

3
2ej



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

"RELACIONES PRESION CAPILAR-
RESISTIVIDAD EN YACIMIENTOS
PETROLEROS"

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A:

ISMAEL DIAZ HERNANDEZ

DIRECTOR DE TESIS: ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS



MEXICO, D. F.

1999

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

270253
i



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

SR. ISMAEL DIAZ HERNANDEZ
Presente

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-I-046

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

RELACIONES PRESION CAPILAR-RESISTIVIDAD EN YACIMIENTOS PETROLEROS

RESUMEN

INTRODUCCION

- I CONCEPTOS FUNDAMENTALES
 - II DETERMINACION DE LA PRESION CAPILAR
 - III DETERMINACION DE LA RESISTIVIDAD
 - IV RELACIONES P_c-R Y ALGUNAS APLICACIONES
- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
REFERENCIAS Y BIBLIOGRAFIA

Ruego 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"

Cd. Universitaria, a 23 de noviembre de 1998

EL DIRECTOR


ING. JOSE MANUEL COVARRUBIAS SOLIS

JMCS*RL*CR*gtg

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO.

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISION DE INGENIERÍA DE CIENCIAS DE LA TIERRA.

ALUMNO: ISMAEL DÍAZ HERNÁNDEZ.
NÚMERO DE CUENTA: 9254814-3

TESIS: RELACIONES PRESIÓN CAPILAR-RESISTIVIDAD EN
YACIMIENTOS PETROLEROS.

DIRECTOR DE TESIS: ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS.

JURADO DEL EXAMEN PROFESIONAL:

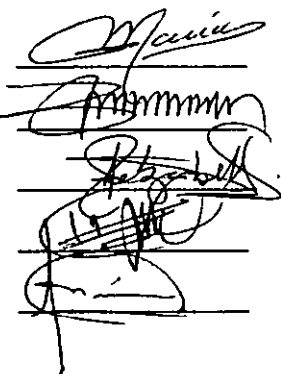
PRESIDENTE: ING SALVADOR MACIAS HERRERA.

VOCAL : ING MANUEL VILLAMAR VIGUERAS.

SECRETARIO: DRA. JETZABETH RAMÍREZ SABAG.

1ER. SUPLENTE: M. I. MAXIMINO MEZA MEZA.

2DO. SUPLENTE: M.I. NESTOR MARTÍNEZ RÒMERO.



CIUDAD UNIVERSITARIA, DICIEMBRE DE 1998.

ESTE TRABAJO VA DEDICADO PARA TODAS LAS PERSONAS QUE DE UNA U OTRA FORMA ME HAN BRINDADO SU APOYO. PORQUE EL PASO QUE ESTOY DANDO LO DEBO A LA GENEROSIDAD DE MUCHA GENTE DE GRAN CORAZON.

A DIOS POR SOBRE TODAS LAS COSAS.

A MI PADRE, MI MADRE, RAQUELITA, JULIO, ROSARIO, JUAN, MELLOS (+), YOLANDA (+), MATI, HILARIO, LUIS, MONCHO, JUAN CARLOS, ELIZA Y ALEJANDRA TINAJERO. MIS TIAS CHELO, VICKY, PICO (+), CATA, ANA, JUANA, NICO. MIS TIOS CASCO, ESTEBAN, KIRINO (+), TOÑO, PEDRO, BARTOLO, TACHO, SANTIAGO, ANDRES, SALOMON. A MIS PRIMOS. A MIS ABUELOS LUPE, VICKY, FORTUNATO, FELIX Y LEONARDA (+). A TODOS MIS FAMILIARES QUE ME HAN DADO TANTO.

A MIS AMIGOS Y COMPAÑEROS: GERARDO ALVA, ROGELIO, PONCHO, ENRIQUE, JORGE, JOSE LUIS, HERON, GUMARO, SERGIO, DAVID, PEDRO, OSCAR, IVAN, BLANCA E., BLANCA M. LOS PEÑA, LALO, TEPEX, ALBA, ANA, ALEJANDRA, PAQUITO, ROBERTO, CHARLIE, Y LOS QUE ME FALTAN TODAVIA...

UN RECONOCIMIENTO ESPECIAL PARA EL ING. MANUEL VILLAMAR V.

A MIS SINODALES POR LA ATENCION PRESTADA.

A MIS PROFESORES Y LA QUERIDA FACULTAD DE INGENIERIA.

A TODOS LOS AMIGOS DEL BARRIO.

PIDO DISCULPAS A LOS QUE ME FALTARON.

A todos: GRACIAS.

No puedo enviar ni una sola flor de esta guirnalda de primavera, ni un solo rayo de oro de esa nube remota.

Abre tus puertas y mira a lo lejos. En tu jardín recoge los perfumados recuerdos de las flores, hoy marchitas, de hace cien años, y te deseo que sientas, en la alegría de tu corazón, la viva alegría que floreció una mañana de primavera cuya voz feliz canta a través de cien años...

CONTENIDO.

RELACIONES PRESIÓN CAPILAR-RESISTIVIDAD EN YACIMIENTOS PETROLEROS.

RESUMEN	viii
---------	------

INTRODUCCIÓN	xi
--------------	----

CAPÍTULO I

CONCEPTOS FUNDAMENTALES	1
1.1 Definiciones de parámetros relacionados con la presión capilar.	1
Tensión superficial	1
Mojabilidad	3
Cohesión	9
Capilaridad	10
Presión capilar	13
Función J de Leverett	19
1.2 Sistemas Roca –Fluidos relacionados con la presión capilar	22
1.3 Factores que influyen en la presión capilar	25
Efecto de la temperatura	25
Efecto de la geometría de los poros	26
Efecto de la mojabilidad	28
1.4 Conceptos relacionados con Resistividad Eléctrica (Resistividad)	29
Resistividad Eléctrica (Resistividad)	29
Resistividad del agua (R_w)	30
* Resistividad del medio saturado 100% con agua (R_o)	32
Resistividad del medio saturado parcialmente con agua (R_t)	34
Factor de formación (F)	35
Factor de formación aparente	38
Índice de resistividad (I_R)	40
1.5 Factores que influyen en la resistividad	42
Efecto de la salinidad y la temperatura	42
Efecto de la geometría de los poros	43
Efecto de la presencia de hidrocarburos	44
Efecto de la presencia de arcillas	45
Efecto de la presión	48
Efecto de la mojabilidad	48

CAPÍTULO II	
DETERMINACIÓN DE LA PRESIÓN CAPILAR	49
II.1 Obtención de la presión capilar en laboratorio	49
Método de Welge	49
Desplazamiento a través de una membrana semipermeable	53
Método de inyección de mercurio	59
Método centrífugo	63
Método dinámico	65
Comparación de los diferentes métodos	68
II.2 Interpretación de las pruebas de presión capilar	71
Ajuste de los datos de laboratorio al yacimiento	71
Presentación gráfica y analítica de los datos obtenidos en pruebas de presión capilar	81
Índice de la geometría de los poros	84
Presentación en formato semilog	88
Distribución de los fluidos en el yacimiento	93
 CAPÍTULO III	
DETERMINACIÓN DE LA RESISTIVIDAD	96
III.1 Obtención de la resistividad en laboratorio	96
Medición de la resistividad en núcleos	98
Método de dos electrodos	100
Método de cuatro electrodos	101
Método potenciométrico	103
III.2 Determinación de la resistividad en campo	106
Registros enfocados	111
Registros de microresistividad	111
Registro de inducción	113
III.3 Interpretación de las pruebas de resistividad	115
Comparación de los métodos	115
Determinación de parámetros relacionados con F	118
Determinación del índice de resistividad	129
Determinación del agua congénita	135
Interpretación del registro eléctrico	137
 CAPÍTULO IV	
RELACIONES Pc-R Y ALGUNAS APLICACIONES	142
IV.1 Determinación del tamaño de poros	142
Procedimiento para determinar el radio de poros con la Ecuación IV.9	151
Ejemplo de aplicación	154
Utilidad práctica de la determinación del tamaño de poro	169
IV.2 Determinación de la permeabilidad relativa al agua	172
Ejemplo de aplicación	176

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	181
REFERENCIAS Y BIBLIOGRAFÍA	183

R E S U M E N.

Este trabajo trata de la relación existente entre la presión capilar y la resistividad eléctrica de las rocas y sus posibles aplicaciones en la caracterización de yacimientos petroleros.

En el Capítulo I se tratan los conceptos básicos; se definen parámetros como: presión capilar, resistividad, mojabilidad, capilaridad, tensión superficial y otros relacionados con el tema. Trata además de cómo la presión capilar y la resistividad se ven afectadas por las condiciones en el yacimiento: la presión, la temperatura y la salinidad del agua de formación, entre otros.

El Capítulo II se enfoca a la determinación de la presión capilar. Como primer paso, se describen los aparatos más comúnmente utilizados en la medición de los parámetros capilares. Los métodos de Welge, de la membrana, de inyección de mercurio, el centrífugo y el dinámico, son los procedimientos que se analizan en detalle, describiendo, en cada uno de ellos, el aparato que se utiliza, así como la manera para obtener una curva de presión capilar contra saturación de fluido. También se explica cómo promediar los datos obtenidos de varios núcleos para definir un comportamiento general y cómo corregir los valores de laboratorio para llevarlos a condiciones del yacimiento. Asimismo se discuten las presentaciones gráficas y analíticas de los resultados obtenidos en las pruebas y se explica cómo los datos de presión capilar pueden ser utilizados para obtener distintas características del medio poroso, tales como: la saturación de agua irreducible, la distribución del tamaño de poros, el radio promedio de la garganta de los poros, la presión de desplazamiento y la distribución de fluidos en el yacimiento.

El Capítulo III trata de la resistividad eléctrica de las rocas y las formas para obtenerla, tanto en laboratorio como en campo. Se analiza cómo se determina la resistividad del agua saturante. Se explican tres métodos para obtener la resistividad de las rocas: el método de dos electrodos, el de cuatro electrodos y el potenciométrico; se comentan las principales diferencias entre ellos y las ventajas que presentan unos sobre otros. Se esboza, el procedimiento para medir la resistividad y cómo determinar las diferentes gráficas que se pueden preparar a partir de los datos que se miden: factor de formación contra porosidad, índice de resistividad contra saturación de agua y algunas variaciones de ellas.

La determinación de la resistividad en campo es un aspecto que se maneja, de manera alternativa, para conocer las propiedades eléctricas de la formación. Se explica brevemente el funcionamiento del registro eléctrico convencional, de los registros enfocados y del registro de inducción y se describe la utilidad de cada registro, así como su profundidad de investigación.

La interpretación de los datos de resistividad es fundamental para la caracterización de yacimientos; En el Capítulo III también se explica cómo tales datos pueden ser aprovechados para determinar diferentes características petrofísicas, tales como: la saturación de agua, la relación factor de formación-porosidad, el exponente de cementación, el exponente de saturación o el contenido de arcillas.

En el Capítulo IV se combinan los conceptos tratados en los tres capítulos precedentes para sentar una relación entre la resistividad y la presión capilar de un medio poroso. Se establecen, fundamentalmente, dos relaciones. La primera considera la saturación de agua como característica común y define analogías en

el comportamiento entre ambos parámetros y se llega a una ecuación en particular del parámetro "índice de presión capilar" en función del índice de resistividad y de un "exponente de clasificación". Se explica una aplicación de esta ecuación para determinar el radio de los poros de la roca y cómo pueden afinarse las correlaciones porosidad-permeabilidad aplicando la ecuación previamente dicha.

En la segunda relación se determina una ecuación que permite obtener la permeabilidad relativa al agua con mediciones, en laboratorio, de porosidad y permeabilidad. Las ventajas de esta ecuación son: su simplicidad y la posibilidad de estimar la permeabilidad relativa al agua, si se dispone de los exponentes de saturación y de clasificación del medio poroso.

Además se indican las principales conclusiones alcanzadas en este trabajo y se señalan recomendaciones al respecto.

INTRODUCCIÓN.

La explotación del petróleo se ha convertido, desde hace varias décadas, en un pilar para la economía mundial. En México, como sucede en la mayoría de los países que producen hidrocarburos y que están en desarrollo, el petróleo es uno de los principales productos de exportación. A mediados de los años setenta, durante el auge petrolero, la economía de México se veía fuertemente influenciada por el petróleo. Actualmente, aunque tal dependencia no es tan marcada, todavía, la mayor parte de los ingresos gubernamentales provienen de la comercialización interna y externa del petróleo.

En el proceso de producción del petróleo se encuentran implícitos factores de mercado, los cuales, de una u otra manera, influyen en el desarrollo de la industria en sí. La búsqueda de técnicas que permitan optimar la producción de petróleo es un aspecto en el que se trabaja día con día. Esta optimación se lleva a cabo en todos los sectores relacionados con la producción. En las áreas técnicas de exploración y prospección geofísica, se buscan métodos que permitan encontrar yacimientos en regiones cada vez más insospechadas, métodos que abaraten los costos de exploración y por qué no, métodos que reduzcan el tiempo de exploración. En el área de explotación, se busca establecer la producción de los hidrocarburos en los campos de tal modo que permita cumplir las demandas de mercado y ofrezca la mejor alternativa para lograr un agotamiento adecuado del yacimiento.

Si lo que se pretende es optimar el proceso de producción en su conjunto, entonces, conocer el yacimiento y su comportamiento son aspectos básicos. Esto es, que deben determinarse a detalle y con precisión las características geológicas y las propiedades petrofísicas

de los yacimientos, así como de los fluidos que contienen; para que con esa información se determine no sólo el estado actual del yacimiento sino que se pueda también predecir su comportamiento futuro, con el fin de elegir la mejor opción entre una gama de alternativas de producción.

La Ingeniería de yacimientos es la especialidad que se encarga de predecir el comportamiento futuro de los yacimientos o los campos petroleros. Para que sea posible realizar tal predicción, o cualquier otro estudio o trabajo, es necesaria la caracterización del yacimiento. La caracterización es un proceso dinámico que se inicia con la perforación del primer pozo en el campo y que termina hasta que el yacimiento es considerado como improductivo; aprovecha la información recabada durante la perforación de los pozos, así como los obtenidos de la interpretación de los levantamientos sísmicos, de los análisis de muestras de roca, de los registros geofísicos de pozos, de las diversas pruebas en pozos y de las historias producción-presión-tiempo.

En el proceso de caracterización, se consideran varios parámetros petrofísicos que son básicos para el proceso de explotación; algunos de ellos son: la porosidad, la permeabilidad, la saturación de agua, la resistividad y la presión capilar. Entre estos parámetros existe una relación muy estrecha, la cual se muestra en el presente trabajo.

CAPÍTULO I.

CONCEPTOS FUNDAMENTALES.

I.1 DEFINICIONES DE PARÁMETROS RELACIONADOS CON LA PRESIÓN CAPILAR.

TENSIÓN SUPERFICIAL.

La tensión interfacial surge en la interfase entre dos fluidos. Es el resultado de un desbalance entre las fuerzas de atracción de las moléculas. Según la ley de la gravitación universal, las moléculas se atraen una hacia otra en proporción directa al producto de sus masas y en proporción inversa con el cuadrado de la distancia entre ellas.

En un fluido, las moléculas que se encuentran alejadas de la interfase con otro fluido, están rodeadas por otras moléculas similares. Como consecuencia, la fuerza total que actúa sobre ellas es numéricamente igual a cero. No ocurre así con las moléculas que se encuentran cerca de la superficie o interfase, donde las fuerzas de atracción resultantes están en desbalance.

Esta fuerza que no está en equilibrio forma una delgada película aparente, una membrana interfacial. A la propiedad de crear esta tensión suficiente para originar una membrana aparente se le llama tensión interfacial. Si esta membrana ocurre entre un líquido y un gas se llama tensión superficial y se llama tensión interfacial cuando ocurre entre dos líquidos inmiscibles o entre un fluido y un sólido. Así, por ejemplo, se llamará tensión interfacial a la existente entre el agua y el aceite, a la existente entre el gas y una roca o a la

existente entre el aceite y una roca, y se llamará tensión superficial a la que se genera en la interfase entre el agua y el aire, entre el gas y el aceite o entre el mercurio y el aire. Para crear esta película se requiere de una cantidad de energía suficiente para mover una molécula del fluido hacia la superficie o interfase, de tal manera que la tensión superficial puede definirse como:

La energía por unidad de área necesaria para llevar las moléculas a la superficie^{(1)*}.

A partir de esta definición, puede visualizarse que las moléculas que estén cerca de la superficie serán arrastradas hacia ella para mantener la integridad de la película, lo cual se ajusta a la explicación anterior donde actúa el desbalance de fuerzas. Es necesario imaginar la superficie de contacto de los dos fluidos dividida en una cierta cantidad de supuestas áreas. Cada una de éstas, de modo individual, requerirá de una cierta cantidad de energía que moverá a una molécula desde su posición inicial, donde se encuentra en desbalance de fuerzas, hasta la superficie. Esta molécula reemplazará a otra que se encuentre en la posición que ocupará, y a su vez será reemplazada por otra nueva. Este movimiento constante es el que mantiene la unión de la membrana.

Al hacer un análisis dimensional de la tensión superficial, se tiene que:

$$\sigma[\text{EL}^{-2}] = [\text{F} \times \text{L} / \text{L}^2] = [\text{F} / \text{L}]$$

De donde puede recurrirse a otra definición:

* Referencias al final

La tensión interfacial, o superficial, es la fuerza necesaria para mantener la unidad de longitud de la película en equilibrio⁽¹⁾.

Definición que también es acorde con la explicación dada del desbalance de fuerzas y del movimiento continuo de las moléculas.

Las unidades de la tensión superficial (o interfacial) en los sistemas MKS, cgs y FPS son, respectivamente:

(kg/m), (g/cm), (libra/ pie).

Las unidades en que se expresa comúnmente son (dinas/cm), que son equivalentes, numéricamente hablando a (ergs/cm). Esta equivalencia es debida a la reducción dimensional de que se habla en un párrafo anterior.

MOJABILIDAD.

La adhesión entre un líquido y un sólido es otra fuerza activa que influye en la capilaridad de un sistema. La adhesión es una función de la tensión interfacial (en el caso de un sistema roca-fluidos) y determina qué fluido mojará preferentemente al sólido.

Para ilustrar el concepto, supóngase un sistema donde dos fluidos, aceite y agua, están en contacto con un sólido, igual que en la figura I.1

Por convención, el ángulo de contacto, es el ángulo medido entre la superficie del sólido y la tangente a la superficie de la fase más densa en su punto de contacto con el cuerpo sólido.

De la figura se obtiene:

$$\cos\theta = \frac{\sigma_{s-o} - \sigma_{s-w}}{\sigma_{w-o}} \quad (1.1)$$

Donde:

σ_{s-o} : Tensión interfacial entre el sólido y la fase menos densa (dinas/cm)

σ_{s-w} : Tensión interfacial entre el sólido y la fase más densa (dinas/cm)

σ_{w-o} : Tensión interfacial entre los dos líquidos inmiscibles (dinas/cm)

θ : Ángulo de contacto (grados)

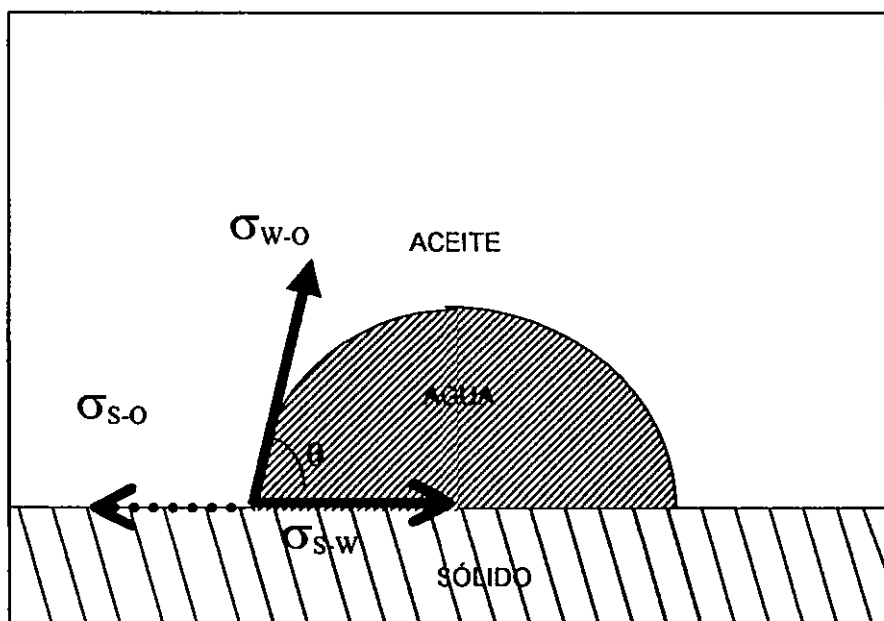


FIG. I.1 EQUILIBRIO DE FUERZAS EN UNA INTERFASE
AGUA-ACEITE-SÓLIDO

Luego, si se define a la fuerza de adhesión (F_a) como:

$$F_a = \sigma_{s-o} - \sigma_{s-w} \quad (1.2)$$

Se puede escribir la ecuación 1.2 en función de la ecuación 1.1, quedando finalmente:

$$F_a = \sigma_{w-o} \cos\theta \quad (\text{dinas/cm}) \quad (1.3)$$

De la definición planteada por la ecuación 1.2, se aprecia que una adhesión positiva indica que la fase más densa moja al sólido de manera preferente; es decir, que la tensión interfacial entre el sólido y la fase más densa es menor que la tensión interfacial entre el sólido y la fase menos densa. Si la magnitud de la adhesión es cero, indica que ambas fases tienen una afinidad igual con la superficie.

La magnitud de la fuerza de adhesión queda definida por la ecuación 1.3 y determina la capacidad de la fase mojannte para adherirse y extenderse sobre la superficie del sólido. Por ejemplo, si el valor de la fuerza de adhesión es grande (es decir que el ángulo de contacto es pequeño) la fase más densa tenderá a extenderse y cubrir la superficie del sólido. Por el contrario, si el ángulo de contacto es grande, se necesitará una fuente de energía externa para que la fase más densa se extienda sobre el sólido.

Existen dos medios para indicar el grado de mojabilidad de un fluido, el primero es expresarlo en términos del ángulo de contacto, igual que en la ecuación 1.3. Una mojabilidad completa quedará representada por un ángulo de cero grados. Un ángulo de contacto de 90 grados indica que ninguna de las dos fases moja preferentemente al sólido y un ángulo de contacto de 180 grados indica que la fase menos densa moja al sólido. Así, el ángulo de contacto es un índice de la mojabilidad relativa de un sólido por un fluido.

Otra forma conveniente de indicar la mojabilidad es mediante la relación de esfericidad. Se define como la relación que existe entre la altura y la base de una gota de líquido que está sobre una superficie. Si esta relación es de 1, indica que el líquido es completamente no mojante, mientras que una relación de cero indica que el líquido es totalmente mojante y que se extiende indefinidamente sobre la superficie del sólido.

La figura 1.2 ilustra varios ejemplos de sistemas roca-fluidos, donde pueden notarse diferentes valores del ángulo de contacto. Se aprecia cómo la mojabilidad es función de los fluidos presentes tanto como del sólido.

Luego, si se define a la fuerza de adhesión (F_a) como:

$$F_a = \sigma_{s-o} - \sigma_{s-w} \quad (1.2)$$

Se puede escribir la ecuación 1.2 en función de la ecuación 1.1, quedando finalmente:

$$F_a = \sigma_{w-o} \cos\theta \quad (\text{dinas/cm}) \quad (1.3)$$

De la definición planteada por la ecuación 1.2, se aprecia que una adhesión positiva indica que la fase más densa moja al sólido de manera preferente; es decir, que la tensión interfacial entre el sólido y la fase más densa es menor que la tensión interfacial entre el sólido y la fase menos densa. Si la magnitud de la adhesión es cero, indica que ambas fases tienen una afinidad igual con la superficie.

La magnitud de la fuerza de adhesión queda definida por la ecuación 1.3 y determina la capacidad de la fase mojante para adherirse y extenderse sobre la superficie del sólido. Por ejemplo, si el valor de la fuerza de adhesión es grande (es decir, que el ángulo de contacto es pequeño), la fase más densa tenderá a extenderse y cubrir la superficie del sólido. Por el contrario, si el ángulo de

contacto es grande, se necesitará una fuente de energía externa para que la fase más densa se extienda sobre el sólido.

Existen dos medios para indicar el grado de mojabilidad de un fluido, el primero es expresarlo en términos del ángulo de contacto, igual que en la ecuación 1.3. Una mojabilidad completa quedará representada por un ángulo de cero grados. Un ángulo de contacto de 90 grados indica que ninguna de las dos fases moja preferentemente al sólido y un ángulo de contacto de 180 grados indica que la fase menos densa moja al sólido. Así, el ángulo de contacto es un índice de la mojabilidad relativa de un sólido por un fluido.

Otra forma conveniente de indicar la mojabilidad es mediante la relación de esfericidad. Se define como la relación que existe entre la altura y la base de una gota de líquido que está sobre una superficie. Si esta relación es de 1, indica que el líquido es completamente no mojante, mientras que una relación de cero indica que el líquido es totalmente mojante y que se extiende indefinidamente sobre la superficie del sólido.

La figura 1.2 ilustra varios ejemplos de sistemas roca-fluidos, donde pueden notarse diferentes valores del ángulo de contacto. Se aprecia cómo la mojabilidad es función de los fluidos presentes tanto como del sólido.

La mojabilidad que presenta la roca en el yacimiento es de gran importancia debido a que tiene una estrecha relación con la distribución de los fluidos dentro de los poros.

La figura 1.3 es una representación idealizada del cambio en la distribución de los fluidos en un poro dado debido al cambio de mojabilidad de la roca.

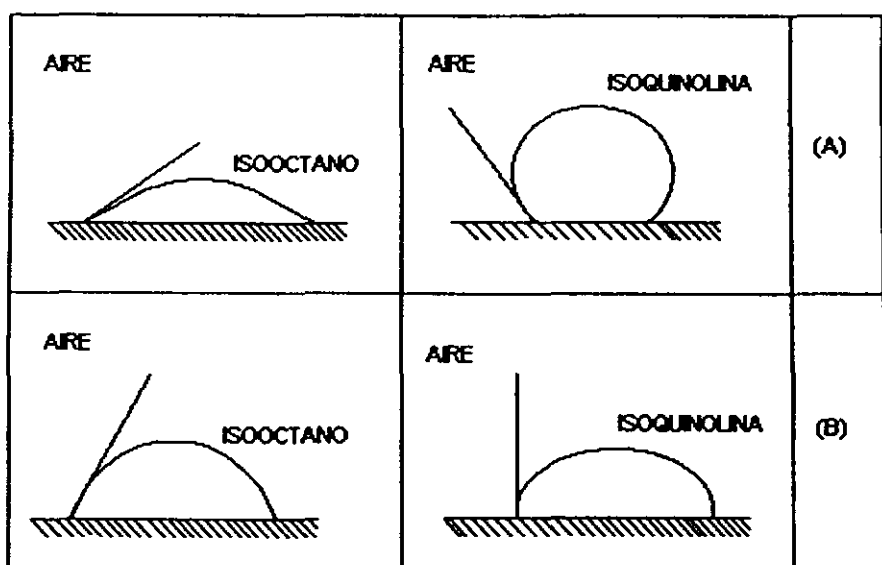


FIG 1.2 ÁNGULOS DE CONTACTO PARA:
 (A) SUPERFICIE DE SÍLICE.
 (B) SUPERFICIE DE CALCITA.

