationes, presentes en el agua de formación, que son atraídos hacia ellas por acción de fuerzas electrostáticas. Otra fuerza electrostática, repulsiva, actúa entre los cationes, por lo que se produce una alta concentración de ellos en la superficie de la arcilla y va disminuyendo a medida que la distancia a ella aumenta. La cantidad de iones atraídos por la arcilla depende de la densidad total de carga de la misma y de la concentración y tipo de cationes presentes en la solución, de manera que una arcilla en contacto con agua destilada presentará una mayor difusión de cationes intercambiables, que en el caso de estar en contacto con una salmuera.

El hinchamiento de una arcilla es producto de la hidratación de los cationes intercambiables y, por su alta relación área-volumen, incrementan también la saturación irreductible de agua, lo que altera la respuesta de los registros eléctricos.

Una de las arcillas encontradas con más frecuencia en yacimientos petroleros es la Caolinita, mientras que la más expandible y eléctricamente activa es la Montmorillonita.

En formaciones de rocas limpias, sin presencia de arcillas, la conductividad de corriente eléctrica se tiene sólo a través del agua que está presente en sus poros; los sólidos se consideran no conductores. Sin embargo, si la formación contiene arcillas, la condición anterior deja de cumplirse. Cuando una roca arcillosa está en contacto con una solución acuosa los minerales arcillosos se comportan como membranas de

intercambio catiónico, cediendo algunos de sus iones positivos ubicados en su superficie, formándose en ella una capa de hidratación de alta conductividad eléctrica; es decir, estos minerales adquieren una superficie conductora que contribuye con una conductividad de corriente adicional a la del agua de formación. Dentro de la formación se tendrá entonces dos medios conductores de diferentes resistividades. Uno de ellos es el agua de formación y el otro la superficie conductora de las arcillas. Estos conductores actúan como si estuvieran conectados en paralelo.

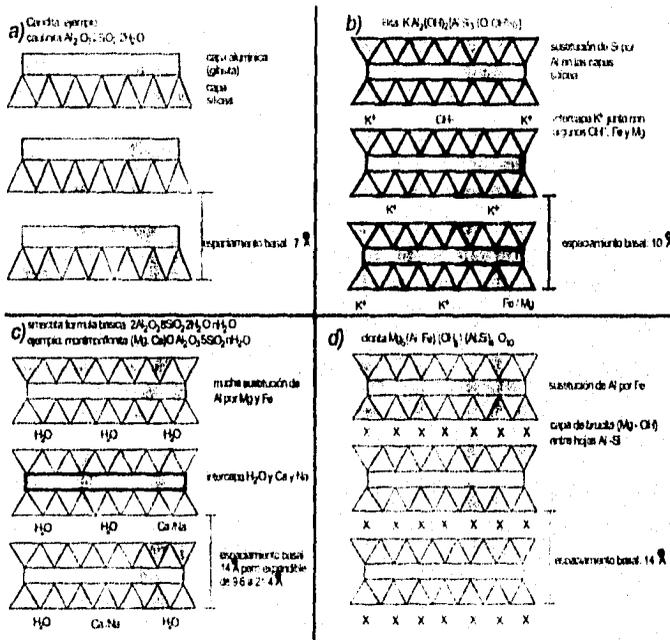


Figura I. 11. Diagrama ilustrativo de la estructura de los cuatro tipos principales de arcillas.

Waxman y Smits⁷ confirmaron la validez de estudios anteriores realizados a muestras de areniscas arcillosas, en los cuales se establece que la conductividad de una muestra es función de la conductividad de la solución que la sature, de la capacidad de intercambio catiónico por unidad

⁷ Figura tomada de Tucker, M.E. "Sedimentary Petrology. An Introduction to the Origin of Sedimentary Rocks". Segunda edición. Blackwell Scientific Publications, Oxford 1991. Pág. 96.

de volumen poroso de la roca, el cual es proporcional al contenido de arcilla, y del factor de formación de la muestra, referido a una solución de resistividad igual a 0.01 ohm-m a una temperatura de 25°C. La relación entre los factores anteriores establece que la conductividad de la muestra disminuye cuando se reduce la conductividad de la solución saturante. Waxman y Smits plantean un modelo en el cual la conductividad de la roca arcillosa saturada con agua está dada por:

$$C_o = \frac{1}{F^*} (BQ_v + C_w), \quad (1.26)$$

con:

$$B = \left[1 - a \exp(-C_w / \gamma) \right] 0.001 \lambda_{Na}^e, \quad (1.27)$$

donde:

C_o = conductividad de la arena arcillosa saturada con agua
(*mohm-cm⁻¹*)

C_w = conductividad debida a la capacidad de intercambio
catiónico de arcilla (*mohm-cm⁻¹*)

F^* = factor de formación de la arena arcillosa (*adim.*)

Q_v = capacidad de intercambio catiónico de la roca / volumen
poroso (*meq/ml*)

B = factor que representa la conductividad ionica en función de
la conductividad de la solución saturante (*meq/ml*)

Posteriormente extienden la expresión anterior para el caso de arenas arcillosas con presencia de aceite y agua, obteniendo la siguiente ecuación:

$$C_i = \frac{1}{G^*} (C_w + BQ_v / S_w) \quad (1.28)$$

$$B = \left[1 - 0.6 \exp(-0.77 / R_w) \right]^{1.6}, \quad (1.29)$$

donde:

C_i = conductancia especifica de una arena arcillosa saturada
parcialmente con agua (*mohm-cm⁻¹*)

G^* = factor geométrico función de la porosidad, saturación de
agua y geometría de poro (es independiente del contenido
de arcilla) (*adim.*)

S_w = saturación de agua (*fracción*)

1.9 FACTOR DE RESISTIVIDAD DE FORMACION (F)

Con base en observaciones experimentales, realizadas a muestras de núcleos saturados con salmuera, Archie¹ estableció que existe cierta proporción entre el valor de resistividad de una formación limpia saturada 100% con agua, (R_0), y la resistividad del agua que la satura, (R_w), definiéndola mediante un parámetro al cual llamó *Factor de Resistividad de Formación* o simplemente *Factor de Formación* (F), el cual se expresa de manera siguiente:

$$F = \frac{R_0}{R_w} \quad (1.30)$$

Durante sus experimentos, Archie determinó el valor de F a una gran cantidad de muestras de núcleos, los cuales presentaban diferencias en sus propiedades tales como: permeabilidad, porosidad, grado de consolidación, material cementante, etc. y teniendo como característica común el que todas provenían de zonas productoras de hidrocarburos en campos norteamericanos. A partir de los datos analizados determinó que el factor de resistividad de formación es función del tipo y características de la formación y varía con la porosidad y la permeabilidad, entre otras propiedades.

Graficando los valores obtenidos de factor de formación contra porosidad se observa una variación bastante consistente, por lo que propuso una expresión que relaciona a estos parámetros, de la siguiente manera:

$$F = \phi^{-m} \quad (1.31)$$

donde:

F = factor de formación

m = factor o exponente de cementación (pendiente de la recta)

ϕ = porosidad (fracción)

El valor de F permanece casi constante para valores bajos de R_w , (menores de 1 ohm-m). Para una agua de salinidad específica, si aumenta el valor de porosidad de una formación, el valor correspondiente de R_0 disminuirá, lo mismo sucederá con el valor de F . Esto confirma, en parte, la validez de la ecuación 1.31 en la que el factor de formación se relaciona inversamente con la porosidad.

Investigaciones posteriores permitieron establecer que el factor de formación no sólo es función de la porosidad, sino además de la tortuosidad. De manera que depende tanto del volumen de los poros como de la forma en que estos están conectados entre sí.

Mediciones realizadas en diferentes tipos de rocas han permitido establecer rangos amplios en la magnitud del factor de formación. Para areniscas este rango va de un mínimo de 5 hasta un máximo de varios cientos; mientras que para calizas y dolomías el valor de F se encuentra en un rango que va de aproximadamente 10 hasta algunos miles⁸.

La forma general de la ecuación de Archie, que relaciona la porosidad con el factor de formación, (ecuación 1.31) es:

$$F = a\phi^{-m} \quad (1.32)$$

en la cual m representa la pendiente de la recta ajustada a los datos F vs ϕ , para un tipo específico de roca, en coordenadas logarítmicas (ver figura 1.12), y a es el valor de F donde la recta ajustada corta al eje vertical (Archie propone el valor de $a = 1$ para arenas limpias).

Dependiendo de la litología, estructura porosa, grado y tipo de cementación, etc, han sido propuestas diferentes formas de la ecuación 1.32, en las cuales se le asignan valores empíricos a los parámetros a y m . Algunas de las más generalmente aceptadas son las siguientes⁸:

para arenas (ecuación de Humble):

$$F = \frac{0.62}{\phi^{2.15}} \quad (1.33)$$

o bien:

$$F = \frac{0.81}{\phi^2} \quad (1.34)$$

para carbonatos:

$$F = \frac{1}{\phi^2} \quad (1.35)$$

para dolomias:

$$F = \frac{1}{\phi^{2.2}} \quad (1.36)$$

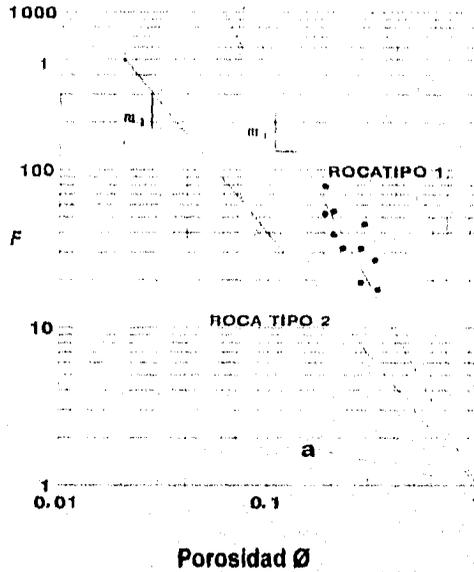


Figura 1.12. Factor de Resistividad de Formación vs. Porosidad

Investigaciones más recientes han permitido identificar otros factores que influyen de manera importante en el valor de F , como son: temperatura, presión de sobrecarga, contenido de arcillas, tipo de porosidad, presión de yacimiento, forma de las partículas de sedimentos, tipo de empacamiento, etc.

1.10 INDICE DE RESISTIVIDAD (I)

La resistividad de una formación está influenciada por la resistividad del agua que la satura y la estructura del medio poroso, la cual está considerada en la determinación del factor de formación F

$$R_t = f(R_w, F)$$

Esta relación es aplicable en el caso de que el medio poroso esté saturado 100% con agua. Bajo esta condición, $R_1 = R_o$, entonces:

$$R_o = F R_w \quad (1.37)$$

Cuando parte del agua que satura un medio poroso es reemplazada por hidrocarburos, líquidos o gaseosos, la resistividad del medio aumenta. Esto es comprensible, ya que parte del medio conductor de electricidad es reemplazado por otro no conductor, de manera que la presencia de hidrocarburos hace más resistiva a una roca en comparación con la misma roca pero saturada 100% con agua. En consecuencia, puede establecerse una relación entre la resistividad de una formación y la influencia de los hidrocarburos presentes en ella, además de la resistividad del agua de formación y de la estructura del medio poroso.

$$R_1 = f(R_w, F, \text{presencia de hidrocarburos})$$

Debido a que los valores de resistividad en rocas de un yacimiento no se pueden relacionar con su contenido de hidrocarburos, a menos de que se pueda determinar la resistividad de esa misma roca saturada 100% con agua, comparando estos dos valores de resistividad se puede obtener algún indicio de la presencia de hidrocarburos.

Un concepto de mucha utilidad es el índice de resistividad (I), el cual se define de la siguiente manera:

$$\text{Índice de Resistividad} = \frac{\text{Resistividad de una roca con agua e hidrocarburos}}{\text{Resistividad de la misma roca sólo con agua}}$$

En forma simbólica:

$$I = \frac{R}{R_o} \quad (1.38)$$

Estudios realizados por Archie¹, basados en datos experimentales obtenidos por varios investigadores, le permitieron establecer la relación que existe entre el valor de la saturación de agua, S_w , y el índice de resistividad, I , para rocas limpias. Graficando los datos experimentales de I vs. S_w , en coordenadas logarítmicas, se observa la tendencia de los puntos a situarse sobre una línea recta (ver figura 1.13). Dicha línea recta se puede expresar como:

$$\log I = \log \frac{R}{R_o} = -n \log S_w \quad (1.39)$$

Para la mayoría de las rocas mojadas por agua el valor de n , que representa el valor de las pendientes de las rectas de la figura 1.13, es aproximadamente igual a 2; y es conocido comúnmente como *Exponente de Saturación*.

La ecuación (1.39) se puede reescribir como:

$$I = \frac{R}{R_o} = S_w^{-n}$$

De la cual se puede despejar S_w para calcular el valor de la saturación de agua en función de los valores de R_i y R_o . Archie, asumiendo un valor de $n = 2$, para el caso de arenas limpias propuso

$$S_w = \sqrt{\frac{R_o}{R_i}} \quad (1.40)$$

y de la ecuación 1.37

$$R_o = F R_w \quad (1.37)$$

$$S_w = \sqrt{\frac{F R_w}{R_i}} \quad (1.41)$$

En el valor de I influyen de una manera importante factores como la mojabilidad, saturación de fluidos, presencia de arcillas, temperatura, presión, geometría del espacio poroso y en general, aquellos factores que intervienen en las propiedades eléctricas del sistema roca-fluidos.

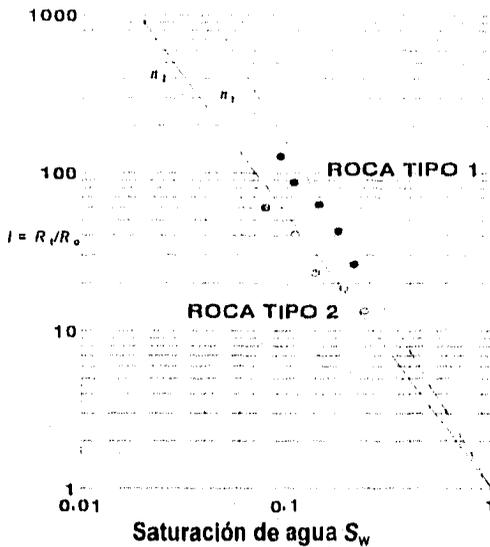


Figura 1.13. Índice de Resistividad, I vs. Saturación de agua, S_w

1.11 FACTOR GEOMETRICO (a)

El factor geométrico es un parámetro que aparece en la ecuación general del factor de formación, F , o ecuación de Archie:

$$F = a\phi^{-m} \quad (1.32)$$

Tal parámetro relaciona al factor de formación con las características estructurales del medio poroso, concretamente con la longitud efectiva de las líneas de flujo y el área de la sección transversal de las mismas. Se considera al factor geométrico como una función de la tortuosidad (T), por lo que, teóricamente, debería tener un valor mayor o igual a 1. Sin embargo, en la práctica se han encontrado valores de a menores a 1, por ejemplo, la ecuación de Humble:

$$F = 0.62\phi^{-2.15}, \quad (1.33)$$

la cual es de las más aplicadas.

Esta discrepancia entre teoría y experimentos tal vez se deba a que el valor de a puede considerarse como constante, pero sólo para ciertos rangos de porosidad; también se deben considerar los efectos producidos por otras características de la roca, como son presencia de arcillas, de materiales cementantes, etc., por lo que el valor de a varía de una formación a otra, de manera que deberá determinarse su valor para cada formación en particular.

También existen diferentes interpretaciones del significado físico de este parámetro. Wyllie y Gregory⁹ consideraron al coeficiente a como una constante cuyo valor depende, al menos para las areniscas, de la porosidad y del factor de formación de los agregados de sedimentos que forman la roca, antes de que se consoliden y se cemenen: de manera que le conceden una importancia determinante a la forma de las partículas, selección y grado de compactación.

Por otra parte, varios investigadores han tratado de explicar la forma en que se relacionan el factor de formación y la porosidad partiendo de diversos modelos idealizados que representan al medio poroso. La figura 1.14 representa el modelo propuesto por Wyllie y Spangler. En dicho modelo se considera a los poros continuos con una variación en su diámetro interno, pero cumpliendo la condición de que, en cualquier sección transversal de la figura, el área total de los poros es la misma. La longitud L corresponde a la longitud total de la muestra y L_e es la longitud que tiene que recorrer la corriente eléctrica. L_e es mayor que L porque en realidad los conductos no son rectos.

Según su modelo, Wyllie y Spangler llegan finalmente a la expresión:

$$F = \frac{(L_e / L)}{\phi}, \quad (1.42)$$

donde el cociente L_e / L es equivalente al coeficiente a en la ecuación 1.32 y representa físicamente el grado de dificultad con la que fluye la corriente eléctrica por el medio poroso, ocasionada por la tortuosidad de los conductos.

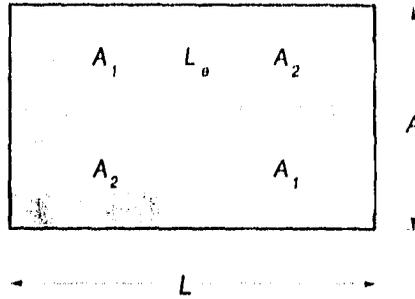


Figura I.14. Modelo de Wyllie y Spangler.

La figura I.15 es la representación del modelo de sistema poroso propuesta por Cornell y Katz. Estos investigadores suponen un medio poroso donde los conductos son de sección constante pero dispuestos en una posición tal que la longitud L_e es mayor que L . El área efectiva de flujo de la corriente eléctrica es normal a la dirección de flujo en el poro.

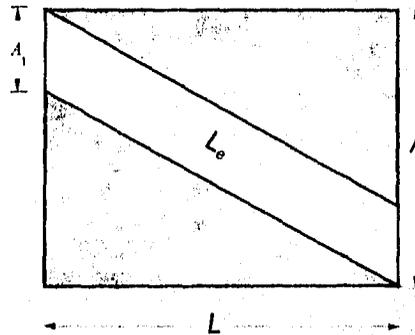


Figura I.15. Modelo de Cornell y Katz.

Para este modelo la expresión resultante es:

$$F = \frac{(L_e / L)^2}{\phi} \quad (I.43)$$

* Las figuras I.14, I.15 y I.16 fueron tomadas de Gómez Rivero, O. "Metodo Para Determinar el Exponente de Cementación y el Factor de Tortuosidad. Su Aplicación a la Solución de Problemas Prácticos de Interpretación de Registros de Pozos", Ingeniería Petrolera, Vol. XIV, No. 5, Mayo 1974. Pág. 27.

Otro modelo es el propuesto por Wyllie y Gardner, el cual es representado en la figura 1.16. En este modelo los poros son de sección transversal variable. El área de la sección transversal en cualquier plano, también es constante; pero en este caso, el área efectiva de flujo, A_e , de la corriente eléctrica es $A_e = \varnothing^2 A$

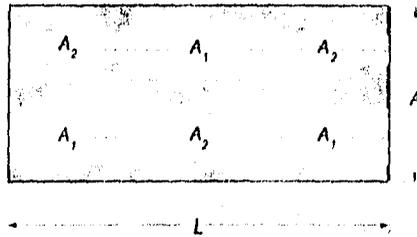


Figura 1.16. Modelo de Wyllie y Gardner.

A partir de su modelo, Wyllie y Gardner obtuvieron la siguiente ecuación:

$$F = \frac{1}{\varnothing^2}$$

De las conclusiones obtenidas de estos tres modelos se puede decir que el factor geométrico, a , depende de la tortuosidad de la roca y que su valor es variable, siendo la ecuación $F = \varnothing^m$ un caso particular de la ecuación 1.32.

Pérez-Rosales² propone una explicación del significado del factor geométrico como parte de sus estudios sobre la relación existente entre el factor de formación y la porosidad. La teoría de Pérez-Rosales toma como punto de partida la suposición de que el espacio poroso se divide en regiones de flujo y regiones de estancamiento de corriente eléctrica. Las primeras son las que participan activamente en la conducción de corriente. Apoyado en trabajos de varios investigadores y en los suyos propios, Pérez-Rosales obtuvo la siguiente expresión, que relaciona a F y \varnothing .

$$F = 1 + a(\varnothing^{-m} - 1) \quad (1.43)$$

Pérez-Rosales establece que el valor de a está relacionado con la geometría interna del medio poroso, y que su valor se encuentra dentro de un pequeño rango de variación, (entre 1.0 y 1.5), correspondiendo el valor

más alto a geometrías simples (sistemas dispersos de esferas). A medida que se complica la geometría interna de los medios porosos, el valor de a disminuye, aproximándose a la unidad, para el caso de areniscas.

1.12 EXPONENTE DE CEMENTACION (m)

El factor o exponente de cementación, m , es un parámetro que fue introducido por Archie en su expresión que relaciona al factor de formación, F , con la porosidad, \emptyset , (ecuación 1.32). La razón del nombre, que aún es usado en la Ingeniería de Yacimientos, radica en las primeras observaciones de Archie respecto a m , en las cuales identificó una variación de este parámetro respecto al grado de consolidación de las muestras analizadas. De un estudio de datos de laboratorio estableció un rango, para m , de 1.3 a 2.0, correspondiendo los valores más bajos a empacamientos de arenas limpias no consolidadas, mientras que, para las arenas limpias consolidadas, el valor de m tiende a 2. Sin embargo, este nombre tan usado no es del todo correcto, ya que m es función también de muchos otros factores.

Gráficamente m representa la pendiente de la línea recta ajustada a los puntos F vs. \emptyset graficados en coordenadas logarítmicas. La figura 1.17 muestra la relación entre F y \emptyset para diferentes tipos de roca.

Varios investigadores han propuesto interpretaciones acerca de la influencia de diferentes factores en la determinación del valor del exponente de cementación, y su relación con las mediciones de resistividad en medios porosos, pero pocas son las interpretaciones del significado físico de este parámetro. Una de estas interpretaciones es la propuesta por Pérez-Rosales, en la cual explica a m como "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". La conclusión anterior está apoyada en sólidas bases teóricas, como el hecho de que la porosidad de flujo, \emptyset_r , es igual a 1 cuando $\emptyset = 1$; $\emptyset_r = 0$ cuando $\emptyset = 0$, además de que $\emptyset_r \leq \emptyset$ en el intervalo $0 \leq \emptyset \leq 1$. Tomando en cuenta estas condiciones, Pérez-Rosales propone la siguiente relación:

¹ Pérez-Rosales, C. "Teoría Sobre la Relación Entre Factor de Resistividad y Porosidad". Revista del I.M.P. Vol. XV, No. 4, Octubre 1983. Pág. 30.

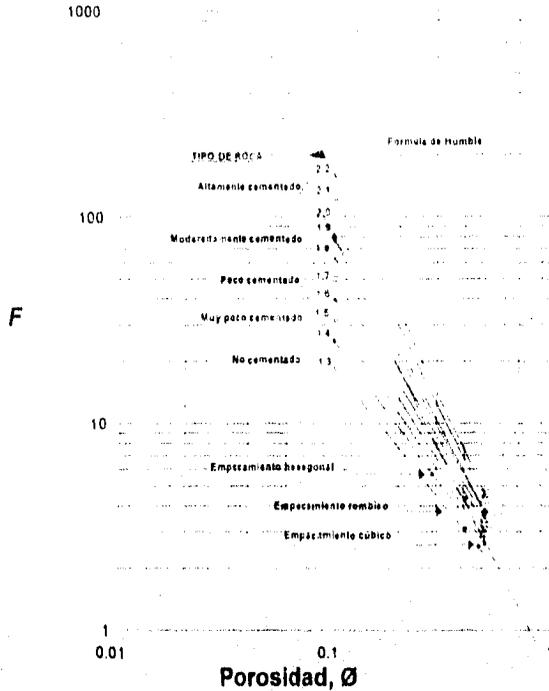


Figura I. 17. Factor de resistividad de formación vs. Porosidad en función de m *

$$\phi_f = \phi^m \quad (I.44)$$

como la más simple que satisface las tres condiciones.

De acuerdo con la expresión anterior, el exponente de cementación es el valor al cual es necesario elevar el valor de la porosidad total para obtener la porosidad de flujo.

Partiendo también de consideraciones teóricas, asigna a m un valor mínimo de 1, el cual corresponde a medios porosos donde no existen regiones de estancamiento (muy cercano al obtenido para suspensiones y empacamientos de esferas), y considera que el aumento en su valor depende mucho de la complejidad de la geometría interna del medio poroso.

* Figura tomada de Pirson, S.J. "Oil Reservoir Engineering" 2a. Ed. Mc.Graw-Hill. USA. 1958.

1.13 EXPONENTE DE SATURACION (n)

Trabajos experimentales desarrollados por Archie, permitieron determinar que la saturación de agua en una arena limpia puede expresarse en función de la resistividad verdadera de esa roca. La función ajustada a la serie de puntos de la gráfica de índice de resistividad, I , vs. saturación de agua, S_w , es:

$$S_w^{-n} = \frac{R}{R_o} \quad (1.39)$$

la cual es conocida como la *ecuación de saturación de Archie*.

donde:

R_i = resistividad verdadera de la roca (la saturación de agua es menor a 100%), (ohm-m)

R_o = resistividad de la roca saturada 100% con agua, (ohm-m)

S_w = saturación de agua (fracción)

Al parámetro n se le llama *exponente de saturación* y representa el valor de la pendiente de la línea recta ajustada a los puntos I vs. S_w en la gráfica 1.13.