En la figura 1.3, debido a las fuerzas de atracción, el fluido mojante tiende a ocupar los intersticios más pequeños mientras que el fluido no mojante ocupa los espacios más grandes. En cualquier caso, el fluido mojante queda reducido a una delgada película que rodea la roca, su volumen tiende a ser mucho menor que el fluido no mojante. Es por esta tendencia que la mojabilidad juega un papel importante en la distribución de los fluidos en el medio poroso. Es necesario saber cuál es el fluido mojante en un sistema para tener la certeza de conocer cuál es el fluido que ocupa en mayor medida los poros. Debido a que el fluido mojante tiende a esparcirse sobre la superficie del sólido, en condiciones irreductibles, se ve reducido a una fina película rodeando los granos del medio poroso. Las condiciones de diagénesis son las que determinan en gran medida cuál será el fluido mojante y la saturación que alcanzará dentro del medio.

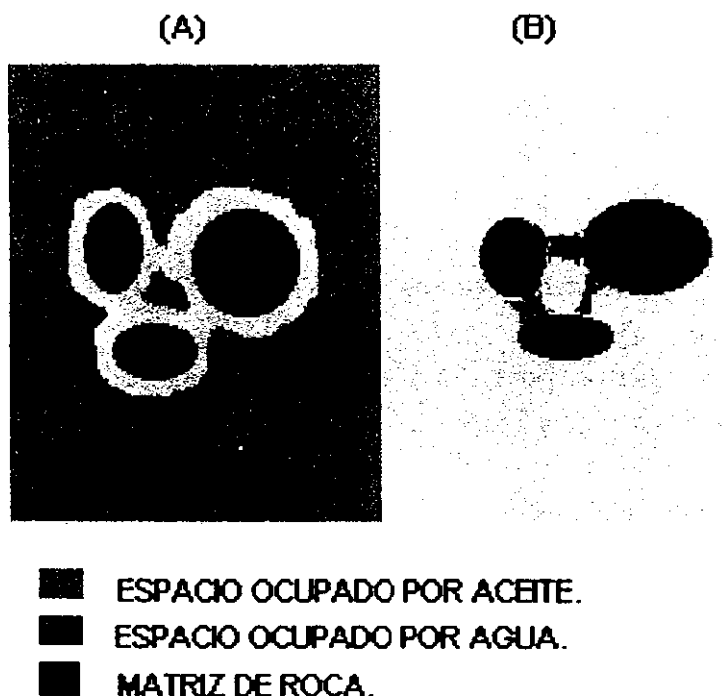


FIG 1.3 DISTRIBUCIÓN DE LOS FLUIDOS EN UN PORO
DEBIDO A LA MOJABILIDAD.
CASO (A) SÓLIDO MOJADO POR ACEITE
CASO (B) SÓLIDO MOJADO POR AGUA

COHESIÓN.

Las fuerzas de atracción molecular originan la cohesión, que es la tendencia de un líquido a mantenerse unido y no expandirse indefinidamente tal como lo haría un gas. A nivel molecular, la cohesión también responde a la ley de atracción universal. Esta fuerza de cohesión ayuda a comprender mejor la mojabilidad; si las fuerzas de adhesión entre un líquido y un sólido son mayores que las fuerzas de cohesión del líquido, éste mojará al sólido. A su vez, si las fuerzas de cohesión son mayores que las fuerzas de adhesión, el líquido no mojará al sólido.

CAPILARIDAD.

Al estudiar los sistemas capilares es necesario considerar no tan sólo la interfase entre un gas y un líquido, hay que tomar en cuenta, asimismo, las fuerzas que ocurren entre la interfase de dos líquidos inmiscibles y las fuerzas que ocurren entre los fluidos y los sólidos. La combinación de todas estas fuerzas influye grandemente no sólo en la mojabilidad sino también en la capilaridad de un sistema dado.

Para poder estudiar el fenómeno capilar es útil recurrir al ejemplo del tubo capilar de vidrio transparente inmerso, parcialmente, en un recipiente abierto en su parte superior y lleno con agua, tal como lo muestra la figura 1.4

El agua en el interior del tubo capilar se elevará por encima del nivel de agua libre en el recipiente abierto. Esta elevación se debe al efecto conjunto de las fuerzas de adhesión entre el vidrio y el agua, y al poco peso que representa la columna de agua en el interior del capilar. El caso de un tubo capilar inmerso en un fluido no mojante, está representado cuando en lugar de agua se utiliza mercurio. En este caso (ver figura 1.5) el líquido no moja al sólido, es decir, las fuerzas de cohesión en el mercurio son mayores que las fuerzas de adhesión entre el vidrio y el mercurio. La tensión superficial hace descender el menisco en el interior del tubo.

Al analizar el caso del tubo capilar con agua, se visualizan las fuerzas que intervienen en el fenómeno. El líquido se eleva en la parte interior hasta que la fuerza total que empuja al fluido hacia arriba alcanza el equilibrio con el peso de la columna de líquido que está siendo soportado en el tubo.

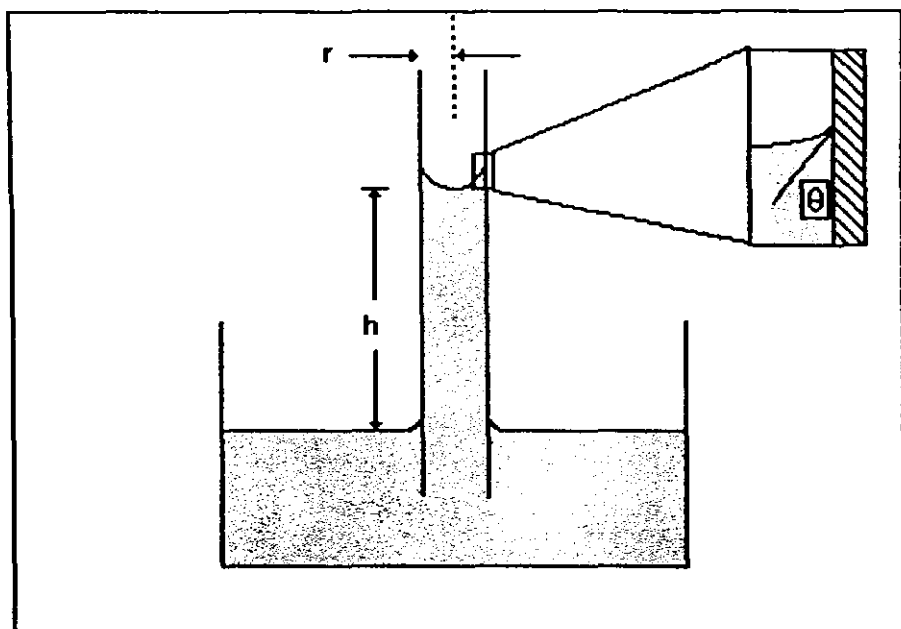


FIG I.4 ELEVACIÓN DEL AGUA EN UN TUBO CAPILAR DE VIDRIO.

La fuerza total que actúa hacia arriba puede ser expresada como:

$$F_{\text{arriba}} = F_a \times 2\pi r \quad (1.4)$$

Por su parte, la fuerza total que actúa hacia abajo, es:

$$F_{\text{abajo}} = \rho g h \times \pi r^2 \quad (1.5)$$

Donde:

- | | |
|--|----------------------|
| F_a : Fuerza de adhesión | (dinas/cm) |
| r : Radio del capilar | (cm) |
| g : Aceleración debida a la gravedad | (cm/s ²) |
| ρ : Densidad del fluido | (g/cm ³) |
| h : Altura que alcanza el fluido dentro del tubo | (cm) |

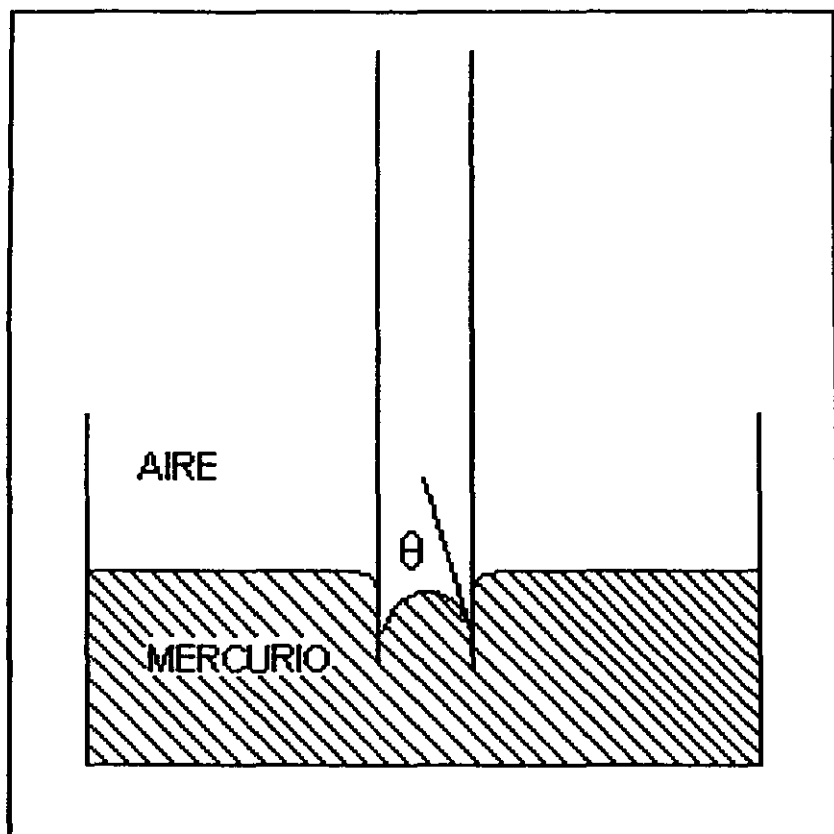


FIG I.5 DEPRESIÓN DEL NIVEL DE MERCURIO EN UN TUBO CAPILAR.

Al igualar estas dos fuerzas, es decir cuando se alcanza el equilibrio, y despejando (h), se obtiene:

$$h = \frac{2Fa}{\rho g r} \quad (1.6)$$

Que es la ecuación que permite obtener la altura, h , que alcanza el fluido mojante en el interior del tubo capilar.

La capilaridad es importante ya que rige en gran medida, junto con las fuerzas gravitacionales, la distribución original de los fluidos en el yacimiento; además, durante el proceso de desplazamiento, la relativa libertad de movimiento y distribución de los fluidos también se ve influenciada por estas fuerzas. Finalmente, las fuerzas capilares son responsables de entrapar una gran cantidad de fluido no mojante dentro de los intersticios de la roca, y como este fluido no mojante generalmente es aceite o gas, es de vital importancia determinar la cantidad que no podrá ser recuperada debido a los efectos capilares.

PRESIÓN CAPILAR.

La presión capilar puede definirse como "la presión diferencial que existe en una interfase curva que se tiene entre dos fluidos no miscibles que comúnmente ocupan un sistema capilar"⁽¹⁾.

La expresión analítica de esta definición se escribe como:

$$P_c = P_{nm} - P_m \quad (1.7)$$

Donde:

P_c : Presión capilar del sistema (atm)

P_{nm} : Presión de la fase no mojante inmediata a la interfase (atm)

P_m : Presión de la fase mojante inmediata a la interfase (atm)

Otra definición de presión capilar, válida y aplicable al desplazamiento de fluidos, es "la presión necesaria para desplazar un fluido mojante a través de una apertura capilar".⁽²⁾

De acuerdo con el ejemplo anterior del tubo capilar, la presión que existe en la fase líquida inmediata a la interfase aire-líquido (ver figura 1.4), es menor que la presión existente en la fase gaseosa inmediata a la misma interfase. Esta diferencia de presiones que existe a través de la interfase es la presión capilar del sistema.

El cálculo de la presión capilar del sistema se puede hacer de modo análogo al cálculo de la presión en un tubo en "U". Los manómetros son dispositivos en los cuales se emplea una columna (o columnas) de uno o más fluidos para medir la diferencia de presión entre dos puntos. Asimismo, el sistema del tubo capilar de vidrio puede considerarse como un tubo en "U" cuyas columnas de fluido (agua y aire) se encuentran en comunicación. Al hacer esta analogía, se puede determinar la diferencia de presión entre dos puntos escogidos. Los puntos donde se desea calcular esta diferencia de presión son los inmediatos a la interfase agua-aire en ambos fluidos. El cálculo puede hacerse como sigue. La figura 1.6 representa las condiciones existentes en un tubo capilar cuando se encuentra inmerso en un recipiente con agua.

Se hacen, además, las siguientes consideraciones:

- Como el radio del recipiente es mucho más grande, comparado con el radio relativamente pequeño del tubo capilar, la interfase agua-aire es prácticamente horizontal.
- La presión capilar en una superficie plana u horizontal es igual a cero.

En la figura 1.6, si la altura de equilibrio de la columna de agua, h , es pequeña, la presión de la columna de aire entre A' y B' es despreciable debido a la baja densidad del aire. Por lo tanto, la presión en el aire inmediatamente arriba de la interfase (punto B') es,

esencialmente, igual a la presión en el aire inmediatamente arriba del nivel de agua libre en el recipiente (punto A'). Sin embargo, debido a que la densidad del agua es mucho mayor, comparada con la densidad del aire, la presión en el agua junto a la interfase agua-aire en el interior del capilar (punto B) es diferente de la presión en el fondo del capilar al nivel del agua libre (punto A). Esta diferencia es igual a la presión producida por la carga hidrostática de la columna de agua (h).

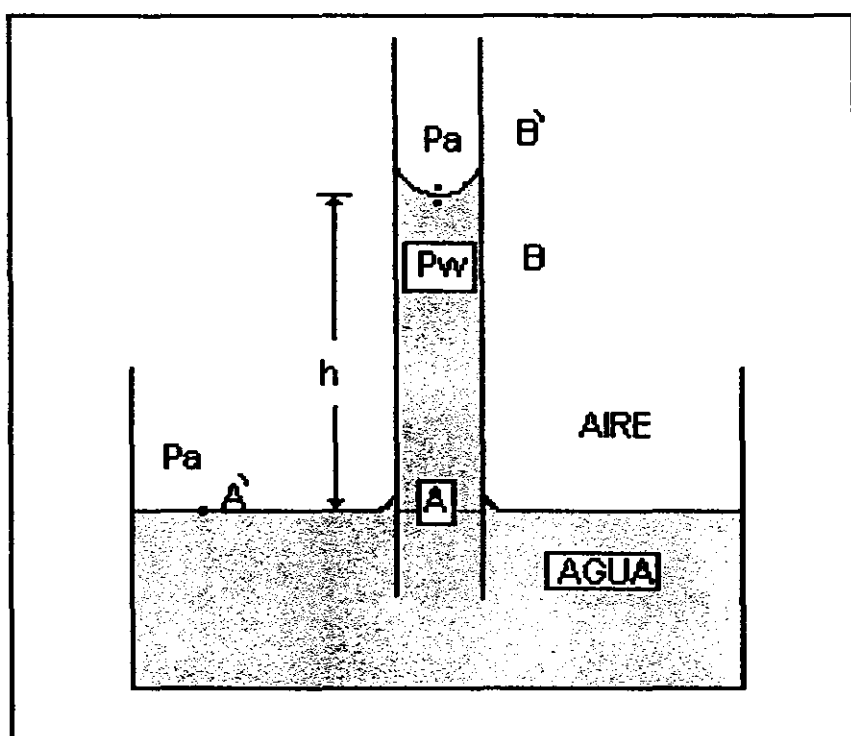


FIG I.6 RELACIÓN DE PRESIONES EN UN TUBO CAPILAR.

Con base en estas consideraciones, la presión en el fondo de la columna de agua dentro del tubo capilar, es igual a la presión en el gas inmediatamente arriba del nivel de agua en el recipiente. Luego

entonces, la presión en el agua en la parte superior de la columna capilar es igual a la presión en el agua en el punto A menos la presión debida a la columna hidrostática.

Si se denota a la presión en el agua en el punto B por P_w , y a la presión en el aire, ya sea en el punto A' o en el punto B', por P_a , se plantea la discusión de forma analítica:

$$P_c = P_a - P_w \quad (1.8)$$

Donde:

P_c : Presión capilar del sistema (atm)

P_a : Presión en el aire en el punto B' (atm)

P_w : Presión en el agua en el punto B (atm)

Como anteriormente se mencionó, la presión en el punto B (P_w), está dada por:

$$P_w = P_a - \rho_w g h \quad (1.9)$$

En esta ecuación, ρ_w corresponde a la densidad del agua. Sustituyendo la ecuación 1.9 en 1.8, se tiene:

$$P_c = \rho_w g h \quad (1.10)$$

Que es la ecuación que permite calcular la presión capilar en función de la columna hidrostática de fluido cuando se tiene un sistema agua-aire.

El caso cuando no se tiene gas en el sistema, está representado en la figura 1.7. En la figura, se tiene un sistema capilar agua-aceite (ver fig. 1.7). El cálculo de la presión capilar se hará igual que en el

caso anterior, con la diferencia de que en este caso la densidad del aceite no podrá ser despreciada.

Como se mencionó anteriormente, en el punto D no existe presión capilar, pues la interfase agua-aceite en el recipiente abierto es mucho mayor, comparada con la interfase en el interior del capilar.

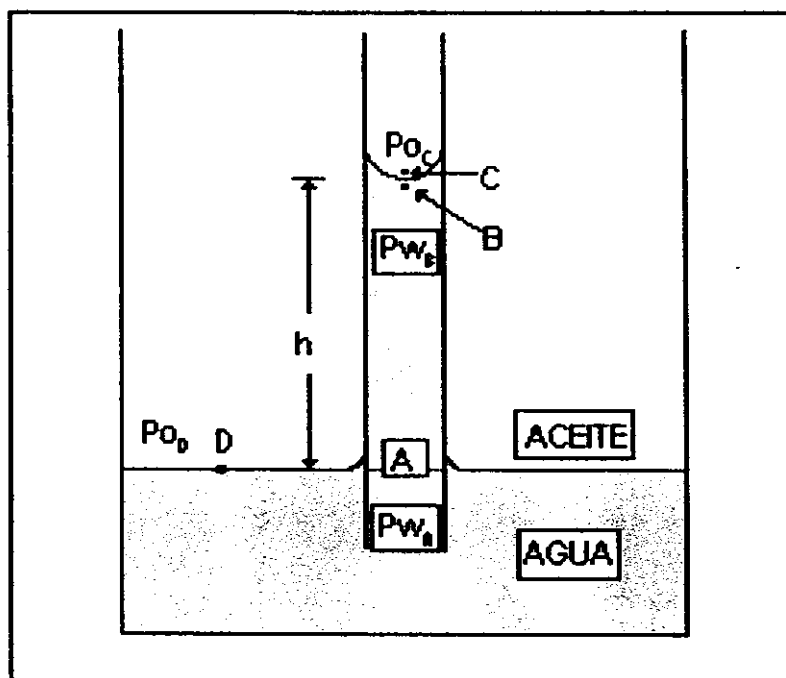


FIG I.7 TUBO CAPILAR INMERSO EN UN SISTEMA AGUA-ACEITE.

Por tal motivo, la presión en el punto D (P_{oD}) es igual a la presión en el punto A (P_{wA}), o sea:

$$P_{oD} = P_{wA} \quad (I.11)$$

La presión capilar en el interior del tubo es:

$$P_c = P_{Oc} - P_{Wb} \quad (1.12)$$

Donde:

$$P_{Wb} = P_{Wa} - \rho_w gh$$

$$P_{Oc} = P_{Od} - \rho_o gh$$

Sustituyendo, se tiene:

$$P_c = (\rho_w - \rho_o)gh \quad (1.13)$$

Que es la ecuación para calcular la presión capilar en función de las columnas hidrostáticas, cuando se tienen presentes dos líquidos en el sistema, en este caso agua y aceite.

Por otra parte, al sustituir la ecuación 1.3 dentro de la ecuación 1.6 puede obtenerse, nuevamente, la altura que alcanzará el fluido mojante dentro del sistema capilar, pero ahora en función de la tensión interfacial y del ángulo de contacto.

$$h = \frac{2\sigma \cos\theta}{\rho gh} \quad (1.14)$$

Al sustituir esta función de h en la ecuación 1.10, se tiene:

$$P_c = \frac{2\sigma \cos\theta}{r} \quad (1.15)$$

La cual es una expresión de la presión capilar obtenida en función de los términos de las fuerzas superficiales.

FUNCIÓN J DE LEVERETT.

El concepto de la función J de Leverett está basado en la relación teórica entre la permeabilidad y la porosidad, la cual puede ser derivada bajo la suposición de que el medio poroso puede ser caracterizado como un paquete de tubos capilares que no están interconectados entre sí. El gasto a través de uno de dichos tubos capilares, de acuerdo con la ecuación de Poiseuille, es:

$$q = \frac{\pi r^4}{8\mu} \left(\frac{\Delta P}{L_c} \right) \quad (1.16)$$

Donde:

q : Gasto a través del tubo capilar	(cm ³ /seg)
r : Radio del capilar	(cm)
ΔP: Caída de presión	(atm)
μ : Viscosidad del fluido	(cp)
L _c : Longitud del capilar	(cm)

De igual manera, si se tuvieran n tubos capilares con el mismo radio, la misma longitud y donde se presenta la misma caída de presión, el gasto resultante puede expresarse como:

$$q = \frac{n\pi r^4}{8\mu} \left(\frac{\Delta P}{L_c} \right) \quad (1.17)$$

Por otra parte, la relación entre el área que ocupa la sección transversal de los capilares y el área total del paquete que los

constituye, puede considerarse como una medición de la porosidad del sistema.

En tal caso, la porosidad, ϕ , puede definirse como:

$$\phi = \frac{n\pi r^2}{A} \quad (1.18)$$

Donde:

ϕ : Porosidad "areal" del paquete de tubos capilares

A: Área transversal que ocupan el conjunto de tubos

La permeabilidad, K, establecida por la ecuación de Darcy es:

$$K = \frac{q\mu}{A} \left(\frac{L_n}{\Delta P} \right) \quad (1.19)$$

Donde L_n denota la longitud del núcleo. Nótese que no se considera la longitud del capilar, pues éste será diferente, debido a que el tubo capilar no necesariamente es recto.

Despejando el término n, de la ecuación 1.18, y el gasto, q, de la ecuación 1.19, y sustituyendo ambos en la ecuación 1.17, se tiene que:

$$r^2 = 8 \left(\frac{K}{\phi} \right) \left(\frac{L_c}{L_n} \right) \quad (1.20)$$

En esta ecuación se diferencia claramente la longitud del tubo capilar de la longitud del núcleo. Esta relación (L_c/L_n) se denomina como la tortuosidad del medio. Si se supone que en un yacimiento en

particular, se tiene una tortuosidad constante, y combinando ésta con la constante que aparece en la ecuación 1.20, el radio del capilar será:

$$r = cte \sqrt{\frac{K}{\phi}} \quad (1.21)$$

Sustituyendo esta expresión del radio del capilar, r , en la ecuación 1.15:

$$P_c = \frac{2\sigma \cos\theta}{cte \sqrt{K/\phi}} \quad (1.22)$$

Al resolver esta ecuación para la constante, e incorporando aquí la constante numérica, se puede obtener la función J de Leverett, también llamada presión capilar adimensional:

$$J(S_w) = \frac{P_c \sqrt{K/\phi}}{\sigma \cos\theta} \quad (1.23)$$

La expresión de $J(S_w)$ es, en el sentido literal de la palabra, una constante. La interpretación física de esta constante es que mediante ella se normalizan las mediciones de presión capilar hechas en muestras de diferente porosidad y permeabilidad, sin importar los fluidos utilizados. O sea que se puede obtener una función de la presión capilar que es independiente de la porosidad, de la permeabilidad, de la tensión interfacial de los fluidos o del ángulo de contacto formado entre éstos y el sólido. De esta forma, la función de P_c calculada por cualquier método y en diferentes muestras con características muy diversas, estará representada por una sola curva

que incluirá diferentes características de los sistemas roca-fluidos utilizados.

Aunque teóricamente la función J parece ser ideal, no siempre ofrece resultados confiables. Los errores que presenta pueden deberse a que la deducción de J se basa en las suposiciones de que el medio poroso actúa como un paquete de tubos capilares conectados y en que la tortuosidad del medio es constante. Aparentemente, muchas de las rocas con las que se trabaja no cumplen con estas suposiciones, pues al intentar calcular la función J para algún grupo de muestras, se obtiene un conjunto de datos muy disperso que no puede ajustarse a una sola curva. En otras palabras, existen medios tan heterogéneos que la función J simplemente no es aplicable.

1.2 SISTEMAS ROCA-FLUIDOS RELACIONADOS CON LA PRESIÓN CAPILAR.

Los yacimientos de aceite también exhiben propiedades capilares tal como se estudiaron anteriormente. Sin embargo, el comportamiento capilar en medios porosos es tan complejo, que la definición de presión capilar no es aplicable; el tubo capilar único y transparente no existe, en su lugar hay una compleja red de poros interconectados por medio de las gargantas de los poros. El aspecto físico de la tensión interfacial, la tensión superficial, el ángulo de contacto, etc., resulta imposible de reconocer y es poco práctico tratar de diferenciarlos para aplicarlos en la ecuación I.15

Aún con estas dificultades, la importancia de la presión capilar cobra relevancia cuando se considera que la mayoría de los medios

porosos que contienen aceite pueden ser visualizados como un paquete de tubos capilares de diferentes diámetros y con una tortuosidad propia del medio. Los poros y sus gargantas de conexión son de diferentes diámetros y se asume que están ocupados por cantidades variables de crudo, agua y finos. Un fluido puede mojar al sólido de manera preferente en presencia de un segundo fluido, pero la ocurrencia de diversos minerales que comprenden la superficie del sólido que está en contacto con el fluido, así como la existencia de componentes hidrocarburos que reaccionan fácilmente con los sólidos, pueden modificar las propiedades de mojabilidad del medio. Se sabe también que la historia de saturación, así como la saturación relativa de cada fase pueden afectar las propiedades de mojabilidad.

La descripción de un medio poroso y su superficie química podría resultar intratable si se espera describir a los materiales en forma microscópica. Afortunadamente, es posible aceptar una interpretación macroscópica del comportamiento general a escalas mayores, determinado por medio experimental o conceptual.