Archie estableció un valor de $n = 2$ para arenas limpias; sin embargo, posteriormente este valor fue usado para prácticamente todas las rocas mojadas por agua.

La ecuación de saturación de Archie ha sido ampliamente estudiada y se han identificado varios factores que afectan el valor del exponente n , tales como la mojabilidad de la roca, su textura, presencia de arcillas, técnica de medición utilizada, naturaleza de los fluidos desplazados, etc.

Se ha establecido que uno de los factores que influyen principalmente en el valor del exponente de saturación es la mojabilidad⁸, así como también que el valor de n varía dentro de un rango de menos de 2 a alrededor de 25.

REFERENCIAS

1. Archie, G. E. "The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics". Transaction A.I.M.E. Vol. 146, pp 54-56 1942.
2. Pérez-Rosales, C. "On the Relationship between Formation Resistivity Factor and Porosity". SPE Journal. August 1982.
3. Winsauer, W.O., Shearing, H.M., Masson, P.H. and Williams, M. "Resistivity of Brine-Saturated Sands in Relation to Pore Geometry". Bull. AAPG (1952) Vol. 36 No.2 pp.253-277.
4. Schlumberger "Log interpretation Charts". Schlumberger Ltd. 1972.
5. Amyx, Bass and Whiting. "Petroleum Reservoir Engineering" Ed. Mc.Graw-Hill. USA. 1960.
6. Bradley, H.B. "Petroleum Engineering Handbook". Society of Petroleum Engineers. U.S.A. 1987.
7. Waxman, M.H. and Smits, L.J.M. "Electrical Conductivities in Oil-Bearing Shaly Sands". Soc. Pet. Eng. J. (June 1968) pp 107-122; Trans. AIME, 243.
8. Helander, D.P. "Fundamentals of Formation Evaluation". OGCI Publication. Tulsa U.S.A. 1983.
9. Schlumberger "Principios/ Aplicaciones de la Interpretación de Registros". Schlumberger Educational Services. México D.F. 1989.
10. Wyllie, M.R.J. and Gregory, A.R. "Formation Factors of Unconsolidated Porous Media: Influence of Particle Shape and Effect of Cementation". Trans. A.I.M.E. (1953) Vol. 198. Pp.103-110.

BIBLIOGRAFIA

1. Anderson, G. "Coring and Core Analysis. Handbook". Pennwell Books. Pennwell Publishing Company. Tulsa Oklahoma. 1975.
2. Asquith, G.B. "Basic Well Log Analisis for Geologist" Penwell Publishing Company. Tulsa, Oklahoma. U.S.A.
3. Asquith, G.B. "Log Evaluation of Shaly Sandstones: A Practical Guide". Pennwell Publishing Company. Tulsa, Oklahoma. U.S.A.
4. Chang, R. "Quimica". 4ª edición. McGraw-Hill. México 1992.
5. Collins. A.G. "Geochemistry of Oilfield Waters" Developments in Petroleum Science, 15A. Elsevier Science Publisher B.V. New York U.S.A. 1984.
6. Cranmer, J.L. Jr. "Basic Reservoir Engineering Manual". Pennwell Books. Pennwell Publishing Company. Tulsa Oklahoma. 1982.
7. Dewan, J.T. "Essentials of Modern Open-Hole Log Interpretation". Pennwell Publishing Company. Tulsa, Oklahoma. U.S.A. 1983.
8. Frick, T.C. "Petroleum Production Handbook". Vol.II. Reservoir Engineering. Society of Petroleum Engineers of A.I.M.E. U.S.A. 1962.
9. Hiltchie, D.W. "Applied Openhole Log Interpretation. For Geologists and Engineers". Colorado U.S.A. 1978.
10. Meehan, D.N. and Vogel, E.L. "HP-41. Reservoir Engineering Manual "Pennwell Books. Pennwell Publishing Company. Tulsa Oklahoma. 1982.
11. Pirson, S.J. "Geologic Well Log Analisis" Gulf Publishing Co. Houston Texas. 1970.
12. Pirson, S.J. "Handbook of Well Log Analysis". Prentice-Hall, Inc. U.S.A. 1963.
13. Schlumberger "Log Interpretation" Vol. II. Aplications. Schlumberger Ltd. 1974.
14. Schlumberger "Log interpretation Charts". Schlumberger Ltd. 1972.
15. Sengel, E.W. "Handbook on Well Logging". The Institute for Energy Development. Oklahoma. U.S.A. 1981.
16. Serra, O. "Fundamentals of Well-log Interpretation" 1. The Acquisition of Logging Data. Developments in Petroleum Science, 15A. Elsevier Science Publisher B.V. New York U.S.A. 1984
17. Society of Petroleum Engineers "Well Logging" Reprint Series of S.P.E. of A.I.M.E. Dallas Texas. 1971.
18. Tucker, M.E. "Sedimentary Petrology, An Intoduction to the Origin of Sedimentary Rocks". Segunda edición. Blackwell Scientific Publications. Oxford 1991.
19. Wyllie, M.R.J. "The Fundamentals of Electric Log Interpretation". Academic Press, Inc. USA 1957.

CAPITULO II

CARACTERISTICAS DE LA ROCA O DEL SISTEMA ROCA-FLUIDOS QUE DEFINEN LOS PARAMETROS a , m Y n

Por su relación con la conducción de corriente eléctrica en los medios porosos, los parámetros a , m y n están fuertemente influenciados por ciertas características del sistema roca-fluidos, siendo estas las que determinan su valor y la variación del mismo.

Los parámetros a y m están estrechamente ligados con las características geométricas de la red porosa presente en la roca, de ahí que algunos investigadores les han llamado "*parámetros geométricos*"; mientras que en el parámetro n influyen de manera más significativa las características de los fluidos presentes y su relación con los materiales sólidos del sistema.

El presente capítulo muestra la influencia de las características más importantes que determinan tales parámetros, incluyendo datos experimentales obtenidos por algunos de los autores más importantes de la materia.

II.1 EFECTO DEL GRADO DE CEMENTACION

Uno de los primeros trabajos de investigación en relación a la forma en que afecta el grado de cementación al valor del factor de formación de medios porosos, es el realizado por Wyllie y Gregory¹, en el que se reportan los resultados de sus experimentos realizados a agregados de esferas y muestras de arenas, las cuales fueron cementadas artificialmente y posteriormente, determinada la relación existente entre el factor de formación y su porosidad.

Investigaciones anteriores habían permitido identificar al grado de cementación como un factor que influye de manera importante en las propiedades eléctricas del sistema roca-fluidos de un yacimiento. Archie² encontró variaciones en el valor de m , las cuales atribuyó a la diferencia en el grado de consolidación de las muestras que analizó. De un estudio de varios grupos de datos encontró valores de m entre 1.8 y 2.0 para arenas consolidadas y valores alrededor de 1.3 para empacamientos de arenas limpias no consolidadas.

Como conclusiones de su investigación, Wyllie y Gregory proponen una teoría que explica los resultados obtenidos y proponen además que los datos de factor de formación y porosidad de una arenisca podrían usarse para determinar la porosidad original del agregado de arena no consolidada que dio lugar a la roca.

Aunque en realidad no es posible reproducir ningún método natural de cementación, en laboratorio se han realizado investigaciones en medios porosos cementados artificialmente. Se han estudiado tanto empacamientos no consolidados de partículas de formas regulares de material sintético, como otros formados con partículas de arenas. Estos empacamientos fueron cementados, en los trabajos de Wyllie y Gregory, utilizando una solución hidrolizada de tetraetil ortosilicato, con la cual los saturaron y posteriormente estos fueron tratados con corrientes de aire y calor, uniendo las partículas del empacamiento con depósitos de material silíceo. Una vez cementados, se les midió su factor de formación, para lo cual fueron saturados con una solución de KCl. También se determinó la porosidad de cada una de las muestras, así como la resistividad de la solución saturante de KCl. Todas las mediciones de resistividad fueron hechas empleando el método de dos electrodos, el cual es detallado por Rusti³, y corregido a 25° C para eliminar los efectos del cambio de temperatura.

Graficando datos obtenidos de F vs \emptyset , tanto para agregados de partículas no consolidadas como para empaques cementados artificialmente, se observa claramente que el valor de F aumenta de una forma más rápida cuando disminuye la porosidad de un empaque debido a la presencia de cementante, figura II.1. Sin embargo, esta figura tiene más importancia cualitativa que cuantitativa, ya que los procesos de cementación que ocurren en rocas naturales son prácticamente imposibles de reproducir en laboratorio. No obstante lo anterior, los datos de Wyllie y Gregory les permitieron establecer que la relación que mejor se ajusta a los puntos F vs \emptyset para empaques artificialmente cementados es la propuesta como forma general de la ecuación de Archie, ecuación II.1

$$F = a\emptyset^{-m} \quad (II.1)$$

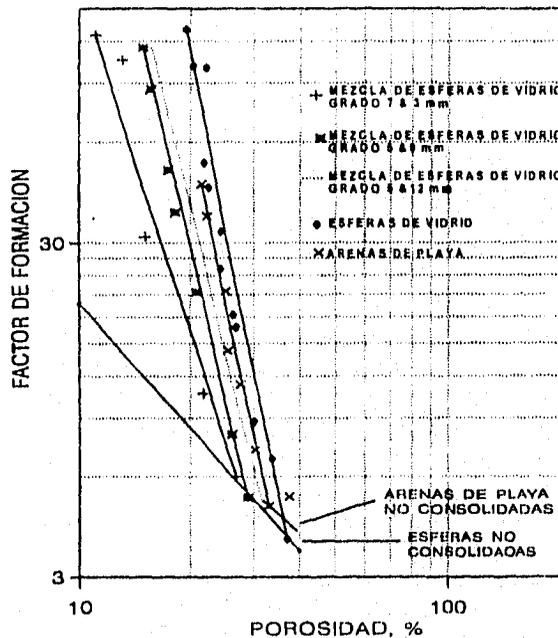


Figura II.1. Efecto de la cementación artificial en la relación factor de formación-porosidad de agregados no consolidados

* Figura tomada de Wyllie, M.R.J. and Gregory, A.R. "Formation Factors of Unconsolidated Porus Media: Influence of Particle Shape and Effect of Cementation". Trans. A.I.M.E. (1953) Vol. 198. Pág. 107.

Tal ecuación, graficada en papel log-log, representa una línea recta. Esta recta pasa por un punto inicial el cual depende del factor de formación y la porosidad del agregado de partículas antes de ser cementado.

Para las condiciones y tipo de cementante usado por Wyllie y Gregory, en sus experimentos obtuvieron un valor para el exponente de cementación, m , igual a 4.2, mientras que, para el factor geométrico, a , obtuvieron valores variables, los cuales atribuyeron a las características, de los empacamientos, tales como forma de las partículas, clasificación y grado de compactación, antes de que comenzara el proceso de cementación.

Otro trabajo de importancia acerca del efecto que tiene la cementación en las propiedades eléctricas del sistema roca-fluidos, son las investigaciones realizadas por Owen⁴, quien estudió el incremento en el valor de la resistividad verdadera de un medio poroso, R_v , debido al grado de tortuosidad y constricción que éste presenta. Para ello construyó un modelo idealizado de medio poroso utilizando materiales sintéticos, en el cual realizó sus mediciones que, posteriormente, extendió teóricamente a modelos diferentes y también a medios porosos naturales.

Parte importante de los trabajos de Owen es el estudio del efecto de la cementación sobre la red porosa de sus modelos. Para ello considera un caso en el se tienen muestras tomadas de un cuerpo poroso particular, las cuales tienen diferentes valores de porosidad debido solamente a la diferencia en la cantidad de material cementante presente en ellas. Además, se supone que antes de que empezara la depositación de material cementante, dichas muestras tenían condiciones idénticas en sus espacios porosos, las cuales corresponden a las condiciones iniciales de su modelo, representado en la figura 11.2. Estas condiciones contemplan un valor de porosidad, \emptyset , de 0.3 y un factor de constricción, C , de 1.33. El factor de constricción se calcula mediante la siguiente expresión:

$$C = \frac{l}{r} \quad (11.2)$$

De la figura 11.2 se observa que C representa la relación existente entre las dimensiones del espacio vacío, (l_v) y los conductos que conectan a este con otros espacios vacíos, (r).

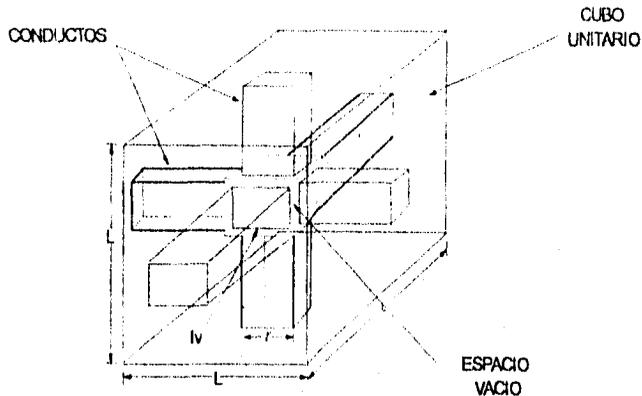


Figura II.2. Cubo unitario de un cuerpo poroso sintético*

A partir de las condiciones iniciales se lleva a cabo un proceso de cementación, en el cual las condiciones que controlan la depositación de material cementante, en el espacio poroso no son las mismas en todo el cuerpo, por lo que las muestras obtenidas de él tienen finalmente diferentes valores de porosidad. Dicha depositación de cementante se lleva a cabo tanto en las paredes de los espacios vacíos, como en las de los conductos que los comunican, de manera que el valor de C varía.

En el artículo de Owen, citado anteriormente, se presenta una correlación para determinar el Factor de formación en función del factor de constricción y la tortuosidad, para diferentes valores de porosidad. Con el empleo de esta correlación es posible calcular, para cada aumento en la cantidad de cementante, el nuevo valor de porosidad de la muestra, así como el factor de formación correspondiente. De esta forma, Owen construyó la gráfica mostrada en la figura II.3, en la cual la línea A se obtuvo para unas condiciones iniciales de $\phi = 0.30$ y $C = 1.33$; las líneas B, C y D se obtuvieron con un valor inicial de porosidad de 0.30, para todas ellas y valores de C de 1.67, 2.0 y 2.5, respectivamente

Para cada una de las líneas se calculó el valor del exponente de cementación m , el cual corresponde a la pendiente de éstas.

* Figura tomada de Owen, J E. "The Resistivity of Fluid-Filled Porus Body". Petroleum Transaction. A.I.M.E., Vol. 195, Pág. 170.

Conforme avanza el grado de cementación se observa un aumento en el valor de m , situación detectada desde las primeras investigaciones, donde se obtuvieron altos valores del exponente de cementación para muestras altamente cementadas, mientras que los valores más bajos obtenidos, corresponden a arenas sueltas.

El factor geométrico, a , exhibe un comportamiento contrario al del exponente de cementación. Analizando las figuras II.1 y II.3 se observa que el valor de a disminuye conforme crece el grado de cementación de la muestra. Si bien esta disminución es a un grado menor, comparado con el grado de aumento en el valor de m , éste se puede apreciar casi a simple vista en la figura II.3. La tabla II.1, muestra la tabulación de las características de las líneas de esta figura:

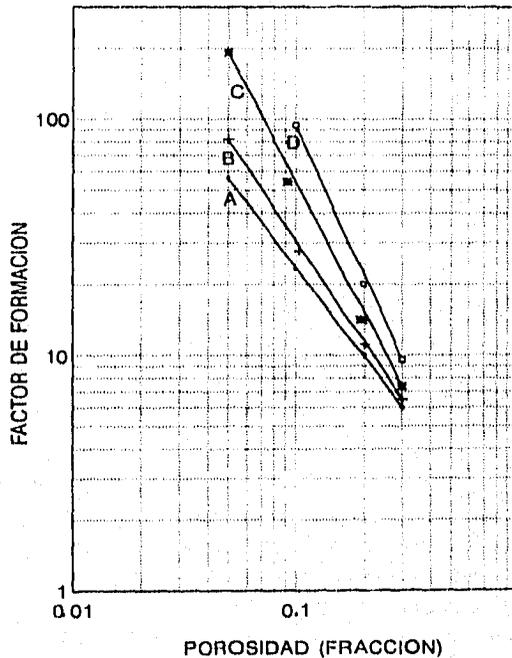


Figura II.3. Relación entre el Factor de Formación F y la Porosidad ϕ para una red de conductos vacíos con cementación progresiva

* Figura tomada de Owen, J.E. "The Resistivity of Fluid-Filled Porous Body". Petroleum Transaction, A.I.M.E., Vol. 195. Pág. 172.

TABLA II.1

CURVA	POROSIDAD	CONSTRICCIÓN	EXPONENTE DE	FACTOR
	INICIAL (ϕ)	INICIAL (C)	CEMENTACIÓN (m)	GEOMÉTRICO (a)
A	0.3	1.33	1.25	1.33
B	0.3	1.67	1.45	1.06
C	0.3	2.0	1.83	0.82
D	0.3	2.5	2.06	0.80

La columna correspondiente al factor geométrico, a , fue obtenido en el presente trabajo y se incluye sólo con fines cualitativos, ya que los elementos para determinarla fueron leídos directamente de la figura II.3.

II.2 EFECTO DE LA FORMA, CLASIFICACION Y EMPACAMIENTO DEL SISTEMA DE PARTICULAS

Diversas investigaciones han mostrado que la forma, clasificación y empacamiento del sistema de partículas que constituyen un sistema poroso son factores que afectan las propiedades eléctricas del conjunto sistema poroso-fluidos, de tal forma que se pueden establecer valores específicos de a y m para un cuerpo poroso en función de las características antes mencionadas.

Los antecedentes en la determinación de la influencia de estos parámetros en rocas naturales, los constituyen investigaciones realizadas en agregados de partículas fabricados con materiales sintéticos, como vidrio y plásticos, y formas regulares como: cubos, esferas, cilindros y discos.

Wyllie y Gregory¹ prepararon cuerpos porosos de partículas con formas regulares, los cuales fueron empacadas en celdas cilíndricas plásticas o de vidrio, variando las dimensiones y volumen de dichas celdas. Además, para cada una de las celdas preparadas se midió su resistividad eléctrica llenándola únicamente con salmuera, para posteriormente medir la resistencia de la misma, con las partículas dentro de ella. El factor de formación se obtuvo de la relación de estos dos valores de resistividad.

En su trabajo Wyllie y Gregory también aplicaron técnicas para controlar el valor de la porosidad de sus empacamientos, teniendo como

¹ Modificada de Owen, J.E. "The Resistivity of Fluid-Filled Porus Body". Petroleum Transaction, A.I.M.E. Vol. 195. Pág. 172.

uno de sus objetivos cubrir un amplio rango de valores de porosidad. Este control de la porosidad se logró variando la forma del empacamiento y la clasificación de las partículas, por ejemplo, para esferas de tamaño uniforme empacadas en forma cúbica se obtiene una porosidad de 47.6%, mientras que las mismas partículas en un empacamiento romboedral, tienen un valor de porosidad de 25.96%. Mezclando esferas de distintos tamaños fue posible tener porosidades intermedias.

La figura II.4 muestra la gráfica F vs \emptyset para los empacamientos preparados. Esta gráfica muestra además las tendencias obtenidas empleando las correlaciones experimentales propuestas por Maxwell y Archie.

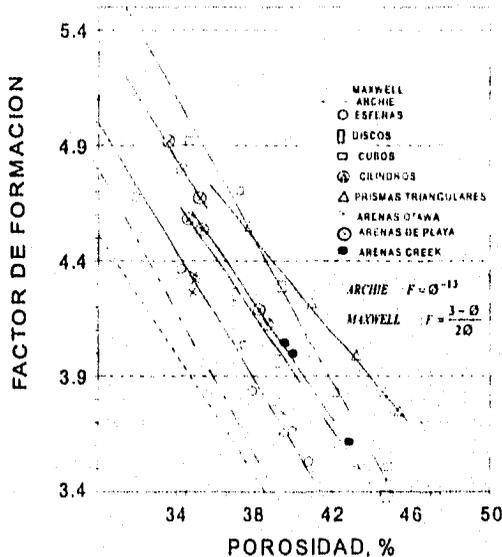


Figura II.4. Factor de formación vs Porosidad para agregados de partículas no consolidadas. $30 \leq \emptyset \leq 50$ %

* Ver figura I.1, página 10.

** Figura tomada de Wyllie, M.R.J. and Gregory, A.R. "Formation Factors of Unconsolidated Porous Media: Influence of Particle Shape and Effect of Cementation". Trans. A.I.M.E. (1953) Vol. 198. Pág. 106.

En la gráfica anterior se aprecia que existe cierta desviación de los puntos experimentales con respecto a los modelos de Maxwell y Archie. Además, los datos indican que para cualquier valor de porosidad, dentro de este rango al menos, el valor mínimo del factor de formación corresponde a los arreglos de esferas. Por otra parte, la diferencia en el valor de F para cualquier valor de porosidad puede llegar a un valor de aproximadamente 20% cuando se compara un empacamiento de partículas esféricas con uno de partículas no esféricas.

Otras ideas importantes rescatables de estos experimentos son: que los agregados de arenas naturales presentan un comportamiento bastante cercano al de agregados de esferas y que la relación de Archie es aplicable para rangos de porosidad de 10 a 25%.

Sin embargo, Wyllie y Gregory no asocian valores particulares de m y a para sus empacamientos investigados. De la figura 11.4 no es clara la variación en el valor del exponente de cementación, aunque puede apreciarse que el valor del factor geométrico, a , tiene un valor mínimo para el caso de esferas y un máximo para el caso de agregados de prismas triangulares.

Atkins⁵ apunta que el valor del exponente m aumenta cuando aumenta también la angulosidad de las partículas. Esta conclusión la obtuvo estudiando muestras de areniscas con cierto contenido de arcillas de diferente tipo. Usualmente se considera a las partículas de arena como bastante cercanas a esferas, mientras que las partículas de arcillas tienen formas bastantes irregulares (existen técnicas para evaluar qué tanto se desvía una partícula de la forma esférica). Atkins llama al exponente m "factor de forma" y reporta en el artículo referido, valores de m obtenidos para diferentes tipos de arcillas. Estos valores son reproducidos en la tabla 11.2.

Atkins también demuestra que el valor del factor geométrico varía de acuerdo a la forma de las partículas que componen un sistema poroso. Para ello describe modelos de medios porosos, en los cuales mezcló cantidades controladas de arena, salmuera y diferentes tipos de arcillas, para estudiar el comportamiento de flujo de corriente eléctrica. De sus experimentos observó que el valor de F se mantienen constante para una concentración específica de una arcilla en particular, además de que mientras las partículas de un medio poroso se alejan más de la forma esférica, el valor de m aumenta.

Partiendo de la idea de que una arenisca natural puede componerse de una combinación de uno o más sistemas de partículas de diferentes formas y tamaños (un ejemplo típico es la combinación natural de arena y montmorillonita), las observaciones de Atkins pueden extenderse a el estudio de yacimientos petroleros.

TABLA II.2
FACTORES DE FORMA PARA CINCO TIPOS DE ARCILLAS Y UNA MICA*

PARTICULA MINERAL	EXPONENTE DE FACTOR DE FORMA
Montmorillonita de sodio (NAM)	3.28
Montmorillonita de calcio (CAM)	2.70
Muscovita	2.46
Atapulgita	2.46
Illita (I)	2.11
Kaolinita (K)	1.87
Arena y Yeso	1.60

Basándose en los modelos preparados por Atkins se observa que el valor del factor geométrico, a , también es influenciado por el tamaño, forma y clasificación del sistema de partículas del medio poroso en cuestión y que además un factor determinante en su valor es la proporción en que están presentes los diferentes tipos de partículas, obteniendo valores de a mayores a uno cuando el contenido de partículas de forma irregular es alto, mientras que sistemas con predominancia de partículas de forma regular, pero con cierto contenido de irregulares, tienen valores de a menores a la unidad.

II.3 TORTUOSIDAD DEL SISTEMA POROSO

Durante muchos años se han hecho intentos para obtener correlaciones que relacionen la resistividad de una roca con las propiedades físicas que determinan su textura; es decir, con la geometría del agregado de partículas que componen la roca. Esta geometría, a su vez, también tiene una importancia determinante en la geometría de los espacios porosos por los que fluye la corriente eléctrica.

* Tomada de Atkins, E.R. Jr. And Smith, G.H. "The Significance of Particle Shape In Formation Resistivity Factor-Porosity Relationships". Transaction of S.P.E. of A.I.M.E vol 222, 1961. Pág 288.

En el año de 1952, Winsauer, Shearn, Mason y Williams¹⁰ publicaron los resultados de los estudios realizados en areniscas de diferentes tipos para evaluar la influencia que tienen las características estructurales de las partículas en las propiedades eléctricas. En dicho trabajo, tomaron en cuenta diferentes características de los medios porosos naturales, como son: su tortuosidad, el tamaño de las partículas de arena que los forman, el contenido y tipo de arcillas presentes, la composición mineral, índice de empacamiento, redondez de las partículas, tamaño y forma de los espacios porosos, además de su porosidad y el factor de formación

Con base en sus resultados, los investigadores antes citados plantean que la relación $T = \phi F$, sugerida anteriormente por otros investigadores, no se cumple en la práctica. Mediante un desarrollo teórico llegan a una expresión que relaciona al factor de formación con la porosidad y la tortuosidad, en la siguiente forma:

$$F = \frac{T^2}{\phi} \quad (11.3)$$

Sin embargo, graficando los valores de T vs el producto ϕF obtenidos en sus experimentos, observaron que la relación que mejor se ajusta a la serie de puntos graficados es:

$$F = \frac{T^3}{\phi} \quad (11.4)$$

La expresión anterior es una buena representación del comportamiento de areniscas naturales. Sin embargo, involucra al término de tortuosidad el cual es un parámetro difícil de obtener, más aún en análisis convencionales de núcleos. Por lo anterior se buscó expresarlo de tal forma que la relación entre F y ϕ estuviera en función de parámetros fáciles de obtener, llegando finalmente a su famosa expresión conocida como fórmula de Humble.

Trabajos de otros investigadores¹¹ han procurado con éxito para identificar la forma en que varían los parámetros petrofísicos de rocas porosas en función de otras características de los medios porosos. La figura 11.5 es una gráfica preparada por Wyllie y Rose en base a la expresión teórica

En el año de 1952, Winsauer, Shearin, Masson y Williams⁶ publicaron los resultados de los estudios realizados en areniscas de diferente tipos para evaluar la influencia que tienen las características estructurales de sus partículas en las propiedades eléctricas. En dicho trabajo, toman en cuenta diferentes características de los medios porosos naturales, como son: su tortuosidad, el tamaño de las partículas de arena que los forman, el contenido y tipo de arcillas presentes, la composición mineral, índice de empacamiento, redondez de las partículas, tamaño y forma de los espacios porosos, además de su porosidad y el factor de formación.

Con base en sus resultados, los investigadores antes citados plantean que la relación $T = \emptyset F$, sugerida anteriormente por otros investigadores, no se cumple en la práctica. Mediante un desarrollo teórico llegan a una expresión que relaciona al factor de formación con la porosidad y la tortuosidad, en la siguiente forma:

$$F = \frac{T^2}{\emptyset} \quad (11.3)$$

Sin embargo, graficando los valores de T vs el producto $\emptyset F$ obtenidos en sus experimentos, observaron que la relación que mejor se ajusta a la serie de puntos graficados es:

$$F = \frac{T^{1.67}}{\emptyset} \quad (11.4)$$

La expresión anterior es una buena representación del comportamiento de areniscas naturales; sin embargo, involucra al término de tortuosidad, el cual es un parámetro difícil de obtener, más aún en análisis convencionales de núcleos. Por lo anterior se buscó expresarlo de tal forma que la relación entre F y \emptyset estuviera en función de parámetros fáciles de obtener, llegando finalmente a su famosa expresión, conocida como fórmula de Humble:

$$F = 0.62 \emptyset^{-2.15} \quad (11.5)$$

Trabajos de otros investigadores^{4,7} han proporcionado elementos para identificar la forma en que varían los parámetros petrofísicos de resistividad en función de otras características de los medios porosos. La figura 11.5 es una gráfica preparada por Wyllie y Rose⁷ en base a la expresión teórica:

$$F = \frac{T^{0.5}}{\emptyset} \quad (11.6)$$

Dicha gráfica muestra la relación entre la porosidad, \emptyset , y la tortuosidad, T , para varios valores de m y F . La línea punteada representa el valor de F correspondiente a un arreglo cúbico de partículas esféricas, el máximo valor teórico para un empacamiento regular. El valor mínimo para materiales granulares es generalmente mayor a 0.05. La tortuosidad se encuentra en un rango de cerca de 2.5 a alrededor de 250 con la intención de que el valor de F calculado caiga dentro de un rango entre 2.5 y cerca de 500, como sucede generalmente. Además, se muestran líneas de isofactor de cementación, las cuales se calcularon con la siguiente expresión, propuesta por ellos mismos:

$$m = \frac{\ln \emptyset}{\ln T} \quad (11.7)$$

Tomando en cuenta la idea de que el valor máximo de porosidad está asociado con el mínimo de tortuosidad se puede apreciar de la figura 11.5 que el valor de m aumenta cuando se incrementa el valor de T , y según Wyllie y Rose su valor cae en el rango de 1.3 a alrededor de 3.0.

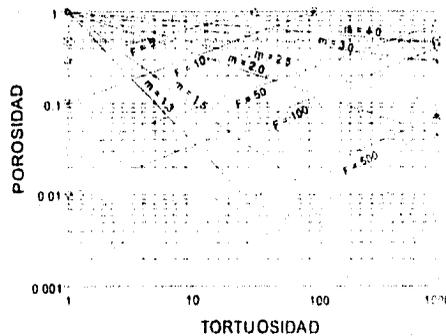


Figura 11.5. Porosidad en función de la tortuosidad para valores constantes de factor formación F y el exponente de cementación m

* Figura tomada de Wyllie, M.R.J. and Rose, W.D. "Some Theoretical Considerations to the Quantitative Evaluation of the Physical Characteristics of Reservoir Rock From Electrical Log Data". Transaction of A.I.M.E. vol 189, 1950. Pág. 107.

Otra correlación teórica que refleja la influencia de la tortuosidad sobre el factor de formación es la propuesta por Owen⁴

$$F = \frac{f}{b} + \frac{(1-b)T^{0.5}}{a^2}, \quad (II.8)$$

donde:

F = Factor de Formación, (*adim.*)

f = Factor de corrección (su valor depende de la constricción del sistema poroso), (*adim.*)

T = Tortuosidad del sistema poroso, (*adim.*)

a y b = Parámetros dependientes de las características geométricas del modelo poroso de Owen, (*adim.*)

En la solución gráfica de la expresión anterior, presentada en el trabajo de Owen, se aprecia nuevamente que, para un valor dado de porosidad, si el valor de T aumenta, manteniendo el valor de la constricción, C , constante, el valor de m aumenta ligeramente, mientras que el valor del factor geométrico disminuye ligeramente. Este comportamiento se representa en la figura II.6

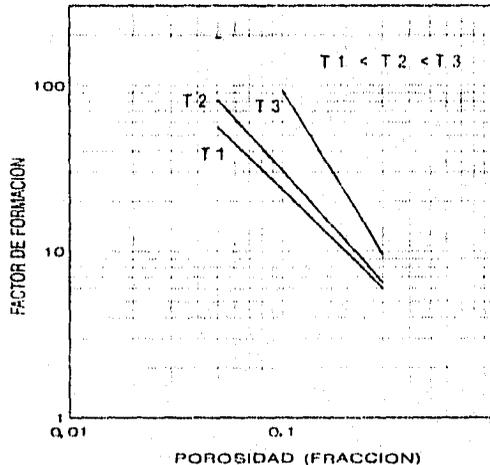


Figura II.6. Factor de formación vs porosidad para diferentes valores de tortuosidad, T

Wyllie y Rose sugieren que el valor del exponente de saturación, n_s , de un medio poroso, también sufre una variación cuando varía la tortuosidad y proponen como límites teóricos los valores de $n_s = 1$, para sistemas con tortuosidad igual a uno, e infinito. En la práctica encontraron valores de 1.5 a 2.5, para saturaciones por abajo de 30%, mientras que para valores de S_w mayores proponen valores tan grandes como 4, cuando se tienen medios porosos muy tortuosos. Sin embargo, dichos autores llegan a estas conclusiones partiendo de la suposición de que las tortuosidades eléctrica e hidráulica son muy similares, cuando en realidad presentan diferencias muy importantes.

II.4 TIPO DE SISTEMA POROSO

La estructura porosa de las areniscas, los conglomerados, las brechas, y las lutitas, que pertenecen a la clase de rocas de tipo clástico o de sedimentos detriticos, está formada de fragmentos de rocas preexistentes, los cuales han sido transportados de lugar diferente al área donde se lleva a cabo su depositación.

La estructura porosa de estas rocas es del tipo intergranular, es decir los espacios porosos están formados por las partes no ocupadas por las partículas de sólidos, de manera que sus dimensiones son determinadas por la forma y el tamaño de dichas partículas, además de la clasificación de ellas. Si los factores antes mencionados se mantienen más o menos constantes, dan lugar a cuerpos bastantes homogéneos. La compactación, cementación o depositación de materiales finos en los poros no alteran grandemente esta homogeneidad.

Las rocas carbonatadas por su parte, son rocas no clásticas, cuyos componentes son partículas de cristales originadas por procesos fisicoquímicos o agentes biológicos, de materiales en solución presentes en aguas naturales. Los materiales en solución incluyen organismos vivientes además de fragmentos clásticos.

Las rocas carbonatadas, como las calizas y dolomias, presentan una estructura porosa primaria, debida a los espacios vacíos que quedan entre los cristales y partículas que las forman, esta porosidad es más afectada por

* Ver Pérez-Rosales, C. "On the Relationship Between Formation Resistivity Factor and Porosity" SPE Journal, August 1982.

procesos de cementación que la porosidad de una roca clástica con partículas de un tamaño similar.

En la gran mayoría de los casos, las rocas no clásticas presentan, además, una estructura porosa secundaria originada por los procesos diagenéticos, como disolución, fracturamiento o dolomitización. La combinación de porosidad primaria y secundaria da como resultado un incremento en la porosidad total de la roca. Los espacios vacíos creados pueden variar considerablemente, tanto en forma como en tamaño, desde espacios vacíos y vórgulos de forma irregular hasta cavidades de gran tamaño, clasificadas como cavernas.

Esta característica que poseen las rocas carbonatadas y también las rocas clásticas que presentan sistemas de doble porosidad, es muy importante en el estudio de flujo de corriente eléctrica a través de ellas, ya que proveen los medios más fáciles e importantes por los cuales el agua puede tener acceso a todos los puntos de un cuerpo rocoso.

Archie y otros investigadores extendieron sus estudios de resistividad a muestras de rocas carbonatadas^{8,9} y comprobaron que las gráficas I vs S_w y ϕ vs F presentan un comportamiento muy similar al de las areniscas, sin embargo, los valores de a , m y n en ocasiones eran bastantes parecidos y a veces bastante diferentes a los obtenidos en areniscas.

En primer instancia, podría pensarse que el valor de m deberá disminuir conforme aumenta el valor de porosidad de las rocas carbonatadas. En tal caso las rocas con porosidades del tipo intercrystalina tendrían valores más altos de m que aquellas rocas con alto volumen de poros debido a la disolución. Sin embargo, las calizas no presentan un comportamiento tan simple como el anteriormente expuesto, sino que en la magnitud de los parámetros a , m y n influyen otros aspectos además de la tortuosidad del sistema de poros. Uno de los aspectos más importantes es la distribución de los fluidos dentro de la red de poros.

Estos dos factores (tipo de porosidad y distribución de fluidos) tienen gran influencia en las propiedades eléctricas de este tipo de rocas, y a su vez existe una importante relación entre ellos, por ejemplo, la complejidad de la estructura porosa y la distribución del tamaño de los poros de una roca, son elementos importantes en la distribución de los fluidos presentes en ella, a diferencia de las rocas clásticas que son más homogéneas y donde la distribución de los fluidos es un poco más simple.

procesos de cementación que la porosidad de una roca clástica con partículas de un tamaño similar.

En la gran mayoría de los casos, las rocas no clásticas presentan, además, una estructura porosa secundaria originada por los procesos diagenéticos, como disolución, fracturamiento o dolomitización. La combinación de porosidad primaria y secundaria da como resultado un incremento en la porosidad total de la roca. Los espacios vacíos creados pueden variar considerablemente, tanto en forma como en tamaño, desde espacios vacíos y vóculos de forma irregular hasta cavidades de gran tamaño, clasificadas como cavernas.

Esta característica que poseen las rocas carbonatadas y también las rocas clásticas que presentan sistemas de doble porosidad, es muy importante en el estudio de flujo de corriente eléctrica a través de ellas, ya que proveen los medios más fáciles e importantes por los cuales el agua puede tener acceso a todos los puntos de un cuerpo rocoso.

Archie y otros investigadores extendieron sus estudios de resistividad a muestras de rocas carbonatadas^{8,9} y comprobaron que las gráficas I vs S_w y ϕ vs F presentan un comportamiento muy similar al de las areniscas, sin embargo, los valores de a , m y n en ocasiones eran bastantes parecidos y a veces bastante diferentes a los obtenidos en areniscas.

En primer instancia, podría pensarse que el valor de m deberá disminuir conforme aumenta el valor de porosidad de las rocas carbonatadas. En tal caso las rocas con porosidades del tipo intercrystalina tendrían valores más altos de m que aquellas rocas con alto volumen de poros debido a la disolución. Sin embargo, las calizas no presentan un comportamiento tan simple como el anteriormente expuesto, sino que en la magnitud de los parámetros a , m y n influyen otros aspectos además de la tortuosidad del sistema de poros. Uno de los aspectos más importantes es la distribución de los fluidos dentro de la red de poros.

Estos dos factores (tipo de porosidad y distribución de fluidos) tienen gran influencia en las propiedades eléctricas de este tipo de rocas, y a su vez existe una importante relación entre ellos, por ejemplo, la complejidad de la estructura porosa y la distribución del tamaño de los poros de una roca, son elementos importantes en la distribución de los fluidos presentes en ella, a diferencia de las rocas clásticas que son más homogéneas y donde la distribución de los fluidos es un poco más simple.

En la práctica, se han detectado valores de m que van de 1.7 hasta 2.9 pero sin rangos bien delimitados para un tipo específico de roca. Por lo que hace al exponente n , éste también tiene un rango de variación amplio, encontrándose valores entre 1.5 y 2.2. En el caso del exponente de saturación n , Chombar⁸ explica que esta variación se debe a las mismas razones que para las areniscas.

Para el factor geométrico, a , la información disponible es escasa y no se tienen los suficientes elementos para asignar valores específicos que caractericen a una roca carbonatada en particular. Esto se debe nuevamente al carácter heterogéneo de este tipo de rocas.

Mendoza Romero y Pérez-Rosales¹⁰, también estudiaron la influencia que tiene la presencia de la porosidad secundaria en el comportamiento de las propiedades eléctricas de rocas. Apoyándose tanto en observaciones experimentales como en desarrollos teóricos, identificaron variaciones en los valores de a y m , e incluso cierta dependencia entre estos parámetros.

Estos investigadores presentaron datos de sus experimentos en los cuales se puede apreciar un rango de variación para sistemas de doble porosidad (de matriz y de fractura) tanto para sistemas naturales como artificiales. Estos rangos se reportan a continuación:

Para sistemas artificiales:

$$1.092 \leq m \leq 1.261$$

$$1.388 \leq a \leq 1.497$$

Para sistemas naturales:

$$1.450 \leq m \leq 2.208$$

$$0.657 \leq a \leq 1.300$$

De los datos aportados por Mendoza Romero y Pérez-Rosales se aprecia que, para sistemas de doble porosidad mientras que el valor de m aumenta, el de a disminuye, por lo que se propuso una relación entre estos

parámetros, usando técnicas de regresión. Esta relación se retomará posteriormente en este mismo trabajo.

II.5 PRESENCIA DE SÓLIDOS CONDUCTORES

La definición de factor de formación implica que, para una roca porosa en particular, su valor es constante e independiente de la resistividad de la solución que la sature. Sin embargo, en las múltiples investigaciones realizadas sobre el tema se ha comprobado que, en algunos casos, el factor de formación disminuye cuando el agua intersticial es más resistiva. Este efecto es atribuido a la presencia de sólidos conductores en la roca. Concretamente estos sólidos son arcillas, las cuales tienen la característica de contribuir a la conducción de corriente eléctrica cuando están en contacto con una salmuera.

El comportamiento anormal de las formaciones que contienen arcillas se debe al fenómeno conocido como *doble capa iónica conductiva*, que se presenta sólo cuando las arcillas están en contacto con una salmuera; de hecho, se ha demostrado que una formación arcillosa seca no conduce electricidad, o bien su conductividad es despreciable.

El efecto de la doble capa iónica en una muestra de formación depende directamente del tipo de arcilla presente, así como del tipo de sales que contenga el agua que la sature. Winsauer y McCardell¹¹ desarrollaron una expresión para determinar la conductividad de una muestra debido al efecto de la doble capa iónica, de la manera siguiente:

$$\frac{F}{R_o} = \frac{1}{R_w} + \frac{1}{Z}, \quad (II.9)$$

donde:

F = factor de formación de la muestra (*adim.*)

R_o = resistividad de la muestra saturada 100% con salmuera
(*ohm-m*)

R_w = resistividad de la salmuera que satura la muestra
(*ohm-m*)

Z = resistividad debida al efecto de la doble capa iónica
(*ohm-m*)

En la expresión anterior el término $1/Z$ representa el valor de la conductividad de la roca debida al efecto de la doble capa iónica.

Empleando la expresión anterior en datos experimentales de resistividad para muestras de arenas arcillosas, Winsauer y McCardell observaron que, si aumenta la conductividad de la solución saturante, la conductividad de la muestra debida al efecto de la doble capa iónica aumenta también, pero se llega a un punto en que esta tendencia se invierte, existiendo un valor específico de concentración de la solución saturante para el cual la conductividad debida a la doble capa iónica empieza a disminuir. Este comportamiento es representado en la figura II.7.

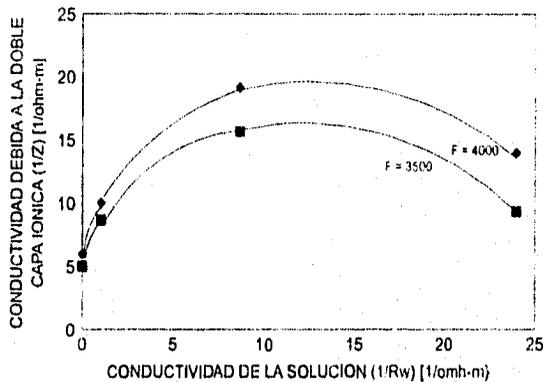


Figura II.7. Variación de la conductividad debida a la doble capa iónica vs conductividad de la solución de NaCl, lutita Spraberry

En general se ha observado que el valor del factor de formación de una muestra disminuye cuando se aumenta la resistividad de la solución que la satura, de manera que el efecto de la doble capa iónica puede minimizarse saturando la muestra a analizar con una salmuera de muy baja resistividad, figura II.8.

El efecto de la doble capa iónica reduce el valor del exponente de cementación a medida que la resistividad de la solución saturante aumenta, y su valor debido sólo a las características geométricas del medio poroso puede obtenerse saturando éste con una solución que tenga una

* Figura tomada de Winsauer, W.O. and McCardell, W.M. 'Ionic Double-Layer Conductivity in Reservoir Rock'. Transaction of A.I.M.E. vol 198, 1953. Pág. 133.

conductividad bastante alta para poder despreciar el efecto de los sólidos conductores.

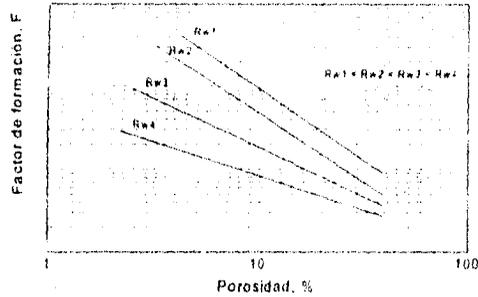


Figura II.8. Factor de formación de una roca arcillosa vs porosidad para distintos resistividades de solución saturante

Para mostrar gráficamente la aseveración anterior se preparó la figura II.9, la cual ilustra valores de factor de formación contra porosidad obtenidos a partir de datos de conductividades medidas en areniscas arcillosas por Waxman y Smits¹³. Los datos empleados para construir esta gráfica corresponden al grupo No. 2, incluido en la tabla 3 de la referencia citada.

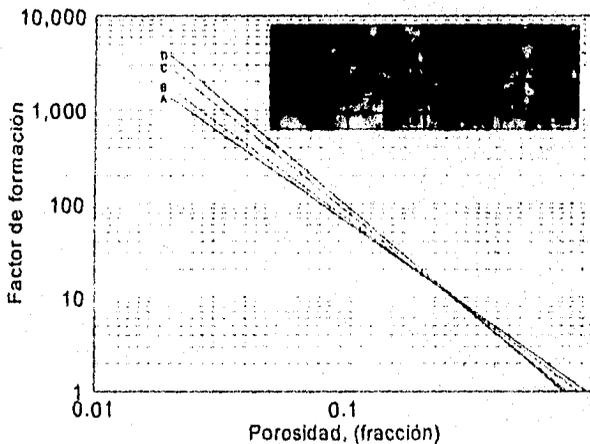


Figura II.9. Factor de formación vs porosidad para diferentes valores de conductividad del agua saturante S_w , en areniscas arcillosas

Las curvas de la gráfica anterior representan la tendencia que mejor se ajusta a la serie de puntos graficados. Dicho ajuste se realizó empleando técnicas de regresión incluidas en un paquete de cómputo. Con el ajuste realizado fue posible obtener elementos para observar la variación que presenta el valor del factor geométrico, a . Los valores, tanto de a como de m , se incluyen en dicha gráfica. Es claro, para este caso al menos, que el factor geométrico varía en forma inversa al exponente de cementación.

Como conclusión de la figura II.9 se puede decir que, a medida que se incrementa el efecto de la doble capa iónica, debida a la presencia de arcillas en la roca, el valor del exponente de cementación crece, mientras que el del factor geométrico disminuye.

El índice de resistividad de una formación también es afectado por la presencia de los sólidos conductores. Patnode y Wyllie¹² calcularon el valor de I para muestras de rocas arcillosas, tomando en cuenta el efecto de la doble capa iónica y también sin la influencia de ésta. Sus resultados se muestran en la figura II.10. En dicha figura la curva superior se calculó asumiendo un valor de $n = 2$, una $R_w = 0.3$ ohm-m y un valor de $F = 30.6$. La curva inferior se calculó con los mismos datos pero además se consideró la resistividad debida a los sólidos conductores presentes, (R_f), la cual fue de 37.5 ohm-m para este caso.

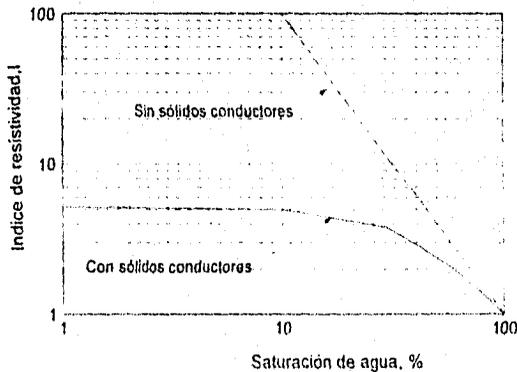


Figura II.10. Efecto de la conductividad de los sólidos en la relación Índice de resistividad vs saturación en un núcleo de arenisca Stevens

* Figura tomada de Patnode, H.W. and Wyllie, M.R.J. "The Presence of Conductive Solids in Reservoir Rocks as a Factor in Electric Log Interpretation" Transaction of A.I.M.E. vol 189, 1950. Pág. 61.

Patnode y Wyllie identificaron que el efecto de los sólidos conductores provocan valores de n variables y siempre menores a 2, el cual es el valor más usual en la interpretación de registros geofísicos de formaciones como las analizadas por ellos.

Por otra parte, Waxman y Smits¹³ desarrollaron la siguiente expresión para calcular el valor del índice de resistividad, I , en función del contenido de arcillas y de la resistividad del agua presente en los poros de la roca:

$$I = S_w^{-n} \left[\frac{1 + R_w B Q_v}{1 + R_w B Q_v / S_w} \right] \quad (II.10)$$

donde:

Q_v = contenido efectivo de arcilla. Se calcula dividiendo la capacidad de intercambio catiónico de la roca entre su volumen poroso (eq/l)

n^* = exponente de saturación de una roca arcillosa

$B = 4.6 \times [1 - 0.6 \exp(-0.77/R_w)]$

Con el uso de la ecuación anterior, se ha podido comprobar que el incremento del contenido de arcillas en una roca ocasiona una disminución en el valor de n^* y, en la mayoría de los casos, su valor es menor a 2. La utilidad de esta expresión ha sido comprobada en diferentes trabajos^{13,14,15}. La figura II.11 muestra los valores obtenidos por Waxman y Thomas para rocas con diferentes grados de arcillosidad. Estos valores se graficaron a partir de los datos de la tabla II.3, la cual aparece en la referencia No.14. En dicha figura se escogieron las curvas B, C, G e I debido a que sus valores de I vs S_w permiten apreciar mejor el comportamiento de estos parámetros.

TABLA II.3

CURVA	CONTENIDO DE ARCILLA Q_v (meq/l)	n^*
A	0.06	1.93
B	0.11	2.00
C	0.12	1.80
D	0.24	1.96
E	0.24	1.76
F	0.28	1.75
G	0.28	2.14
H	0.29	1.82
I	0.32	1.75
J	0.32	1.80
K	0.36	1.86
L	0.41	1.95

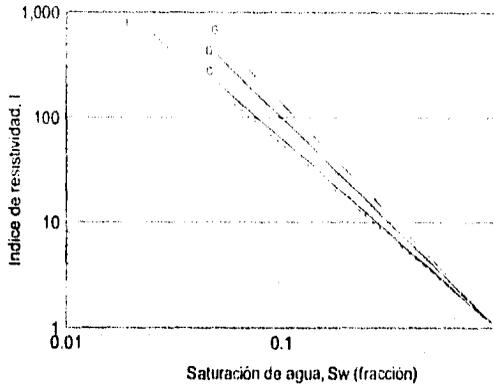


Figura II.11 Índice de resistividad, I vs saturación de agua, S_w , para rocas con diferente contenido de arcillas

II.6 EFECTO DE LA PRESION DE SOBRECARGA

La conducción de corriente eléctrica en un medio poroso está fuertemente influenciada por características de los poros y los conductos que comunican a éstos, tales como su tamaño, forma y distribución. Estas características no son las mismas, para una roca dada, cuando se encuentra a presión atmosférica que cuando está sujeta a compresión debida al efecto de presión de sobrecarga, ya que esta condición provoca cambios en el volumen y la forma de los poros. Es de esperarse, en consecuencia, que los valores de I y F varíen en función a la presión a que esté sometido el cuerpo poroso en cuestión.