Experimentalmente, el proceso de generalizar el comportamiento a escalas macroscópicas es una consecuencia natural del uso de recortes, núcleos y muestras de canal, que tienen dimensiones mucho menores que las comparadas con las dimensiones del yacimiento. Para que este comportamiento derivado de los núcleos sea válido para el yacimiento, es necesario asumir conceptualmente que el medio es homogéneo. Así, cada elemento refleja propiedades que son idénticas a las propiedades del medio poroso. Es decir, el yacimiento heterogéneo y tortuoso es reemplazado por un medio ficticio continuo, sin una estructura substancial y en donde a cualquier punto se le pueden asignar variables cinemáticas y

dinámicas, así como parámetros que serán funciones continuas de variables como la posición, el tiempo y la saturación de los fluidos.

De acuerdo con el criterio anterior, se estableció una definición matemática de la presión capilar en un medio poroso, que puede escribirse como:

$$P_c = \frac{\sigma}{r_p} \quad (1.24)$$

Donde:

P_c	: Presión capilar del sistema	(dinas/cm ²)
σ	: Tensión interfacial en el yacimiento	(dinas/cm)
r_p	: Radio promedio de los poros	(cm)

El radio promedio de los poros es determinado de manera empírica a través de otras mediciones del medio poroso.

Los principales sistemas roca-fluidos que pueden encontrarse, relacionados con un medio poroso, en un yacimiento (Y) o en laboratorio (L), son:

Roca-agua-gas	(Y, L)
Roca-agua-aceite	(Y, L)
Roca-agua-aceite-gas	(Y, L)
Roca-mercurio-gas	(L)

Estos sistemas presentan diferentes características, de acuerdo con sus propiedades de tensión interfacial, tensión superficial, mojabilidad y densidad. Así como también presentan diferentes

características cuando pueden simularse en laboratorio y cuando se presentan en el yacimiento.

I.3 FACTORES QUE INFLUYEN EN LA PRESIÓN CAPILAR

EFFECTO DE LA TEMPERATURA.

Las fuerzas superficiales que se generan en la interfase entre dos fluidos, son el resultado directo del movimiento continuo de las moléculas. La presión capilar depende en gran medida de este movimiento, que es el principal factor que genera la diferencia de presión entre ambos fluidos.

La temperatura influye en el movimiento de las moléculas y, por lo tanto, en la presión capilar. Para poder determinar el sentido en el que la temperatura influye sobre la presión capilar a través de la variación en el movimiento de las moléculas, es necesario aislar el fenómeno. Sin considerar otros aspectos, como el ángulo de contacto entre el fluido mojante y la superficie del sólido, un incremento en la temperatura ocasionará un mayor movimiento de las moléculas, debido al efecto conjunto de un aumento en la energía del sistema y una disminución en la viscosidad del fluido, lo cual ocasionará que la tensión superficial disminuya. Por ejemplo, la tensión superficial para el agua varía de 0.00745 kg_f/m a 20°C hasta 0.00596 kg_f/m a 100°C. El grado en que la tensión interfacial de los fluidos se vea afectada por la temperatura, dependerá del grado inicial de energía, del incremento directo de la temperatura y de la composición (viscosidad) de cada fluido. Así, por ejemplo, la tensión interfacial entre un aceite pesado y el agua congénita, se verá más afectado por la temperatura,

que la tensión interfacial entre el agua y un gas, al mismo incremento de temperatura.

La temperatura no tan sólo influye en la tensión interfacial, sino también en el ángulo de contacto que se presenta entre la superficie del sólido y el fluido mojante. La forma en que el ángulo de contacto varía con la temperatura depende, sin embargo, de la tensión interfacial entre el sólido y el fluido. A mayor tensión interfacial, el ángulo de contacto será menor y viceversa, lo que implica, considerando únicamente al ángulo de contacto, que la presión capilar aumentará (ver ecuación I.15).

El efecto unificado de la variación de la tensión interfacial y el ángulo de contacto originan, dependiendo de cuál es el fenómeno que domina, que la variación de la presión capilar sea positiva o negativa. Samaroo,⁽³⁾ en un trabajo publicado, menciona que la saturación de agua irreductible es función, en parte, de la temperatura, y que el hecho de que en experimentos realizados la saturación irreductible de agua pueda incrementarse con la temperatura para un sistema de fluidos en una roca, y que, para la misma roca, la saturación irreductible se reduzca con un incremento en la temperatura para otro sistema de fluidos, implica que la presión capilar se vea afectada por más factores que las fuerzas superficiales. Parece ser que las mediciones en los experimentos responden al valor de la relación entre las fuerzas viscosas de los fluidos.

EFFECTO DE LA GEOMETRÍA DE LOS POROS.

En un yacimiento, los poros tienen una forma irregular con una gran variedad de tamaños. Estos poros están conectados por medio de gargantas, que también tienen diferentes tamaños. En general, cuando se habla del tamaño de los poros, se utiliza como medida el

radio promedio, aunque no sean necesariamente de forma esférica. La geometría de los poros y las gargantas se incluye así en este radio promedio que refleja, de algún modo, cuando se tiene porosidad primaria, el radio promedio de los granos de roca.

La presión capilar, como puede verse en la ecuación 1.15, depende del radio del capilar. Si se mantienen las fuerzas superficiales constantes, a mayor radio se tendrá una menor presión capilar. En una curva de presión capilar, esta variación se ve reflejada en lo que se llama zona de transición (ver figura 1.8).

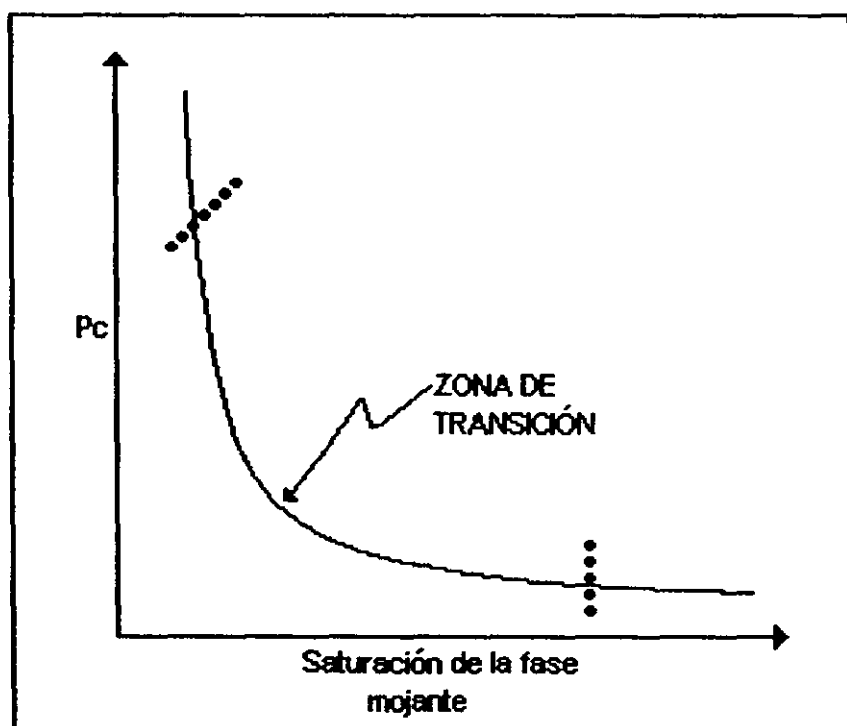


FIG 1.8 CURVA DE PRESIÓN CAPILAR EN FUNCIÓN DE LA SATURACIÓN DE FLUIDO MOJANTE.

En la figura I.8, a cada nivel de presión capilar corresponde un radio promedio de la garganta de los poros, derivado directamente de la ecuación I.15. Es decir, en una prueba de inyección de fluido, cada presión aplicada permitirá que el fluido penetre a través de un tamaño definido de la garganta de los poros. Esta dependencia entre el radio de la garganta de los poros y la presión capilar, está en conformidad con la definición de presión capilar, que dice que es la presión necesaria para desplazar un fluido mojante a través de una apertura capilar. Se podría agregar en esta definición, que la apertura capilar tiene un radio definido y por lo tanto que la presión capilar es la presión necesaria para desplazar el fluido a un radio determinado, siempre y cuando el sistema roca-fluidos se mantenga constante.

EFECTO DE LA MOJABILIDAD.

El efecto que la mojabilidad tiene sobre la presión capilar, está relacionado con la forma en que el fluido podrá distribuirse sobre la superficie del sólido. En un yacimiento generalmente se tiene más de un fluido, por lo que la mojabilidad definirá cuál es el fluido que mojará al sólido y esto, a su vez, determinará la presión capilar.

El efecto de la mojabilidad debe ser considerado en todas las determinaciones, en laboratorio, de la saturación residual y de la presión capilar. Se han notado, experimentalmente, cambios importantes en las propiedades petrofísicas de los núcleos, que aparentemente se deben a cambios en las características de mojabilidad de las rocas que han sido sometidas a extracciones con solventes. Es posible que algunas de las irregularidades no explicables en las mediciones de presión capilar se deban a las propiedades de mojabilidad de los núcleos y a los posibles cambios

en estas propiedades debido al tratamiento de los núcleos en laboratorio.

1.4 CONCEPTOS RELACIONADOS CON RESISTIVIDAD ELÉCTRICA.

RESISTIVIDAD ELÉCTRICA (RESISTIVIDAD).

La resistividad de un material es el recíproco de su conductividad eléctrica. Es utilizada comúnmente para definir la habilidad de un material para oponerse al flujo de la corriente eléctrica. La resistividad de un material queda definida por la ecuación:

$$R = \frac{rA}{L} \quad (1.25)$$

Donde:

R : Resistividad del material	(ohms-m)
r : resistencia	(ohms)
A : Área de la sección transversal del conductor	(m ²)
L : Longitud del conductor	(m)

En la práctica, la unidad de resistividad que se utiliza en estudios de las rocas y los suelos, es el ohm-m. La resistividad se denota por la letra R, acompañada del subíndice que define las condiciones a las cuales se aplica.

La resistividad es muy utilizada en estudios geológicos para ubicar y evaluar depósitos minerales. En el caso de la evaluación de formaciones productoras de aceite, la resistividad es utilizada para detectar acumulaciones de aceite.

En situaciones normales, se considera que la matriz porosa de una formación es un aislante perfecto, no conduce electricidad (algunas arcillas favorecen la conducción). La conducción se lleva a cabo, entonces, a través de los fluidos encontrados en los poros.

A profundidades mayores a 600 m, el agua congénita que se encuentra en la formación tiene cierta salinidad. Cuando el agua contiene sales disueltas se vuelve conductora de electricidad. La corriente es conducida en el agua por el movimiento de los iones que se encuentran libres en la solución. La conducción puede llamarse entonces conducción electrolítica. Las formaciones saturadas con agua que se encuentran a profundidades de 600 m o mayores, tienden a una alta conductividad eléctrica o, de manera recíproca, una baja resistividad.

Los fluidos existentes en un yacimiento petrolífero, son: hidrocarburos (aceite y/o gas) y agua. El aceite y el gas son fluidos no conductores; al ocupar espacio en el poro dejan menos agua (fluido conductor), por lo que las formaciones contenedoras de hidrocarburos generalmente tienen una alta resistividad.

RESISTIVIDAD DEL AGUA (R_w).

Para definir la resistividad del agua se elabora un modelo teórico. Un tanque cúbico, de un metro de longitud en cada uno de sus lados, abierto en la parte superior. Las paredes de este cubo son todas aislantes, con excepción de dos paredes opuestas entre sí, que son de metal y que sirven como electrodos. El tanque está lleno con agua que contiene sales disueltas de cloruro de sodio (salmuera) en una proporción del 10% en peso, para simular el agua de formación promedio. La figura 1.9 representa las condiciones que se han descrito. Es importante recalcar que este cubo teórico tiene

dimensiones de un metro de longitud en cada uno de sus lados, pues estas características son la base para el cálculo de la resistividad.

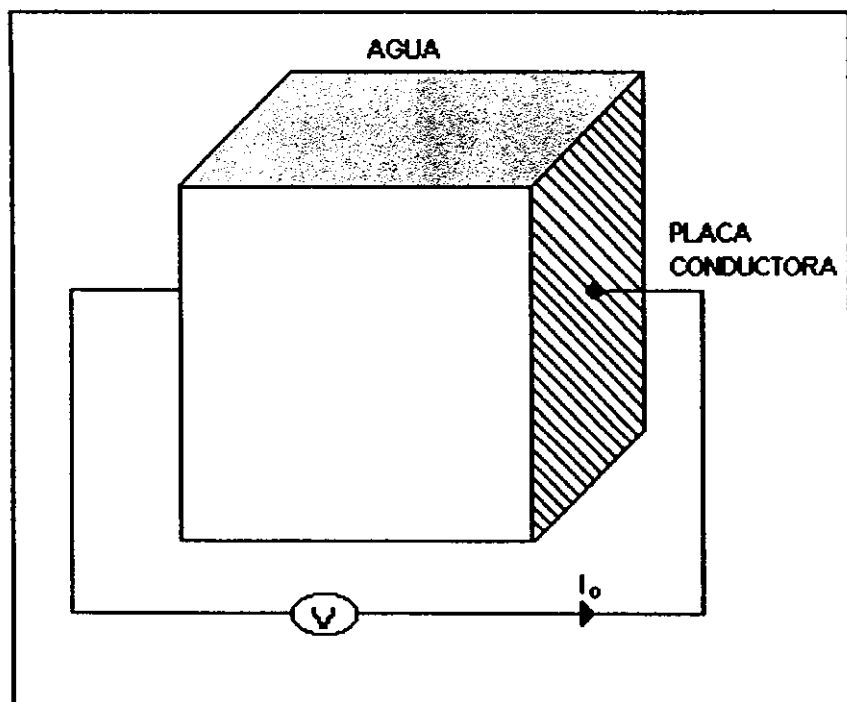


FIG 1.9 MODELO PARA MEDIR R_w

Entre los electrodos de dicho cubo se aplica un voltaje, V , y se mide la corriente, I_0 , que pasa por ellos. La resistencia del sistema es resultado directo de la ley de Ohm:

$$r = \frac{V}{I_0} \quad (1.26)$$

En la ecuación de resistividad (ecuación 1.25), la resistencia está asociada además con el área transversal y la longitud del conductor, y sabiendo que, en este modelo teórico, la longitud y el área transversal del conductor son unitarias, se deduce que para este caso en especial, la resistencia del sistema (volts/amperes) es igual, en valor numérico, a la resistividad (ohms-m). La resistividad del agua de formación, para este caso está dada por la relación:

$$R_w = \frac{V}{I_0} \quad (1.27)$$

La resistividad del agua de formación, R_w , es una propiedad intrínseca del agua y es función, principalmente, de su salinidad y de la temperatura a la que se encuentra. La vía en que estos dos factores afectan la resistividad del agua es inversa, a mayor concentración de sales o mayor temperatura, aumenta la conductividad, es decir, disminuye la resistividad. En la literatura técnica se encuentran cartas en las que se puede apreciar el efecto de la temperatura y de la concentración de sales sobre la resistividad del agua.

RESISTIVIDAD DEL MEDIO SATURADO 100% CON AGUA (R_0)

Se define R_0 como la resistividad de un medio poroso saturado 100% con agua salada. El cubo utilizado para la definición de R_w es ahora relleno con arena, la cual desplazará un cierto volumen del agua que contenía el cubo (ver figura 1.10). Si se mide el volumen desplazado, puede aproximarse la porosidad resultante del sistema descrito. En este caso se han desplazado 0.6 m^3 de agua, por lo que la porosidad del sistema debe ser igual a 0.4 o del 40%.

Al igual que en el ejemplo anterior, se aplica el mismo voltaje, V , pero ahora se medirá una corriente I_1 , menor que la corriente I_0 medida cuando se tenía sólo agua.

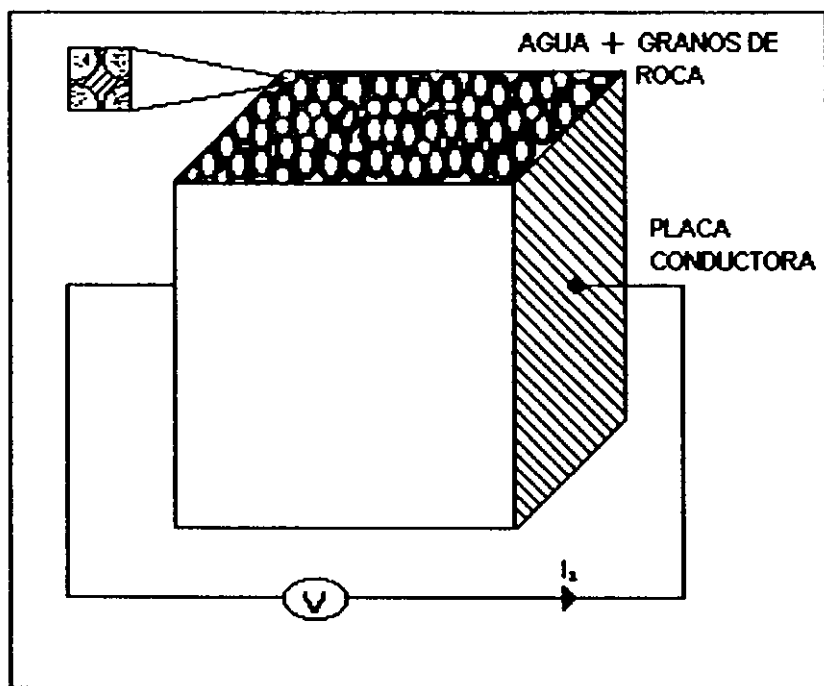


FIG I.10 MODELO PARA MEDIR R_o

La razón de que la corriente I_1 sea menor que la corriente I_0 se debe a que ahora hay una menor cantidad de agua que conduzca electricidad. Como puede verse en la ecuación I.26, si la corriente es menor, la resistencia resultante, y por tanto, la resistividad es mayor:

$$R_o = \frac{V}{I_1} \quad (I.28)$$

RESISTIVIDAD DEL MEDIO PARCIALMENTE SATURADO (R_t).

Cuando la roca tiene hidrocarburos manifiesta una resistividad diferente a cualquiera de las mencionadas anteriormente. Desde este punto de vista, se ha definido la resistividad de la roca saturada parcialmente, R_t . Nuevamente el cubo que contenía inicialmente agua, es relleno ahora con arena y aceite. El sistema consta así, de sólidos, aceite y agua. El volumen de agua existente en este cubo es mucho menor comparado con el cubo inicial. El área para el flujo de electrones también es menor y la ruta de flujo de cada ion es más tortuosa, en virtud de que tiene que sortear los granos de arena y el aceite presentes.

A este sistema se aplica el mismo voltaje, V , que se aplicó en los dos caso anteriores y se mide la corriente resultante, I_2 , (ver figura I.11).

La resistividad del medio poroso saturado parcialmente con agua, es:

$$R_t = \frac{V}{I_2} \quad (1.29)$$

La comparación entre las resistividades descritas es como sigue:

$$R_w < R_o < R_t$$

De donde se desprende que una roca en el yacimiento presentará mayor resistencia al flujo de la corriente eléctrica cuando mayor saturación de hidrocarburos tenga.

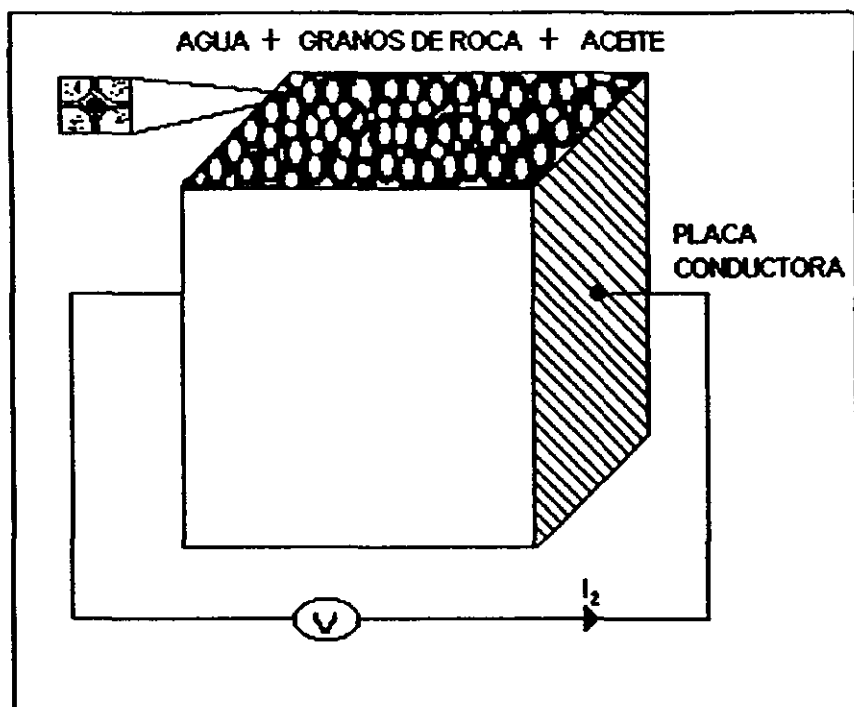


FIG I.11 MODELO PARA MEDIR R_t

FACTOR DE FORMACIÓN (F).

Archie ⁽⁴⁾ definió el factor de formación, F, como la relación entre la resistividad de la roca 100% saturada con agua salada y la resistividad del agua que satura esa roca; matemáticamente:

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

Si se sigue el caso de los cubos utilizados en las definiciones de R_w , R_o y R_t (figs. I.9, I.10 y I.11), se pueden definir las resistencias presentes en cada sistema.

Cuando el cubo se encuentra lleno con agua, la resistencia (r_c) queda definida por:

$$r_c = \frac{R_w L}{A} \quad (I.31)$$

Cuando el cubo está lleno con arena y saturado 100% con agua, la corriente eléctrica pasará únicamente por el agua. El área transversal de flujo de los electrones se ve reducida, debido a que la arena es no conductora, a un área menor A_a ; asimismo, la longitud que deben recorrer los electrones presenta un camino más tortuoso, por lo que la longitud inicial de flujo se altera, denominándose ahora L_a . La resistencia de éste cubo con arena saturada 100% con agua (r_1), es:

$$r_1 = \frac{R_w L_o}{A_a} \quad (I.32)$$

Por definición, R_o es la resistividad de la roca 100% saturada con agua, por lo tanto:

$$R_o = \frac{r_1 A}{L} \quad (I.33)$$

Sustituyendo la ecuación I.32 en I.33, se tiene:

$$R_o = \frac{R_w L_o A}{L A_a} \quad (I.34)$$

También, por definición, el factor de formación es la relación entre la resistividad de la roca 100% saturada con agua y la resistividad del agua saturante. Sustituyendo la ecuación 1.34 en 1.30 y simplificando:

$$F = \frac{\left(\frac{L_o}{L} \right)}{\left(\frac{A_o}{A} \right)} \quad (1.35)$$

De acuerdo con esta relación, el factor de formación es una función de la geometría del espacio poroso.

Se ha encontrado que, para un valor dado de porosidad, el factor de formación permanece, aproximadamente, constante para cualquier valor de R_w , siempre y cuando R_w sea menor al valor de 1 ohm-m.⁽⁵⁾ Para aguas más resistivas, el valor de F se reduce conforme R_w se incrementa y el tamaño de grano de la roca se reduce.

Se han hecho varios intentos, tanto teórica como prácticamente, para relacionar al factor de formación con otras propiedades petrofísicas de la roca. Archie reportó los resultados de correlacionar mediciones del factor de formación en laboratorio con la porosidad, llegando a la siguiente expresión:

$$F = \phi^{-m} \quad (1.36)$$

Donde m es denominado exponente de cementación de la roca y ϕ es la porosidad. La expresión más general de esta ecuación es de la forma:

$$F = a\phi^{-m} \quad (1.37)$$

Donde "a", es una constante denominada "factor de cementación".

Diversos autores han experimentado con modelos para obtener valores del exponente y del factor de cementación.⁽⁶⁾ De las ecuaciones más utilizadas se tiene que para calizas los valores son:

$$F = \frac{1}{\phi^2} \quad (1.38)$$

Mientras que para areniscas, las que mejores resultados han ofrecido, son:

$$F = \frac{0.62}{\phi^{2.15}} \quad (1.39)$$

$$F = \frac{0.81}{\phi^2} \quad (1.40)$$

Es importante recalcar que ningún concepto del factor de formación aquí descrito es válido si la matriz de la roca contiene sólidos que favorezcan la conducción de electricidad.

FACTOR DE FORMACIÓN APARENTE.

Cuando la roca contiene minerales conductores, la definición formal del factor de formación no es aplicable. Una pequeña cantidad de minerales conductores puede generar un aumento considerable en la conductividad del sistema y por consecuencia bajar drásticamente la resistividad. En estos casos, es necesario aislar ambos fenómenos de tal modo que pueda diferenciarse el valor del factor de formación

(F), que se tendría sin la presencia de sólidos conductores, del factor de formación que se tiene en presencia de material conductor, llamado factor de formación aparente (F_a). Diferenciar estos conceptos es relevante debido a que el factor de formación aparente no cumple con la relación empírica, definida por Archie, entre el factor de formación y la porosidad. Para poder señalar la diferencia, se ha definido a F_a como la relación entre la resistividad aparente de la roca 100% saturada con agua salada (R_a) y la resistividad del agua saturante (R_w), es decir:

$$F_a = \frac{R_o}{R_w} \quad (1.41)$$

Para poder determinar R_a se ha propuesto que la presencia de minerales conductores en la roca es como tener 2 circuitos eléctricos en paralelo: un circuito es el agua que satura la roca y el otro los minerales. De acuerdo con lo anterior, R_a puede ser calculada como:

$$\frac{1}{R_a} = \frac{1}{R_m} + \frac{1}{R_o} \quad (1.42)$$

Donde:

R_o : Resistividad de la roca 100% saturada con agua (ohm-m)

R_m : Resistividad de los minerales conductores (ohm-m)

R_a : Resistividad aparente de la roca (ohm-m)

De la definición de F , la resistividad de la roca 100% saturada con agua, R_o , puede escribirse como $R_o = F \times R_w$, entonces:

$$R_a = \frac{(F \times R_w)(R_m)}{R_m + (F \times R_w)} \quad (1.43)$$

Sustituyendo la relación 1.43 en 1.41 y simplificando:

$$F_a = \frac{R_m}{\left(R_w + \frac{R_m}{F}\right)} \quad (1.44)$$

Esta expresión define la función entre F_a y F , de tal manera que en una formación que contenga minerales conductores, F puede ser deducido si se conoce el valor del factor de formación aparente y la resistividad de los minerales.

ÍNDICE DE RESISTIVIDAD (I_R).