Muchas de las expresiones desarrolladas para obtener el factor de formación o el índice de resistividad fueron establecidas con base en mediciones experimentales en laboratorio, tal es el caso de las ecuaciones de Archie, Humble, etc. Estas mediciones experimentales fueron realizadas a condiciones superficiales, es decir las muestras utilizadas no se encontraban sujetas a condiciones como las presentes en una formación *in-situ*. Investigaciones posteriores permitieron identificar que existe cierta

* Figura construida en base a los datos de la tabla No 3 de Waxman, M.H. and Thomas, E.C. "Electrical Conductivities in Shales Sands - I.- The Relation Between Hydrocarbon saturation and Resistivity Index. II.- The Temperature Coefficient of Electrical Conductivity", JPT, February 1974. Pág 217.

dependencia de los parámetros a , m y n con relación a la presión y la temperatura.

Uno de los primeros y más importantes trabajos respecto al efecto de la presión de sobrecarga en el valor de los parámetros petrofísicos de resistividad corresponde a Fatt¹⁶, quien identificó reducciones en la conductividad de muestras de núcleos cuando éstos fueron sometidos a incrementos de presión. Dichas reducciones las atribuyó a la disminución del tamaño de los poros y a la deformación de los conductos porosos, como efectos de la compresión de la roca. Mediante el empleo de la ecuación propuesta por Patnode y Wyllie¹² observó, además, que dicha reducción en la conductividad es menor para las rocas que contiene sólidos conductores.

$$C_M = C_S + \frac{1}{F} C_F, \quad (II.11)$$

donde:

C_M = conductividad de la muestra saturada 100% con agua, ($ohm \cdot m^{-1}$)

C_S = conductividad debida a los sólidos conductores de la roca, ($ohm \cdot m^{-1}$)

F = factor de formación verdadero, (*adim.*)

C_F = conductividad del agua que satura la muestra, ($ohm \cdot m^{-1}$)

Realizando mediciones de factor de formación a diversas muestras de areniscas en un rango de presión de 0 a 5000 psi, Fatt obtuvo datos para observar la variación de los parámetros a y m empleando las correlaciones de Archie y Winsauer.

Como resultado de sus experimentos, obtuvo los datos de a y m para diferentes valores de presión de sobrecarga, que son presentados en la tabla II.4, los cuales fueron obtenidos ajustando los datos experimentales mediante las expresiones de Archie y Winsauer. Adicionalmente, estos datos son presentados gráficamente en las figuras II.12 y II.13, para apreciar de una manera más clara el comportamiento del exponente de cementación, m , y del factor geométrico, a , con respecto a la variación de la presión de sobrecarga.

De la figura II.12 se observa cómo aumenta el exponente de cementación de Archie y Winsauer con respecto al aumento de presión;

mientras que en la figura II.13, se puede apreciar que el factor geométrico disminuye con el aumento en la presión de sobrecarga.

PRESION DE SOBRECARGA (psi)	TABLA II.4* ECUACION DE ARCHIE	ECUACION DE WINSAUER
0	$F = \emptyset^{-1.83}$	$F = 1.91 \emptyset^{-1.50}$
1,000	$F = \emptyset^{-1.87}$	$F = 1.86 \emptyset^{-1.56}$
2,000	$F = \emptyset^{-1.89}$	$F = 1.74 \emptyset^{-1.61}$
3,000	$F = \emptyset^{-1.91}$	$F = 1.67 \emptyset^{-1.85}$
4,000	$F = \emptyset^{-1.92}$	$F = 1.60 \emptyset^{-1.68}$
5,000	$F = \emptyset^{-1.93}$	$F = 1.55 \emptyset^{-1.71}$

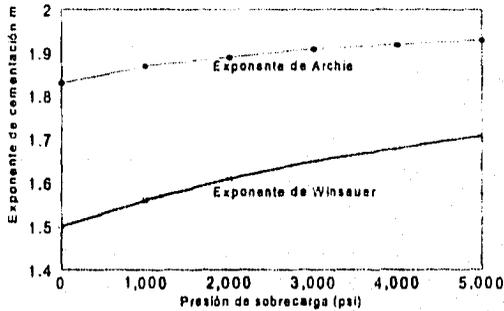


Figura II.12. Variación del exponente de cementación con la presión de sobrecarga

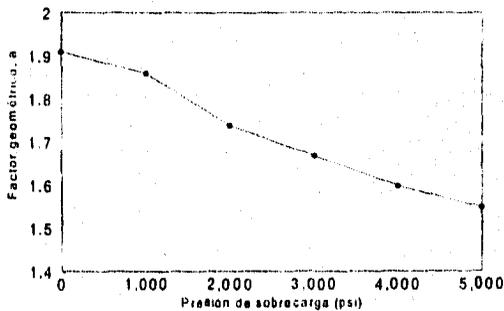


Figura II.13. Variación del factor geométrico con la presión de sobrecarga

* Tabla y figuras tomadas de Fatt, I. "Effect of Overburden and Reservoir Pressure on Electric Logging Formation Factor". Bulletin of The American Association of Petroleum Geologists, Vol. 41, No. 11, Nov. 1957. Pág. 2461 y 2463.

Otras investigaciones^{17,18} apuntan que la variación en los valores de a y m es mayor para rocas con bajas porosidades que para aquellas muy porosas.

Aunque es muy común que a y m varíen con respecto a la presión en la forma antes descrita, este comportamiento no es una regla general. Hausenblas¹⁹ confirmó que las rocas con baja porosidad (menores a 12%) sufren mayores variaciones en su comportamiento eléctrico. Mediante datos experimentales obtenidos por él mismo observó, para rocas con porosidades del orden de un 25%, una variación en el valor del factor de formación de un 11% cuando aumentó la presión de sobrecarga de 50 a 700 bar; mientras que con el mismo aumento de presión obtuvo variaciones, para F , entre 100 y 300% en rocas con porosidad promedio de 6,8%. Pero además, en sus estudios Hausenblas detectó una ligera disminución en el valor de m , con el aumento de presión, para rocas con alta porosidad, mientras que, para rocas con baja porosidad, su comportamiento se ajustó al descrito por Fatt.

El valor del exponente de saturación, n , puede disminuir o aumentar con la presión de sobrecarga, y todavía en investigaciones recientes, su comportamiento es poco claro^{19,20,21}. Tal vez esto se deba a la gran cantidad de factores que intervienen en la determinación de su valor, ya que además de que el aumento en la presión de sobrecarga modifica las condiciones geométricas del medio poroso, también actúa sobre la distribución de fluidos dentro de los poros de la roca, y lo hace de una manera diferente en rocas mojadas por agua que en rocas mojadas por aceite.

Longeron, Argaud y Feraud²⁰ obtuvieron valores de n para muestras de areniscas y carbonatos a diferentes valores de presión, observando además, que el valor de n depende también del valor de S_w . Estos valores se presentan en la tabla II.5. En dicha tabla se puede observar que, para las muestras analizadas, el valor de n aumenta cuando se incrementa la presión de sobrecarga, tanto en el proceso de drene como en el de imbibición, para el caso de la arenisca. Pero en el caso de la muestra de roca carbonatada, el valor de n disminuye durante el proceso de imbibición para el rango de S_w de 0.36 a 0.51, mientras que aumenta en los demás casos, de manera que estos resultados no pueden generalizarse sistemáticamente a otras rocas de yacimientos.

TABLA II.5'

ARENISCA

BAJA PRESION

Drene: $1 > S_w > 0.28$	$n = 2.08$
Imbibición: $0.28 < S_w < 0.38$	$n = 2.56$
$0.38 < S_w < 0.58$	$n = 1.56$

ALTA PRESION

Drene: $0.90 > S_w > 0.28$	$n = 2.11$
Imbibición: $0.28 < S_w < 0.44$	$n = 2.66$
$0.44 < S_w < 0.66$	$n = 1.62$

CARBONATO

BAJA PRESION

Drene: $1 > S_w > 0.45$	$n = 1.58$
Imbibición: $0.226 < S_w < 0.45$	$n = 1.82$

ALTA PRESION

Drene: $1 > S_w > 0.45$	$n = 1.60$
$0.45 > S_w > 0.194$	$n = 1.71$
Imbibición: $0.194 < S_w < 0.36$	$n = 1.96$
$0.36 < S_w < 0.51$	$n = 1.30$

II.7 EFECTO DE LA TEMPERATURA

En una forma similar a lo que sucede con la presión, muchas de las correlaciones empleadas en el estudio de la resistividad en rocas de yacimientos petroleros fueron obtenidas a condiciones ambientales. Estas correlaciones eran frecuentemente aplicadas en la caracterización de yacimientos sin ninguna corrección por efectos de presión y temperatura existente en la formación.

Con el avance de las investigaciones sobre el tema se pudo determinar que la temperatura altera características geométricas de los cuerpos porosos, las cuales tienen una importante influencia en el valor de los parámetros petrofísicos de resistividad. Estas alteraciones incluyen la deformación de los conductos porosos, (generalmente el aumento de la temperatura aumenta la constricción del sistema), debido a la expansión termal de los sólidos, la alteración de las resistividades de las rocas que contienen arcillas, etc.

* Tabla tomada de Longeron, D.G., Argaud, M.J. and Argaud, J.P. "Effect of Overburden Pressure and the Nature and Microscopic Distribution of Fluids on Electrical Properties of Rock Samples". SPE Formation Evaluation, June 1989. Pág. 198.

Sanyal, Marsden y Ramey²², estudiaron el efecto de la temperatura sobre las propiedades eléctricas de muestras de rocas de yacimientos, tanto de areniscas como de calizas. Dichas investigaciones incluyeron la determinación del factor de formación de las muestras a diferentes valores de temperatura, observando que en todas las muestras analizadas, el valor de F aumentó conforme aumentaba la temperatura, y que este aumento varía de una muestra a otra. Dicha variación podría deberse, en parte, a la diferente cantidad de arcillas presente en cada muestra.

También, es razonable pensar que el incremento en el valor de F con la temperatura puede deberse, al menos en parte, a la alteración de las propiedades conductivas de las salmueras que saturan la roca.

También, observaron incrementos en el valor de m cuando se aumenta la temperatura, lo cual explicaron mediante un desarrollo teórico que toma como base la ecuación de Archie, $F = \phi^m$, y sus observaciones experimentales, para llegar finalmente a una expresión para evaluar el cambio en el valor del factor de formación con respecto a la temperatura. Ecuación II.12.

$$\frac{dF}{dT} = 40.2 \frac{dm}{dT} - 250 \frac{d\phi}{dT} \dots\dots\dots (II.12)$$

Sanyal *et al.* concluyen que el valor de m crece con la temperatura. Sin embargo, posteriormente Waxman y Thomas¹⁴ obtuvieron un comportamiento diferente al observado por Sanyal. Ellos concluyen que el valor del factor de formación disminuye conforme aumenta la temperatura y que los resultados de Sanyal tal vez se deban a ciertos procedimientos seguidos en sus experimentos, los cuales alteraron las propiedades de los materiales arcillosos de sus muestras.

Investigaciones más recientes concuerdan con las observaciones de Waxman y Thomas. Dolka²³ observó, en muestras de areniscas y calizas de campos de Arabia Saudita, que el valor del factor de formación, para el caso de las areniscas analizadas, disminuyó con el aumento de la temperatura, mientras que para el caso de las muestras de caliza, su valor se mantuvo más o menos constante. Como conclusión, señala que la variación en el valor de F con la temperatura puede atribuirse a la cantidad y tipo de arcillas presentes en el medio poroso, ya que la diferencia fundamental entre las calizas y areniscas analizadas por él, consistió en que las primeras tenían

poco o ningún contenido de arcillas, mientras que las areniscas tenían una cantidad considerable de este tipo de minerales.

Con base en los trabajos de Waxman y Thomas y Dolka, el comportamiento del exponente de cementación puede representarse mediante la figura II.14, en la cual se observa que el valor de m disminuye conforme aumenta la temperatura.

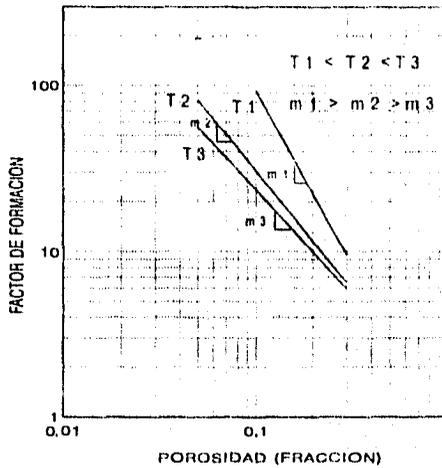


Figura II.14. Variación del factor de formación vs porosidad para diferentes valores de temperatura

Existe poca información para analizar el comportamiento del valor del factor geométrico, a , con respecto a la temperatura, pero podría proponerse que el valor de a aumenta ligeramente conforme aumenta la temperatura^{10,24}.

El comportamiento del exponente de saturación, n , también fue evaluado por Waxman y Thomas para diferentes temperaturas, obteniendo como resultado que el índice de resistividad de una roca disminuye cuando su temperatura aumenta. Por consiguiente, el valor de n también disminuye cuando aumenta la temperatura. También notaron que existe un valor de temperatura para el cual n ya no cambia, y que este valor varía de una roca a otra. Figura II.15.

Doika, en su trabajo antes citado, obtuvo un comportamiento de n , con la temperatura, el cual concuerda con el antes descrito, pero además observó que, para rocas con poco o ningún contenido de arcillas, el valor de n no presenta cambios considerables.

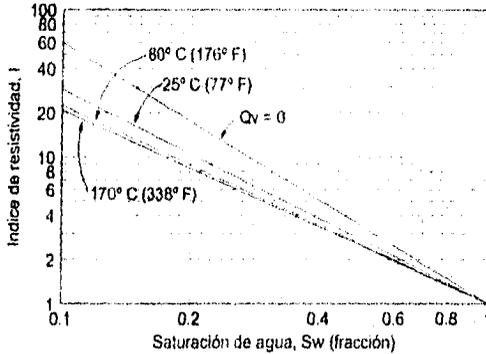


Figura II.15. Variación del índice de resistividad vs saturación de agua para diferentes temperaturas*

II.8 EFECTO DE LA MOJABILIDAD

Se ha demostrado que los cambios en la mojabilidad de una roca de yacimiento afectan propiedades tales como la presión capilar, permeabilidades relativas, propiedades eléctricas, etc.

En el caso de las propiedades eléctricas del sistema roca-fluidos la mojabilidad juega un papel muy importante en su determinación, ya que es un factor que controla la localización y distribución de fluidos dentro de los poros de la roca. La resistividad eléctrica de un cuerpo poroso es determinada por la longitud y área transversal de los conductos llenos con salmuera. Los conductos muy tortuosos y las áreas transversales pequeñas ocasionan altos valores de resistividad. La resistividad de una roca también es mayor cuando presenta algún contenido de hidrocarburos, ya que éstos

* Figura tomada de Waxman, M.H. and Thomas, E.C. "Electrical Conductivities in Shales Sands - I.- The Relation Between Hydrocarbon saturation and Resistivity Index, II.- The Temperature Coefficient of Electrical Conductivity". JPT, February 1974. Pág. 223.

no son conductores de electricidad. El incremento debido a la presencia de hidrocarburos depende del valor de saturación, de la mojabilidad y de la historia de saturación de la roca.

En una roca mojada por agua la salmuera ocupa los poros pequeños y forma una capa continua en la superficie de la roca. En una roca mojada por aceite, la salmuera se localiza en el centro de los poros más grandes. Esta diferencia en la localización de la salmuera provoca cambios en el comportamiento eléctrico del sistema, los cuales son más importantes para valores bajos de saturación de agua.

En las rocas mojadas por agua, generalmente la salmuera se mantiene como un medio continuo, en consecuencia, el aumento en la resistividad se debe a la variación en las dimensiones de las rutas por donde fluye la corriente eléctrica. En una roca mojada por aceite, en cambio, la salmuera no siempre se mantiene como un medio continuo, de manera que la corriente eléctrica pierde continuidad en sus rutas, por lo que la resistividad crece a un ritmo mayor.

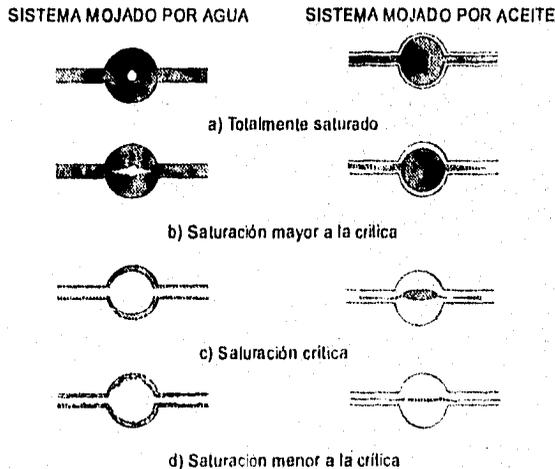


Figura II.16. Distribución de fluidos dentro de un poro a diferentes saturaciones

* Figura tomada de Keller, G.V. "Effect of Wettability on the Electrical Resistivity of Sand". The Oil and Gas Journal. January 5, 1953. Pág. 63.

La ecuación de Archie (ecuación II.13), contiene tres suposiciones implícitas, las cuales resume Anderson²⁵ como:

$$S_w^{-n} = \frac{R}{R_o} \quad (\text{II.13})$$

- 1) La relación saturación-resistividad es única, lo que implica que para cada valor de saturación de agua corresponde sólo un valor de resistividad.
- 2) El valor de n es constante para un tipo de roca dado.
- 3) Toda el agua presente en la roca contribuye a la conducción de la corriente eléctrica.

Esta suposiciones sólo son válidas cuando el medio poroso es fuertemente mojado por agua, por que el valor de n depende de la distribución de la fase conductora y, en consecuencia, de la mojabilidad.

Los efectos de la mojabilidad en el exponente de saturación, n , se hacen más importantes a medida que la saturación de agua disminuye. Por ejemplo, para una roca mojada por aceite, los valores de S_w ocasionan más desconexiones de la fase conductora provocando la presencia de "glóbulos" de agua que no contribuyen a la conducción de corriente por estar completamente rodeados por aceite. Ver figura II.16.

Como se mencionó anteriormente, para una roca mojada por agua, y con un alto valor de S_w , el agua llena los poros más pequeños y cubre la superficie de los sólidos con una capa continua, mientras que el aceite se localiza en el centro de los poros más grandes.

En este caso, toda el agua forma un medio continuo y permite el paso de corriente eléctrica; aún cuando S_w va disminuyendo hacia el valor de saturación irreductible de agua (S_{wi}), esencialmente toda el agua permanece continua y conductiva, en este caso se observa un valor de n casi invariable e igual a 2. Si el valor de n se incrementa un poco, cuando S_w tiende a S_{wi} , el incremento se debe a la disminución del área transversal de flujo del medio conductor.

Para un sistema mojado por aceite, los hidrocarburos se localizan en los poros más pequeños, mientras que el agua se encuentra en el centro de los poros más grandes. Para valores altos de S_w , el agua se mantiene como un medio continuo, tal como sucede en un sistema mojado por agua, aunque su localización sea diferente. Para estas condiciones n se comporta de una manera similar a los sistemas mojados por agua, manteniendo su valor bastante cercano a 2. Pero, a diferencia, cuando la saturación de agua disminuye, una porción de ella no contribuye a la conducción de electricidad, encontrándose en ocasiones que el valor de n aumenta cada vez que el valor de S_w sufre un decremento, aunque en otros casos se debe disminuir bastante la saturación de agua para que n se incremente²⁵. Para valores muy bajos de saturación de agua (<35%), se pueden obtener valores de n por encima de 10, para rocas mojadas por aceite.

El efecto que tiene la mojabilidad sobre los parámetros a y m no ha sido totalmente establecido, probablemente la poca información al respecto obedece a que diversas investigaciones experimentales han permitido visualizar que sus valores no depende en gran medida de las características de mojabilidad de la roca.

REFERENCIAS

1. Wyllie, M.R.J. and Gregory, A.R. "Formation Factors of Unconsolidated Porous Media: Influence of Particle Shape and Effect of Cementation". Trans. A.I.M.E. (1953) Vol. 198, pp. 103-110.
2. Archie, G. E. "The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics". Transaction A.I.M.E. Vol. 146, pp 54-56 1942.
3. Rust, C.F. "Electrical Resistivity Measurements on Reservoir Rock Samples by the Two and Four Electrode Methods". Trans. A.I.M.E. Vol. 195, 1952 pp 217-224.
4. Owen, J.E. "The Resistivity of Fluid-Filled Porous Body". Petroleum Transaction, A.I.M.E., Vol. 195, pp 164-174.
5. Atkins, E.R. Jr. And Smith, G.H. "The Significance of Particle Shape in Formation Resistivity Factor-Porosity Relationships". Transaction of S.P.E. of A.I.M.E. vol 222, 1961. Pp. 285-291.
6. Winsauer, W.O., Shearing, H.M., Masson, P.H. and Williams, M. "Resistivity of Brine-Saturated Sands in Relation to Pore Geometry". Bull. AAPG (1952) Vol. 36 No.2 pp.253-277.
7. Wyllie, M.R.J. and Rose, W.D. "Some Theoretical Considerations to the Quantitative Evaluation of the Physical Characteristics of Reservoir Rock From Electrical Log Data". Transaction of A.I.M.E. vol 189, 1950. Pp. 105-118.
8. Chombart, L.G. "Well Log in Carbonate Reservoirs". Geophysics, vol.XXV, No. 4 (August,1960), pp. 779-853.
9. Archie, G.E. "Classification of Carbonate Reservoir Rocks and Petrophysical Considerations". Bull. of the A.A. P.G. vol36, No. 2, (February, 1952), pp. 278-298.
10. Mendoza Romero y Pérez-Rosales "New Relationship Between Formation Resistivity Factor And Primary and Secondary Porosities". SPWLA 26th Annual Loggins Symposium, June 1985.
11. Winsauer, W.O. and McCardell, W.M. "Ionic Double-Layer Conductivity in Reservoir Rock". Transaction of A.I.M.E. vol 198, 1953. Pp. 129-134.
12. Patnode, H.W. and Wyllie, M.R.J. "The Presence of Conductive Solids in Reservoir Rocks as a Factor in Electric Log Interpretation" Transaction of A.I.M.E. vol 189, 1950. Pp. 47-52.
13. Waxman, M.H. and Smits, L.J.M. "Electrical Conductivities in Oil-Bearing Shaly Sands". Soc. Pet. Eng. J. (June 1968) pp 107-122; Trans. AIME, 243.
14. Waxman, M.H. and Thomas, E.C. "Electrical Conductivities in Shales Sands - I.- The Relation Between Hydrocarbon saturation and Resistivity

- Index, II.- The Temperature Coefficient of Electrical Conductivity". JPT, February 1974, pp 213-225.
15. Koerperich, E.A. "Applications of Waxman-Smiths and Archie Equations for Determinations of Oil Saturation in Shaly Sand Reservoirs". Preprint Paper Number SPE 5038. SPE of A.I.M.E. Texas U.S.A. 1974.
 16. Fatt, I. "Effect of Overburden and Reservoir Pressure on Electric Logging Formation Factor". Bull of The American Association of Petroleum Geologist, Vol. 41, No. 11, Nov. 1957, pp 2456- 2466.
 17. Dobrynin, V.M. "Effect of Overburden Pressure on Some Properties of Sandstones." Society of Petroleum Engineers. Journal. December 1962. pp 360-366.
 18. Timur, Hemphkins and Worthington. "Porosity and Pressure Dependence of Formation Resistivity Factor for Sandstones". Preprint of the 4th. Formation evaluation Symposium of The Canadian Well Logging society. Calgary, May 1972.
 19. Hausenblas, M. "Stress Dependence of the Cementation Exponent". Proceedings, Paper 9518. International Symposium of The Society of Core Analysts. SPWLA. San Francisco, California. Septiembre, 1995.
 20. Longeron, D.G., Argaud, M.J. and Argaud, J.P. "Effect of Overburden Pressure and the Nature and Microscopic Distribution of Fluids on Electrical Properties of Rock Samples". SPE Formation Evaluation, June 1989. Pp194-202.
 21. Sharma, M.M., Garrouch, A. and Dunlap, H.F. "Effects of Wettability, Pore Geometry and Stress on Electrical Conduction in Fluid-Saturated Rocks". The Log Analyst, September-October, 1991. Pp511-526.
 22. Sanyal, Masdern and Ramey "The Effect of Temperatura on Electrical Resistivity Of Porus Media". SPWLA 13th. Annual Logging Symposium. May, 1972.
 23. Doika, M.E. "Effect of Temperature on Formation Resistivity of Some Saudi Reservoir Rocks". Preprint SPE 9617 . 1981.
 24. Gómez Rivero, O. "Correlación Estadística del Exponente de Cementación Como Una Ayuda en la Interpretación de Registros de Pozos". Ingeniería Petrolera, Vol. X, No. 7, Julio 1970.
 25. Anderson, W.G. "Wettability Literature Survey —Part 3: The Effects of Wettability on the Electrical Properties of Porus Media". Journal of Petroleum Technology, December 1986, pp 1371-1378.

BIBLIOGRAFIA

1. Arps, J.J. "The Effect of Temperature on the Density and Electrical Resistivity of Sodium Chloride Solutions". Trans. A.I.M.E. (1953) Vol. 198. pp.327-330.
2. Asquith, G.B. "Log Evaluation of Shaly Sandstones: A Practical Guide". Penwell Publishing Company. Tulsa, Oklahoma. U.S.A.
3. de Witte, L.. "Relations Between Resistivities and Fluid Contents of Porus Rock". Oil and Gas Jornal, Aug. 24, 1950.
4. Dunlap, H.F., Bilhartz, H.L., Shuler, E. and Bailey, C.R. "The Relation Between Electrical Resistivity and Braine Saturation in reservoir Rocks". Trans. of A.I.M.E. 1949.
5. Evers, J.F. and Iyer, B.G. "Quantification of Surface Conductivity in Clean Sandstones". Transcrip from 16th Annual Logging Symposium, Society of Professional Well Log Analysts, 1975, pp. L1-L11.
6. Garaicochea, F. y Samaniego, F. "Temas Selectos Sobre la Caracterización y la Explotación de Yacimientos Carbonatados". Colegio de Ingenieros Petroleros de México A.C. México, 1988.
7. Helander, D.P. "Fundamentals of Formation Evaluation". OGCI Publication. Tulsa U.S.A. 1983.
8. Keller, G.V. "Effect of Wettability on the Electrical Resistivity of Sand". The Oil and Gas Journal. January 5, 1953, pp. 62-65.
9. Kwon, B.S. and Pickett, G.R. "A New Pore Structure Model and Pore Structure Relationships". Transcrip from 11th Annual Logging Symposium, Society of Professional Well Log Analysts, 1970, pp. P1-P14.
10. Longeron, D.G., Argaud, M.J. and Argaud, J.P. "Effect of Overburden Pressure and the Nature and Microscopic Distribution of Fluids on Electrical Properties of Rock Samples". SPE Formation Evaluation, June 1989. pp194-202.
11. Mendoza Romero; G. "Indice de Resistividad de Rocas Fracturadas". Ingeniería Petrolera, Vol. XXVII, No. 8, Agosto 1987.
12. Moore, J. "Laboratory-Determined Electric Logging Parameters of the Bradford Third Sand". Producers Monthly, March, 1958, pp. 30-39.
13. Overton H.L. "Resistivity Logging from Shale Slurries". Transcrip from 11th Annual Logging Symposium, Society of Professional Well Log Analysts. 1970, pp. O1-O20.
14. Pérez-Rosales, C. "On the Relationship between Formation Resistivity Factor and Porosity". SPE Journal. Agust 1982.
15. Pirson, S.J. "Factors Which Affect True Formation Resistivity". Oil and Gas Jornal, Nov. 1 1947.

16. Pirson, S.J. "Oil Reservoir Engineering" 2a. Ed. Mc.Graw-Hill. USA. 1958.
17. Schlumberger "Log Interpretation" Vol. II. Applications. Schlumberger Ltd. 1974.
18. Schlumberger "Principios/ Aplicaciones de la Interpretación de Registros". Schlumberger Educational Services. México D.F. 1989.
19. Sethi, D.K. "Some Considerations About the Formation Resistivity Factor-Porosity Relationships." Transcript from 20 th Annual Logging Symposium, Society of Professional Well Log Analysts, 1979, pp. L1-112.
20. Sweeney, S.A. and Jennings, H.Y. Jr. "The Electrical Resistivity of Preferentially Water-Wet and Preferentially Oil-Wet Carbonate Rock". Producers Monthly (May 1960).
21. Traugott, M.O. "Log Evaluation of a Heterogeneous Carbonate Reservoir Cato San Andres Field". Transcrip from 11th Annual Logging Symposium, Society of Professional Well Log Analysts. 1970.
22. Wei, J.Z. and Lile, O.B. "Influence of Wettability on Two- and Four-Electrode Resistivity Measurements on Berea Sandstone Plugs". SPE Formation Evaluation, December 1991. pp 470-476.
23. Whiting, R.L., Guerrero, E.T., and Young, R.M. "Electrical Properties of Limestone Cores". The Oil and Gas Journal, July 27, 1953.
24. Wyllie, M.R.J. "The Fundamentals of Electric Log Interpretation". Academic Press, inc. USA 1957.
25. Wyllie, M.R.J. and Spangler, M.B. "Application of Electrical Resistivity Measurements to Problem of Fluid Flow in Porus Media". Bull. AAPG (1952) Vol.36, No.2, pp.359-403.

CAPITULO III

PROCEDIMIENTOS TEORICOS Y EXPERIMENTALES PARA OBTENERLOS

La gran cantidad de factores que influyen en el comportamiento de flujo de la corriente eléctrica en un medio poroso impide el desarrollo de expresiones matemáticas que sean aplicables universalmente, por ello la mayoría de las ecuaciones que relacionan las propiedades eléctricas de una roca con otras de sus características han sido desarrolladas empíricamente. A la par de este desarrollo ha crecido la necesidad de contar con métodos confiables para determinar los parámetros a , m y n , involucrados en la mayoría de los casos.

A lo largo de los años se han propuestos diferentes métodos para obtener estos parámetros, los cuales pueden clasificarse dentro de dos grandes grupos: experimentales y teóricos, aunque esta clasificación resulta ser relativa, ya que casi todos los métodos teóricos incluyen elementos experimentales y viceversa.

Una gran ayuda ha sido la utilización de registros geofísicos de pozos para el desarrollo de nuevas expresiones que cumplan tal fin; sin embargo, la mayoría de las correlaciones obtenidas por estos medios suelen tener una aplicabilidad restringida.

Otras de las herramientas usadas en el desarrollo de correlaciones para a , m y n son las técnicas estadísticas.

En este capítulo se incluyen algunos métodos desarrollados para determinar los parámetros petrofísicos de resistividad.

III.1 METODO CONVENCIONAL

El primer método empleado para obtener los parámetros a , m y n consiste en un procedimiento experimental utilizado por Archie en los trabajos en los cuales introdujo los conceptos de exponente de cementación, m , y exponente de saturación, n .¹ Posteriormente, Winsauer *et al*² utilizó el mismo procedimiento para obtener la correlación experimental, entre el factor de formación y la porosidad, que incluye al factor geométrico, a .

El método toma como punto de partida datos experimentales de saturación, porosidad y resistividad de muestras de núcleos de formaciones geológicas de interés, y es considerado como la mejor opción para obtener el valor de a , m y n , por lo que sigue usándose cuando se cuentan con núcleos para su análisis en laboratorio.

Para la obtención de los valores de a y m el método consiste en determinar los valores de resistividad de muestras saturadas 100% con una salmuera (este valor de resistividad se denota mediante R_0). La salmuera utilizada tiene un valor conocido de resistividad, R_w . Las determinaciones de R_0 y R_w se realizan a la mayor cantidad de muestras posibles, de una misma formación, determinándose además el valor correspondiente de porosidad, \emptyset , para cada muestra. Con estos datos y empleando la definición de factor de formación ($F = R_0 / R_w$), se procede a construir la gráfica con los valores de F y \emptyset de cada muestra. Si dicha gráfica se construye en escala log-log, la serie de puntos obtenidos tienden a ajustarse a una línea recta de pendiente negativa, cuya forma general es la ecuación general de Archie (ecuación III.1).

$$F = a \emptyset^{-m} \quad (III.1)$$

Los valores del factor geométrico, a , y el exponente de cementación, m , pueden leerse directamente de la gráfica, ya que el valor de m es igual al de la pendiente de la recta ajustada, mientras que a es el valor que toma F cuando la porosidad es igual a 100%. La determinación de la recta que mejor se ajusta a los puntos F vs \emptyset puede realizarse utilizando programas de cómputo elaborados para tal efecto o bien, paquetes comerciales de graficación.

Para ejemplificar el método anterior, se tomaron datos de Waxman y Smits³, quienes midieron la porosidad y el factor de formación a muestras de

arena con diferentes grados de arcillosidad. Estos datos se presentan en la tabla III.1, y corresponden al grupo número 2 de datos de la referencia citada.

TABLA III.1

VALORES DE \emptyset Y F PARA ARENAS ARCILLOSAS*

Número de muestra	Porosidad, \emptyset (%)	F
1	20.2	19.4
2	21.1	18.2
3	25.8	11.4
4	19.3	24.7
5	20.7	18.7
6	20.0	20.8
7	18.9	22.1
8	18.2	28.2
9	16.1	33.0
10	14.9	36.3
11	15.9	37.1
12	11.6	74.3
13	18.6	25.1
14	17.4	31.2
15	16.3	35.8

La figura III.1 muestra la gráfica, en escala log-log, de los valores de la tabla anterior. Realizando un ajuste mediante la técnica de regresión se obtienen los valores de a y m que definen a la recta que mejor se ajusta a los datos.

El ajuste realizado a los puntos de la tabla III.1 da como resultado valores de $m = 2.32$ y $a = 0.50$.

Para determinar el exponente de saturación, n , el método convencional se basa en un arreglo de la ecuación general de Archie. La ecuación reescrita es:

$$S_w = n \sqrt[n]{\left(\frac{a}{\emptyset^m}\right) \left(\frac{R_w}{R_r}\right)} \quad (\text{III.2})$$

* Datos tomados de Waxman, M.H. and Smits, L.J.M. "Electrical Conductivities in Oil-Bearing Shaly Sands". Soc. Pet. Eng. J. (June 1968) pp 107-122; Trans. AIME, 243. Pág 112.

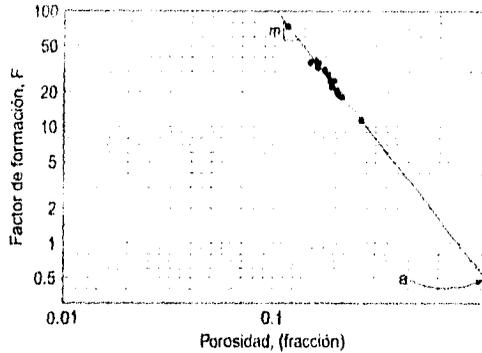


Figura III.1. Gráfica de F vs \emptyset para muestras de arenas arcillosas de Waxman y Smits

La ecuación III.2 también se puede expresar como:

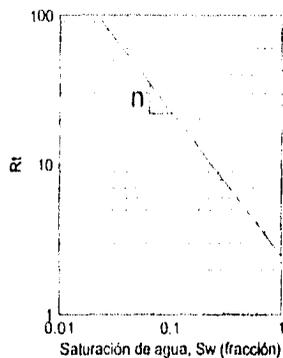
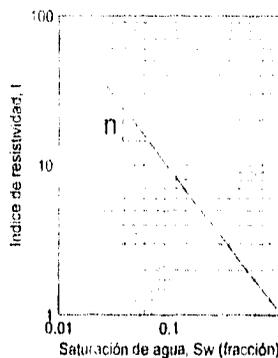
$$\log R_t = -n \log S_w + \log \left(\frac{a R_w}{\emptyset^n} \right) \quad (\text{III.3})$$

Mediante mediciones de laboratorio en muestras de núcleos se obtienen parejas de puntos $R_t - S_w$, los cuales se grafican en papel log-log, (figura III.2). A continuación se realiza un ajuste por mínimos cuadrados entre los puntos R_t vs S_w . El valor de n se obtiene evaluando la pendiente de la recta ajustada.

La forma más usual de obtener n es empleando el concepto de índice de resistividad, I , ($I = R_t / R_o$). Los términos de la ecuación III.3 pueden combinarse para obtener la ecuación:

$$\log I = -n \log S_w \quad (\text{III.4})$$

Graficando los valores de I vs S_w en escala log-log se obtiene una forma matemática equivalente de la gráfica R_t vs S_w , la cual da el mismo valor de n . (figura III.3).

Figura III.2. Relación R_1 vs S_w Figura III.3 Relación I vs S_w

Para ejemplificar el método de obtención de n se emplearon los siguientes valores de I y S_w , determinados de muestras de núcleos del pozo Poza Rica 391, obtenidos en el Departamento de Ingeniería de Yacimientos de Petróleos Mexicanos en Poza Rica Veracruz:

TABLA III.2

VALORES DE I Y S_w EN MUESTRAS DEL POZO POZA RICA 391

MUESTRA	INDICE DE RESISTIVIDAD I	SATURACION DE AGUA S_w
10-4-H	2.94	52.07
	5.68	32.15
10-4-V	2.59	49.08
	4.61	32.61
10-5-H	2.29	45.55
	4.25	30.97
10-5-V	2.59	54.10
	5.01	36.07
11-5-H	3.43	45.71
	5.50	32.20
11-8-H-1	3.45	41.443
	5.74	29.12

Los datos anteriores corresponden a núcleos cortados de la formación Tamabra y analizados en el año de 1986.

La gráfica de los puntos anteriores se presenta en la figura III.4, junto con la recta ajustada en el Departamento de Ingeniería de Yacimientos. El valor obtenido, mediante el ajuste, para n es de 1.558.

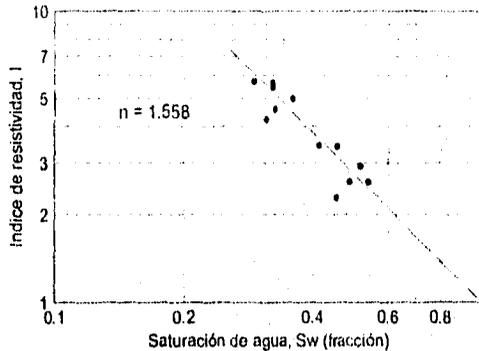


Figura III.4. Relación I vs S_w en núcleos de la formación Tamabra (pozo Poza Rica 391)

III.2 MEDIANTE EL ANALISIS DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZOS

Los parámetros a , m y n pueden determinarse, siguiendo un procedimiento muy similar al método convencional, mediante la interpretación de registros geofísicos de pozos. En tal caso, la información necesaria para su determinación es obtenida de diversos registros corridos en las formaciones de interés. De dichos registros se deben determinar valores como la resistividad verdadera de la formación, R_t , resistividad del agua de formación, R_w , resistividad de la roca saturada 100% con agua, R_o , así como también información acerca de la porosidad, ϕ , y saturación de agua de la formación, S_w .

Con estos fines se han desarrollado diversas herramientas de registros, así como también diferentes técnicas de interpretación de las corridas realizadas. Concretamente, los registros de resistividad han sido empleados durante mucho tiempo para determinar valores útiles en el

cálculo de saturaciones de agua e hidrocarburos y en la determinación de los valores del factor de formación y el índice de resistividad. Gran importancia se le ha dado a la determinación del valor de R_i , debido a su relación con la saturación de hidrocarburos en la región no alterada por efectos del lodo de perforación, y al valor de resistividad de la zona lavada por el filtrado de lodo, R_{so} , debido a la importancia que tiene en el cálculo de F y en la determinación de la movilidad de los hidrocarburos.

El registro de Potencial Espontáneo (SP) ha sido empleado para determinar el valor de R_w , además de otros usos de mucha utilidad. Este tipo de registros miden las corrientes eléctricas que se origina al interactuar el lodo de perforación con el agua presente en las formaciones. Aunque siempre es preferible la determinación del valor de R_w de una muestra de agua producida, en muchos casos se puede obtener un valor razonablemente bueno a partir de la curva de SP , registrada en formaciones limpias.

Para determinar el valor de R_w a partir de un registro de SP se utiliza la expresión III.5:

$$SSP = -K \log \frac{R_{mfe}}{R_{we}}, \quad (III.5)$$

donde:

SSP = potencial espontáneo estático (es la lectura de la deflexión de la curva SP frente a una formación limpia, de gran espesor y con $S_w = 100\%$)

K = coeficiente de proporcionalidad dependiente de la temperatura, (*adim.*)

R_{mfe} = resistividad equivalente del filtrado del lodo, (*ohm-m*)

R_{we} = resistividad equivalente del agua de formación, (*ohm-m*)

El valor de SSP se determina de la curva SP y es la deflexión medida desde la línea base de lutitas en la zona de interés, el valor de K se obtiene mediante las expresiones:

$$K = 61 + 0.133T_F \quad (III.6)$$

$$K = 65 + 0.24T_C \quad (III.7)$$

Con los datos del registro y el uso de cartas de corrección se determina el valor verdadero de R_w a partir del valor equivalente R_{we} .

El valor de R_w también puede obtenerse a partir de registros de resistividad corridos en formaciones limpias saturadas 100% con agua, y puede ser usado en formaciones con presencia de hidrocarburos cuando se tienen características similares entre ambas formaciones y el agua presente.

Además de los valores de resistividad, también se requiere tener información acerca de los valores de porosidad para poder determinar los parámetros petrofísicos de resistividad. La porosidad de una formación puede obtenerse a partir de registros geofísicos como el Registro Sónico, el Registro de Densidad o el Registro Neutrón. La respuesta de todas estas herramientas ante una formación se ve afectada por la porosidad, el contenido de fluidos y la matriz de la formación. Se han desarrollado técnicas especiales para distinguir los efectos debidos a los fluidos contenidos en la formación y el efecto que tiene la matriz de la roca, de modo que la respuesta de estas herramientas se puede relacionar con el valor de la porosidad.

Los valores de resistividad necesarios se obtienen empleando herramientas de registros eléctricos, las cuales han tenido un desarrollo muy importante. Se pueden emplear registros eléctricos convencionales, de inducción, registros enfocados, de microresistividad y, más recientemente, los que se pueden usar en pozos entubados, etc.

La información acerca de la saturación de fluidos se obtiene generalmente combinando lecturas de registros eléctricos y de porosidad. Para tal efecto se han desarrollado una gran cantidad de métodos, por ejemplo, el de Superposición Logarítmica, Curvas de Resistividad contra Porosidad, Método de Zona Lavada, Método de Zona Invadida, etc.⁴

III.3 CORRELACIONES EXPERIMENTALES

A partir de información de registros geofísicos e información proveniente de análisis de muestras de núcleos en laboratorio, se han establecido correlaciones experimentales para obtener valores de los parámetros a , m y n . Por ejemplo, Glanville⁵ propuso una técnica de interpretación de registros para evaluar las propiedades de capas delgadas de arenas productoras de aceite con valores bajos de resistividad.

raramente encontradas, las cuales son a menudo identificadas como saturadas 100% con agua cuando se analizan mediante técnicas convencionales.

El método propuesto por Glanville se deriva de la interpretación de registros geofísicos e información de análisis de núcleos y, para su utilización, sólo requiere de un registro eléctrico de inducción y uno de densidad con una curva de rayos gamma, combinado con una serie de correlaciones propuestas por el.

Una de las partes fundamentales del método es el cálculo de la saturación de agua, la cual se realiza aplicando la ecuación de Archie

$$S_w^n = \frac{R_o}{R_t} = \frac{FR_o}{R_t} \quad (III.8)$$

Para aplicar la ecuación anterior, se obtienen los valores de resistividad del registro eléctrico, mientras que para obtener el valor de n propone la expresión

$$n = 3.42\phi_e + 0.729 \quad (III.9)$$

La técnica propuesta por Glanville implica también la determinación del valor del factor de formación para la zona de interés. Esta determinación se realiza mediante la utilización de una gráfica, la cual se reproduce en la figura III.5

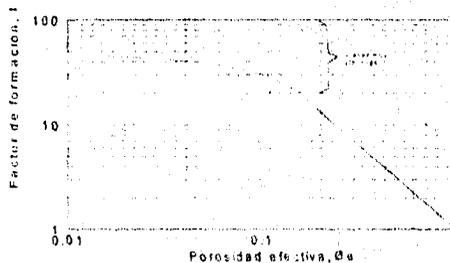


Figura III.5. Correlación para obtener el valor de F a partir del valor de porosidad efectiva obtenido del registro de densidad

* Figura tomada de Glanville, C.R. "Log Interpretation of Thinly-Bedded, Oil-Productive Sands With Unusually Log Resistivities". Transcript from 11th Annual Logging Symposium, Society of Professional Well Log Analysts, 1970. Pág. 26.

En la gráfica anterior el factor de formación se puede obtener aplicando la siguiente relación:

Para valores de $\varnothing_e > 19\%$:

$$F = \varnothing_e^{-1.61} \quad (\text{III.10})$$

Para valores de $\varnothing_e < 19\%$

$$F = 47.6 - 173.6\varnothing_e \quad (\text{III.11})$$

Aunque la determinación del valor del exponente de cementación, m , y del factor geométrico, a , no se incluye, se puede realizar directamente de la curva. Para valores de porosidad efectiva en el rango de $0.13 \leq \varnothing_e \leq 0.19$ aproximadamente, el valor de m es constante e igual a 1.61; mientras que a también permanece constante con un valor de 1.

Para observar el comportamiento de a y m se preparó la figura III.6, en la cual se trazaron tangentes a la curva de la figura III.5 y se obtuvo la ecuación correspondiente a cada una de ellas.

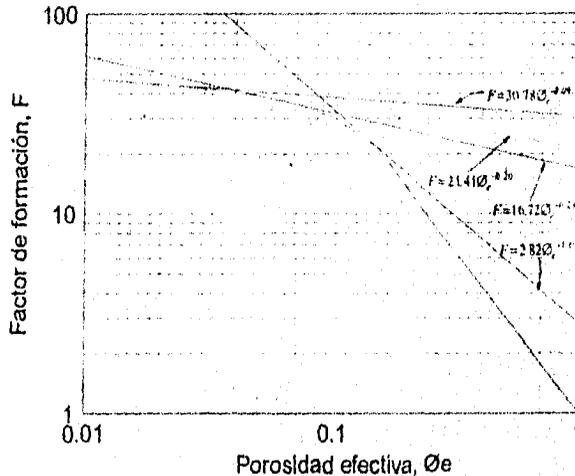


Figura III.6. Variación en los valores de a y m para valores de porosidad menores a 19%

Las figuras III.7 y III.8 presentan correlaciones gráficas para obtener los valores de a y m a partir del valor de porosidad efectiva obtenida del registro de densidad.

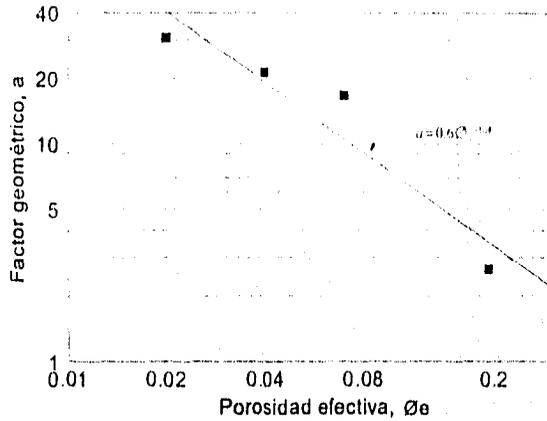


Figura III.7. Correlación para obtener a a partir del valor de \varnothing_e .

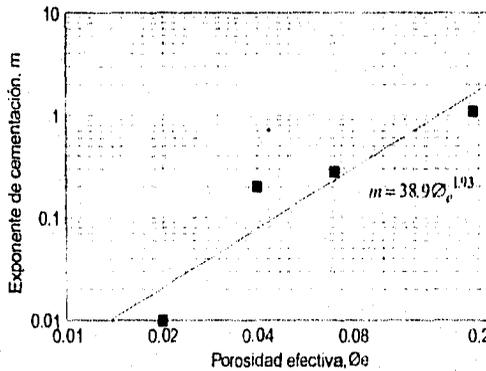


Figura III.8. Correlación para obtener m a partir del valor de \varnothing_e .

Como la correlación anterior se han establecido algunas otras, las cuales fueron desarrolladas para campos específicos, pero que podrían ser utilizadas en otros campos similares haciendo uso de factores de corrección

adecuados. Un ejemplo más es la correlación gráfica propuesta por Traugott⁶, la cual fue desarrollada para el campo Cato de la formación San Andrés en Nuevo México. Este campo produce hidrocarburos de una dolomita situada entre una capa de anhidrita masiva y capas de calizas. La correlación de Traugott se reproduce en la figura III.9.

Para obtener el valor de m de la figura III.9 se entra con el valor de porosidad del registro sónico de porosidad (SNP) y se traza paralela al eje de las abscisas, de manera que pase por dicho valor, posteriormente se determina la separación entre la curva de tiempo de tránsito y la de porosidad (esta separación se mide en divisiones de registro). Con este valor se entra por el eje horizontal. El valor de m se obtiene en el punto donde se intersectan ambas líneas. (ver figura III.9).

Otro ejemplo de este tipo de correlaciones es la ecuación III.10, la cual fue desarrollada para su aplicación en el campo de la Bahía Prudhoe en Alaska⁷.

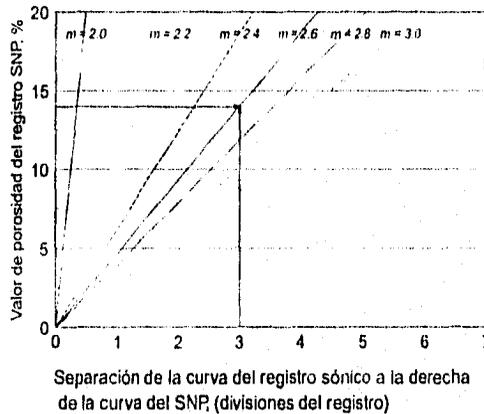


Figura III.9. Valor del exponente de cementación, m , en función de la lectura del registro Neutrón SNP y la separación entre las curvas SNP y Tiempo de Tránsito

⁷ Figura tomada de McCoy, D.D. and Grieves, W.A. "Use of Resistivity Logs to Calculate Water Saturation in the Prudhoe Bay Field". Trans. of SPE 69 th. Annual Technical Conference, New Orleans, LA. September 1994. Pág.7.

$$n = \frac{\log \left(\frac{R_0}{R_1 (1 - m)} \right)}{\log S_w} \quad (\text{III.12})$$

En la ecuación anterior los valores de R_0 y S_w se determinan mediante mediciones en núcleos, mientras que R_1 se determina de un registro de inducción. Los valores de resistividad deben ser corregidos a una temperatura de 23° C y S_w corregida por efectos de presión.