Con base en la figura 1.11, la resistividad de una roca parcialmente saturada con agua se define, a partir de la resistencia del sistema, como:

$$R_t = \frac{r_2 \times A}{L} \quad (1.45)$$

La resistencia r_2 para el cubo de la figura será:

$$r_2 = \frac{R_w \times L_b}{A_b} \quad (1.46)$$

Donde L_b y A_b son la longitud y el área transversal de flujo para la corriente en este sistema con arena, agua y aceite.

Sustituyendo la ecuación 1.46 en 1.45 se tiene:

$$R_t = \frac{R_w \times L_o \times A}{L \times A_o} \quad (1.47)$$

Además, de la figura 1.10 se definió la ecuación 1.33:

$$R_o = \frac{A \times r_1}{L}$$

Por definición, el índice de resistividad es el cociente de la resistividad de una roca parcialmente saturada con agua salada y la resistividad de la roca 100% saturada con dicha agua, o sea:

$$I_R = \frac{R_t}{R_o} \quad (1.48)$$

Sustituyendo los valores de R_t y R_o de las ecuaciones 1.47 y 1.33 y simplificando:

$$I_R = \frac{A_o / A_b}{L_o / L_b} \quad (1.49)$$

La ecuación 1.49 expresa al índice de resistividad en función de las relaciones entre las longitudes y las áreas transversales de recorrido de la corriente, en los casos cuando la roca se encuentra 100% saturada con agua salada y cuando está parcialmente saturada.

I.5 FACTORES QUE INFLUYEN EN LA RESISTIVIDAD.

EFFECTO DE LA SALINIDAD Y LA TEMPERATURA.

Los iones que conducen la corriente en rocas sedimentarias, son el resultado de la disociación de las sales disueltas en el agua. Por ejemplo, el cloruro de sodio (NaCl) se disocia en iones de sodio, cargados positivamente, y en iones de cloro, cargados negativamente. El movimiento de estos iones cargados, bajo la influencia de un potencial eléctrico, es lo que permite a una solución salina conducir electricidad.

Debido a que cada ion puede transportar tan sólo una cantidad definida de carga eléctrica, se concluye que mientras más iones haya disponibles en la solución, y mientras más rápido se muevan éstos, mayor será la carga eléctrica transportada. En otras palabras, a mayor cantidad de iones mayor cantidad de corriente eléctrica se podrá transportar, es decir que mientras más sales disueltas haya en el agua, se tendrá mayor conductividad o, su inverso, menor resistividad. Manteniendo otros parámetros constantes, una roca que contenga dentro de sus poros una solución salina (agua salada), tendrá mayor conductividad (menor resistividad) mientras mayor sea la salinidad del agua.

La concentración de sales disueltas afecta de forma directa la resistividad de las rocas, pero para una concentración de sales disueltas dada, la temperatura de la solución tiene gran influencia sobre la resistividad. Se puede explicar esta influencia de la siguiente manera: la conductividad electrolítica es resultado del movimiento de los iones cargados. Estos iones pueden visualizarse como pequeñas esferas con carga que se mueven bajo la influencia de un campo

eléctrico. Estas esferas, por pequeñas que sean, están sujetas durante su movimiento a una resistencia de fricción debido a la viscosidad del agua. Aunque no resulta aparente a simple vista, la viscosidad del agua cambia considerablemente al variar la temperatura. Un incremento en la temperatura origina un descenso en la viscosidad del agua, por lo que los iones pueden moverse con mayor facilidad cuando la temperatura de la solución es elevada. Esto es, a mayores temperaturas una solución tendrá una resistividad menor. A causa de que las temperaturas encontradas en los yacimientos son altas, generalmente mayores a 100°C, es importante tener en cuenta tal comportamiento al calcular o determinar la resistividad de una muestra en laboratorio.

EFFECTO DE LA GEOMETRÍA DE LOS POROS

Como se sabe, la conductividad de las rocas es un proceso electrolítico que se realiza a través de las soluciones salinas que llenan los poros de las mismas. La matriz rocosa no toma parte activa en la conducción de electricidad, para propósitos prácticos es un aislante eléctrico. La situación es clara: donde hay matriz de roca, no hay fluido salino que conduzca electricidad. Sin embargo, la estructura sólida de las rocas juega un papel pasivo en la conductividad eléctrica. En general, se ha detectado una dependencia entre la resistividad de una roca y su porosidad, más específicamente, de la porosidad interconectada que contenga solución salina. Para explicar esta dependencia debe analizarse el proceso de transmisión eléctrica: en una roca se tiene un área de conducción, A , perpendicular a la dirección en la que se hace la medición de resistividad. En cierto sentido, esta área perpendicular puede considerarse como una porosidad areal (área de conducción entre el área total de la muestra) que muchas veces es representativa

de la porosidad de la roca. Ahora, en la ecuación 1.25 de la definición de resistividad, manteniendo constante la longitud, L , y la resistencia, r , se tiene que la resistividad es inversamente proporcional al área de conducción. Si se acepta que el área de conducción es representativa de la porosidad conectada que tiene fluido conductor, se puede deducir que la resistividad depende de la porosidad de la muestra. Esta relación fue definida analíticamente mediante la ecuación del factor de formación propuesta por Archie.

Otro aspecto en el que se aprecia la influencia de la geometría del poro sobre la resistividad, es la longitud promedio que sigue un ion cargado dentro de la muestra. La longitud de recorrido de los iones con carga eléctrica no es la misma que la longitud del núcleo. La longitud real de conducción es mayor, ya que los iones no se mueven en línea recta, sino que siguen un camino gobernado por la disposición y arreglo de los poros en la roca. El cociente entre la longitud real de conducción y la longitud de la muestra es denominado como tortuosidad del medio. Existen algunas expresiones que relacionan implícitamente la resistividad con la tortuosidad (ver ecuación 1.35). La forma en que los granos de roca están dispuestos gobierna, entre otras cosas, la longitud de recorrido de los iones, afectando con ello la resistividad de la roca.

EFEECTO DE LA PRESENCIA DE HIDROCARBUROS.

En un sistema roca-fluidos, los hidrocarburos afectan a la resistividad porque no son conductores de electricidad. Cuando se introducen hidrocarburos dentro de los poros de una roca inicialmente saturada con salmuera, parte del fluido conductor es reemplazado por

fluido no conductor, por lo que habrá menor cantidad de fluido conductor disponible en los poros.

De manera cualitativa, es evidente que la conductividad total de la roca será menor al introducirle aceite o gas. También resulta evidente que mientras mayor sea la fracción del poro que esté ocupada por hidrocarburos, mayor será la resistividad que se presente. Cuando una roca contiene agua e hidrocarburos, el área de flujo de una sección transversal disponible para la conducción se ve reducida, mientras que la vía de conducción se ve alterada, teniendo un camino aún más tortuoso del que la matriz presenta por sí misma.

El índice de resistividad es una función establecida para correlacionar datos experimentales de la resistividad de la roca con la saturación de agua (la saturación de aceite es considerada como $1 - S_w$). De trabajos teóricos se derivó la siguiente relación:

$$I_R = S_w^{-n} \quad (1.50)$$

Donde:

I_R	: Índice de resistividad	(adim)
S_w	: Saturación de agua	(fracción)
n	: Exponente de saturación	(adim)

EFFECTO DE LA PRESENCIA DE ARCILLAS.

La presencia de arcillas en la roca generalmente es a manera de pequeños agregados, ya sea en forma laminar o diseminada (arcilla dispersa). La arcilla puede estar presente ocupando los poros de la roca o puede estar distribuida entre los granos de la matriz.

La influencia de las arcillas sobre la resistividad de la roca depende de la cantidad y naturaleza química del material, así como de la forma en que se presenta (ocurrencia). El efecto, sin embargo, en cada caso es similar. La arcilla constituye una parte de la matriz rocosa que es capaz de conducir corriente eléctrica.

Un mineral de arcilla, cuando es mojable por agua, puede considerarse como una solución salina que tiene iones positivos conductores y una estructura mineral cargada negativamente que no es conductora. Esta estructura no conductora es estacionaria. Debido a la atracción inherente entre las cargas positivas y negativas, los iones positivos no pueden desviarse muy lejos de su contraparte negativa que se encuentra estacionaria. Aún con esta restricción de movimiento, los iones pueden desplazarse, con cierta facilidad, moviéndose adyacentes a la superficie del mineral de arcilla. Son estos iones positivos atrapados por las cargas eléctricas, pero que pueden moverse en los alrededores del mineral, los que dan a la arcilla la apariencia de ser un sólido conductor.

La figura 1.12 muestra la combinación de los iones positivos y la estructura mineral. Este paquete, el cual está encerrado en la línea discontinua (ver figura 1.12) puede considerarse que posee una conductividad promedio bien definida. Esta conductividad es, comparativamente, poco afectada por la conductividad de la solución acuosa en la que se encuentra inmersa la arcilla.

Este fenómeno se explica al considerar que los iones que rodean al mineral de arcilla son tan numerosos que su concentración local será del orden de cientos de miles de miligramos por litro, así que la concentración que se alcanza dentro de la superficie de la arcilla es mucho mayor que la que puede ser alcanzada por los iones de sodio en una solución de cloruro de sodio, lo más concentrada posible. La

alta concentración local en el mineral de arcilla generalmente es mucho mayor que la concentración de iones que la rodean, por lo que es necesario tener una concentración iónica muy alta en la solución antes de que la disposición de los iones positivos cerca de la arcilla se vean afectados. Por eso, para propósitos prácticos, la conductividad de la arcilla es considerada como constante.

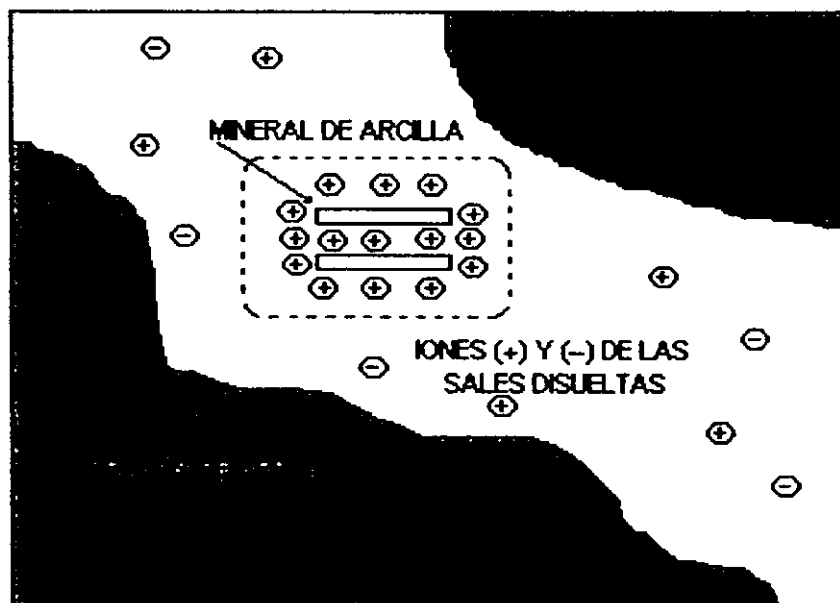


FIG I.12 REPRESENTACIÓN ESQUEMÁTICA DE UN PORO EN EL CUAL UNA ARCILLA ATRAE IONES POSITIVOS PARA BALANCEAR LA CARGA ELÉCTRICA, LOS CUALES HACEN DE LA ARCILLA UN CONDUCTOR ELECTROLÍTICO.

El efecto de las arcillas se manifiesta como una conductividad adicional a la que ofrece la solución. Para tomar en cuenta este efecto sobre la resistividad de la roca se utiliza el factor de formación aparente.

EFFECTO DE LA PRESIÓN.

La electricidad se conduce, en las rocas, a través del agua salada que llena, ya sea parcial o totalmente, los poros de la roca. El efecto que la presión tiene sobre el volumen del agua es, prácticamente, despreciable. En otras palabras el agua es incompresible. La electricidad en el agua salada se transporta por medio de los iones disponibles en la solución. Como se vio anteriormente, estos iones pueden ser visualizados como pequeñas esferas que se mueven sometidas a fuerzas de fricción. Al elevarse la presión, las fuerzas de fricción que actúan sobre los iones se modifican, de tal modo que la relativa libertad de movimiento de los iones se ve alterada en el mismo grado en el que la presión afecta la viscosidad del agua (que es representativa de la fricción a la que se someten los iones). La viscosidad, al igual que el volumen del agua, se ve afectado ligeramente por la presión, de tal manera que el efecto que la presión tiene sobre la conductividad, o su inverso la resistividad eléctrica, es prácticamente despreciable.

EFFECTO DE LA MOJABILIDAD.

La mojabilidad es responsable de la distribución de los fluidos dentro del medio poroso. Como se vio en la definición de R_o , y R_t , la distribución de los fluidos es determinante de la resistividad del sistema. La forma en que la distribución de los fluidos afecta a la resistividad es debido a que tanto la fase conductora como la fase no conductora tienen gran efecto sobre la resistividad. La fase mojante porque es la encargada de proporcionar los iones para la conducción. La fase no conductora definirá tanto la longitud de recorrido de los iones como el área de conducción.

C A P Í T U L O I I

DETERMINACIÓN DE LA PRESIÓN CAPILAR

II.1 OBTENCIÓN DE LA PRESIÓN CAPILAR EN LABORATORIO.

La medición de la presión capilar se realiza, en laboratorio, con núcleos, utilizando cualquiera de los siguientes procedimientos:

Método del diafragma o método de Welge.

Proceso de desplazamiento a través de una membrana semipermeable.

Método de inyección de mercurio.

Método centrífugo

Método dinámico.

MÉTODO DE WELGE.

Es un método bien conocido y ampliamente usado desde que fue propuesto en 1948 por Bruce y Welge⁽⁷⁾. Es también llamado método del "Restored State" por la similitud con el proceso que originalmente ocurre en el yacimiento. Durante la prueba, se utiliza un sistema agua-aceite a baja presión. La figura II.1 muestra uno de los aparatos comúnmente utilizados en esta prueba.

El proceso para determinar la presión capilar por este método es, a grandes rasgos, como sigue: una muestra, de volumen y porosidad conocida es saturada 100% con agua, y es puesta en contacto con una membrana permeable. Los poros de la membrana son extremadamente pequeños y no permiten la entrada a un fluido no

mojante, siempre que se mantenga la presión dentro de un rango definido. Posteriormente, se introduce un fluido no mojante en la celda a una presión ligeramente mayor a la presión atmosférica.

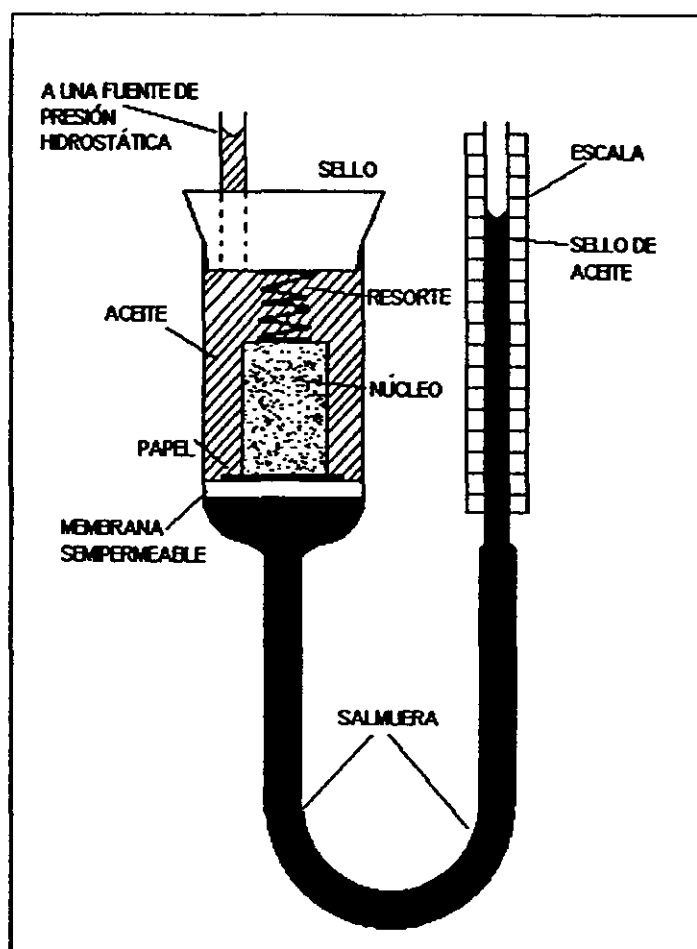


FIG II.1 DIAGRAMA DEL APARATO USADO POR BRUCE Y WELGE PARA MEDIR LA PRESIÓN CAPILAR EN NÚCLEOS

El fluido no mojante entrará en los poros del núcleo que tienen una presión menor a la aplicada. El agua desplazada de estos poros es forzada a través de la membrana y se recolecta en una pipeta graduada. Una vez que el volumen de agua desplazada no cambia a la presión aplicada, es decir, una vez que se alcanza el equilibrio, se anota el volumen total desplazado a dicha presión. Como el volumen de poros es conocido, y la saturación inicial de agua en el núcleo es de 100%, es posible calcular la saturación, a esa presión en particular, mediante un balance de materia.

El procedimiento anterior es repetido con presiones gradualmente mayores en pequeños incrementos, permitiéndose en cada paso alcanzar el equilibrio del sistema y calculando en cada incremento la saturación de agua correspondiente.

Cuando al elevar la presión no se desplaza más agua del núcleo, se dice que se ha alcanzado el valor de saturación de agua irreducible. Los valores obtenidos de P_c con su respectiva saturación de fluido son graficados, en escala normal, en una gráfica de presión capilar contra saturación de fluido mojante (generalmente agua), tal como se muestra en la figura II.2.

El requerimiento esencial de este método es una membrana permeable cuyo tamaño de poros sea tal que el fluido desplazante no penetre al diafragma a las presiones aplicadas. Además, esta membrana debe tener una distribución del tamaño de poros uniforme. El material que puede ser usado para el diafragma permeable es porcelana, celofán, fibra de vidrio, etc. El núcleo puede ser colocado sobre la membrana con algún material conveniente (puede utilizarse un trozo de papel higiénico) para ayudar a establecer el contacto

capilar entre el diafragma permeable y el núcleo. La combinación de fluidos para el sistema puede ser gas-agua, gas-aceite o aceite-agua.

Este método de desplazamiento puede requerir de 10 a 40 días para analizar una muestra; sin embargo, el proceso simula de forma muy parecida lo que ocurre en el yacimiento. La presión capilar más alta que puede ser utilizada en este procedimiento, está limitada por la presión de desplazamiento del diafragma semipermeable utilizado.

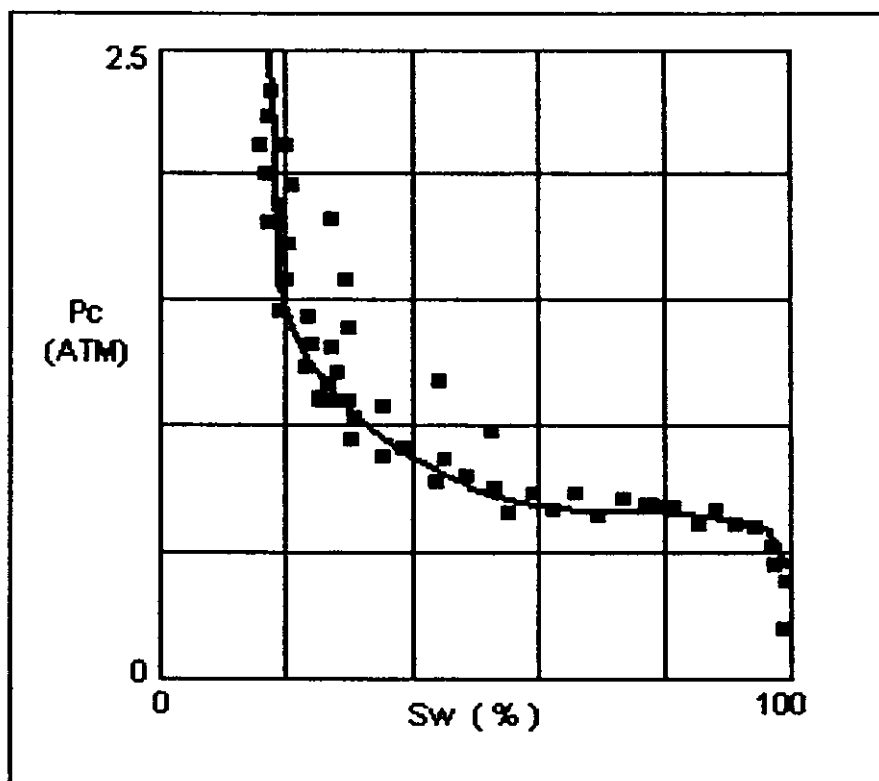


FIG II.2 GRÁFICA DE PRESIÓN CAPILAR CONTRA SATURACIÓN DE AGUA PARA UN SISTEMA AGUA-ACEITE

DESPLAZAMIENTO A TRAVÉS DE UNA MEMBRANA SEMIPERMEABLE.

Este método es una modificación del trabajo propuesto por Welge. Las características generales son las mismas, pero tiene algunas variaciones que permiten reducir el tiempo de espera para alcanzar el equilibrio del sistema. En lugar de utilizar una columna hidrostática como presión para desplazar, aprovecha una fuente externa de gas. Tiene un portamuestras que permite analizar núcleos con una longitud definida, lo cual es una ventaja si se quiere conocer el volumen de roca de la muestra y derivar la porosidad a partir de éste.

a) Descripción del equipo.

El equipo está constituido por una celda de acero inoxidable (ver figura II.3) compuesta de un cuerpo cilíndrico con dos tapas. La tapa inferior contiene una válvula (válvula No. 1); la tapa superior, por su parte, contiene 2 válvulas (válvulas No. 2 y 8). Dentro de esta celda se coloca un plato de cerámica que funciona como membrana permeable, el cual se ancla a la tapa inferior mediante tornillos de sujeción contra un sello circular de neopreno que evita fugas.

La celda se une al panel de control de la presión mediante una manguera flexible a través de la válvula No. 8. El panel de control está constituido por tres manómetros para registrar presiones (alta, baja e intermedia); por dos reguladores de presión, los cuales permiten ajustar con precisión la presión de trabajo del sistema; y por 5 válvulas. Todos estos componentes están adecuadamente conectados de manera tal que, manejándolos apropiadamente, puedan comunicar, a la presión deseada, la fuente externa de gas con la celda del portamuestras.

Procedimiento para determinar P_c .

1) Saturar la membrana permeable (MP) al 100% con la fase mojante.

2) Una vez saturada la MP, se coloca sobre la tapa inferior, apretando los tornillos que la sujetan de manera uniforme para evitar romperla o dejar fugas.

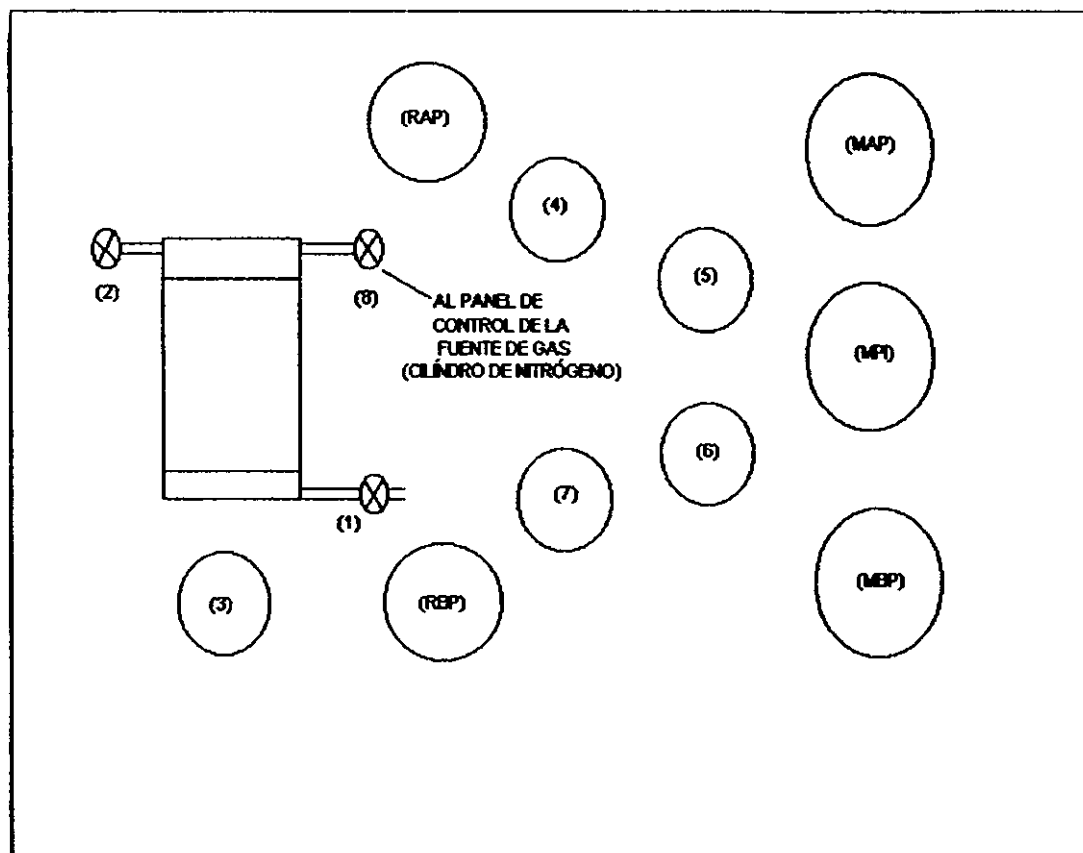


FIG II.3 ESQUEMA DEL APARATO USADO PARA MEDIR LA PRESIÓN CAPILAR EN NÚCLEOS POR EL MÉTODO DE DESPLAZAMIENTO

ELEMENTO	DESCRIPCIÓN
Válvula No. 1	Para salida de agua.
Válvula No. 2	Permite depresionar la celda.
Válvula No. 3	Abre y cierra el suministro de gas.
Válvula No. 4	Permite el paso de alta presión del panel de control a la celda.
Válvula No. 5	Permite conectar la presión con los manómetros.
Válvula No. 6	Abre y cierra el paso de baja presión del panel de control a la celda.
Válvula No. 7	Permite el paso de baja presión a la celda.
Válvula No. 8	Conecta la celda con el panel de Control.
RBP	Regulador de baja presión.
RAP	Regulador de alta presión.
MBP	Manómetro de baja presión.
MPI	Manómetro de presión Intermedia.
MAP	Manómetro de alta presión.

TABLA II.1 ELEMENTOS QUE CONFORMAN EL EQUIPO DE MEDICIÓN POR EL MÉTODO DE LA MEMBRANA.

3) Colocar sobre la MP los núcleos previamente pesados y saturados al 100% con el mismo fluido mojante. Para asegurar un buen contacto capilar entre los poros de la MP y los de la muestra, puede colocarse una pieza de papel deformable y saturado con el mismo fluido. Con la muestra colocada, se ensamblan las partes de la celda y se procede al suministro de gas.