Correlaciones como las anteriores presentan el inconveniente de ser aplicables sólo a campos que sean muy similares a aquellos para los cuales fueron desarrolladas, por lo que para su utilización se requiere de un estudio comparativo de los factores que afectan el comportamiento de flujo de corriente eléctrica en la roca.

Otros investigadores han tratado de establecer correlaciones más generales, empleando un gran número de muestras de núcleos o información de registros geofísicos, de diferentes orígenes estratigráficos, las cuales presentan diferentes características de permeabilidad, porosidad, tortuosidad, etc. Muchas de estas correlaciones han sido obtenidas mediante tratamientos estadísticos a grandes cantidades de datos disponibles en la literatura y con el auxilio de programas de cómputo.

Un ejemplo de este tipo de correlaciones es la expresión de Raiga-Clemenceau⁸, que relaciona el exponente de cementación, m , con la permeabilidad, ecuación III.13.

$$m = 1.28 + \frac{2}{\log k + 2}, \quad (\text{III.13})$$

donde k es el valor de la permeabilidad en milidarcsies y se asume un valor de $a = 1$.

La ecuación anterior ha sido probada y da buenos resultados en formaciones granulares.

Sethi⁹ propuso una correlación para determinar el valor de m , como resultado de un desarrollo teórico que involucra las ecuaciones de Humble y de Archie.

La correlación de Sethi es:

$$m = 2.05 - \emptyset \quad (\text{III.14})$$

Ecuación que es aplicable a formaciones de tipo granular, lo cual fue comprobado por el mismo investigador haciendo determinaciones del factor de formación, empleando los datos con los que fue desarrollada la ecuación de Humble.

Sethi propone la relación representada en la ecuación III.15, para ser empleada en formaciones granulares limpias, pero aclara que su uso es recomendable en casos en que no se tenga un buen grado de conocimiento acerca de los parámetros que permitan establecer una correlación especial para tal efecto.

$$F = \emptyset^{(0-2.05)} \quad (\text{III.15})$$

Gómez Rivero y colaboradores¹⁰ desarrollaron un método de análisis de registros de pozos de campos mexicanos, el cual incluye la determinación de los parámetros a y m .

Mediante el estudio de una gran cantidad de datos de análisis a rocas de México y el extranjero se encontró la expresión experimental:

$$m_H = A - B \log a \quad (\text{III.16})$$

En la ecuación anterior m_H y a son parámetros de la ecuación:

$$F = \frac{a}{\emptyset^{m_H}} \quad (\text{III.17})$$

La ecuación anterior se diferencia de la ecuación de Archie, (ecuación III.18), en el exponente al cual esta elevado el valor de la porosidad, de modo que un mismo valor de exponente de cementación daría valores distintos de F si se aplica la ecuación III.17 que si se aplica la ecuación III.18, a menos de que se conozca el valor de a .

$$F = \frac{1}{\emptyset^m} \quad (\text{III.18})$$

En realidad, m_H es el exponente de cementación en las expresiones del tipo de Humble, (ecuación III.1).

Para encontrar la relación entre m_H y m se igualaron las ecuaciones III.17 y III.18 para llegar a la ecuación siguiente:

$$m = \left(\frac{m_H \log \phi - \log a}{\log \phi} \right) \quad (\text{III.19})$$

Por otra parte, despejando m_H de la ecuación III.17 y sustituyendo su valor en III.16, se obtiene:

$$\log a = \frac{A \log \phi + \log F}{1 + B \log \phi} \quad (\text{III.20})$$

Las expresiones III.16 y la III.20 permiten determinar los valores de a y m_H usando solamente valores de porosidad obtenidos de registros de pozos.

Los valores de las constantes A y B incluidas en dichas ecuaciones fueron obtenidos por medios estadísticos y son los siguientes:

TIPO DE ROCA	A	B
Arenas	1.79	1.29
Carbonatos	1.99	0.87

Otra expresión para determinar el valor de m fue propuesta por Aguilera¹¹, la cual es aplicable a yacimientos naturalmente fracturados:

$$m = - \frac{\log \left[\frac{1}{v\phi - (1-v)/\phi_b^{-m_b}} \right]}{\log \phi}, \quad (\text{III.21})$$

donde:

m = exponente de cementación

m_b = exponente de cementación de la matriz

ϕ_b = porosidad de la matriz, (fracción).

v = coeficiente de partición (fracción de la porosidad total que corresponde a fracturas)

Entre las técnicas más nuevas para obtener los parámetros petrofísicos de resistividad se encuentra el método *CAPE* (Core Archie-parameters Estimation), desarrollado por Maute, Lyle y Sprunt¹². Este método determina los mejores valores de a , m y n , minimizando el error en el cálculo de la saturación de agua. El error, ϵ , está dado por:

$$\epsilon = \sum_j \sum_i \left[S_{wij} - \left(\frac{a}{\phi_j^m} \frac{R_{wj}}{R_{ij}} \right)^n \right]^2 \quad (III.22)$$

donde:

j = número de núcleo.

i = número de medición en cada núcleo j .

S_{wij} = i -ésima medición de saturación de agua en el núcleo (*fracción*)

R_{ij} = i -ésima medición de resistividad en el núcleo j , (Ω -m)

R_{wj} = resistividad del agua que satura el núcleo j , (Ω -m)

ϕ_j = porosidad del núcleo j , (*fracción*)

Los valores óptimos de a , m y n se obtienen resolviendo el sistema de ecuaciones simultáneas:

$$\begin{aligned} \frac{\partial \epsilon}{\partial a} &= 0 \\ \frac{\partial \epsilon}{\partial m} &= 0 \\ \frac{\partial \epsilon}{\partial n} &= 0 \end{aligned} \quad (III.23)$$

El método *CAPE* utiliza mediciones de resistividad en núcleos con S_w menor 100% en la determinación de a y m , los cuales son usados también en la determinación de n .

En 1994 Ma *et al*¹³ propusieron una correlación para obtener el valor de m a partir de datos de mediciones de presión capilar, los datos obtenidos de experimentos de inyección de mercurio en núcleos y que son necesarios en la determinación de m , son: la porosidad, ϕ , el factor de estructura de poro, G , y el valor de la presión mínima para que el mercurio entre en los

poros de la roca, (*presión de umbral*), P_e , el exponente de cementación es obtenido aplicando la ecuación:

$$m = \log \left(\frac{4.07(P_e^{0.476} \phi^{1.524})}{\log \phi} \right) - \frac{3.048 G}{\log \phi}, \quad (III.24)$$

donde:

P_e en (psi)
 ϕ (fracción)
 G (adim.)

Aplicando la ecuación anterior, los autores obtuvieron valores de m razonablemente cercanos a los reportados en la literatura.

III.4. CORRELACIONES TEORICAS

Otras correlaciones para obtener los valores de a , m y n han sido desarrolladas con base en suposiciones teóricas y el empleo de las ecuaciones originales de Archie.

En 1950, Wyllie y Rose¹⁴ publicaron un trabajo en el cual hacen un estudio de algunas consideraciones teóricas que se deben tomar en cuenta en la interpretación cualitativa de registros eléctricos. En dicho trabajo se propone una correlación teórica para la determinación de m , (ecuación III.25).

$$m = \frac{\ln \phi}{\ln \phi} = T^{0.5}, \quad (III.25)$$

donde T = tortuosidad del medio poroso, (adim.).

Mientras que para obtener el exponente de saturación la ecuación propuesta es:

$$n = \frac{(\ln S_w^2)(T/T_v)}{\ln S_w^2} = \frac{T}{T_v}, \quad (III.26)$$

donde T_e es el valor de la tortuosidad que tendría el medio poroso analizado, si sólo estuviera saturado con agua.

Adicionalmente, se presenta otra expresión (ecuación III.27) entre la porosidad y el factor de formación:

$$F_f = \frac{NT}{\phi^2} \quad (\text{III.27})$$

En la cual N es igual al número de poros en cualquier área transversal al flujo de un fluido en el medio poroso, F_f es el factor de formación para flujo de un fluido.

De la ecuación anterior puede derivarse teóricamente una expresión para determinar el valor de a , ya que las ecuaciones III.25 y III.26 fueron desarrolladas suponiendo que el flujo de corriente eléctrica en un medio poroso es muy similar al flujo de fluidos en el mismo medio.

$$a = NT \quad (\text{III.28})$$

No obstante que Wylie y Rose comprobaron la validez de sus expresiones con datos de laboratorio, las investigaciones más recientes indican que el flujo de corriente eléctrica en un medio poroso presenta características diferentes al flujo de fluidos en el mismo¹⁵.

Kwon y Pickett¹⁶, presentaron una correlación para calcular m , la cual fue introducida en un trabajo donde proponen un modelo idealizado de medio poroso, basado en una red de conductos porosos como los mostrados en la figura III.10

Las formas seleccionadas para representar los poros y conductos están basadas en la inspección de microfotografías de areniscas.

Asumiendo una relación entre el factor de formación y la porosidad, del tipo $F = \phi^m$, proponen la siguiente expresión para obtener m :

$$-m = \frac{\log(R_i / R_f)}{\log(\phi_i / \phi_f)} \quad (\text{III.29})$$

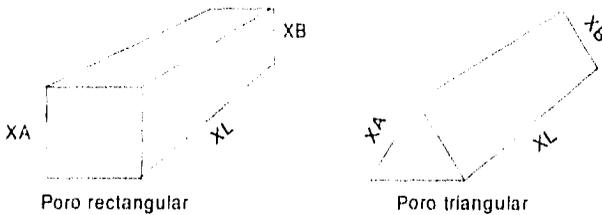


Figura III.10. Conductos porosos, según el modelo de Kwon y Pickett¹

En la cual R_i , R_j son los valores de resistividad para una $S_w = 100\%$, ($R_w = \text{constante}$), para un valor de porosidad ϕ_i , ϕ_j respectivamente. En la determinación de m solo se requieren valores "relativos" de porosidad, los cuales son representados por (ϕ_i / ϕ_j) , y las correspondientes resistividades relativas (R_i / R_j).

Variando las condiciones de porosidad relativa, Kwon y Pickett obtuvieron la relación representada en la ecuación III.30, la cual resultó independiente de la distribución del tamaño de los poros usados.

$$F = \phi^{-3} \quad (\text{III.30})$$

Los autores comentan que, aunque la forma de la relación anterior es comúnmente encontrada en la práctica, el valor de $m = 3$ les parece grande para el modelo utilizado y recomiendan investigación adicional para dicho modelo propuesto.

Por otra parte, Pérez-Rosales¹⁵, partiendo de la idea de que sólo una parte de la porosidad total contribuye a la conducción de corriente eléctrica, ϕ_f , mientras que la parte restante, ϕ_s , corresponde a regiones que no participan en la conducción, establece la relación:

$$\phi_f = \phi^m, \quad (\text{III.31})$$

donde:

ϕ_f = porosidad de flujo

ϕ = porosidad total ($\phi = \phi_f + \phi_s$)

m = exponente de cementación

¹ Figura tomada de Kwon, B.S. and Pickett, G.R. "A New Pore Structure Model and Pore Structure Relationships". Transcript from 11th Annual Logging Symposium, Society of Professional Well Log Analysts, 1970, pp. P1-P14.

De la ecuación anterior:

$$\log \varnothing_f = \log(\varnothing^m)$$
$$\log \varnothing_f = m \log \varnothing$$

y finalmente:

$$m = \frac{\log \varnothing_f}{\log \varnothing} \quad (\text{III.32})$$

Teóricamente el valor de m se puede obtener de la expresión anterior; el problema radica en la forma de obtener el valor de la porosidad de flujo.

REFERENCIAS

1. Archie, G. E. "The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics". Transaction A.I.M.E. Vol. 146, pp 54-56 1942.
2. Winsauer, W.O., Shearing, H.M., Masson, P.H. and Williams, M. "Resistivity of Brine-Saturated Sands in Relation to Pore Geometry". Bull. AAPG (1952) Vol. 36 No.2 pp.253-277.
3. Waxman, M.H. and Smits, L.J.M. "Electrical Conductivities in Oil-Bearing Shaly Sands". Soc. Pet. Eng. J. (June 1968) pp 107-122; Trans. AIME, 243.
4. Schlumberger "Principios/ Aplicaciones de la Interpretación de Registros". Schlumberger Educational Services. México D.F. 1989.
5. Glanville, C.R. "Log Interpretation of Thinly-Bedded, Oil-Productive Sands With Unusually Log Resistivities". Transcript from 11th Annual Logging Symposium, Society of Professional Well Log Analysts, 1970, pp. M1-M28.
6. Traugott, M.O. "Log Evaluation of a Heterogeneous Carbonate Reservoir Cato San Andres Field". Transcript from 11th Annual Logging Symposium, Society of Professional Well Log Analysts, 1970.
7. McCoy, D.D. and Grieves, W.A. "Use of Resistivity Logs to Calculate Water Saturation in the Prudhoe Bay Field". Trans. of SPE 69 th. Annual Technical Conference. New Orleans, LA. September 1994.
8. Raiga-Clemenceau, J. "The Cementation Exponent in the Factor-Porosity Relation: The Effect of Permeability". Trans. of 18th Annual Logging Symposium of SPWLA. 1977.
9. Sethi, D.K. "Some Considerations About the Formation Resistivity Factor-Porosity Relationships." Transcript from 20 th Annual Logging Symposium, Society of Profesional Well Log Analysts, 1979, pp. L1-L12
10. Gómez Rivero, O. y Mera Barrera, O. "Aplicación de un Nuevo Método de Análisis de Registros de Pozos en el Sureste de México." Ingeniería Petrolera. Vol. XXVIII. No. 9. Septiembre 1987, pag. 42-57.
11. Aguilera, R. "The Uncertainty of Evaluating Original Oil-In-Place in Naturally Fractured Reservoirs" Transactions of 19th Annual Logging Symposium. SPWLA 1978.
12. Maute, R. E., Lyle, W. D. and Sprunt, E. S. "Improved Data-Analysis Method Determines Archie Parameters From Core Data". Journal of Petroleum Technology, January 1992, pp 103-107.
13. Ma, S., Monrow, N.R. and Zhang, X. "Determination of Archie Cementation Exponent From Capillary Pressure Measurements".

- Presented in the International Symposium on Well-Logging Technology. Xian, China. Mayo 17-20 1994. pp82-103.
14. Wyllie, M.R.J. and Rose, W.D. "Some Theoretical Considerations to the Quantitative Evaluation of the Physical Characteristics of Reservoir Rock From Electrical Log Data". Transaction of A.I.M.E. vol 189, 1950. Pp. 105-118.
 15. Pérez-Rosales, C. "Teoría Sobre la Relación Entre Factor de Resistividad y Porosidad". Revista del I.M.P. Vol. XV, No. 4, Octubre 1983.
 16. Kwon, B.S. and Pickett, G.R. "A New Pore Structure Model and Pore Structure Relationships". Transcrip from 11th Annual Logging Symposium, Society of Professional Well Log Analysts, 1970, pp. P1-P14.

BIBLIOGRAFIA

1. Gómez Rivero, O. "Correlación Estadística del Exponente de Cementación Como Una Ayuda en la Interpretación de Registros de Pozos". Ingeniería Petrolera, Vol. X, No. 7, Julio 1970.
2. Gómez Rivero, O. "Metodo Para Determinar el Exponente de Cementación y el Factor de Tortuosidad. Su Aplicación a la Solución de Problemas Prácticos de Interpretación de Registros de Pozos", Ingeniería Petrolera, Vol. XIV, No. 5, Mayo 1974.
3. Keller, G.V. "Effect of Wettability on the Electrical Resistivity of Sand". The Oil and Gas Journal. January 5, 1953, pp. 62-65.
4. Martínez Velazquez, H. y Viro Jose, E. "Estudio del Exponente m en la Predicción del Contenido de Fluidos". Ingeniería Petrolera, Vol. XXX, No. 7, Julio 1990.
5. Mendoza Romero y Pérez-Rosales "New Relationship Between Formation Resistivity Factor And Primary and Secondary Porosities". SPWLA 26th Annual Loggins Symposium, June 1985.
6. Moore, E.J. "Laboratory Analysis of the Electrical Logging Parameters of the Weir San." Producers Monthly. July, 1956. pp 35-41
7. Moore, J. "Laboratory-Determined Electric Logging Parameters of the Bradford Third Sand". Producers Monthly, March, 1958, pp. 30-39.
8. Porter, C.R. and Carothers, J.E. "Formation Factor-Porosity Relation Derived From Well Log Data". Transcrip from 11th Annual Logging Symposium, Society of Professional Well Log Analysts, 1970, pp. A1-A18.
9. Timur, Hempkins and Worthington. "Porosity and Pressure Dependence of Formation Resistivity Factor for Sandstones". Preprint of the 4th. Formation evaluation Simposium of The Canadian Well Logging society. Calgary, May 1972
10. Wright, T.R. and Pirson, S.J. "Porosity-Profile Determination From Electric Logs". Bull. AAPG (1952) Vol.36, No.2 pp. 299-311.
11. Wyllie, M.R.J. and Gregory, A.R. "Formation Factors of Unconsolidated Porus Media: Influence of Particle Shape and Effect of Cementation". Trans. A.I.M.E. (1953) Vol. 198. pp.103-110.
12. Zanier, A.M. and Overton, H.L. "Use of Acoustic Logging Technique for Determination of Intergrain Cementation Properties". Transcrip from 11th Annual Logging Symposium, Society of Professional Well Log Analysts, 1970, pp. K1-K11.

CAPITULO IV

VALORES DE a , m Y n Y SU RELACION CON LOS TIPOS DE ROCA

En muchas ocasiones se ha hecho uso indiscriminado de valores de los parámetros a , m y n obtenidos empíricamente bajo condiciones específicas, los cuales han sido aplicados en yacimientos que poseen características diferentes a aquellos para los que fueron obtenidos. Tal es el caso de los valores propuestos por Archle y de los considerados en la ecuación de Humble para el cálculo del factor de formación o bien la utilización del valor de $n = 2$ para cualquier roca mojada por agua.

Por otra parte, los estudios experimentales han arrojado como resultado gran cantidad de valores diferentes para cada uno de estos parámetros y, en general, la utilización de uno u otro valor conduce a interpretaciones diferentes, las cuales pueden ser confusas o incluso erróneas. De ahí que el Ingeniero de Yacimientos o aquel que interprete registros geofísicos de pozos tenga que decidir cuáles de estos valores son los adecuados para cada caso.

En situaciones donde se cuente con muestras de núcleos de la zona de interés, siempre es recomendable la determinación de los valores de a , m y n en laboratorio, pero si ésto no es posible, entonces se deben elegir entre los valores establecidos en la literatura, aquellos que hayan sido obtenidos bajo condiciones lo más similares posibles.

En este capítulo se presentan valores de a , m y n obtenidos de una investigación bibliográfica, la cual incluye los tipos de roca de mayor importancia en Ingeniería de Yacimientos.

Como se mencionó en el Capítulo II, el valor de los parámetros a y m dependen muy estrechamente de las características del espacio poroso presente en las rocas, mientras que el valor de n depende grandemente de la distribución de los fluidos en el medio poroso.

Las rocas de interés en la Ingeniería de Yacimientos se pueden dividir en dos grupos principales: areniscas y carbonatos. Estos grupos de rocas sedimentarias se diferencian, entre otros aspectos, por las características que presentan sus estructuras porosas. En el punto II.4 de este trabajo se habla de las diferencias en el tipo de sistema poroso, mientras que el punto II.8 se trata el efecto que tiene la mojabilidad y, en consecuencia, la distribución de los fluidos sobre n . Los efectos producidos por cambios en la mojabilidad sobre el exponente de saturación son similares para las areniscas y carbonatos, existiendo algunas diferencias debido al carácter homogéneo de las primeras¹.

A continuación se reportan los valores del factor geométrico, a , el exponente de cementación, m , y el exponente de saturación, n , de un estudio en cerca de 100 fuentes de información, las cuales incluyen diferentes rocas.

IV.1 ARENAS Y ARENISCAS

Los sedimentos clásticos o detriticos, cuyo tamaño está comprendido entre 1/16 mm y 4 mm son denominados como *arenas*. Estos sedimentos se componen básicamente de granos de cuarzo y feldespatos, pero pueden contener otro tipo de minerales resistentes. Cuando estos granos se litifican dan lugar a las *areniscas*.

En cuerpos de arenas se han identificado un rango de variación del factor geométrico, a , que va de un valor mínimo de 0.35^2 a un máximo de 16.5^3 , la variación para m es de 0.44^2 a 3.00^4 y para n de 1.15^3 a 11.7^5 .

Dentro del grupo de las arenas son comúnmente citadas las arenas limpias, que son aquellas que no presentan ningún contenido de arcillas. El valor de a para éstas se encuentra generalmente entre 0.87 y 2.07, mientras que el exponente n varía entre 1.43 y 11.7.

Para las arenas arcillosas se tiene variación en el valor de estos parámetros. A medida que aumenta el contenido de arcilla el valor de m disminuye, mientras que a aumenta. El valor de n no es fuertemente influenciado por la presencia de arcillas, en cambio sí lo es por los cambios en la mojabilidad, alcanzando valores máximos las arenas mojadas por aceite y aquellas con saturaciones de agua muy bajas.

Los valores más bajos de m , generalmente son para aquellas arenas que son muy poco consolidadas, y el valor aumenta conforme avanza su estado de consolidación. Este aumento ha sido asociado con el incremento en la tortuosidad y constricción del sistema poroso.

Las areniscas presentan valores de a en el intervalo de $0.48 < a < 17.7$, para m , el intervalo de variación es de $0.66 < m < 2.15$ y para n de $1.13 < n < 5.19$.

Los valores más bajos de m en areniscas han sido asociados con presencia de fracturas⁶ y con aquellas areniscas formadas por partículas bien clasificadas y cuya forma tiende a ser esférica,

Los valores más altos de m , en areniscas, han sido detectados en rocas constituidas por partículas de tamaños variables y con alto contenido de materiales cementantes como silicatos y carbonatos. Estas condiciones provocan un aumento en la dificultad del flujo de la corriente eléctrica en el seno de la roca, y también una disminución en la porosidad de ésta. Además, también se han identificado valores altos de m , en areniscas cuyas partículas son muy angulosas o bien aquellas que contienen arcillas (ya que las partículas de arcilla son de forma bastante irregular); sin embargo, cantidades considerables de arcilla provocan una disminución en el valor de m debido al efecto de doble capa iónica, efecto que se acentúa cuando el agua saturante es muy resistiva.

El valor de n en areniscas arcillosas disminuye cuando la fase mojante es la conductora de electricidad y, generalmente, toma valores bastante cercanos a 2 (ver punto II.5). La variación de este parámetro es muy poca; sin embargo, los cambios en la mojabilidad en este tipo de rocas provocan fuertes aumentos en el valor de n .

IV.2 ROCAS CARBONATADAS

Las rocas carbonatadas generalmente son clasificadas en calizas y dolomías. Las calizas son rocas constituidas principalmente por carbonato de calcio, el cual se precipita en medios acuosos, o bien es producto de organismos que lo secretan o que están formados de calcio, como los corales.

Las dolomías son rocas formadas principalmente por el mineral llamado *dolomita*, el cual se compone de un carbonato doble de magnesio y calcio. Este tipo de roca se origina por el reemplazamiento de calcio por magnesio en la molécula de la roca, fenómeno conocido como *dolomitización*. La dolomitización provoca una disminución en el volumen de material sólido en la roca y, por consiguiente, un aumento en el espacio poroso de la misma.

Las rocas carbonatadas son particularmente importantes en México, ya que la mayor parte de la producción de hidrocarburos proviene de yacimientos localizados en ellas.

A pesar de que el carácter heterogéneo de los carbonatos limita aún más los intentos por establecer valores de los parámetros petrofísicos de resistividad para rocas particulares, se han reportado en la literatura intervalos de variación, donde generalmente se ubican éstos.

Para carbonatos con porosidad intercrystalina o intergranular el valor del exponente de cementación varía entre 1.8 y 2.0. Para rocas de granos muy finos, ferrosas, m varía entre 1.7 y 1.9. Para carbonatos de cualquier tipo con porosidad de disolución: $2.1 < m < 2.6$, el valor más bajo corresponde a rocas con cavidades pequeñas, mientras que su valor va aumentando con el tamaño de los vóculos. Valores mayores a 2.6 se han observado en carbonatos con estructura porosa del tipo oolítica, llegando incluso a valores de 3.0^7 .

Los valores de m antes citados son aplicables a carbonatos mojados por agua. En el caso de que las condiciones de mojabilidad varíen, el valor del exponente de cementación también cambiará. Las razones de tal cambio son las mismas que en el caso de rocas clásticas.

Los valores del factor geométrico, a , para carbonatos, encontrados en la literatura, parecen ser casi siempre cercanos y menores a 1, y su

variación, al igual que en las arenas y areniscas, está estrechamente ligado con el valor de m . Investigaciones recientes⁸ indican que el aumento en el contenido de cuarzo provoca una disminución en la permeabilidad en carbonatos ferrosos, acompañada de un ligero aumento en el valor de a y una pequeña disminución de m .