4) Se abre la válvula No. 3 para conectar la fuente de gas con el sistema. Se abren las válvulas No. 5 6 y 7 y, lentamente, se rota el maneral del regulador de baja presión (RBP) hasta establecer una presión de 1 lb/pg² en el manómetro de baja presión.

5) Se abre la válvula No. 1 de la celda y posteriormente se abre la válvula No. 8 de la misma para comunicar la presión con ella.

6) El gas en contacto con la muestra, desplazará parte de la fase mojante de los poros que tengan una presión de desplazamiento menor a la presión de la fase desplazante. La fase mojante se moverá de los poros de la muestra hacia el exterior de la celda a través de la MP, debido al contacto capilar establecido entre los dos sistemas.

7) Cuando se alcanzan las condiciones de equilibrio en la saturación, para este nivel de presión, se cierra la válvula No. 1 y posteriormente se cierra la válvula No. 8. Se depresiona la celda lentamente, abriendo la válvula No. 2.

8) Se remueve la tapa superior de la celda, se sacan los tapones y posteriormente se pesan. El plato de cerámica debe ser cubierto con una película de fluido saturante mientras permanezca abierta la celda para evitar que se desature. Se coloca una pieza nueva de

papel deformable en los extremos de cada núcleo y se regresan a la celda para la siguiente etapa de presión.

9) Con los tapones en la celda sellada, se cierra la válvula No. 2. Se abre la válvula No. 1 y después lentamente se abre la válvula No. 8. Se establece una presión de 2 lb/pg² en el MBP manipulando el RBP, con lo cual se reiniciará, por diferencia de presiones, el desplazamiento e fluido saturante en las muestras.

10) Cuando se alcanzan las condiciones de equilibrio a este nuevo nivel de presión, se repiten los pasos 7 y 8.

11) Se cierra la celda y la válvula No. 2, se abren las válvulas No. 1 y 8, y se establece una presión de 4 lb/pg² con el regulador de baja presión. Se repiten los pasos 7 y 8.

12) Se cierra la celda y la válvula No. 2, se abren las válvulas No. 1 y 8. Se cierran las válvulas No. 6 y 7, que son las válvulas que controlan la baja presión, a la vez que se abre la válvula No. 4 que es la válvula de suministro de alta presión (en este sistema se considera alta presión los niveles de 8, 15, 25 y 35 lb/pg²). Se establece una presión de 8 lb/pg² con el regulador de alta presión y se repiten los pasos 7 y 8.

13) El paso anterior es repetido para las presiones de 15, 25 y 35 lb/pg² para determinar una curva de presión capilar en el rango de 0 a 35 lb/pg².

La figura 11.4 muestra un ejemplo de una gráfica determinada durante una prueba desplazamiento a través de una membrana semipermeable.

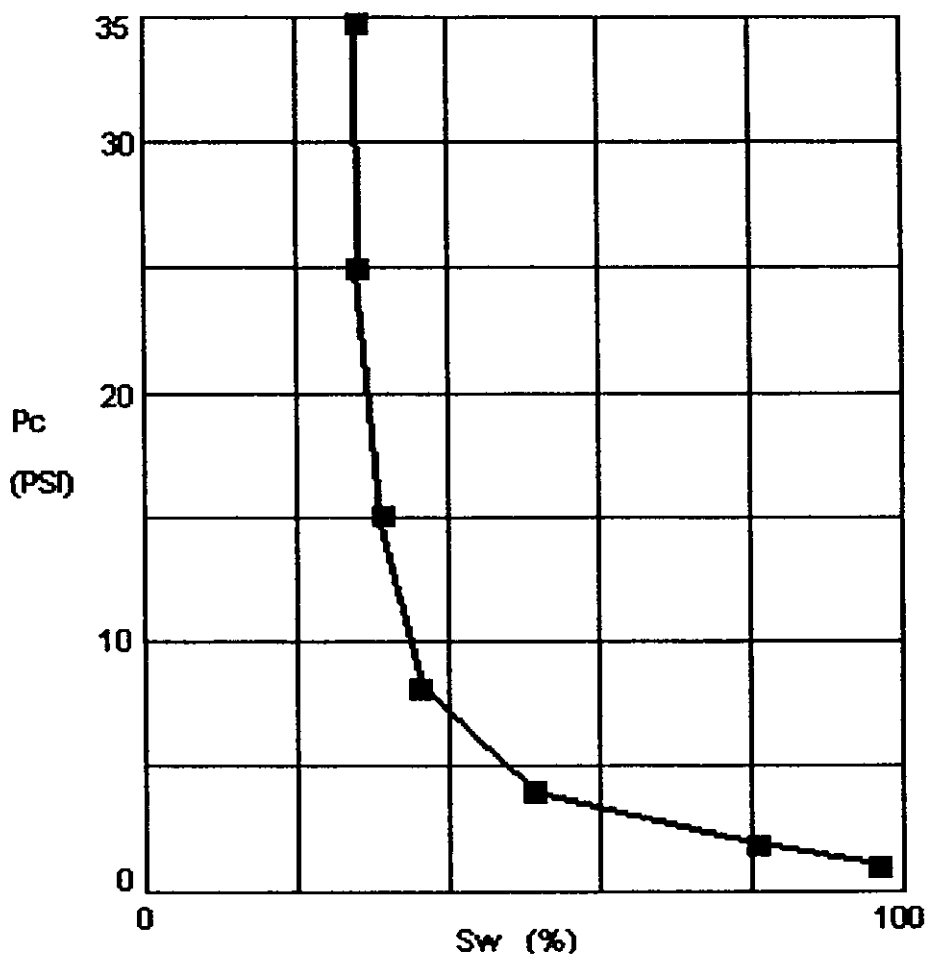


FIG II.4 EJEMPLO DE UNA GRÁFICA DE PRESIÓN
CAPILAR OBTENIDA POR EL MÉTODO DE
LA MEMBRANA SEMIPERMEABLE

MÉTODO DE INYECCIÓN DE MERCURIO.

El aparato usado para determinar la presión capilar utilizando mercurio, es mostrado en la figura II.5. Los componentes esenciales, son:

Una bomba de desplazamiento de mercurio (A)

Un portamuestras (B)

Un sistema de suministro de gas a presión controlada (C)

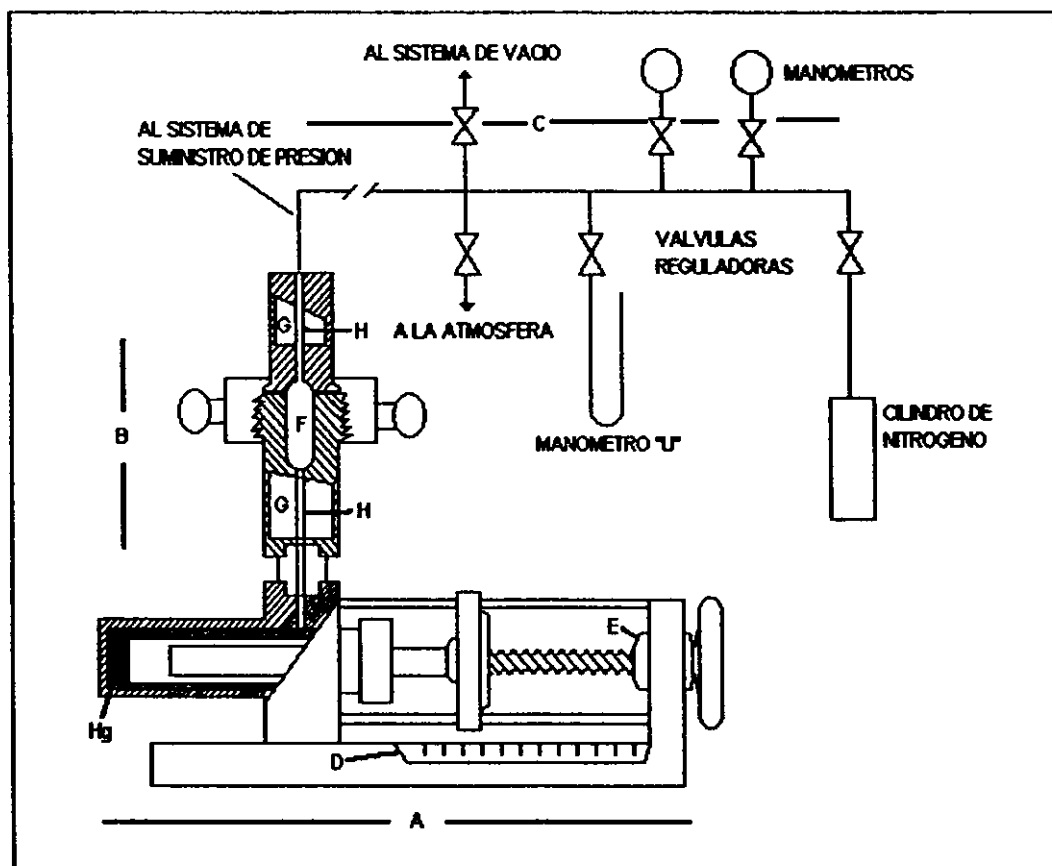


FIG II.5 DIAGRAMA DEL APARATO USADO POR PURCELL PARA DETERMINAR LA PRESIÓN CAPILAR POR EL MÉTODO DE INYECCIÓN DE MERCURIO

Con el sistema de suministro de gas, la presión puede ser variada desde valores absolutos de unas cuantas pulgadas de agua (alto vacío) hasta cerca de 135 Kg/cm^2 . La bomba de mercurio consiste de un arreglo pistón-cilindro. El pistón es movido por medio de un tornillo maquinado con gran precisión, de tal manera que una vuelta completa de éste, moverá al pistón una distancia suficiente para desplazar un cm^3 de mercurio. El volumen de líquido desplazado en la bomba es determinado por medio de lecturas sucesivas en la escala, D, (ver figura II.5) y en el vernier, E, el cual está colocado en el centro de la manivela del tornillo de desplazamiento.

El portamuestras consta de dos parte, las cuales tienen cada una de ellas una ventana, G, de gran resistencia unida rígidamente al cuerpo del portamuestras por medio de bujes. El portamuestras está conectado a la bomba de mercurio y al sistema de suministro de gas por medio de dos conductos tubulares transparentes. Estos conductos tienen unas marcas de referencia, H, aproximadamente a la mitad de la ventana del portamuestras.

El sistema de suministro de gas se conecta a un sistema de vacío y a un cilindro de nitrógeno a alta presión (135 Kg/cm^2). Tal sistema está conectado, también, a un registrador que permite mediciones de baja presión, de unos cuantos milímetros de mercurio absolutos, y a un par de manómetros que permiten mediciones hasta el rango de 135 kg/cm^2 .

Procedimiento para determinar la P_c con inyección de mercurio.

1) Se coloca un núcleo (se pueden colocar recortes de perforación) limpio y seco, del cual se conoce previamente la porosidad y la permeabilidad, en la cavidad, F, del portamuestras (ver

figura II.4). El volumen del núcleo será determinado durante el experimento. Se cierra, posteriormente, el portamuestras mediante las arandelas de empaque superiores, que proporcionan un sello resistente.

2) Con el nivel del mercurio un poco debajo de la línea de referencia en la ventana inferior del portamuestras, se provoca vacío en el sistema hasta tener una presión absoluta de 0.005 mm de mercurio y de ser posible menor.

3) El nivel de mercurio debe ser ubicado con exactitud en la marca de referencia inferior girando la manivela del tornillo de desplazamiento de la bomba de mercurio.

4) Posteriormente, las escalas de la bomba deben ser calibradas a cero.

5) Con las escalas en cero, se hace avanzar el pistón girando la manivela hasta que el menisco del mercurio alcance la marca de referencia en la ventana superior.

6) Con el menisco en esta marca, se hace la lectura en la escala de la bomba. La distancia que ha recorrido la escala indica el volumen de mercurio para llenar la celda con el núcleo en su interior. El volumen conocido de la celda vacía, definido entre las marcas de referencia, menos el volumen de mercurio, leído en la escala, proporciona el volumen total de la muestra.

7) Se aísla la bomba de vacío del sistema de suministro de gas mediante una válvula, y se permite la entrada del gas en ligeros incrementos a través de una válvula de regulación, incrementando

con ello la presión sobre el mercurio que rodea a la muestra. La entrada del mercurio al interior de los poros del núcleo se aprecia como una baja en la interfase mercurio-aire en la marca de referencia superior.

8) El volumen de mercurio que penetra en los poros es determinado haciendo que el pistón de la bomba avance hasta que el menisco del fluido regresa a la marca de referencia antes citada.

9) El procedimiento de elevar la presión para ocasionar una baja en el menisco y el movimiento del pistón para retornar éste a la marca de referencia debe ser repetido hasta alcanzar la presión máxima que se tenga programada. Determinando en cada incremento, el volumen de mercurio inyectado en la muestra.

Para determinar con precisión las mediciones de presión capilar, es necesario establecer con anticipación una curva de presión-volumen del aparato, denominada como prueba en blanco. Esta curva funcionará como curva de corrección. La curva se elabora con el procedimiento antes descrito pero sin una muestra en la celda. Las lecturas de volumen obtenidas al someter las muestras al procedimiento de inyección de mercurio mencionado, son corregidas al sustraer el volumen determinado durante la prueba en blanco a las presiones correspondientes. Esta curva de presión-volumen refleja directamente los cambios de volumen que sufre el mercurio en función de la presión aplicada.

La presión en el mercurio que entra a la muestra es la suma de la presión en el manómetro mas la presión debida a la carga hidrostática de la columna de mercurio entre la línea de referencia superior y el punto medio de la muestra. Esta carga hidrostática es determinada mediante medición directa.

Con este método, la saturación de equilibrio es alcanzada muy rápido para cualquier presión en particular, por lo que puede determinarse una curva completa en un tiempo de 30 a 60 minutos. Las fluctuaciones de temperatura, en este tiempo tan corto, son despreciables por lo que no requieren, generalmente, correcciones por expansión o contracción térmica.

El método de inyección de mercurio ofrece las ventajas de la rapidez del experimento, además de que las presiones investigadas pueden ser mucho mayores que con el método de la membrana. Las desventajas se encuentran en las diferencias en las propiedades de mojabilidad del sistema con respecto al yacimiento y también en la pérdida permanente del núcleo, ya que el mercurio no podrá ser removido por completo de los poros de la muestra.

MÉTODO CENTRÍFUGO.

Como su nombre lo indica, este método utiliza una centrífuga que puede variar su velocidad de giro. La teoría expresa que, manteniendo a la muestra sujeta, la aceleración de la centrifuga incrementa el campo de fuerza sobre los fluidos, teniendo con ello un incremento en la fuerza gravitacional que obliga a los fluidos a desplazarse del núcleo.

La velocidad de rotación se mantiene constante y es convertida a unidades de fuerza que actúan en el centro de la muestra. El fluido desplazado es leído visualmente por el operador. Cuando la muestra es sometida a diferentes velocidades de rotación, es posible obtener una curva completa de presión capilar.

La figura II.6 muestra el esquema de la centrifuga modificada que permite mediciones de presión capilar y saturaciones en núcleos con temperaturas de hasta 200°C. Este aparato tiene una copa centrifuga ampliada que permite aislar la sección que contiene al rotor del dispositivo generador de calor. El rotor está aislado para evitar que la temperatura del sistema afecte al motor.

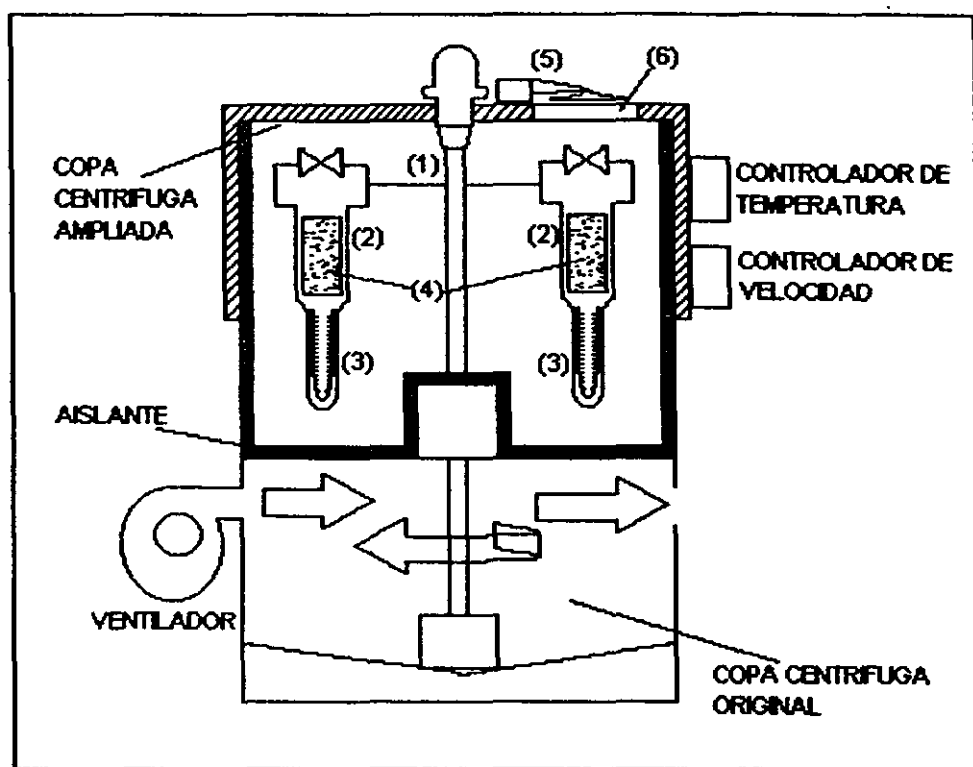


FIG II.6 CENTRÍFUGA MODIFICADA PARA MEDICIONES EN NÚCLEOS CON TEMPERATURAS DE HASTA 200°C.

- | |
|---------------------------|
| 1) CABEZAL GIRATORIO |
| 2) PORTAMUESTRAS |
| 3) PIPETA GRADUADA |
| 4) NÚCLEOS |
| 5) ESTROBOSCOPIO |
| 6) VENTANA DE OBSERVACIÓN |

ELEMENTOS DE LA CENTRÍFUGA

La centrífuga tiene una ventana sobre la tapa que facilita la observación continua de los portamuestras para medir los volúmenes de fluido drenado. La flecha del rotor sobresale de la tapa de la centrífuga y tiene un anillo integrado que provee de una señal para determinar la velocidad de rotación y para la sincronización con un estroboscopio. Las celdas capilares tienen dos componentes básicos: a) un portamuestras un poco más grande que la muestra y que permite la expansión del núcleo al elevarse la temperatura, y b) una pipeta graduada de cuarzo, agregada al fondo del portamuestras para coleccionar el fluido mojante que será drenado y leído a través de la ventana en la copa centrífuga.

MÉTODO DINÁMICO.

Durante el método dinámico para determinar la presión capilar en núcleos, se establece un gasto constante de dos fluidos en la muestra. La presión en ambos fluidos es medida mediante el uso de unos discos especiales. La diferencia de presión entre los fluidos es la presión capilar del sistema. La saturación puede conocerse al regular la cantidad (gasto) de cada uno de los fluidos que entran en la muestra. Con los datos de presión capilar y saturación a diferentes

niveles de flujo, es posible obtener una curva de presión capilar completa.

Descripción del aparato.

El aparato mostrado en el diagrama II.7 puede ser usado tanto en mediciones del tipo estáticas como dinámicas. Para aplicarlo en condiciones dinámicas, se utiliza una bomba que incrementa las presiones entre el fluido mojado y no mojado a un ritmo constante.

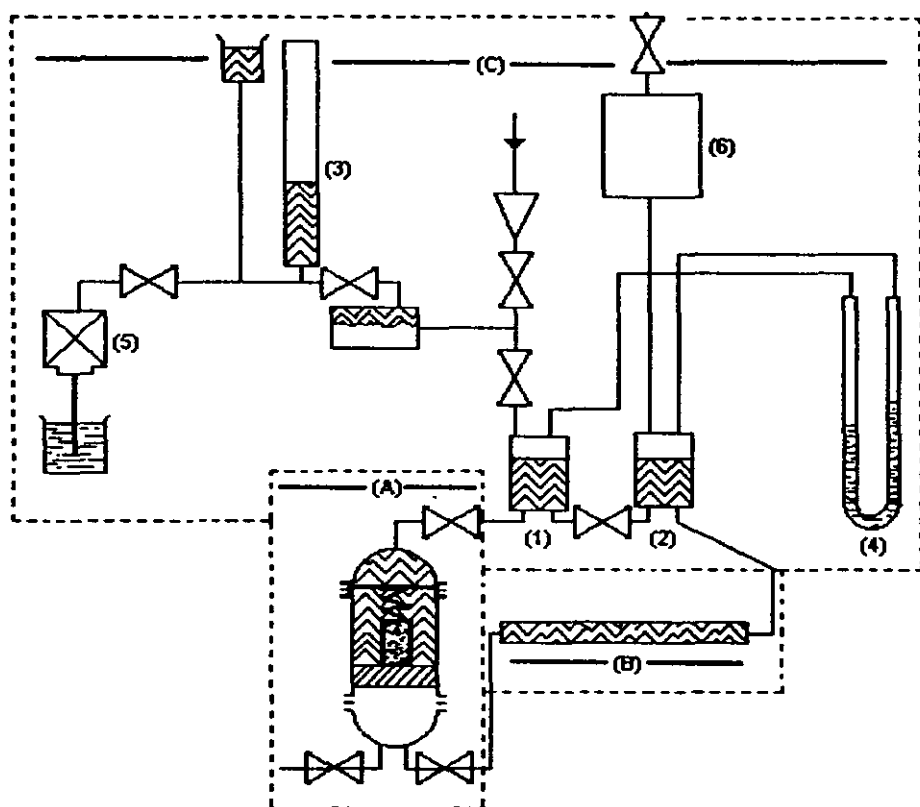


FIG II.7 DIAGRAMA DEL APARATO USADO PARA MEDIR LA PRESIÓN CAPILAR EN CONDICIONES DINÁMICAS

Las partes esenciales del aparato, son:

- A) Una celda portamuestras
- B) Una bureta de medición
- C) Un sistema de suministro controlado de presión.

La celda portamuestras consiste de un cilindro con un diámetro interior de 3.8 cm y una altura de 8.9 cm, con cubiertas a cada extremo. Las cubiertas son aseguradas al cilindro por medio de un par de bridas y unos anillos de teflón que funcionan como sellos. Al igual que el método de desplazamiento, el método dinámico utiliza una membrana permeable. El anillo de teflón en la parte superior sirve a la vez como sello y como un soporte para un resorte de acero, revestido de teflón, que presiona a la muestra contra la membrana permeable. Entre la membrana y la muestra se coloca una pieza de papel filtro para asegurar un buen contacto capilar.

La celda portamuestras es conectada a la bureta de medición y al sistema de suministro de presión mediante juntas con esferas de vidrio y sellos de teflón. Se utilizan válvulas de vidrio en las partes del aparato que contienen fluido, de tal manera que en el equipo los fluidos se encuentran en contacto solamente con vidrio o teflón. Dichos materiales, en esta clase de experimentos, se considera que no contaminan los líquidos utilizados.

La bureta de medición consiste de un tubo capilar calibrado de alta precisión, con un diámetro interior de 3 mm. Esta bureta se coloca en posición horizontal aproximadamente al mismo nivel de la parte superior de la muestra.

Suponiendo que la presión capilar entre los fluidos mojante y no mojante puede ser despreciada en la bureta de medición, y que los niveles de líquido en los contenedores (1) y (2) permanecen a la misma altura simultáneamente, la diferencia de presiones entre la fase mojante y no mojante en la celda portamuestras al nivel de la bureta de medición es igual a la diferencia de presiones que existe en las fases gaseosas en los contenedores (1) y (2). Esta diferencia de presiones es indicada en el manómetro (4).

Para que el nivel de los líquidos en los dos contenedores pueda considerarse a la misma altura, el diámetro de dichos contenedores debe escogerse de tal forma que los cambios de nivel durante el experimento puedan ser despreciados.

El sistema de suministro de presión controla la presión del fluido no mojante por medio de la presión aplicada al contenedor (1). En las mediciones estáticas, la presión es controlada manualmente al cambiar la altura de la columna de fluido en el recipiente (3); para mediciones dinámicas, la altura es incrementada a un ritmo constante por medio de una bomba (5).

El amortiguador (6) es conectado a la atmósfera por medio de un tubo capilar, lo cual compensa cambios imprevistos en la presión atmosférica. El aparato es colocado en un lugar con una temperatura constante y debe estar en equilibrio térmico antes de iniciar el experimento.

COMPARACIÓN DE LOS DIFERENTES MÉTODOS.

Como se ha visto, los diferentes métodos aplicados en la determinación de la presión capilar presentan diferentes particularidades. Debido a estas diferencias, los resultados obtenidos

con un método u otro, en un mismo tipo de roca, difieren respecto de los valores medidos.

Estas distintas características pueden apreciarse a simple vista. Por ejemplo, los fluidos utilizados son diferentes en cada método. En el caso de inyección de mercurio, éste es un fluido no mojante que desplaza aire, que es una fase que puede considerarse como relativamente mojante comparándola con el mercurio, mientras que el método de la membrana generalmente utiliza gas o aceite como fluidos no mojantes para desplazar agua, el fluido mojante en el sistema. El tiempo necesario para alcanzar el equilibrio también es variable, etc. Todas estas circunstancias implican que varíen las condiciones de mojabilidad, tensión interfacial y ángulo de contacto, entre otras cosas.

Otra diferencia importante es el sentido en el que se efectúa el proceso de saturación, es decir, la historia de saturación. Mientras algunos métodos representan un proceso de imbibición, o sea el desplazamiento de una fase no mojante por una fase mojante, que correspondería al desalojo de aceite por la inyección de agua en una roca mojada por agua, otros métodos representan un proceso de drene o desaturación, que es el desplazamiento de una fase mojante por una fase no mojante, como la expulsión de aire por mercurio, o el desplazamiento de agua por aire o aceite en una roca mojada por agua.

Llevar a cabo las pruebas bajo condiciones estáticas o dinámicas es otra disimilitud que debe tomarse en cuenta al interpretar los datos obtenidos, pues una prueba estática no representa condiciones de flujo tal como lo hace una prueba dinámica. La inyección de mercurio,

el método de la membrana y el método de la centrífuga son pruebas en condiciones estáticas.

De manera puramente intuitiva, parece obvio que el método de Welge es superior a otros métodos porque representa en forma más cercana a la situación que se tiene en el yacimiento, debido al uso del aceite o el gas y el agua, además que se tiene un mayor tiempo de espera para alcanzar el equilibrio. Por esta apreciación, el método de Welge es considerado el estándar contra el que los demás métodos son comparados.