IV. 3 VALORES ESTABLECIDOS POR MEDIOS ESTADISTICOS

Debido a la amplia variación en el valor de los parámetros a , m y n algunos investigadores han propuesto valores de éstos para un tipo de roca en particular, los cuales han sido obtenidos mediante tratamientos estadísticos a grandes cantidades de datos de laboratorio. Estos valores han sido de mucha utilidad cuando no se cuenta con muestras de núcleos para su análisis, y son ampliamente aceptados por los analistas de registros geofísicos de pozos.

Timur *et al*⁹ propone los siguientes valores generales para areniscas: $a = 1.13$ y $m = 1.73$, valores que obtuvo de un análisis de la información de 1833 muestras de diferentes partes del mundo, las cuales cubrían un amplio rango en características y origen. Estos valores checan razonablemente bien con los propuestos por Mendoza Romero y Pérez Rosales¹⁰: $a = 1.033$ y $m = 1.732$.

Sethi¹¹ utiliza los siguientes valores:

	a	m
Arenas promedio	1.45	1.54
Arenas arcillosas	1.65	1.33
Arenas calcáreas	1.45	1.70
Carbonatos	0.85	2.14

Cabe mencionar que la utilización de estos valores sólo es recomendada cuando no se cuenta con los elementos necesarios para establecer los valores propios en cada caso particular.

Los valores de n más utilizados son el tradicional valor de 2 para cualquier tipo de roca mojada por agua y que contenga gran cantidad de fluido conductor, mientras que, si la saturación de agua en la roca se acerca

a la irreductible, el valor de n se considera mayor a 2, pudiéndose establecer su valor en un rango bastante amplio.

En la literatura consultada no se encontraron valores establecidos estadísticamente para n .

REFERENCIAS

1. Sweeney, S.A. and Jennings, H.Y. Jr. "The Electrical Resistivity of Preferentially Water-Wet and Preferentially Oil-Wet Carbonate Rock". *Producers Monthly* (May 1960).
2. Gómez Rivero, O. "Correlación Estadística del Exponente de Cementación Como Una Ayuda en la Interpretación de Registros de Pozos". *Ingeniería Petrolera*, Vol. X, No. 7, Julio 1970.
3. Glanville, C.R. "Log Interpretation of Thinly-Bedded, Oil-Productive Sands With Unusually Log Resistivities". Transcript from 11th Annual Logging Symposium, Society of Professional Well Log Analysts, 1970, pp. M1-M28.
4. Williams, M. "Estimation of Interstitial Water From The Electric Log". *Transaction of A.I.M.E.* vol 189, 1950. Pp. 295-308.
5. Keller, G.V. "Effect of Wettability on the Electrical Resistivity of Sand". *The Oil and Gas Journal*. January 5, 1953, pp. 62-65.
6. Gómez Rivero, O. "The $F-\phi$ -m Cross Plot — A New Approach for Detecting Natural Fractures in Complex Reservoir Rocks by Well Log Analysis." " *Transactions of 19th Annual Logging Symposium. SPWLA 1978*
7. Chombart, L.G. "Well Log in Carbonate Reservoirs". *Geophysics*, vol. XXV, No. 4 (August, 1960), pp. 779-853.
8. Spinler E.A. and Hedges, J.H. "Variations in the Electrical Behavior of The Ekofisk Field in The North Sea". *Proceedings, Paper 9516. International Symposium of The Society of Core Analysts. SPWLA. San Francisco, California. September, 1995.*
9. Timur, Hempkins and Worthington. "Porosity and Pressure Dependence of Formation Resistivity Factor for Sandstones". Preprint of the 4th. Formation evaluation Symposium of The Canadian Well Logging society. Calgary, May 1972.
10. Mendoza Romero y Pérez-Rosales "New Relationship Between Formation Resistivity Factor And Primary and Secondary Porosities" *SPWLA 26th Annual Logging Symposium, June 1985*
11. Sethi, D.K. "Some Considerations About the Formation Resistivity Factor-Porosity Relationships." Transcript from 20 th Annual Logging Symposium, Society of Profesional Well Log Analysts, 1979, pp. L1-112.

BIBLIOGRAFIA

1. Aguilera, R. "The Uncertainty of Evaluating Original Oil-In-Place in Naturally Fractured Reservoirs" Transactions of 19th Annual Logging Symposium. SPWLA 1978.
2. Amyx, Bass and Whiting. "Petroleum Reservoir Engineering" Ed. Mc.Graw-Hill. USA. 1960.
3. Anderson, G. "Coring and Core Analysis. Handbook". Pennwell Books. Pennwell Publishing Company. Tulsa Oklahoma. 1975.
4. Anderson, W.G. "Wettability Literature Survey —Part 3: The Effects of Wettability on the Electrical Properties of Porous Media". Journal of Petroleum Technology, December 1986, pp 1371-1378.
5. Archie, G. E. "The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics". Transaction A.I.M.E. Vol. 146, pp 54-56 . 1942.
6. Archie, G.E. "Classification of Carbonate Reservoir Rocks and Petrophysical Considerations". Bull. of the A.A. P.G. vol36, No. 2, (February, 1952), pp. 278-298.
7. Arps, J.J. "The Effect of Temperature on the Density and Electrical Resistivity of Sodium Chloride Solutions". Trans. A.I.M.E. (1953) Vol. 198. pp.327-330.
8. Asquith, G.B. "Basic Well Log Analysis for Geologists" Penwell Publishing Company. Tulsa, Oklahoma. U.S.A.
9. Asquith, G.B. "Log Analysis By Microcomputer". Penwell Publishing Company. Tulsa, Oklahoma. U.S.A. 1980.
10. Asquith, G.B. "Log Evaluation of Shaly Sandstones: A Practical Guide". Penwell Publishing Company. Tulsa, Oklahoma. U.S.A.
11. Atkins, E.R. Jr. And Smith, G.H. "The Significance of Particle Shape In Formation Resistivity Factor-Porosity Relationships". Transaction of S.P.E. of A.I.M.E. vol 222, 1961. Pp. 285-291.
12. Bradley, H.B. "Petroleum Engineering Handbook". Society of Petroleum Engineers. U.S.A. 1987.
13. Chang, R. "Química". 4ª edición. McGraw-Hill. México 1992.
14. Chesnut, D.A. and Cox, D.O. " Log Analysis in a Rocky Mountain Heavy Oil Reservoir." " Transactions of 19th Annual Logging Symposium. SPWLA 1978.
15. Collins, A.G. "Geochemistry of Oilfield Waters" Developments in Petroleum Science, 15A. Elsevier Science Publisher B.V. New York U.S.A. 1984.
16. Cranmer, J.L. Jr. "Basic Reservoir Engineering Manual". Pennwell Books. Pennwell Publishing Company. Tulsa Oklahoma. 1982.

17. de Witte, L. "Relations Between Resistivities and Fluid Contents of Porous Rock". Oil and Gas Journal, Aug. 24, 1950.
18. Dewan, J.T. "Essentials of Modern Open-Hole Log Interpretation". Penwell Publishing Company. Tulsa, Oklahoma. U.S.A. 1983.
19. Dobrynin, V.M. "Effect of Overburden Pressure on Some Properties of Sandstones." Society of Petroleum Engineers. Journal. December 1962. pp 360-366.
20. Dolka, M.E. "Effect of Temperature on Formation Resistivity of Some Saudi Reservoir Rocks". Preprint SPE 9617. 1981.
21. Dunlap, H.F., Bilhartz, H.L., Shuler, E. and Bailey, C.R. "The Relation Between Electrical Resistivity and Brine Saturation in reservoir Rocks". Trans. of A.I.M.E. 1949.
22. Evers, J.F. and Iyer, B.G. "Quantification of Surface Conductivity in Clean Sandstones". Transcrip from 16th Annual Logging Symposium, Society of Professional Well Log Analysts, 1975, pp. L1-L11.
23. Fatt, I. "Effect of Overburden and Reservoir Pressure on Electric Logging Formation Factor". Bulletin of The American Association of Petroleum Geologist, Vol. 41, No. 11, Nov. 1957, pp 2456- 2466.
24. Frick, T.C. "Petroleum Production Handbook". Vol.II. Reservoir Engineering. Society of Petroleum Engineers of A.I.M.E. U.S.A. 1962.
25. Garaicochea, F. y Samaniego, F. "Tenas Selectos Sobre la Caracterización y la Explotación de Yacimientos Carbonatados". Colegio de Ingenieros Petroleros de México A.C. México, 1988.
26. Gómez Rivero, O. "Metodo Para Determinar el Exponente de Cementación y el Factor de Tortuosidad. Su Aplicación a la Solución de Problemas Prácticos de Interpretación de Registros de Pozos", Ingeniería Petrolera, Vol. XIV, No. 5, Mayo 1974.
27. Gómez Rivero, O. y Mera Barrera, O. "Aplicación de un Nuevo Método de Análisis de Registros de Pozos en el Sureste de México." Ingeniería Petrolera. Vol. XXVIII. No. 9. Septiembre 1987. pag. 42-57
28. Hausenblas, M. "Stress Dependence of the Cementation Exponent". Poceedings, Paper 9518. International Symposium of The Society of Core Analysts. SPWLA. San Francisco, California. Septiembre, 1995.
29. Helander, D.P. "Fundamentals of Formation Evaluation". OGCJ Publication. Tulsa U.S.A. 1983.
30. Hernandez Cano, I. "Método Práctico Para Determinar Y Evaluar Zonas con Zona Marina." . Ingeniería Petrolera. Vol. XXIX. No. 2. Febrero 1989 pag. 25-46.
31. Hiltchie, D.W. "Applied Openhole Log Interpretation. For Geologists and Engineers". Colorado U.S.A. 1978.

32. Johnson, W.L. and Linke, W.A. "Some Practical Applications to Improve Formation Evaluation of Sandstone in the Mackenzie Delta." Transactions of 19th Annual Logging Symposium. SPWLA 1978.
33. Koerperich, E.A. "Applications of Waxman-Smiths and Archie Equations for Determinations of Oil Saturation in Shaly Sand Reservoirs". Preprint Paper Number SPE 5038. SPE of A.I.M.E. Texas U.S.A. 1974.
34. Kwon, B.S. and Pickett, G.R. "A New Pore Structure Model and Pore Structure Relationships". Transcrip from 11th Annual Logging Symposium, Society of Professional Well Log Analysts, 1970, pp. P1-P14.
35. Lewis, M.G., Sharma, M.M., Dunlap, H.F. and Dorfman, M.H. "Techniques for Measuring the Electrical Properties of Sandstone Cores". Paper SPE 18178. 63rd Annual Technical Conference and Exhibition of The Society of Petroleum Engineers. Houston, Tx, October, 1988. pp 697-703.
36. Licastro, P.H. and Keller, G.V. "resistivity Measurements as a Criteria for Determining Fluid Distribution in the Bradfor Sand." Producers Montly. May, 1953, pp 17-23.
37. Linares Flores, M. y Garza, R. "Análisis de Registros Geofísicos en Arenas Arcillosas. Método de Fertl Modificado." " Transactions of 19th Annual Logging Symposium. SPWLA 1978.
38. Longeron, D.G., Argaud, M.J. and Argaud, J.P. "Effect of Overburden Pressure and the Nature and Microscopic Distribution of Fluids on Electrical Properties of Rock Samples". SPE Formation Evaluation, June 1989. pp194-202.
39. Longeron, D:G: and Feraud, J.P. "Effect of Overburden Pressure, Nature and Microscopic Distribution of the Fluids on Electrical Properties of Rocks Samples". Preprint SPE 15383. 1986.
40. Ma., S. Norman R. Monrrow and Xiaoyun Zhang "Determination of Archie Cementation Exponent From Capillary Pressure Measuremants". Presented in the International Symposium on Well-Logging Technology. Xian, China. Mayo 17-20 1994. pp82-103.
41. Martínez de la Rosa, J.J. "Aplicación del Método Potenciométrico a la Medición de Reistividad de Rocas Porosas Saturadas" Revista del Instituto Mexicano del Petroleo. Julio 1972. pp.43-48.
42. Martínez Velazquez, H. y Viro Jose, E. "Estudio del Exponente m en la Predicción del Contenido de Fluidos". Ingenieria Petrolera, Vol. XXX, No. 7, Julio 1990.
43. Maute, R. E., Lyle, W. D. and Sprunt, E. S. "Improved Data-Analysis Method Determines Archie Parameters From Core Data". Journal of Petroleum Technology, January 1992, pp 103-107.

44. McCoy, D.D. and Grieves, W.A. "Use of Resistivity Logs to Calculate Water Saturation in the Prudhoe Bay Field". Trans. of SPE 69 th. Annual Technical Conference. New Orleans, LA. September 1994.
45. Meehan, D.N. and Vogel, E.L. "HP-41. Reservoir Engineering Manual". Pennwell Books. Pennwell Publishing Company. Tulsa Oklahoma. 1982.
46. Mendoza Romero, G. "Indice de Resistividad de Rocas Fracturadas". Ingenieria Petrolera, Vol. XXVII, No. 8, Agosto 1987.
47. Mihirk, S. and Padgett. "Reservoir Engineering Techniques Using Fortran". IHR Development Corp. Boston.
48. Miyair, M. and Itoh, T. "Determination of Logging Parameters in Shaly Sands." " Transactions of 19th Annual Logging Symposium. SPWLA 1978.
49. Moore, E.J. "Laboratory Analysis of the Electrical Logging Parameters of the Weir San." Producers Monthly. July, 1956. pp 35-41.
50. Moore, J. "Laboratory-Determined Electric Logging Parameters of the Bradford Third Sand". Producers Monthly, March, 1958, pp. 30-39.
51. Overton H.L. "Resistivity Logging from Shale Slurries". Transcrip from 11th Annual Logging Symposium, Society of Professional Well Log Analysts, 1970, pp. O1-O20.
52. Owen, J.E. "The Resistivity of Fluid-Filled Porus Body". Petroleum Transaction, A.I.M.E., Vol. 195, pp 164-174.
53. Patnode, H.W. and Wyllie, M.R.J. "The Presence of Conductive Solids in Reservoir Rocks as a Factor in Electric Log Interpretation" Transaction of A.I.M.E. vol 189, 1950. Pp. 47-52.
54. Pérez-Rosales, C. "Generalization of the Maxwell Equation for Formation Resistivity Factors". JPT July 1976, pp 819-824.
55. Pérez-Rosales, C. "On the Relationship between Formation Resistivity Factor and Porosity". SPE Journal. Agust 1982.
56. Pérez-Rosales, C. "Teoría Sobre la Relación Entre Factor de Resistividad y Porosidad". Revista del I.M.P. Vol. XV, No. 4, Octubre 1983.
57. Pirson, S.J. "Factors Which Affect True Formation Resistivity". Oil and Gas Journal, Nov. 1 1947.
58. Pirson, S.J. "Geologic Well Log Analisis" Gulf Publishing Co. Houston Texas. 1970.
59. Pirson, S.J. "Handbook of Well Log Analysis". Prentice-Hall, Inc. U.S.A. 1963.
60. Pirson, S.J. "Oil Reservoir Engineering" 2a. Ed. Mc.Graw-Hill. USA. 1958.
61. Porter, C.R. and Carothers, J.E. "Formation Factor-Porosity Relation Derived From Well Log Data". Transcrip from 11th Annual Logging Symposium, Society of Professional Well Log Analysts, 1970, pp. A1-A18.

62. Raiga-Clemenceau, J. "The Cementation Exponent in the Factor-Porosity Relation: The Effect of Permeability". Trans. of 18th Annual Logging Symposium of SPWLA. 1977.
63. Rust, C.F. "Electrical Resistivity Measurements on Reservoir Rock Samples by the Two and Four Electrode Methods". Trans. A.I.M.E. Vol. 195, 1952 pp 217-224.
64. Sanyal, Masdern and Ramey "The Effect of Temperatura on Electrical Resistivity Of Porus Media". SPWLA 13th. Annual Logging Symposium. May, 1972.
65. Schlumberger "Log Interpretation Charts". Schlumberger Ltd. 1972.
66. Schlumberger "Log Interpretation" Vol. II. Aplicaciones. Schlumberger Ltd. 1974.
67. Schlumberger "Principios/ Aplicaciones de la Interpretación de Registros". Schlumberger Educational Services. México D.F. 1989.
68. Sengel, E.W. "Handbook on Well Logging". The Institute for Energy Development. Oklahoma. U.S.A. 1981.
69. Serra, O. "Fundamentals of Well-log Interpretation" 1. The Adquisition of Logging Data. Developments in Petroleum Science, 15A. Elsevier Science Publisher B.V. New York U.S.A. 1984
70. Sharma, M.M., Garrouch, A. and Dunlap, H.F. "Effects of Wettability, Pore Geometry and Stress on Electrical Conduction in Fluid-Saturated Rocks". The Log Analyst, September-October, 1991. pp511-526.
71. SPE "Well Logging" Reprint Series of S.P.E. of A.I.M.E. Dallas Texas. 1971.
72. Traugott, M.O. "Log Evaluation of a Heterogeneous Carbonate Reservoir Cato San Andres Field". Transcrip from 11th Annual Logging Symposium, Society of Professional Well Log Analysts, 1970.
73. Tucker, M.E. "Sedimentary Petrology, An Intoduction to the Origin of Sedimentary Rocks". Segunda edición. Blackwell Scientific Publications. Oxford 1991.
74. Waxman, M.H. and Thomas, E.C. "Electrical Conductivities in Shales Sands - I.- The Relation Between Hidrocarbon saturation and Resistivity Index, II.- The Temperature Coefficient of Electrical Conductivity", JPT, February 1974, pp 213-225.
75. Waxman, M.H. and Smits, L.J.M. "Electrical Conductivities in Oil-Bearing Shaly Sands". Soc. Pet. Eng. J. (June 1968) pp 107-122; Trans. AIME, 243.
76. Wei, J.Z. and Life, O.B. "Influence of Wettability on Two- and Four-Electrode Resistivity Measurements on Berea Sandstone Plugs". SPE Formation Evaluation, December 1991. pp 470-476.

77. Whiting, R.L., Guerrero, E.T. and Young, R.M. "Electrical Properties of Limestone Cores". The Oil and Gas Journal, July 27, 1953.
78. Winsauer, W.O. and McCardell, W.M. "Ionic Double-Layer Conductivity in Reservoir Rock". Transaction of A.I.M.E. vol 198, 1953. Pp. 129-134.
79. Winsauer, W.O., Shearing, H.M., Masson, P.H. and Williams, M. "Resistivity of Brine-Saturated Sands in Relation to Pore Geometry". Bull. AAPG (1952) Vol. 36 No.2 pp.253-277.
80. Worthington, P.F. and Pallat, N. "Effect of Variable Saturation Exponent on the Evaluation of Hydrocarbon Saturation". SPE Formation Evaluation, December 1992. pp 331-336.
81. Wright, T.R. and Pirson, S. J. "Porosity-Profile Determination From Electric Logs". Bull. AAPG (1952) Vol.36, No.2 pp. 299-311.
82. Wyllie, M.R.J. "The Fundamentals of Electric Log Interpretation". Academic Press, inc. USA 1957.
83. Wyllie, M.R.J. and Gregory, A.R. "Formation Factors of Unconsolidated Porous Media: Influence of Particle Shape and Effect of Cementation". Trans. A.I.M.E. (1953) Vol. 198. pp.103-110.
84. Wyllie, M.R.J. and Rose, W.D. "Some Theoretical Considerations to the Quantitative Evaluation of the Physical Characteristics of Reservoir Rock From Electrical Log Data". Transaction of A.I.M.E. vol 189, 1950. Pp. 105-118.
85. Wyllie, M.R.J. and Spangler, M.B. "Application of Electrical Resistivity Measurements to Problem of Fluid Flow in Porous Media". Bull. AAPG (1952) Vol.36, No.2, pp.359-403.
86. Zanier, A.M. and Overton, H.L. "Use of Acoustic Logging Technique for Determination of Intergrain Cementation Properties". Transcript from 11th Annual Logging Symposium, Society of Professional Well Log Analysts, 1970, pp. K1-K11.

CAPITULO V

APLICACIONES DE a , m Y n EN LA EXPLOTACION DE HIDROCARBUROS

En un principio los registros eléctricos de pozos fueron usados principalmente en forma cualitativa para correlacionar las formaciones penetradas durante la perforación y para obtener algunos indicios de la naturaleza de los fluidos presentes en un yacimiento.

Con el desarrollo de las investigaciones en el campo del flujo de corriente eléctrica en medios porosos, se pudo establecer que los registros eléctricos son de gran utilidad en la determinación de ciertas propiedades que caracterizan a los yacimientos petroleros.

Dentro de dichas aplicaciones se encuentra la estimación del volumen de los fluidos que contiene un yacimiento, en la cual los parámetros a , m y n juegan un papel muy importante. Además de esta aplicación, estos parámetros también son útiles en la determinación de la porosidad, el cálculo de la resistividad del agua de formación, etc.

A continuación se describen algunas aplicaciones importantes que tienen los parámetros petrofísicos de resistividad.

V.I CALCULO DE SATURACION DE AGUA, POROSIDAD Y RESISTIVIDAD DEL AGUA DE FORMACION.

Los parámetros a , m , n han sido usados extensivamente en la estimación cuantitativa de algunas características de los yacimientos. Desde el primer trabajo donde aparecen éstos¹, se propone su utilización en el cálculo del volumen de agua congénita, la porosidad y la salinidad del agua de formación a partir de datos obtenidos de registros eléctricos. En dicho trabajo, Archie incluye un ejemplo de aplicación empleando los siguientes datos de un pozo en el Este de Texas:

La resistividad de la formación, leída de un registro eléctrico y corregida por efectos de agujero, es de 50 ohm-m. El lodo dentro del pozo tiene un valor de resistividad de 2.2 ohm-m, medida a la temperatura de fondo de 135 °F. La formación es una arenisca limpia y deleznable. El valor de la porosidad es de 0.25, $m = 1.8$ y $a = 1$

Aplicando la ecuación

$$F = a\phi^{-m} \quad (V.1)$$

se obtiene un valor para F aproximadamente igual a 15.

La resistividad del agua de formación, obtenida mediante mediciones directas, es de 0.075 ohm-m. El valor de R_o obtenido usando la ecuación:

$$R_o = FR_w \quad (V.2)$$

es de 1.1 ohm-m.

El cálculo de la fracción del volumen poroso ocupado por el agua de formación, se realiza sustituyendo los valores correspondientes en la ecuación:

$$S_w^{-n} = \frac{R_t}{R_o} \quad (V.3)$$

en la cual se emplea un valor de $n = 2$, por lo que:

$$S_w = \sqrt{\frac{1.1}{50}} = 0.15$$

Los resultados obtenidos en el ejemplo anterior, fueron comparados por Archie con datos de laboratorio para muestras de núcleos del pozo donde se corrió el registro fuente de la información, obteniéndose una concordancia bastante buena.

La salinidad del agua de formación se puede obtener determinando su valor de resistividad correspondiente. El cálculo se puede realizar aplicando:

$$F = \frac{R_o}{R_w} = a \phi^{-m} \quad (\text{V.4})$$

De esta ecuación se despeja R_w para, posteriormente utilizar la figura 1.5 o correlaciones similares.

Otra aplicación propuesta, es el cálculo de la resistividad máxima que puede alcanzar la zona lavada mediante el empleo de la ecuación V.2, en la cual R_w sería sustituida por la resistividad del filtrado del lodo y F sería el factor de formación de la zona más próxima a la pared del pozo. En caso de que el agua de formación sea más salina que el fluido dentro del pozo, los valores de resistividad en la zona lavada que se aproximen al valor máximo calculado indicarán que los fluidos de la formación fueron desplazados casi completamente por el filtrado del lodo.

El valor de la porosidad también puede ser calculado empleando la expresión V.1, cuando se tienen valores confiables de a y m y lecturas de registros eléctricos, corregidas por todos los factores alterantes posibles, que permitan determinar el valor de F . Esta aplicación era utilizada a menudo antes del advenimiento de los registros de pozos llamados "de porosidad", como el registro sónico de porosidad, el de densidad y el de neutrón de pared. Con la incorporación de estas herramientas se introdujeron técnicas de interpretación de registros que permiten la determinación de los elementos que intervienen en el cálculo de la saturación de agua congénita, las cuales se basan en la aplicación de relaciones del tipo de las ecuaciones V.1 y V.3. En consecuencia, si los valores utilizados de a , m y n no son los adecuados para el tipo de formación que se está analizando, se pueden cometer errores graves en los cálculos.

En la literatura, se han citado gran cantidad de ejemplos que presentan la utilidad de los parámetros a , m y n y la importancia que reviste la adecuada selección de un valor apropiado para ellos. Uno de ellos es el siguiente²:

Supóngase que se desea evaluar un intervalo de roca carbonatada con porosidad del tipo intergranular y con presencia de porosidad de disolución, la cual tiene un valor de $R_t = 100$ ohm-m y presencia de agua intersticial con una resistividad de $R_w = 0.1$ ohm-m. El valor adecuado de n para esta roca es de 1.8 y el valor correcto de m es 2.4. Se desea conocer cuál sería el resultado de la evaluación del intervalo usando un valor de $m=2$, el cual ha sido muy empleado para las rocas carbonatadas. Se consideran dos casos:

En el primero de ellos, la porosidad es determinada usando registros de resistividad como el *microlaterolog* o el *proximity*. Estos registros dan lecturas de resistividad de la zona lavada por el filtrado del lodo (R_{XO}), de las cuales se puede determinar el valor de F . Supóngase que el valor de F así obtenido es igual a 100. Empleando la ecuación:

$$S_w^{-n} = \frac{FR_w}{R_t} \quad (V.5)$$

se obtiene:

$$S_w = \left(\frac{100 \times 0.1 \text{ ohm-m}}{100 \text{ ohm-m}} \right)^{1/1.8} = 0.28$$

Valor que es independiente del valor de m ; pero si se utiliza la ecuación V.1 con los valores de $a = 1$ y el valor incorrecto de $m = 2$, se obtiene un valor de $F = 0.1$, mientras que el valor de F utilizando $m = 2.4$ es de 0.146.