Al comparar los diferentes métodos se ha notado que, para una roca dada, las curvas de presión capilar son muy semejantes variando solamente en su posición con respecto a los ejes. Es decir son curvas que parecen ser paralelas y solamente defasadas una de otra. De tal manera que, experimentalmente, ha sido posible aplicar un factor de proporcionalidad en la siguiente forma:

$$f = \frac{P_{c1}}{P_{c2}} \quad (11.1)$$

Donde:

P_{c1} : Presión capilar obtenida por un método (1)

P_{c2} : Presión capilar obtenida por otro método (2)

F : Factor de proporcionalidad.

Las presiones deben ser ingresadas en unidades de presión siempre y cuando sean las mismas.

II.2 INTERPRETACIÓN DE LAS PRUEBAS DE PRESIÓN CAPILAR.

AJUSTE DE LOS DATOS DE LABORATORIO AL YACIMIENTO.

Los datos, determinados con cualquier método son generalmente caracterizados por funciones de presión capilar, las cuales muestran la presión capilar entre la fase mojanete y no mojanete en el interior de la roca como función única de la saturación de fluido mojanete, $P_c=f(S_m)$. Es común presentar una gráfica de presión capilar contra saturación de la fase mojanete. Cuando la saturación de fluido mojanete decrece desde una saturación inicial de 100%, la curva que representa a la función de presión capilar es llamada curva de drene. Cuando la saturación de fluido mojanete se incrementa a partir de la saturación irreductible, la función es llamada curva de imbibición. La forma de cualquiera de estas curvas dependerá del sistema roca fluidos, de la mojabilidad de los fluidos y de las características de la roca.

Una curva de presión capilar contra saturación es representativa de la porosidad y la permeabilidad específica del medio poroso. Esto es que, el núcleo en el cual se midió la presión capilar tendrá una porosidad y una permeabilidad que no corresponderá a la porosidad y permeabilidad medida en otro núcleo, aunque ambos hayan sido obtenidos en el mismo intervalo. Esta diferencia es debida a la heterogeneidad misma del yacimiento. En general, la porosidad y la permeabilidad de las muestras en las cuales se midió la presión capilar en laboratorio no concuerdan con las características de porosidad y permeabilidad promedio del yacimiento. Es decir, se obtiene un conjunto de curvas de presión capilar que son representativas, cada una, de cierto valor de porosidad y permeabilidad pero que, en raras ocasiones, corresponde

exactamente a los valores de porosidad y permeabilidad del yacimiento. En la práctica, la persona encargada de interpretar los resultados se encuentra con una gran cantidad de datos de presión capilar sin ser ninguno de ellos el que necesita.

Uno de los métodos clásicos para correlacionar datos de presión capilar es mediante el uso de la función J de Leverett, $J(S_w)$, también llamada presión capilar adimensional, P_{c_d} .

Leverett sugirió la definición de presión capilar adimensional de la siguiente forma:

$$P_{c_d} = \frac{P_c}{\sigma} \sqrt{\frac{K}{\phi}} \quad (11.2)$$

Algunos autores incluyen el término $\cos(\theta)$ en la expresión anterior para quedar de la siguiente forma:

$$P_{c_d} = \frac{P_c}{\sigma \cos(\theta)} \sqrt{\frac{K}{\phi}} \quad (1.23)$$

La interpretación física de esta relación es que, al normalizar los datos de presión capilar para los diferentes valores de porosidad y permeabilidad de las muestras, así como para las diferentes combinaciones de fluidos utilizados para medirlas, se obtiene una sola curva de presión capilar que es independiente de la permeabilidad, la porosidad, la tensión interfacial y el ángulo de contacto del sistema roca-fluidos.

El método implica los siguientes pasos:

1) Con los datos de laboratorio, calcular $J(S_w)$ para los diferentes valores de saturación medida en núcleos, mediante la expresión siguiente y construir una gráfica de $J(S_w)$ contra S_w .

$$J(S_w) = \frac{P_{c_L}}{(\sigma \cos \theta)_L} \sqrt{\frac{K}{\phi}} \quad (II.3)$$

2) Determinar S_{wi} a partir de registros y datos de núcleos.

3) Determinar permeabilidad y porosidad promedio del yacimiento mediante registros geofísicos de pozos, datos de núcleos y pruebas de variación de presión.

4) A diferentes valores de $(S_w - S_{wi})$ determinar el valor de la función $J(S_w)$ leído directamente de la gráfica construida en el paso 1.

5) A ese valor de $(S_w - S_{wi})$ calcular la altura sobre el nivel de agua libre, h , utilizando la siguiente ecuación propuesta por Timmerman, E. H.:⁽⁸⁾

$$h = \frac{322.56 J(S_w)}{\left(\frac{K}{\phi}\right)^{1/2}} \quad (II.4)$$

6) Graficar h contra $(S_w - S_{wi})$. Esta gráfica es la correspondiente a las propiedades promedio del yacimiento determinadas en el paso 3.

Aunque este método puede resultar de gran utilidad, existen diferencias significativas al correlacionar $J(S_w)$ con S_w de formación

a formación, por lo que no es posible obtener una curva de $J(S_w)$ universal.

Debido a que no siempre se obtiene una buena correlación de la función $J(S_w)$, puede utilizarse otro método que relaciona los datos de manera estadística⁽⁹⁾. La aplicación general del método es como sigue:

Debe contarse con un conjunto de gráficas de presión capilar que corresponderá, cada una, a un núcleo cuya porosidad y permeabilidad, medida en laboratorio, es conocida.

1) A un valor dado de presión capilar, y manteniéndolo en cualquier caso constante, llevar a cabo los siguientes pasos:

a) Graficar, en papel semilogarítmico, el valor de permeabilidad contra saturación de fluido mojante al valor escogido de presión capilar para cada núcleo.

b) En esta gráfica, encontrar dos muestras con porosidad similar para definir una tendencia por medio de una línea recta, tal como se muestra en la figura II.8. Dicha recta definirá una porosidad constante.

c) Se pueden dibujar líneas de porosidad constante adicionales y paralelas a la recta definida en el paso b).

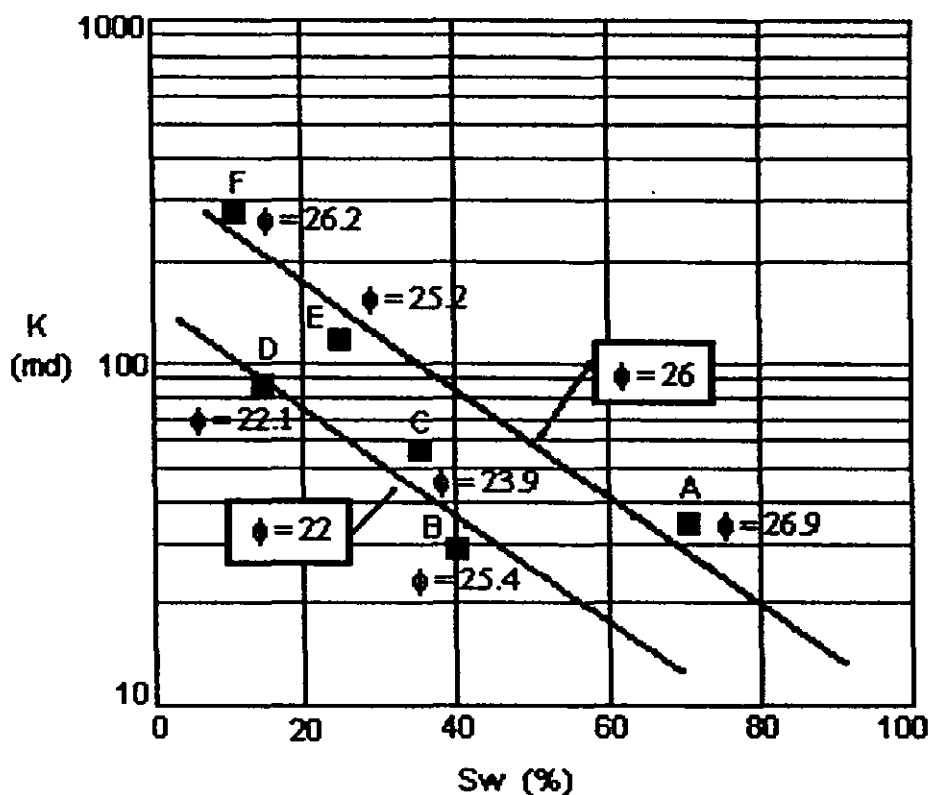


FIG II.8 CORRELACIÓN DE DATOS DE LABORATORIO PARA DETERMINAR LA SATURACIÓN CORRESPONDIENTE A LAS PROPIEDADES PROMEDIO DEL YACIMIENTO A UNA PRESIÓN CAPILAR DE 3 LB/PG²

d) Entrar a la gráfica construida, con la permeabilidad deseada, cruzar con la línea de porosidad buscada, bajar y leer en el eje inferior la saturación de agua correspondiente. Esta saturación es la respectiva a la presión capilar definida en el paso 1, para la porosidad y permeabilidad esperada.

2) Repetir los pasos anteriores con valores adicionales de presión capilar, suficientes para cubrir el rango de presión capilar esperado en el yacimiento.

3) Graficar los valores así determinados de presión capilar contra saturación de agua. Esta curva es la función de presión capilar para la porosidad y permeabilidad promedio que se desea.

Al promediar los valores de las diferentes pruebas de P_c para ajustarlos a una porosidad y una permeabilidad definidas, no se asegura que estos valores de presión capilar sean los valores que se presentan en el yacimiento. La primera incongruencia entre las pruebas sobre núcleos y lo que se tiene en la formación, es que en laboratorio se utilizan fluidos que son diferentes a los encontrados en el yacimiento. Otras diferencias importantes son las condiciones de presión y temperatura encontradas en cada caso, lo cual afecta en cierto grado a la tensión interfacial, al ángulo de contacto y a la mojabilidad. En el laboratorio, al medir la presión capilar, pueden utilizarse las siguientes combinaciones de fluidos: agua-aire, agua-aceite o mercurio-aire. Independientemente de la combinación utilizada, los fluidos en el yacimiento no tendrán las mismas características que los fluidos en el laboratorio.

Debido a estas discrepancias, los resultados de las mediciones de presión capilar hechas en laboratorio deben ser corregidas antes de poder aplicarse a la caracterización de yacimientos. Si se conocen la tensión interfacial y el ángulo de contacto formado por los fluidos utilizados en laboratorio y los existentes en el yacimiento, se pueden corregir los valores de P_c de laboratorio para obtener los

correspondientes a las condiciones de la formación. Esencialmente, hay dos técnicas usadas para corregir los datos de P_c y llevarlos a condiciones de yacimiento. Estas técnicas difieren tan solo en la consideración inicial.

La primera técnica supone al yacimiento como un paquete de tubos capilares continuos de radio constante. Se asume, también, que las saturaciones medidas en laboratorio permanecen igual a las saturaciones en la formación.

Como se indicó previamente, al considerar un tubo capilar de vidrio, la presión capilar puede ser expresada mediante la ecuación I.15:

$$P_c = \frac{2\sigma \cos\theta}{r}$$

a partir de esta ecuación y definiendo mediante un subíndice las condiciones de laboratorio (L) y las condiciones de yacimiento (Y), se tiene:

$$P_{c_L} = \frac{2(\sigma \cos\theta)_L}{r} \quad (II.5)$$

y:

$$P_{c_Y} = \frac{2(\sigma \cos\theta)_Y}{r} \quad (II.6)$$

Despejando el radio de cada una de las ecuaciones, y dado que se consideran iguales en el yacimiento y en laboratorio, igualando se tiene:

$$P_{c_Y} = \frac{(\sigma \cos \theta)_Y}{(\sigma \cos \theta)_L} P_{c_L} \quad (11.7)$$

Esta ecuación permite ajustar los datos obtenidos en laboratorio para representar las condiciones de la formación.

Un segundo método supone que el radio promedio de los poros está definido por la saturación de la fase mojannte para un proceso de desplazamiento dado, sea de imbibición o de drene.

En el capítulo anterior se estableció la ecuación 1.24 para definir la presión capilar en un medio poroso como:

$$P_c = \frac{\sigma}{r_p}$$

Pero, también, si se desea expresar a la presión capilar como función de la saturación, puede escribirse lo siguiente:

$$P_c = \sigma [f(S_w)] \quad (11.8)$$

Donde $f(S_w)$ es una función de la saturación, denominada función de presión capilar, que puede ser expresada analíticamente a partir de la curva definida por los datos de P_c y S_w obtenidos en laboratorio.

Si se definen, una vez más, con un subíndice las condiciones de laboratorio (L) y las condiciones del yacimiento (Y), se tiene:

$$P_{c_L} = \sigma_L [f(S_w)]_L \quad (11.9)$$

y:

$$P_{c_r} = \sigma_r [f(S_w)]_r \quad (II.10)$$

Se supone, además, que la función de presión capilar no cambia a condiciones de yacimiento o laboratorio, esto es, que la curva tendrá la misma forma en ambos casos, y por lo tanto podrán ser igualadas:

$$\frac{P_{c_L}}{\sigma_L} = \frac{P_{c_r}}{\sigma_r} \quad (II.11)$$

Finalmente:

$$P_{c_r} = \left(\frac{\sigma_r}{\sigma_L} \right) P_{c_L} \quad (II.12)$$

Donde la relación de las tensiones interfaciales es un factor de proporcionalidad. Por ser este factor un parámetro adimensional, las presiones capilares pueden ser consideradas en cualesquiera unidades de presión siempre y cuando sean las mismas para ambas (lb/pg², atm, kg/cm², etc.) con la tensión interfacial en dinas/cm.

Para facilitar la comprensión de todo lo anterior, se propone el siguiente ejemplo: en el laboratorio es muy común utilizar el método de inyección de mercurio para determinar la presión capilar en núcleos, por ser un proceso rápido si se le compara con otros métodos.

Para aplicar los datos obtenidos con el sistema mercurio-aire, es necesario establecer previamente un factor de proporcionalidad (f) para pasar del sistema mercurio-aire a un sistema agua-aire, ambos a

condiciones de laboratorio. Para establecer dicho factor, se realizan, en un núcleo, pruebas de P_c para los dos sistemas mencionados. Como primer paso, se efectúa la prueba para el sistema agua-aire y, posteriormente, para el sistema mercurio-aire. Al final, en una gráfica se procesan los datos de ambos sistemas buscando que definan dos tendencias que sean muy similares en su forma. Como ambas curvas son similares, para cualquier punto en ellas se tendrá:

$$(P_{c_{w-g}})_L \times f = (P_{c_{Hg-g}})_L \quad (II.13)$$

De donde:

$$(P_{c_{w-g}})_L = \frac{(P_{c_{Hg-g}})_L}{f} \quad (II.14)$$

Luego, aplicando la ecuación II.12 para pasar de condiciones de laboratorio a condiciones de yacimiento, y suponiendo que, para el ejemplo, se tiene un sistema agua-aceite en la formación:

$$(P_{c_{o-w}})_r = \frac{(\sigma_{o-w})_r}{(\sigma_{w-g})_L} (P_{c_{w-g}})_L \quad (II.15)$$

Sustituyendo la ecuación II.14 en II.15 se tiene:

$$(P_{c_{o-w}})_r = \frac{(\sigma_{o-w})_r}{(\sigma_{w-g})_L} \left[\frac{(P_{c_{Hg-g}})_L}{f} \right] \quad (II.16)$$

Sea f' la siguiente expresión:

$$f' = \frac{1}{f} \times \frac{(\sigma_{o-w})_r}{(\sigma_{w-g})_L} \quad (II.17)$$

Entonces:

$$(P_{c_{o-w}})_T = f'(P_{c_{Hg-g}})_L \quad (11.18)$$

A partir de la ecuación 11.18 se aprecia que una vez determinado el factor de proporcionalidad, f' , el procedimiento para determinar las funciones de presión capilar a condiciones de la formación, se basa en pruebas de inyección de mercurio, lo que representa un ahorro considerable de tiempo e inversión.

PRESENTACIÓN GRÁFICA Y ANALÍTICA DE LOS DATOS OBTENIDOS EN PRUEBAS DE PRESIÓN CAPILAR.

Como se ha visto, hay diversos métodos que pueden aplicarse en la determinación de las características capilares de un medio poroso. De todos ellos, el método más comúnmente utilizado es el de inyección de mercurio. La aplicación específica de los datos de presión capilar a los yacimientos petroleros se inició hace ya varios años. Se demostró que, en una roca preferentemente mojada por agua, los datos de inyección de mercurio pueden ser relacionados con la distribución de los fluidos y la estructura de los poros en el yacimiento. Las curvas determinadas a partir de estas pruebas son muy valiosas para definir la cantidad, tamaño, interconexión y distribución del tamaño de poros.

Las curvas de presión capilar obtenidas con inyección de mercurio son usadas para proveer una estimación directa del aceite que ocupa los poros, y el volumen de agua se determina por diferencia entre el volumen total de poros menos el volumen ocupado por hidrocarburos. Posteriormente, la saturación de agua se relaciona con las

condiciones presión capilar en el yacimiento mediante el proceso descrito en páginas anteriores.

El proceso de interpretación puede hacerse como sigue: el mercurio, una fase no mojante, es inyectado al interior de un núcleo seco y limpio. Los volúmenes inyectados son anotados a las diferentes presiones registradas. Con estos datos, y para facilitar la interpretación, se grafica la presión de inyección contra la saturación de mercurio.

La figura II.9 es una presentación en papel normal de presión capilar contra el volumen inyectado de mercurio. Nótese que a una presión extremadamente alta (ver figura II.9), el volumen de mercurio inyectado sería igual al volumen de poros de la muestra.

En la figura, a lo largo del rango de presión, la lectura correspondiente en el eje horizontal representa el fluido no mojante que llena los poros. En rocas preferentemente mojadas por agua, los fluidos no mojantes son los hidrocarburos. A una presión dada, el volumen de mercurio que fue aceptado es una indicación del radio promedio de los poros que hasta ese momento han sido ocupados. A las presiones más bajas únicamente los poros más grandes admiten el fluido. Conforme la presión se incrementa, el tamaño de los poros en los cuales penetra el mercurio es paulatinamente menor. La forma de la curva es una indicación del mercurio que entra a los poros a cada nivel de presión, lo cual también es una indicación del tamaño relativo de los poros y de la distribución del tamaño de poros. Cada punto en la curva representa un volumen de mercurio inyectado y su correspondiente presión de inyección. A dicha presión capilar, según la ecuación I.24 se le puede asignar un radio promedio del medio poroso, de tal manera que la presión de inyección del mercurio

proporciona una medición del área seccional de los poros que admiten el mercurio. Por otro lado, el volumen de mercurio inyectado a tal presión es una medición del volumen interconectado de poros, así que puede deducirse a partir de una prueba de presión capilar, una gráfica con el eje horizontal representando el tamaño relativo de los poros y con el eje vertical representando el porcentaje acumulativo de ellos. Tal gráfica es mostrada en la figura II.10.

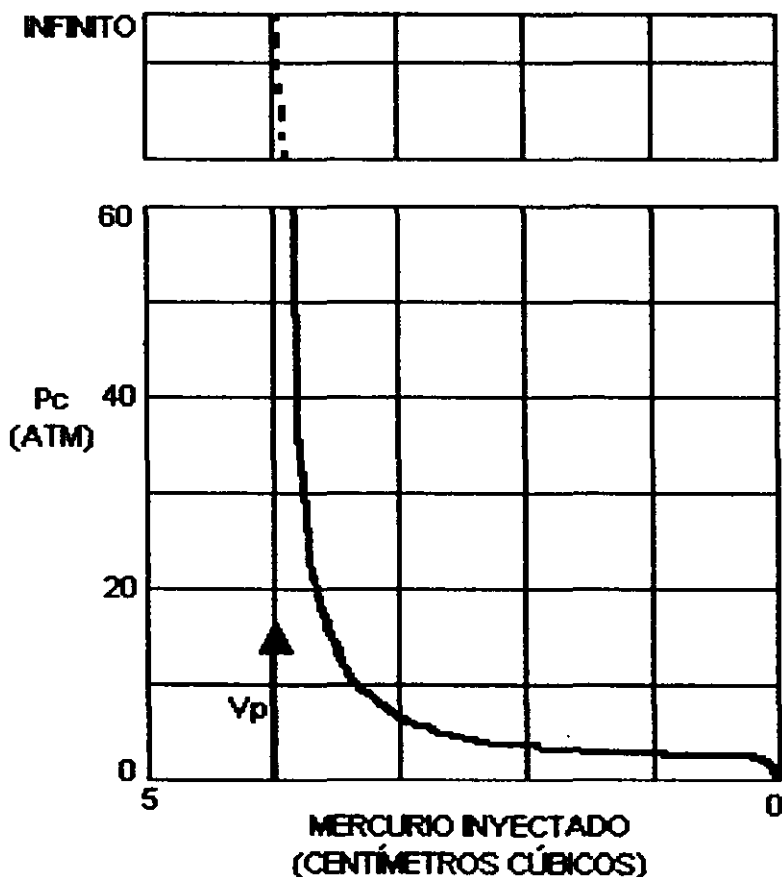


FIG II.9 CURVA OBTENIDA CON DATOS DE INYECCIÓN DE MERCURIO.

ÍNDICE DE LA GEOMETRÍA DE LOS POROS.

El índice de la geometría de los poros es representativo de la distribución del tamaño de poros y de la interconexión entre ellos. En un trabajo publicado, Thoomer⁽¹⁰⁾ demostró que las curvas de presión capilar, para un sistema mercurio-aire, pueden ser descritas por una familia de hipérbolas, cada una de las cuales queda definida de forma única por el valor de tres parámetros, los cuales relacionan la presión capilar, P_c , y la fracción del volumen de roca ocupado por mercurio, (ϕS_{Hg}) , mediante la siguiente ecuación:

$$\frac{(\phi S_{Hg})}{(\phi S_{Hg})_{\infty}} = e^{\frac{-G}{(\log P_c / \log P_d)}} \quad (II.19)$$

Donde:

- P_c : Presión capilar (lb/pg²)
 P_d : Presión de desplazamiento (lb/pg²)
 (ϕS_{Hg}) : Fracción del volumen de roca ocupado por mercurio
a la presión capilar P_c (fracción)
 $(\phi S_{Hg})_{\infty}$: Fracción del volumen de roca ocupado por mercurio
a una presión infinita o volumen de poros (fracción)
 G : Índice de la geometría de los poros (adimensional)

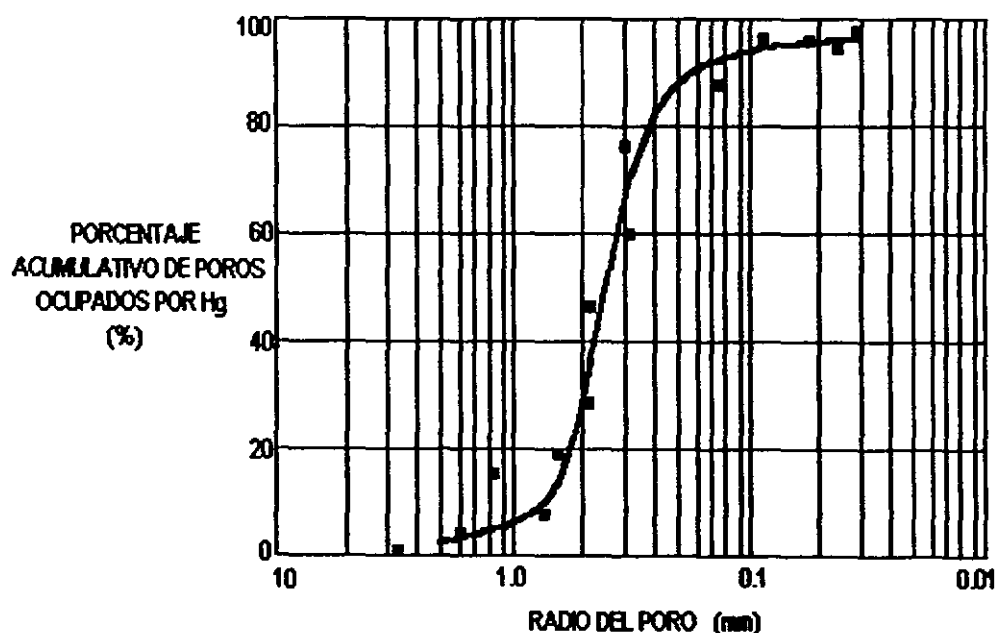


FIG II.10 GRÁFICA DE ANÁLISIS DE LA GEOMETRÍA DEL MEDIO POROSO A PARTIR DE UNA PRUEBA DE INYECCIÓN DE MERCURIO.

Cuando se grafica en papel logarítmico, la ecuación anterior describe una hipérbola. La ecuación de la curva puede ser definida por las asíntotas y el factor G , tal como se muestra en la figura II.11.

Las asíntotas son determinadas por P_d y V_p , y la forma de la curva es definida por el valor de G . Thoomer elaboró una familia de curvas hiperbólicas con diferentes valores de G manteniendo V_p y P_d constantes. Para determinar el valor numérico de estos tres parámetros, puede recurrirse al método gráfico o analítico. El método

gráfico consiste en utilizar la familia de curvas construidas por Thoomer. La curva de presión capilar determinada en laboratorio debe superponerse de tal forma que ajuste con una cualquiera de la familia elaborada por Thoomer. El valor de G es determinado leyendo directamente el valor sobre la curva ajustada.

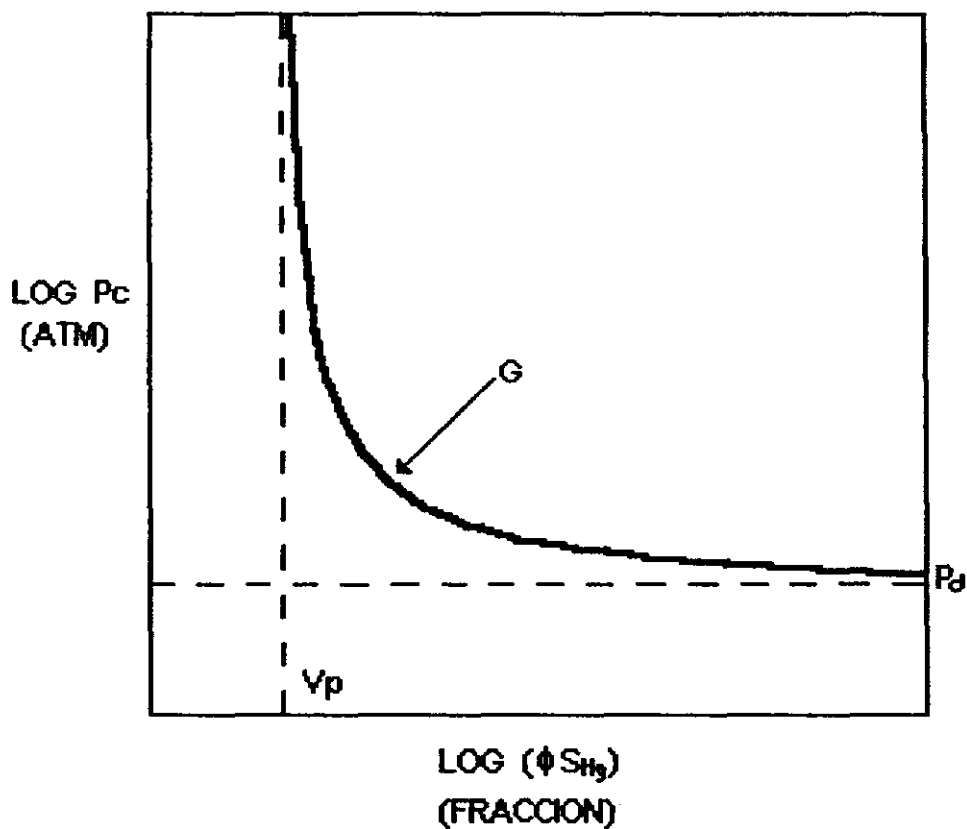


FIG II.11 GRÁFICA DE P_c TAL COMO QUEDÓ DEFINIDA POR THOOMER

El método numérico involucra las siguientes fórmulas:

$$\log(\phi S_{Hg}) = \log(\phi S_{Hg})_{\infty} + C \sqrt{\left[\frac{P_c}{\phi S_{Hg}} \frac{d(\phi S_{Hg})}{dP_c} \right]} \quad (11.20)$$

$$C = \sqrt{\frac{G}{2.303}} \quad (11.21)$$

Las ecuaciones 11.20 y 11.21 pueden resolverse mediante un sistema de cómputo para proveer los valores de V_p y C . El término $(d\phi S_{Hg}/dP_c)$ puede calcularse aplicando diferencias finitas entre valores sucesivos de P_c y (ϕS_{Hg}) . Finalmente P_d y G pueden despejarse de las ecuaciones 11.19 y 11.21, respectivamente.

Un parámetro similar al anterior, es el índice de distribución de las gargantas de los poros (PTS: Pore Throat Sorting), el cual es un número que proporciona una idea de la gradación de las gargantas de los poros dentro de una muestra. Este número varía de 1.0 (una gradación perfecta) hasta 8.0 (una distribución completamente irregular). El valor de este índice puede ser determinado utilizando valores obtenidos en una gráfica en formato semilog a partir de datos de presión capilar por inyección de mercurio y aplicando la siguiente fórmula:

$$PTS = \sqrt{\frac{P_{C_{1/4}}}{P_{C_{3/4}}}} \quad (11.22)$$

Donde las presiones capilares a $1/4$ y $3/4$ son determinadas directamente de la curva de presión capilar y reflejan las presiones

para saturaciones de mercurio a 25% y 75%, ajustadas a la saturación irreducible.

Por ejemplo, si se tiene una saturación irreducible de 8%, entonces la saturación efectiva total es de:

$$S_e = 100\% - 8\% = 92\%$$

Luego, la saturación efectiva a 25% es:

$$S_{1/4} = 0.25 \times 92\% = 32\%$$

Y la saturación a 75% efectiva es:

$$S_{3/4} = 0.75 \times 92\% = 69\%$$

En la gráfica semilog, se leen directamente los valores de presión correspondiente a dichas saturaciones. Estos valores, son las presiones a $\frac{1}{4}$ y $\frac{3}{4}$, respectivamente, los cuales se aplican en la ecuación II.22 para determinar el índice de distribución de las gargantas de los poros.

PRESENTACIÓN EN FORMATO SEMILOG.

Cuando los datos de presión capilar se presentan en papel semilogarítmico, los parámetros involucrados pueden apreciarse de manera más clara. La figura II.12 es una gráfica en papel semilogarítmico de presión de inyección contra saturación de mercurio, obtenida a partir de una prueba de presión capilar por inyección de mercurio.

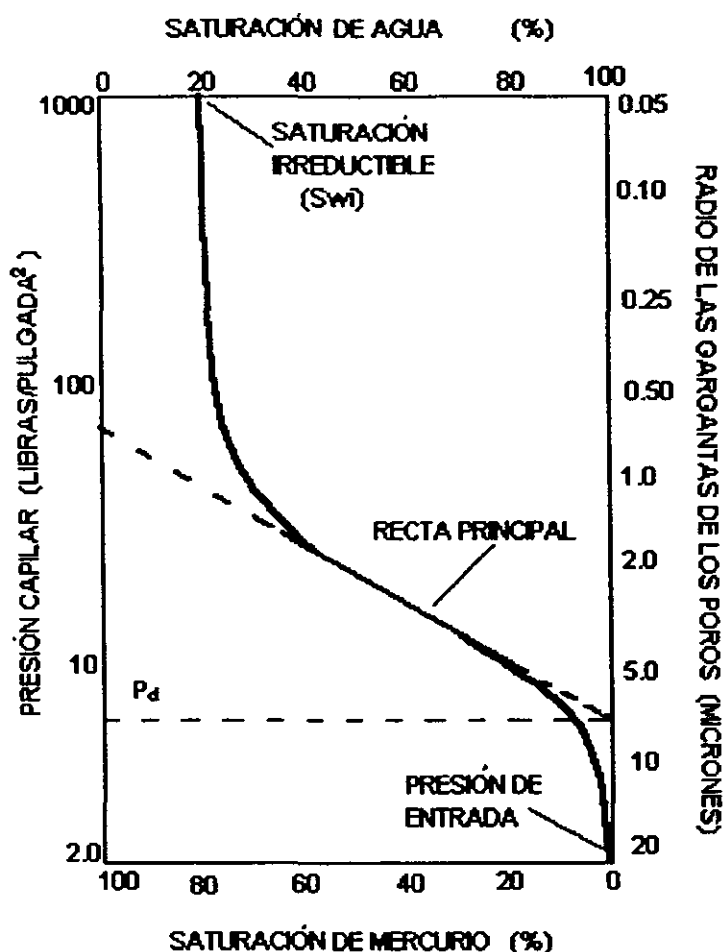


FIG II.12 CURVA TÍPICA DE PRESIÓN CAPILAR
GRAFICADA EN FORMATO SEMILOG.

La saturación de mercurio se determina con la ecuación:

$$S_{Hg} = \left(\text{Vol. de Hg iny.} / \text{Vol total de poros} \right) \times 100 \quad (II.23)$$

En la figura II.12, la saturación de mercurio se grafica en la escala horizontal inferior y varía linealmente de 0 a 100%. La presión capilar es graficada en la escala vertical a la izquierda, y varía en forma logarítmica. Junto con estos dos ejes se adicionan dos, secundarios, que son representativos, uno, de la saturación de agua en el eje horizontal superior y, otro, del radio de las gargantas de los poros en el eje vertical a la derecha, que proporciona una estimación del tamaño promedio de los poros a una presión dada. Esta función del radio de la garganta de los poros se determina mediante la ecuación I.24 modificada de acuerdo con las unidades para tomar la forma siguiente:

$$r = \frac{426\sigma \cos\theta}{P_c} \quad (II.24)$$

Donde:

P _c : Presión capilar	(kg/cm ²)
θ : Ángulo de contacto entre el fluido mojante y el sólido (°)	
σ : Tensión interfacial	(dinas/cm)
r : Radio de la garganta de los poros	(micras)

Aunque los datos de presión capilar pueden ser graficados en un formato lineal, la gráfica semilog es más precisa y fácil de interpretar.

Cada curva de presión capilar puede ser definida por la presión de entrada, la presión de desplazamiento, la recta principal y la saturación de agua irreductible. Estos parámetros son mostrados claramente en la figura II.12 y dan una idea de cómo ellos definen la curva de presión capilar.

La presión de entrada es la presión a la cual la muestra comienza a admitir el mercurio. Esta presión es de poca importancia y no debe confundirse con la presión de desplazamiento. La presión de entrada revela, principalmente, la conformación del mercurio a las irregularidades sobre la superficie del núcleo.

La presión de desplazamiento, P_d , puede ser estimada al extrapolar la recta principal siguiendo la misma pendiente hacia el lado derecho de la gráfica. Se puede interpretar como la presión a la cual el mercurio comienza a invadir los poros de la roca. Esta presión es muy importante, ya que revela el radio promedio de los poros más grandes y cercanos a la superficie del núcleo. Además, la P_d tiene algunas otras aplicaciones, como la determinación del nivel de agua libre en el yacimiento. La presión de desplazamiento, tal como se determina de la curva de presión capilar, es relacionada con el tamaño promedio de los poros más grandes interconectados y expuestos en la superficie. El diámetro de los poros interconectados en rocas con porosidad primaria es, fundamentalmente, una función del diámetro de la partícula. La figura II.13 es una gráfica⁽¹¹⁾ del diámetro promedio de la partícula contra la presión de desplazamiento para rocas con porosidad primaria.

La recta principal (ver figura II.12) en la gráfica de presión capilar, refleja la dificultad que encuentra el mercurio para sortear la garganta de los poros dentro de la muestra. Una recta horizontal indica que el mercurio pasa con facilidad, conforme la recta se hace más vertical, se supone mayor dificultad para el paso del mercurio.

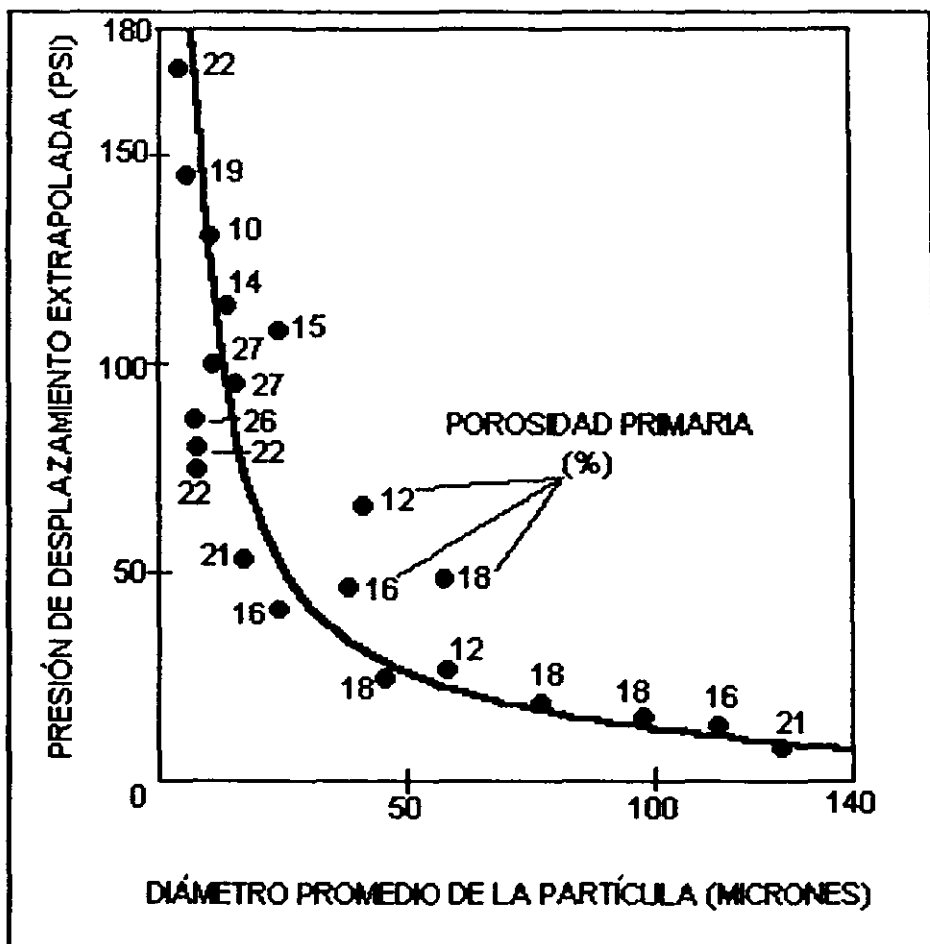


FIG II.13 RELACIÓN ENTRE LA PRESIÓN DE DESPLAZAMIENTO DE UN SISTEMA MERCURIO-AIRE Y EL DIÁMETRO DE LA PARTÍCULA PARA ROCAS CON POROSIDAD PRIMARIA Y PERMEABILIDAD MAYOR A 0.01 MD.

La saturación irreductible de fluido mojante es el porcentaje del espacio poroso en el cual el mercurio no puede entrar. Esta saturación irreductible es muchas veces considerada como la saturación de agua congénita en el yacimiento, ya que debido al proceso de acumulación de aceite el agua es desplazada de la roca de tal modo que la saturación final, después de la intrusión del aceite, resulta ser muy cercana a la saturación irreductible.

DISTRIBUCIÓN DE LOS FLUIDOS EN EL YACIMIENTO.

Cuando se realizan pruebas de presión capilar en laboratorio, el procedimiento, generalmente, es el desplazamiento de una fase mojante por una fase no mojante. Es decir, a cualquier presión, la porción del poro que no está ocupada por la fase no mojante, está ocupada por la fase mojante. En los yacimientos, la fase mojante comúnmente es agua congénita.

Debido a que la parte del poro que no está ocupada por la fase no mojante está ocupada por la fase mojante, es posible trazar una gráfica de saturación de la fase mojante contra presión capilar. Como la fase mojante generalmente es agua, la gráfica que se traza más regularmente es una curva de presión capilar contra saturación de agua. Las curvas, al igual que las obtenidas mediante las lecturas de volumen inyectado, pueden graficarse en formato lineal, semilogarítmico o logarítmico. La interpretación es más o menos similar pero en función de la saturación de agua en el yacimiento. La construcción de la curva se hace mediante la sustracción del volumen de mercurio inyectado al volumen total de poros. El volumen así determinado, es una indicación del fluido mojante que ocupa los poros (generalmente agua). El volumen de agua es convertido a saturación al dividir éste entre el volumen de poros del sistema.

Posteriormente la saturación obtenida debe ser llevada a condiciones de yacimiento mediante el procedimiento indicado al inicio de este Capítulo.

La forma en que se presentan estos datos es mediante una gráfica de altura sobre el nivel de agua libre en el yacimiento, h , contra saturación de agua, S_w . La conversión de P_c a una altura, h , equivalente se hace a través de la siguiente ecuación:

$$h = 0.761 \frac{P_c}{\rho_w - \rho_o} \quad (11.25)$$

Donde:

- h : Altura sobre el nivel de agua libre en el yacimiento (m)
 P_c : Presión capilar medida en laboratorio (kg/cm^2)
 ρ_w : Densidad del agua en el yacimiento (g/cm^3)
 ρ_o : Densidad del aceite en el yacimiento (g/cm^3)

Para la deducción de la ecuación anterior se asume que los datos son obtenidos con una prueba de inyección de mercurio. La tensión interfacial del sistema mercurio-aire es de 480 (dinas/cm) y el ángulo de contacto es de 140° ($\cos\theta = 0.766$). En el yacimiento se supuso un sistema agua-aceite con una tensión interfacial promedio de 28 (dinas/cm) y un ángulo de contacto de cero grados.

La figura 11.14 presenta la gráfica de saturación de agua contra profundidad en el yacimiento. Para determinar la profundidad correspondiente, debe determinarse primero la profundidad del nivel de agua libre, y a partir de ahí medir la altura, h , calculada con la ecuación 11.25. La determinación del nivel de agua libre puede

hacerse con registros geofísicos de pozos o mediante una prueba de producción.

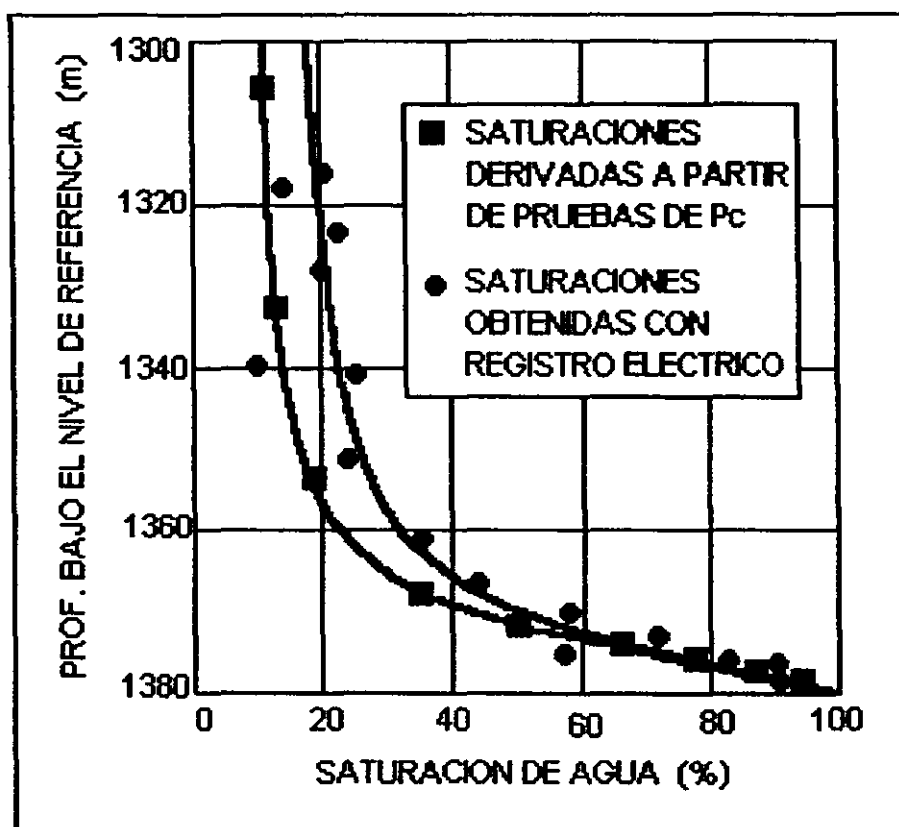


FIG II.14 GRÁFICA DE SATURACIÓN DE AGUA EN EL YACIMIENTO. COMPARACIÓN DE DATOS DE REGISTROS ELÉCTRICOS CON DATOS DE PRESIÓN CAPILAR.

C A P Í T U L O I I I

DETERMINACIÓN DE LA RESISTIVIDAD

III.1 OBTENCIÓN DE LA RESISTIVIDAD EN LABORATORIO

La determinación, en laboratorio, de las propiedades eléctricas se ha llevado a cabo con una variedad de instrumentos. Todos requieren, sin embargo, conocer las dimensiones de la muestra (área y longitud), la saturación de fluidos, y de una celda apropiada donde se pueda medir la resistencia eléctrica de la roca.

Los métodos utilizados han sido clasificados en las siguientes categorías generales:

Método de dos electrodos.

Método de cuatro electrodos.

Método potenciométrico.

Sin embargo, la primera dificultad se presenta al querer conocer la resistividad del agua saturante. Para medir la resistividad del agua se ha usado una celda especial, donde se aplica el concepto básico de la ley de Ohm. Se ha encontrado que la resistividad del agua es dependiente, básicamente, de su composición química y de la temperatura a la cual se encuentra. El agua pura posee una resistividad infinita comparada con la resistividad del agua con un muy bajo contenido de sales. Se ha visto, también, que para una salinidad dada, la resistividad del agua baja al incrementarse la temperatura. A causa de que las temperaturas que se encuentran en

los yacimientos exceden los 170°C, y que la salinidad del agua de yacimiento puede llegar a ser de hasta cientos de miles de partes por millón, es evidente que el valor de la resistividad del agua encontrada en yacimientos petroleros puede variar en un rango muy amplio.

Para determinar la resistividad del agua a partir de análisis químicos, primero debe calcularse la concentración equivalente de contenido de cloruro de sodio (NaCl). Esta concentración se calcula con base en dos métodos, el primero en función de las sales disueltas. La conductividad de las sales disueltas en la misma agua no es aditiva, y la conversión al equivalente de NaCl depende del valor de la concentración de sólidos totales. Para propósitos prácticos se puede utilizar la siguiente ecuación para determinar la conductividad total del agua, y posteriormente la resistividad:

$$C_T = \frac{1}{TS} \sum_{i=1}^n (S_i)(C_i) \quad (\text{III.1})$$

Donde:

C_T :	Conductividad de la solución	(mho/m)
C_{si} :	Conductividad de una sal dada a la concentración TS	(mho/m)
S_i :	Concentración de una sal en la solución	(mg/l)
TS :	Concentración total de sólidos	(mg/l)

El segundo método se aplica cuando el análisis del agua de formación se reporta como la concentración de iones presentes. Ya que a una temperatura dada, la resistividad del agua es función de la carga, concentración y movilidad de los iones presentes, el método consiste en expresar la concentración total de sólidos multiplicado por un factor de corrección. Este factor de corrección depende de la

concentración de iones de Ca, Mg, HCO_3 y O_2 presentes y del valor de la concentración total de sólidos.

MEDICIÓN DE LA RESISTIVIDAD EN NÚCLEOS.

En laboratorio, la resistividad se mide en núcleos con dimensiones definidas. El principio básico de medición es como sigue:

Una muestra, generalmente de forma cilíndrica, con las medidas adecuadas, se coloca en una celda entre dos electrodos. Posteriormente se hace pasar la corriente, I , a través de la muestra y se mide la caída de potencial, V , que se tiene en ella. La resistencia de este núcleo saturado se calcula a partir de la ley de Ohm:

$$r = \frac{V}{I} \quad (\text{III.2})$$

Donde:

- r : resistencia eléctrica (ohms)
 I : corriente eléctrica circulando en el núcleo (amperes)
 V : Voltaje o caída de potencial a través de la muestra (volts)

Y, luego, la resistividad, R , a las condiciones de saturación, es determinada mediante la ecuación:

$$R = \frac{r \times A}{L} \quad (\text{III.3})$$

Donde:

R : Resistividad del sistema roca-fluidos	(ohm-m)
r : Resistencia eléctrica del sistema	(ohms)
A : Área de la sección transversal de la muestra	(m ²)
L : Longitud entre los electrodos de medición	(m)

El proceso de determinación de resistividad en laboratorio es de la siguiente manera:

- 1) Cortar y limpiar la muestra.
- 2) Medir la porosidad y permeabilidad con gas.
- 3) Saturar la muestra 100% con la salmuera especificada, procediendo así:
 - a) Pesar la muestra seca en una balanza analítica.
 - b) En equipo de saturación, inyectar la salmuera para llenar 100% los poros del núcleo.
 - c) Pesar la muestra saturada 100% en una balanza analítica y determinar el volumen de la salmuera inyectada mediante la diferencia en los valores determinados en los pasos a) y b) y considerando la densidad de la salmuera.
- 4) Medir la resistividad de la muestra en un resistivímetro aplicando la ecuación III.3. En este caso, la muestra está saturada 100% con la salmuera y se obtendrá R_0 .
- 5) Desaturar un poco la muestra del siguiente modo:
 - a) Desplazar un poco del agua que satura la muestra por medio de inyección de gas.
 - b) Pesar la muestra con balanza analítica para determinar el grado de saturación de salmuera.
- 6) Medir la resistividad de la muestra aplicando III.3. Como en este caso la saturación de la salmuera es menor al 100%, el valor determinado corresponde a R_t .

7) Repetir los pasos 5 y 6 varias veces para definir valores de R_t a diferentes saturaciones de salmuera.

Este procedimiento es aplicable a cualquier método. La diferencia entre los diferentes métodos es que se utilizan 2 ó 4 electrodos, así como un potenciómetro.

MÉTODO DE DOS ELECTRODOS.

Este método consiste en colocar dos placas conductoras o electrodos en contacto con las caras opuestas de la muestra. La resistividad es la existente entre las dos placas y puede calcularse, si se conocen las dimensiones de la muestra, con un resistivímetro (cuando se usa corriente directa) o deducirse indirectamente aplicando la ley de Ohm para calcular la resistencia (cuando se usa corriente alterna) y aplicando la ecuación III.3.

La experiencia ha demostrado que las mediciones sólo son reproducibles si los electrodos son arreglados de tal manera que sea posible hacer contacto eléctrico con todos los poros en el plano de unión de los electrodos y el núcleo. Para este propósito puede usarse algún material poroso deformable, impregnado con el mismo fluido que satura la muestra y presionando al electrodo contra el material de modo que se alcance un contacto satisfactorio. Para este efecto se han utilizado papeles filtro, telas y tierras de diatomea.

Otra forma de asegurar el contacto es mediante la aplicación, con una brocha ordinaria o con una pistola con atomizador, de una capa de pintura de plata en los extremos del núcleo. La pintura que se distribuye en las caras del núcleo es de la que se usa en los circuitos eléctricos, lo que permite una buena conducción.

Aún cuando con los pasos anteriores se asegura un buen contacto eléctrico, se presenta un problema al introducir resistencias adicionales al circuito. Para resolver este problema es necesario medir, aunque sea de manera aproximada, la resistencia del papel filtro o del material utilizado para asegurar el contacto eléctrico.

Cuando se utiliza corriente directa para medir la resistencia del circuito mediante un óhmetro, se presentan potenciales entre las placas de contacto y la solución saturante debido a fenómenos de polarización eléctrica. En este caso, se requiere de una corrección por efectos de polarización. El procedimiento de corrección es hacer lecturas con el óhmetro a 1, 111, 2500 y 10000 hertz. Posteriormente se grafica el valor de la resistencia contra el valor correspondiente del inverso de la raíz cuadrada de la frecuencia, $(1/\sqrt{F})$, y posteriormente extrapolando la resistencia a una frecuencia infinita. En la gráfica, la extrapolación se lleva cabo al extender la curva hasta intersectar con el eje de resistividad. Este valor de resistencia extrapolado a una frecuencia infinita es el valor corregido de resistencia sin fenómenos de polarización eléctrica.

MÉTODO DE LOS CUATRO ELECTRODOS.

El método de cuatro electrodos utiliza, además de los dos electrodos de corriente, otros dos electrodos colocados sobre la muestra a una distancia conocida. Estos electrodos adicionales son llamados electrodos de voltaje o de medición.

En el circuito de medición, se necesita un amperímetro que permite conocer la corriente, I , así como un voltímetro para medir la

diferencia de potencial, V , entre los puntos de contacto de los electrodos de voltaje con el núcleo.

Al aplicar la ley de Ohm entre los puntos a) y b) de la figura III.1, puede obtenerse la resistencia existente entre ellos, y, si se conocen las dimensiones de la roca, puede calcularse la resistividad de la muestra a las condiciones de saturación que tenga.