En el segundo, caso la porosidad se determina utilizando un registro de porosidad, de tal forma que su valor es de 14.6%. El valor correspondiente para el factor de formación será de 100, si se emplea el valor correcto de $m = 2.4$, pero, si se utiliza el valor incorrecto de $m = 2$, el valor de F será sólo de 47. Aplicando estos dos valores de F en la ecuación V.5 se obtienen dos valores diferentes para la saturación de agua: $S_w = 28\%$ (correcto), y $S_w = 18\%$ (incorrecto), respectivamente.

Adicionalmente, en este trabajo se usaron los datos del ejemplo anterior para realizar una comparación del valor de S_w que se obtiene empleando los valores de a y m , propuestos por Porter y Carothers³ para carbonatos:

Con el empleo de la ecuación:

$$S_w = \left(\frac{a R_w}{\phi^m R_t} \right)^{1/n} \quad (V.6)$$

la cual resulta de combinar las ecuaciones V.1 y V.3, se calculó la saturación de agua con los valores considerados como correctos, según el ejemplo anterior, ($a = 1$, $m = 2.4$ y $n = 1.8$), obteniéndose nuevamente el valor de $S_w = 0.28$.

Utilizando los valores de Porter y Carothers ($a = 0.85$ y $m = 2.14$) y manteniendo el valor de $n = 1.8$ se obtuvo un valor de $S_w = 0.19$. Además, utilizando estos mismos valores para calcular el valor de porosidad, mediante la ecuación V.1, con un valor de $F = 100$, se obtiene un resultado de $F = 0.11$, cuando el asumido como correcto es de $F = 0.146$.

De lo anterior, se puede mencionar que la utilización de valores promedio de a , m y n , obtenidos estadísticamente, en ocasiones pueden provocar errores considerables en los cálculos en los que son considerados. En este caso las diferencias entre los valores correctos e incorrectos fueron, para S_w de aproximadamente un 10%, mientras que para la porosidad, de casi un 4%.

V.2 CALCULO DE ACEITE MOVIL⁴

La saturación del filtrado del lodo, denotada como S_{xo} , en la zona lavada, puede calcularse mediante la ecuación:

$$S_{xo} = \left(\frac{a R_{mf}}{\phi^m R_{lv}} \right)^{1/n} \quad (V.7)$$

donde:

S_{x_0} = saturación del filtrado de lodo, (fracción).

F = factor de formación, (adim.)

R_{mf} = resistividad del filtrado del lodo, (ohm-m).

R_{x_0} = resistividad de la zona lavada, (ohm-m).

Además:

$$S_{or} = 1 - S_{x_0} \quad (V.8)$$

En la cual S_{or} , es la saturación residual de aceite en la zona lavada, su valor depende de las características de viscosidad de los hidrocarburos y de la permeabilidad de la formación.

Si se compara la saturación del filtrado del lodo en la zona lavada con el valor de S_w en la zona no invadida (ecuación V.6), se puede determinar la fracción del volumen total de aceite que el proceso de invasión desplaza.

De la ecuación V.8:

$$S_{or} = 1 - S_{x_0} \quad (V.9)$$

y además se sabe que:

$$S_0 = 1 - S_w \quad (V.10)$$

En la cual S_0 es el valor de saturación que tenía la formación antes de llevarse a cabo el proceso de invasión del filtrado de lodo.

La fracción de aceite desplazado puede calcularse restando la ecuación V.9 de la ecuación V.10. Si el valor resultante es multiplicado por el valor de la porosidad de la formación, se obtiene el volumen total de aceite desplazado, V_{od} , (ecuación V.11):

$$V_{od} = (S_{x_0} - S_w) \emptyset \quad (V.11)$$

El cálculo del aceite móvil da una idea de la permeabilidad al aceite que presenta la formación y, en consecuencia, de la cantidad de aceite que se puede recuperar del yacimiento.

V.3 CALCULO DE LA PERMEABILIDAD

Wyllie y Spangler⁵ desarrollaron dos expresiones para calcular el valor de la permeabilidad absoluta, k , y de la permeabilidad relativa a la fase mojannte, k_{rw} , de una formación.

Empleando los postulados fundamentales de la ecuación de Kozeny, para determinar la permeabilidad, en combinación con las propiedades de las curvas de presión capilar y los conceptos de factor de formación e Índice de resistividad de un medio poroso, llegaron a las siguientes expresiones:

$$k = \frac{\gamma^2}{2.5(F^2 \emptyset)} \int_0^{S_m} \frac{dS_m}{P_c^2} \quad (\text{V.12})$$

y

$$k_{rm} = \frac{1}{F^2 S_m^2} \frac{\int_0^{S_w} \frac{dS_w}{P_c^2}}{\int_0^{S_m} \frac{dS_m}{P_c^2}} \quad (\text{V.13})$$

en las cuales:

- K = permeabilidad (*md*)
- γ = tensión interfasial (*dina-cm*)
- F = factor de formación ($F = a \emptyset^m$) (*adim.*)
- \emptyset = porosidad (*fracción*)
- S_m = saturación de la fase mojannte (*fracción*)
- P_c = presión capilar (*dina/cm²*)
- I = índice de resistividad ($I = S_w^{-n}$) (*adim.*)

REFERENCIAS

1. Wyllie, M.R.J. and Gregory, A.R. "Formation Factors of Unconsolidated Porus Media: Influence of Particle Shape and Effect of Cementation". Trans. A.I.M.E. (1953) Vol. 198. pp.103-110.
2. Chombart, L.G. "Well Log in Carbonate Reservoirs". Geophysics, vol.XXV, No. 4 (August, 1960), pp. 779-853.
3. Porter, C.R. and Carothers, J.E. "Formation Factor-Porosity Relation Derived From Well Log Data". Transcrip from 11th Annual Logging Symposium, Society of Professional Well Log Analysts, 1970, pp. A1-A18.
4. Schlumberger "Principios/ Aplicaciones de la Interpretación de Registros". Schlumberger Educational Services. México D.F. 1989.
5. Wyllie, M.R.J. and Spangler, M.B. "Application of Electrical Resistivity Measurements to Problem of Fluid Flow in Porus Media". Bull. AAPG (1952) Vol.36, No.2, pp.359-403.

BIBLIOGRAFIA

1. Aguilera, R. "The Uncertainty of Evaluating Original Oil-In-Place in Naturally Fractured Reservoirs" Transactions of 19th Annual Logging Symposium. SPWLA 1978.
2. Amyx, Bass and Whiting. "Petroleum Reservoir Engineering" Ed. Mc.Graw-Hill. USA. 1960.
3. Archie, G. E. "The Electrical Resistivity Log as and Aid in Determining Some Reservoir Characteristics". Transaction A.I.M.E. Vol. 146, pp 54-56 . 1942.
4. Asquith, G.B. "Log Analisis By Microcomputer". Penwell Publishing Company. Tulsa, Oklahoma. U.S.A. 1980.
5. Asquith, G.B. "Log Evaluation of Shaly Sandstones: A Practical Guide". Penwell Publishing Company. Tulsa, Oklahoma. U.S.A.
6. Bradley, H.B. "Petroleum Engineering Handbook". Society of Petroleum Engineers. U.S.A. 1987.
7. de Witte, L.. "Relations Between Resistivities and Fluid Contents of Porus Rock". Oil and Gas Jornal, Aug. 24, 1950.
8. Dunlap, H.F., Bilhartz, H.L., Shuler, E. and Bailey, C.R. "The Relation Between Electrical Resistivity and Braine Saturation in reservoir Rocks". Trans. of A.I.M.E. 1949.
9. Gómez Rivero, O. "Metodo Para Determinar el Exponente de Cementación y el Factor de Tortuosidad. Su Aplicación a la Solución de Problemas Prácticos de Interpretación de Registros de Pozos", Ingeniería Petrolera, Vol. XIV, No. 5, Mayo 1974.
10. Gómez Rivero, O. y Mera Barrera, O. "Aplicación de un Nuevo Método de Análisis de Registros de Pozos en el Sureste de México." Ingeniería Petrolera. Vol. XXVIII. No. 9. Septiembre 1987. pag. 42-57
11. Helander, D.P. "Fundamentals of Formation Evaluation". OGCi Publication. Tulsa U.S.A. 1983.
12. Hernandez Cano, I. "Método Práctico Para Determinar Y Evaluar Zonas con Zona Marina." Ingeniería Petrolera. Vol. XXIX. No. 2. Febrero 1989 pag. 25-46.
13. Johnson, W.L. and Linke, W.A. "Some Practical Applications to Improve Formation Evaluation of Sandstone in the Mackenzie Delta." Transactions of 19th Annual Logging Symposium. SPWLA 1978.
14. Koerperich, E.A. "Applications of Waxman-Smiths and Archie Equations for Determinations of Oil Saturation in Shaly Sand Reservoirs". Preprint Paper Number SPE 5038. SPE of A.I.M.E. Texas U.S.A. 1974.

15. Licastro, P.H. and Keller, G.V. "resistivity Measurements as a Criteria for Determining Fluid Distribution in the Bradfor Sand." Producers Montly. May, 1953, pp 17-23.
16. Linares Flores, M. y Garza, R. "Análisis de Registros Geofísicos en Arenas Arcillosas. Método de Ferti Modificado." " Transactions of 19th Annual Logging Symposium. SPWLA 1978.
17. Longeron, D.G., Argaud, M.J. and Argaud, J.P. "Effect of Overburden Pressure and the Nature and Microscopic Distribution of Fluids on Electrical Properties of Rock Samples". SPE Formation Evaluation, June 1989. pp194-202.
18. Longeron, D.G: and Feraud, J.P. "Effect of Overburden Pressure, Nature and Microscopic Distribution of the Fluids on Electrical Properties of Rocks Samples". Preprint SPE 15383. 1986.
19. Martínez Velazquez, H. y Viro Jose, E. "Estudio del Exponente m en la Predicción del Contenido de Fluidos". Ingeniería Petrolera, Vol. XXX, No. 7, Julio 1990.
20. McCoy, D.D. and Grieves, W.A. "Use of Resistivity Logs to Calculate Water Saturation in the Prudhoe Bay Field". Trans. of SPE 69 th. Annual Technical Conference. New Orleans, LA. September 1994.
21. Mihirk, S. and Padgett. "Reservoir Engineering Techcniques Using Fortran". IHR Development Corp. Boston.
22. Pérez-Rosales, C. "On the Relationship between Formation Resistivity Factor and Porosity". SPE Journal. Agust 1982.
23. Pérez-Rosales, C. "Teoría Sobre la Relación Entre Factor de Resistividad y Porosidad". Revista del I.M.P. Vol. XV, No. 4, Octubre 1983.
24. Raíga-Clerenceau, J. "The Cementation Exponent in the Factor-Porosity Relation: The Effect of Permeability". Trans. of 18th Annual Logging Symposium of SPWLA. 1977.
25. Schlumberger "Log interpretation Charts". Schlumberger Ltd. 1972.
26. Schlumberger "Log Interpretation" Vol. II. Aplicacions. Schlumberger Ltd. 1974.
27. Waxman , M.H. and Thomas, E.C. "Electrical Conductivities in Shales Sands - I.- The Relation Between Hidrocarbon saturation and Resistivity Index, II.- The Temperature Coefficient of Electrical Conductivity", JPT, February 1974, pp 213-225.
28. Winsauer, W.O. and McCardell, W.M. "Ionic Double-Layer Conductivity in Reservoir Rock". Transaction of A.I.M.E. vol 198, 1953. Pp. 129-134.
29. Winsauer, W.O., Shearing, H.M., Masson, P.H. and Williams, M. "Resistivity of Brine-Saturred Sands in Relation to Pore Geometry", Bull. AAPG (1952) Vol. 36 No.2 pp.253-277.

30. Worthington, P.F. and Pallat, N. "Effect of Variable Saturation Exponent on the Evaluation of Hydrocarbon Saturation". SPE Formation Evaluation, December 1992. pp 331-336.
31. Wright, T.R. and Pirson, S.J. "Porosity-Profile Determination From Electric Logs". Bull. AAPG (1952) Vol.36, No.2 pp. 299-311.
32. Wyllie, M.R.J. "The Fundamentals of Electric Log Interpretation". Academic Press, inc. USA 1957.
33. Zanier, A.M. and Overton, H.L. "Use of Acoustic Logging Technique for Determination of Intergrain Cementation Properties". Transcrip from 11th Annual Logging Symposium, Society of Professional Well Log Analysts, 1970, pp. K1-K11.

CAPITULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- El estudio de los fenómenos de corriente eléctrica en rocas, en general, y de los parámetros petrofísicos, en particular, implica el manejo de diversos conceptos, algunos de los cuales son frecuentemente empleados en la Ingeniería Petrolera. Sin embargo, otros de ellos son manejados sólo en áreas especializadas de dicha disciplina, como lo es la caracterización de yacimientos.

Entre los conceptos más frecuentemente manejados se encuentran la porosidad, la permeabilidad, la saturación de fluidos, etc.; mientras que la tortuosidad, la conductividad electrolítica, la resistividad, las características de las arcillas, etc., son temas que requieren de un estudio más detallado.

Antes de intentar comprender el significado de los parámetros a , m y n , es recomendable una revisión de los conceptos fundamentales analizados en el Capítulo I de este trabajo, para lograr un conocimiento más rápido y profundo de dichas parámetros.

- Las características más importantes que definen a los parámetros a , m y n , son: el grado de cementación de la roca, la forma, clasificación y tipo de empacamiento del sistema de partículas, la tortuosidad del sistema poroso, el tipo de porosidad presente (intergranular, intercrystalina, vugular, etc.), la presencia de sólidos conductores, la presión de sobrecarga que soporta la roca, la temperatura a la cual se encuentra ésta, las características de mojabilidad de los sólidos y los tipos de fluidos presentes en la red porosa.

En la práctica, se ha identificado que las características texturales que determinan la forma, tamaño, distribución, tortuosidad, constricción de la red porosa de una roca, influyen de manera determinante sobre el exponente de cementación, m , y el factor geométrico, a , mientras que las características de mojabilidad de los materiales sólidos de la roca y los tipos de fluidos que ésta contenga tienen más influencia sobre el exponente de saturación, n .

-El contenido de arcillas en una roca es una característica que influye notablemente en la conducción de corriente eléctrica en ella, por lo que afecta de manera importante a los parámetros a , m y n , ya que contribuye adicionalmente a la conducción de corriente eléctrica debido al fenómeno conocido como "*doble capa iónica conductora*", el cual se presenta cuando las arcillas se encuentran en contacto con el agua de formación.

- De no tomarse en cuenta los efectos debidos al contenido de arcillas en una roca, los análisis de núcleos o la interpretación de los registros geofísicos correspondientes, pueden conducir a resultados bastante alejados de la realidad.

- Se debe procurar que las determinaciones de a , m y n , realizadas con base en análisis de núcleos, sean hechas empleando técnicas que permitan aproximarse lo más posible a las condiciones que presenta la formación en estado natural; de esta forma, la utilización de estos tres parámetros, en posteriores aplicaciones, conducirá a mejores resultados.

- La característica de mojabilidad de una roca es un factor muy importante en el comportamiento de n , debido a que tal propiedad determina de qué manera se distribuyen los fluidos dentro de la red porosa.

En rocas mojables por agua, el aceite se encontraría en el centro de los poros mientras que el agua, que es la fase que permite el paso de corriente eléctrica, formaría una película continua adherida a los sólidos de la roca. Esto provoca que el sistema roca-fluidos tenga baja resistividad.

Por lo contrario, si la fase aislante es la que moja los sólidos, el agua será el fluido ubicado en la parte central de los poros, y si la roca tiene un bajo valor de saturación de agua, la corriente eléctrica fluirá con más dificultad por el seno de la roca, presentándose incrementos notables en el valor de n .

- La gran cantidad de factores que influyen en los parámetros a , m y n impiden el desarrollo de expresiones matemáticas de aplicación universal. Por este motivo la obtención de ellos se ha realizado principalmente a través de análisis de núcleos.

Existen otros medios para obtener sus valores, entre los cuales se encuentran: la interpretación de registros geofísicos, el empleo de correlaciones estadísticas encontradas en la literatura y mediante la aplicación de modelos teóricos.

De los métodos antes mencionados, el más confiable es el de análisis de núcleos, el cual es un procedimiento caro y tardado, pero conduce a los mejores resultados.

El uso de registros geofísicos proporciona resultados confiables si se considera la mayoría de los factores que influyen en la respuesta de las herramientas.

Las correlaciones estadísticas presentan el inconveniente de que en ocasiones pueden conducir a resultados muy buenos y en otras a resultados bastantes alejados de la realidad. Los modelos teóricos también presentan problemas de este tipo.

- El uso indiscriminado de ciertos valores de a , m y n para rocas con diferentes características, ha conducido a errores graves en la caracterización de yacimientos. Es por ello que se requiere de un buen conocimiento de los valores que puedan asociarse a un tipo específico de roca.

Las rocas de interés en la Ingeniería de Yacimientos pueden dividirse en dos grandes grupos: las areniscas y las rocas carbonatadas. Estos dos grupos, y las diferentes clases de rocas que incluyen, presentan diferentes valores de a , m y n , por lo que se deben tener presentes los valores que éstos pueden tomar en una roca u otra.

Estudios experimentales han aportado una gran cantidad de valores diferentes para unas cuantas clases de roca. De ahí se presenta la dificultad de elegir los valores correctos.

- Si se cuenta con núcleos, siempre es recomendable su análisis en el laboratorio para obtener los valores de a , m y n particulares de la roca en

cuestión. De no ser posible se deben escoger valores que respondan a condiciones lo más parecidas a las presentadas en cada caso.

- Debido a la estrecha relación de los parámetros petrofísicos con las características, tanto de la roca como de los fluidos presentes en ellas, se les ha dado una utilidad en la que se incluyan ambos, por ejemplo, en los cálculos de: saturación de agua, porosidad, resistividad de la formación, aceite móvil, permeabilidad, entre otros.

Una de las aplicaciones de mayor importancia no sólo para la Ingeniería de Yacimientos, sino para la Industria Petrolera, es el cálculo del aceite móvil, ya que proporciona información que da idea del aceite que es posible recuperar del yacimiento.

LISTA DE SIMBOLOS

A	Area transversal a la dirección de flujo, (cm^2)
A_T	Tensión de adhesión, ($dinas/cm$)
B	Factor que representa la conductividad ionica en función de la solución saturante. (Ecuación I.27), (meq/ml)
C	Conductividad, ($ohm-m^{-1}$)
C_F	Conductividad del agua que satura una muestra. (Ecuación II.11), ($ohm-m^{-1}$)
C_M	Conductividad de una roca saturada 100% con agua. (Ecuación II.11), ($ohm-m^{-1}$)
C_o	Conductividad de una roca arcillosa saturada 100% con agua, ($ohm-m^{-1}$)
C_s	Conductividad debida a los sólidos conductores de la roca. (Ecuación II.11), ($ohm-m^{-1}$)
C_T	Conductividad de una roca arcillosa saturada parcialmente con agua, ($ohm-m^{-1}$)
C_w	Conductividad debida a la capacidad de intercambio catiónico de una arcilla, ($ohm-m^{-1}$)
F	Factor de formación, (<i>adim.</i>)
F^*	Factor de formación de una arena arcillosa, (<i>adim.</i>)
F_f	Factor de formación para flujo de un fluido. (Ecuación III.27), (<i>adim.</i>)
G	Parámetro dependiente de la geometría interna de un medio poroso. (ecuación I.13), (<i>adim.</i>)
G^*	Factor geométrico. (Ecuación I.29), (<i>adim.</i>)
I	Indice de resistividad, (<i>adim.</i>)
K	Coefficiente de proporcionalidad. (Ecuación III.5), (<i>adim.</i>)
L	Longitud, (m), (cm)
L_m	Longitud media, (cm)
P	Presión, (atm), (kg/cm^2), (psi)

Q	Gasto de flujo, ($cm^3/seg.$)
Q_v	Capacidad de intercambio catiónico de una roca por unidad de volumen, (meq/ml)
R	Resistividad, ($ohm-m$)
R_f	Resistividad debida a la presencia de sólidos conductores, ($ohm-m$)
R_{mf}	Resistividad equivalente del filtrado del lodo, ($ohm-m$)
R_o	Resistividad de una roca saturada 100% con agua, ($ohm-m$)
R_i	Resistividad de una roca saturada parcialmente con agua, ($ohm-m$)
R_w	Resistividad del agua de formación, ($ohm-m$)
R_{we}	Resistividad equivalente del agua de formación, ($ohm-m$)
R_{xo}	Resistividad de una formación en la zona lavada por el filtrado del lodo, ($ohm-m$)
S	Saturación de fluidos, (<i>fracción</i>), (<i>porcentaje</i>)
S_f	Saturación de un fluido, (<i>fracción</i>), (<i>porcentaje</i>)
S_g	Saturación de gas, (<i>fracción</i>), (<i>porcentaje</i>)
S_{hc}	Saturación de hidrocarburos, (<i>fracción</i>), (<i>porcentaje</i>)
S_o	Saturación de aceite, (<i>fracción</i>), (<i>porcentaje</i>)
S_{or}	Saturación residual de aceite en la zona lavada, (<i>fracción</i>), (<i>porcentaje</i>)
S_w	Saturación de agua, (<i>fracción</i>), (<i>porcentaje</i>)
S_{wi}	Saturación de agua irreducible, (<i>fracción</i>), (<i>porcentaje</i>)
S_{xo}	Saturación del filtrado de lodo, (<i>fracción</i>), (<i>porcentaje</i>)
T	Tortuosidad, (<i>adim.</i>)
T	Temperatura, ($^{\circ}F$), ($^{\circ}C$)
V_f	Volumen ocupado por un fluido, (m^3), (cm^3)
V_g	Volumen de gas, (m^3), (cm^3)
V_o	Volumen de aceite, (m^3), (cm^3)
V_p	Volumen de poros, (m^3), (cm^3)
V_r	Volumen de total de roca, (m^3), (cm^3)
V_s	Volumen de sólidos, (m^3), (cm^3)
V_s	Volumen fluyendo por unidad de área de un medio poroso por unidad de tiempo. (ecuación I.4), ($cm/seg.$)
V_w	Volumen de agua, (m^3), (cm^3)
Z	Resistividad de una roca debida al efecto de doble capa ionica, ($ohm-m$)

a Factor geométrico, (*adim.*)

a^*	Factor geométrico aparente, (<i>adim.</i>)
dp	Diferencial de presión, (<i>atm.</i>)
ds	Diferencial de distancia, (<i>cm</i>)
g	Aceleración de la gravedad, (<i>cm/seg²</i>)
k	Permeabilidad, (<i>darcy</i>), (<i>md</i>)
k_a	Permeabilidad absoluta, (<i>darcy</i>), (<i>md</i>)
k_g	Permeabilidad efectiva al gas, (<i>darcy</i>), (<i>md</i>)
k_o	Permeabilidad efectiva al aceite, (<i>darcy</i>), (<i>md</i>)
k_r	Permeabilidad relativa, (<i>adim.</i>)
k_{rg}	Permeabilidad relativa al gas, (<i>adim.</i>)
k_{ro}	Permeabilidad relativa al aceite, (<i>adim.</i>)
k_{rw}	Permeabilidad relativa al agua, (<i>adim.</i>)
k_w	Permeabilidad efectiva al agua, (<i>darcy</i>), (<i>md</i>)
m	Exponente de cementación, (<i>adim.</i>)
m^*	exponente de cementación aparente. (<i>adim.</i>)
n	Exponente de saturación, (<i>adim.</i>)
n^*	Exponente de saturación aparente, (<i>adim.</i>)
r	Resistencia (Ω)
s	Distancia, (<i>cm</i>)
x	Parámetro que depende del grado de esfericidad de las partículas de un medio poroso. (ecuación 2), (<i>adim.</i>)
z	Coordenada vertical, (<i>cm</i>)
\emptyset	Porosidad, (<i>fracción</i>), (<i>porcentaje</i>)
\emptyset_e	Porosidad efectiva, (<i>fracción</i>), (<i>porcentaje</i>)
\emptyset_f	Porosidad de flujo, (<i>fracción</i>), (<i>porcentaje</i>)
ρ	Densidad de un fluido, (<i>g/cm³</i>)
μ	Viscosidad de un fluido, (<i>cp</i>)
θ	Ángulo de contacto, (<i>grados</i>)
γ	Tensión interfacial, (<i>dinas-cm</i>)
σ_{so}	Tensión Interfacial entre un sólido y aceite, (<i>dinas-cm</i>)
σ_{sw}	Tensión interfacial entre un sólido y agua, (<i>dinas-cm</i>)
σ_{wo}	Tenslón Interfacial entre agua y aceite, (<i>dinas-cm</i>)