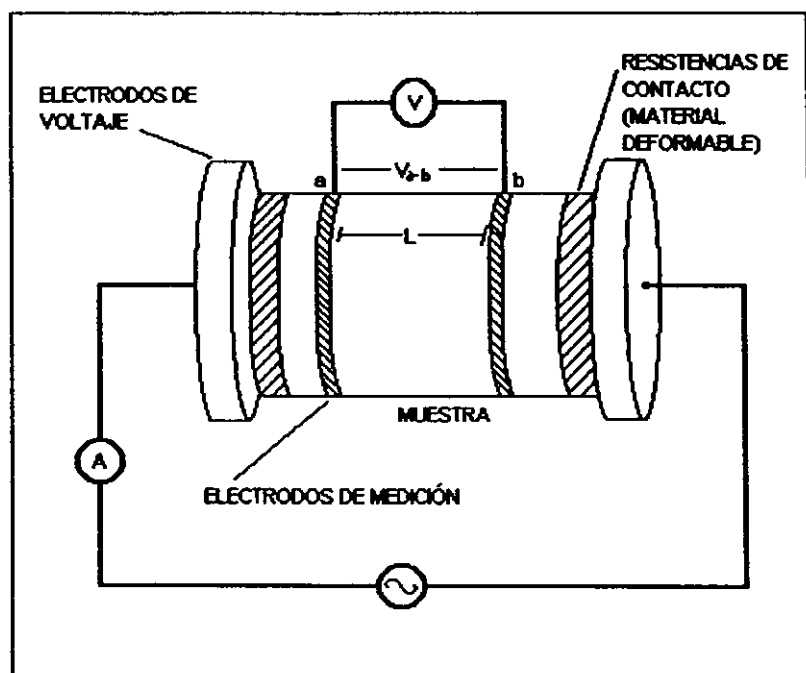


FIG III.1 MÉTODO DE CUATRO ELECTRODOS PARA DETERMINAR LA RESISTIVIDAD EN NÚCLEOS.

Con este arreglo queda superado el problema de las resistencias de contacto entre los electrodos y el núcleo, pues sólo se toma en cuenta, para la medición, la resistencia existente entre los electrodos

de voltaje. Para asegurar una buena lectura de voltaje entre los puntos a) y b), se utilizan como electrodos de medición, un par de anillos de alambre conductor rodeando totalmente la muestra.

MÉTODO POTENCIOMÉTRICO.

Este método se desarrolló para evitar los inconvenientes que presentan los métodos antes descritos. Para determinar la resistividad con un potenciómetro, no es necesario conocer la corriente a través de la muestra, ni la diferencia de potencial que existe entre los puntos de medición. La resistividad queda expresada al final en términos de resistencias medibles con facilidad y de los parámetros geométricos de A y L. La figura III.2 muestra un arreglo simplificado del sistema utilizado. En el diagrama, P representa un potenciómetro lineal y M un medidor de anulación. La resistividad de la muestra se puede determinar como sigue. De acuerdo con la ley de Ohm, la resistencia entre los puntos a) y b) de la muestra está dada por:

$$r_{a-b} = \frac{V_{a-b}}{I_m} \quad (\text{III.4})$$

Si el medidor M se coloca sucesivamente en las posiciones 1 y 2, de manera que en esas posiciones indique anulación, es decir que no haya corriente a través de ese instrumento, entonces la caída de potencial entre los puntos a y b es igual a la caída de potencial a través del potenciómetro ($V_{a-b} = V_{c-d}$), por lo que:

$$r_{a-b} = \frac{V_{c-d}}{I_m} \quad (\text{III.5})$$

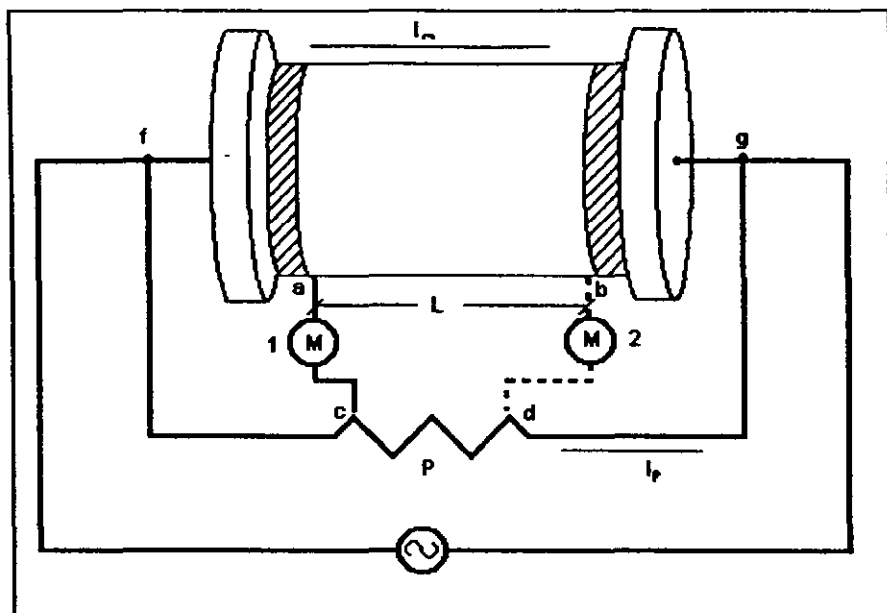


FIG III.2 MÉTODO POTENCIOMÉTRICO

Pero, $V_{c-d} = (V_{f-d}) - (V_{f-c})$

$$I_m = (V_{f-g}) / r_t$$

Donde r_t es la resistencia total de la muestra, incluyendo las resistencias de contacto. En consecuencia, la ecuación III.5 puede ser expresada como:

$$r_{a-b} = r_t \left(\frac{V_{f-d} - V_{f-c}}{V_{f-g}} \right) \quad (III.6)$$

Pero,

$$V_{f-d} = I_p \times r_{f-d}$$

$$V_{f-c} = I_p \times r_{f-c}$$

$$V_{f-g} = I_p \times r_p$$

Donde r_p es la resistencia total del potenciómetro.

Sustituyendo estos valores en la ecuación III.6, se obtiene:

$$r_{a-b} = r_t \left(\frac{r_{f-d}}{r_p} - \frac{r_{f-c}}{r_p} \right) \quad (\text{III.7})$$

Finalmente, de acuerdo con la ecuación III.3, la resistividad de la muestra está dada por:

$$R = \frac{r_t \times A}{L} \left(\frac{r_{f-d}}{r_p} - \frac{r_{f-c}}{r_p} \right) \quad (\text{III.8})$$

Donde:

- L : Distancia entre los puntos a y b (m)
 A : Área de la sección transversal de la muestra (m^2)
 r_t : Resistencia total de la muestra (incluso resistencias de contacto) (ohms)
 r_p : Resistencia del potenciómetro (ohms)
 r_{f-d} : Resistencia entre los puntos f y d (ohms)
 r_{f-c} : Resistencia entre los puntos f y c (ohms)

Como se dijo anteriormente, con este arreglo no es necesario conocer la corriente a través de la muestra, ni la diferencia de potencial entre los puntos de medición. La resistencia, r_t , se puede

medir con un sistema convencional de dos electrodos ya que incluye las resistencias de contacto. El valor numérico de las relaciones (r_{f-d}/r_p) y (r_{f-c}/r_p) , se puede determinar utilizando un dial acoplado al potenciómetro, P, de tal forma que éste indique directamente el valor de dichas relaciones.

III.2 DETERMINACIÓN DE LA RESISTIVIDAD EN CAMPO

La resistividad, en campo, se determina mediante los registros geofísicos de pozos, en especial con registros eléctricos. Básicamente, existen dos tipos de registros actualmente en uso, el registro de inducción (registro del tipo electromagnético) y el registro de electrodos. La tabla III.1 muestra los registros eléctricos que se aplican en la evaluación de formaciones y/o caracterización de yacimientos.

Los registros existentes de electrodos se basan todos en un mismo principio. En el pozo se coloca una sonda conectada con la superficie, la corriente es circulada a través de ciertos electrodos, localizados en la sonda y en superficie, y la diferencia de potencial resultante es medida entre otros electrodos, colocados de manera similar a los electrodos de corriente. Para que pueda establecerse la circulación de corriente eléctrica, debe existir una vía de comunicación entre los electrodos y la formación, por lo que la sonda del registro debe correrse en pozos que contengan fluido conductor.

PROPIEDAD	TIPO	NOMBRE	ABREVIATURA	HERRAMIENTA	CURVAS	UNIDADES	CARRIL/ESCALA	POZO	TIPO DE LODO
RESISTIVIDAD	ELECTRICOS	A) ELÉCTRICO CONVENCIONAL	EL	EL	SN LN LAT	OHM-M	II Y/O III LOGAR(TMI) CO	ABIERTO	LODO CONDUCTOR (NO SALADO)
		B) ENFOCADOS:							
		-LATEROLOG 3	LL3	LL3	LL3	OHM-M		ABIERTO	LODO SALADO
		-LATEROLOG 7	LL7	LL7	LL7	OHM-M	.	ABIERTO	LODO SALADO
		-LATEROLOG 8	LL8	LL8	LL8	OHM-M	.	ABIERTO	LODO SALADO
		-ESFERICO ENFOCADO	SFL	SFL / ISF	SFL	OHM-M	.	ABIERTO	LODO SALADO
		-DOBLE LATEROLOG	DLL	DLT	LLD / LLS	OHM-M	.	ABIERTO	CUALQUIER LODO CONDUCTOR
		C) MICROREGISTRO							
		-MICROLOG	ML	PATIN	ML	OHM-M		ABIERTO	.
		-MICROLATEROLOG	MLL	PATIN	MLL	OHM-M	.	ABIERTO	.
		-REG. DE PROXIMIDAD	PL	PATIN	PL	OHM-M	.	ABIERTO	.
		-MICROESFERICO ENF.	MSFL	PATIN	MSFL	OHM-M	.	ABIERTO	.
		D) ESPACIAMIENTO ULTRALARGO	ULSEL	ULSEL	LAT	OHM-M	.	ABIERTO	CUALQUIER LODO
AMAGNETICOS	ELECTROMAGNETICOS	A) INDUCCIÓN SENCILLA	IL	ISF	L (6FF40)	MMHO/M	II Y/O III	ABIERTO O ENTUBADO	NO CONDUCTOR BASE ACEITE O AIRE
		B) DOBLE INDUCCIÓN	DIL	DIT	ILD (6FF40) ILM (6FF32)	MMHO/M	II Y/O III		

TABLA III.1 RESUMEN DE REGISTROS ELECTRICOS.

El principio del registro eléctrico convencional (EL), es el siguiente: se pasa una corriente de intensidad constante entre los electrodos a y b (ver figura III.3), la diferencia de potencial resultante es medida entre los electrodos m y n. Los electrodos a y m se localizan sobre la sonda y los electrodos b y n se ubican, teóricamente, a una distancia infinita. En la práctica, el electrodo b es el cable recubierto que conecta a la sonda con la superficie, en tanto que el electrodo n es colocado en superficie, en una brida unida al circuito.

El voltaje entre los electrodos m y n es proporcional a la resistividad de la formación (se supone aquí una formación homogénea y de extensión infinita), por lo que la deflexión del galvanómetro utilizado en superficie, cuyas lecturas corresponderían al voltaje medido, puede ser modificado en su escala para leer directamente unidades de resistividad.

La distancia entre los electrodos se denomina espaciamento. Los registros convencionales tienen un espaciamento de 16 pulgadas (curva SN) y de 64 pulgadas (curva LN). El punto medio entre a y m es denominado O, y es la profundidad a la que se registrará la medición para establecer la presentación del registro, que será una curva de profundidad contra resistividad, en escala lineal o logarítmica.

El registro lateral sencillo es una variación del convencional, en el que una corriente constante es circulada entre los electrodos a y b, y la diferencia de potencial es medida entre los electrodos m y n, localizados a una distancia ajustada a dos superficies esféricas, equipotenciales, imaginarias y concéntricas en a (ver figura III.4).

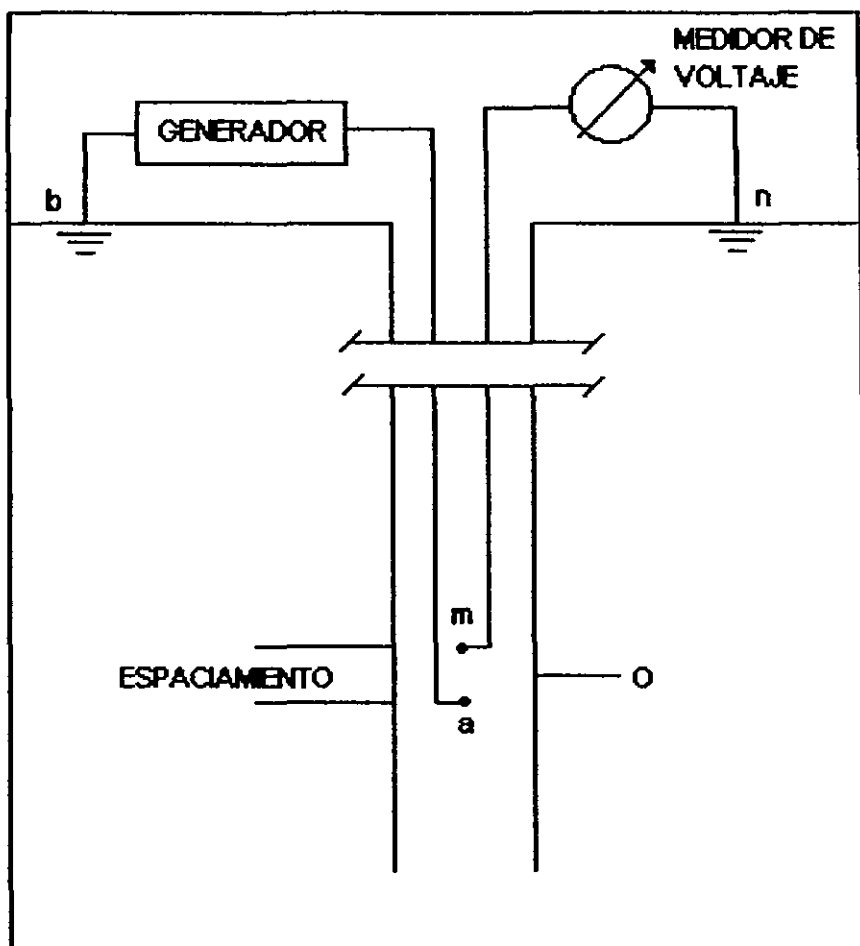
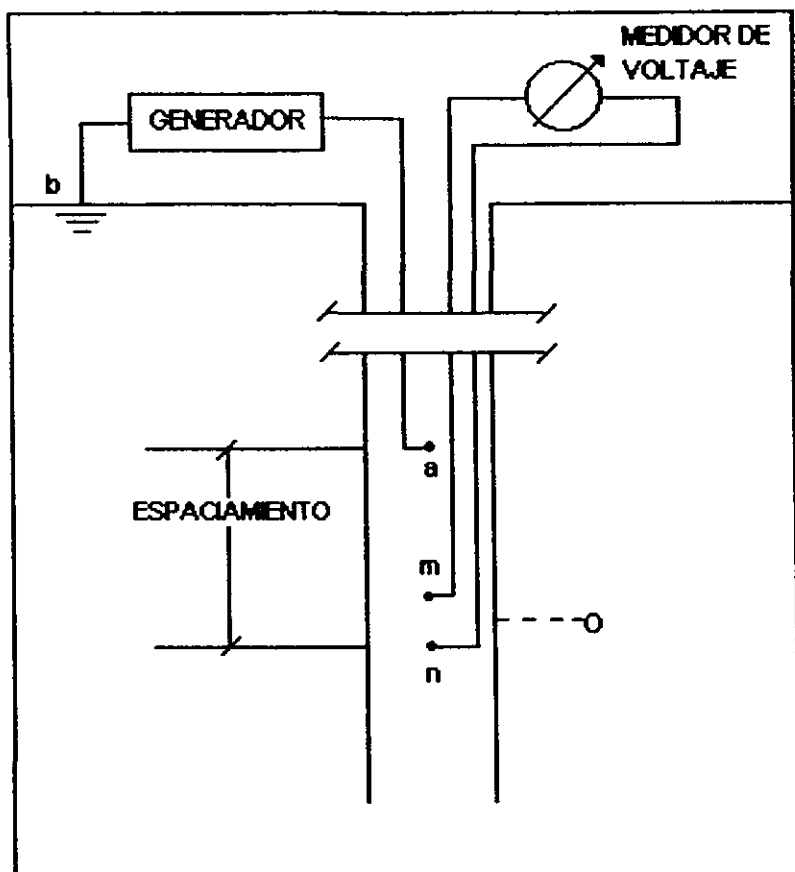


FIG III.3 DIAGRAMA DE CONFIGURACIÓN DEL REGISTRO ELÉCTRICO CONVENCIONAL



**FIG III.4 DIAGRAMA DE CONFIGURACIÓN DEL
REGISTRO ELÉCTRICO LATERAL.**

El resultado de este arreglo es que el voltaje medido sea proporcional al gradiente entre m y n . El espaciamiento aquí es determinado entre a y O . El punto de medición, O , es el punto medio entre m y n . El espaciamiento en este registro es de 18 pies con 8 pulgadas (curva LAT).

REGISTROS ENFOCADOS

Los registros enfocados son herramientas que mediante un juego de electrodos generan superficies equipotenciales que fuerzan a la corriente a penetrar hacia la formación con una distribución definida. Estos dispositivos son superiores a los registros convencionales cuando se tiene fluido de control altamente conductivo y/o formaciones altamente resistivas, así como también cuando se presentan grandes contrastes entre la resistividad de la formación y la resistividad de las capas adyacentes. Los registros enfocados presentan una resolución mayor comparados con los registros convencionales, es decir que son capaces de diferenciar y detectar diferentes formaciones y capas más delgadas de lo que lo haría un registro convencional. La capacidad de investigación de estos registros hacia la formación puede ser somera, media o profunda. Ejemplos de registros enfocados son los siguientes: laterolog 3 (LL3), laterolog 7 (LL7), laterolog 8 (LL8), registro esférico enfocado (SFL) y doble laterolog (DLL).

Para corregir los efectos de invasión de filtrado de lodo en las mediciones se requiere, por lo menos, de tres mediciones de resistividad con diferentes profundidades de investigación. Por lo tanto, se recomienda que el registro incluya al menos 3 mediciones de resistividad con diferente capacidad de investigación: profunda (R_t), media (R_l) y somera (R_{xo}). Para lograr tener estas tres mediciones, es común asociar los registros de manera que se presenten 3 curvas con las lecturas de las resistividades mencionadas.

REGISTROS DE MICRORRESISTIVIDAD.

Los instrumentos de microrresistividad se utilizan para medir la resistividad de la zona lavada, R_{xo} , y para describir capas permeables

por medio de la detección del enjarre. Las mediciones de R_{xo} son importantes para corregir las mediciones de R_t . Cuando la invasión varía de moderada a profunda, conocer R_{xo} permite corregir la medición profunda de resistividad, de acuerdo con la resistividad de la zona no invadida por filtrado de lodo.

Para medir la resistividad de la zona lavada, la herramienta debe tener una capacidad de investigación muy baja, debido a que la zona lavada puede extenderse tan sólo unas cuantas pulgadas más allá de la pared del pozo. Ya que el pozo no debe afectar la lectura, se utiliza una herramienta con patín que lleva electrodos a intervalos muy cortos y que se presiona contra la formación para reducir la influencia que la resistividad del fluido de control del pozo tiene sobre la medición.

El microlog es un registro que corre en un patín y que detecta el enjarre formado por los sólidos depositados en la pared del pozo. El patín, siempre en contacto directo con la formación, consta de tres electrodos espaciados una pulgada uno del otro. Estos electrodos hacen dos mediciones de resistividad: una llamada micronormal y otra denominada microinversa. La lectura micronormal tiene una profundidad de investigación de 3 a 4 pulgadas dentro de la formación (mide R_{xo}) y la microinversa tiene una capacidad de investigación de 1 a 2 pulgadas y mide la resistividad del enjarre (R_{mc}). La detección del enjarre con el microlog indica que ha tenido lugar la invasión y, por lo tanto, que la formación es permeable. La zona permeable se detecta, en el registro, como una separación positiva de las curvas, es decir cuando la curva micronormal tiene una lectura de resistividad mucho mayor a la curva microinversa.

Los registros MLL, PL y MSFL están diseñados para medir la resistividad de la zona lavada. El MLL debe correrse en pozos con fluido base agua salada, mientras que el PL puede correrse en pozos con fluido base agua dulce, donde el enjarre que se presenta llega a ser mucho mayor. El registro PL puede ser usado en pozos con fluidos altamente resistivos y sin importar el espesor del enjarre. En formaciones de baja porosidad, es común utilizar juntos el MLL y el PL, ya que el primero se ve fuertemente afectado por el espesor del enjarre, mientras el segundo presenta poca alteración en presencia de enjarre.

REGISTRO DE INDUCCIÓN.

La herramienta de registro de inducción se desarrolló, en un principio, para medir la resistividad de la formación en pozos que contienen lodos base aceite y en agujeros perforados neumáticamente. Los instrumentos de electrodos no funcionan en fluidos no conductivos. Diseñados para una investigación profunda, los registros de inducción pueden enfocarse con el propósito de minimizar las influencias del agujero, de las formaciones adyacentes y de la zona invadida.

El principio de medición se basa en un grupo de bobinas transmisoras y receptoras, que envían corriente alterna de alta frecuencia y de intensidad constante, creando un campo magnético alterno que induce las corrientes hacia la formación. Dichas corrientes fluyen como anillos coaxiales a la bobina de transmisión y crean, a su vez, un campo magnético que induce un voltaje en la bobina receptora. Ya que la corriente alterna en la bobina de transmisión es de amplitud y frecuencia constantes, las corrientes de anillo son directamente proporcionales a la conductividad de la

formación. El voltaje inducido en la bobina receptora es proporcional a las corrientes de anillo, y por lo tanto a la conductividad de la formación. La resistividad de la formación se determina de acuerdo con la siguiente relación:

$$R_t = \frac{1}{C_t \times 1000} \quad (\text{III.7})$$

Donde:

R_t : Resistividad de la formación (ohm-m)

C_t : Conductividad de la formación (milimho/m)

Entre la bobina transmisora y la receptora existe un acoplamiento directo, la señal que se origina con este acoplamiento se elimina con el uso de bobinas compensadoras.

La herramienta de inducción funciona mejor cuando el fluido del pozo es aislante, incluso aire o gas. La herramienta trabaja correctamente cuando se tiene fluido conductivo a menos de que éste sea demasiado salado y que las formaciones sean muy resistivas, o que el diámetro del pozo sea muy grande.

El sistema sencillo de dos bobinas no representa la herramienta utilizada en la actualidad. Sin embargo, puede considerarse como la base sobre la que se construyó la sonda de bobinas múltiples. La respuesta de la sonda de bobinas múltiples se obtiene al considerarla como un conjunto de pares de bobinas transmisor-receptor. Se pondera la respuesta de cada par de bobinas por medio del producto de número de vueltas del embobinado en ambas bobinas y de su sección transversal. Se suman todas las respuestas tomando en cuenta el signo algebraico de sus contribuciones y sus posiciones

relativas. La sonda de bobinas múltiples o sonda enfocada ofrece diversas ventajas: mejora la resolución vertical al suprimir la respuesta de las capas adyacentes y aumenta, también, la profundidad de investigación al suprimir la respuesta de la columna de lodo, así como los efectos del agujero.

Los diversos registros eléctricos tienen diferentes profundidades de investigación. La siguiente tabla presenta la profundidad de investigación de cada registro, de acuerdo con la lectura que ofrece ya sea somera (R_{xo}), intermedia (R_i) o profunda (R_t).

Zona lavada (R_{xo})	Zona invadida (R_i)	Zona no invadida (R_t)
Microlog	Normal corta	Normal larga
Microlaterolog	Laterolog 8	Laterolog
R. de Proximidad	Esférico enfocado	Inducción profunda
Microesférico	Inducción media	Laterolog 3
Enfocado		
	Laterolog somero	Laterolog 7
		Inducción 6FF40

III.3 INTERPRETACIÓN DE LAS PRUEBAS DE RESISTIVIDAD

COMPARACIÓN DE LOS MÉTODOS.

Existen, básicamente, dos maneras para determinar la resistividad: por medio de núcleos y a través de registros geofísicos de pozos. Por supuesto, ambos métodos diferirán en cuanto al valor numérico de

sus resultados. Para poder comparar los valores de resistividad derivados del registro eléctrico con las mediciones hechas en núcleos, es necesario:

a) Ajustar los valores de laboratorio para corregirlos por temperatura. Es decir, deben llevarse los valores correspondientes a la temperatura de fondo. Al hacer el ajuste de los valores por presión y temperatura, se supone que la presión no tiene mucha influencia sobre la resistividad. Al hacer la corrección por temperatura, se hace la suposición de que la resistividad del agua intersticial tiene el mismo comportamiento respecto de la temperatura que una solución de cloruro de sodio.

b) Seleccionar los valores en el registro eléctrico que correspondan a la profundidad de muestreo de los núcleos. Los registros eléctricos llevan una inspección detallada de la profundidad de medición.

Aún cuando se ha visto que los valores determinados por ambos métodos tienen una buena correspondencia, surge la duda de qué tanto puede confiarse respecto a que la resistividad medida en núcleos se aproxime a la resistividad del material in situ. Para poder aclarar esta duda, deben tomarse en cuenta dos aspectos:

a) Cuánto del fluido original de la formación se perdió del núcleo antes de medir la resistividad en superficie.

b) Las mediciones de resistividad en laboratorio se ven o no, afectadas por la contaminación de los núcleos por fluidos ajenos a la formación, tales como el fluido de perforación.

Es necesario, al interpretar los datos de laboratorio, tener la certeza de las condiciones de extracción y transporte de los núcleos. El manejo adecuado para tener las mejores condiciones de medición en laboratorio y ofrecer así la seguridad en las condiciones experimentales.

Puede decirse que, aunque los datos de laboratorio no son mediciones que reproduzcan con exactitud las condiciones del yacimiento, sí ofrecen una precisión aceptable para propósitos de interpretación.

Los registros eléctricos, hoy en día, son ampliamente utilizados para la determinación de las saturaciones de agua en los yacimientos petroleros. La interpretación de estos registros se basa en la ecuación de Archie o alguna de sus modificaciones y depende, en gran medida, de parámetros determinados en laboratorio como: el exponente de cementación (m) y el exponente de saturación (n).

Varios autores^(12,13) han estudiado el efecto que tienen sobre los factores m y n algunos parámetros como la presión, la temperatura y la mojabilidad del núcleo. Los resultados indican que, mientras los cambios en la presión no tienen ningún efecto apreciable en el exponente de cementación, a elevadas temperaturas se presenta un ligero incremento en dicho exponente tanto en carbonatos como en areniscas. Por otra parte, el exponente de saturación presenta un ligero incremento a presiones de confinamiento netas muy elevadas, a la vez que se tiene un decremento cuando se incrementa la temperatura. Sin embargo este decremento es gradualmente menor conforme la temperatura es mayor. La mojabilidad afecta tanto a los parámetros m y n , como a la resistividad en sí. Debido a que n depende de la distribución de la fase conductora en el medio poroso,

porosidad (ϕ) no cambiaba considerablemente aún en rocas con diferentes texturas. La expresión utilizada para definir esta relación, es de la forma:

$$F = a\phi^{-m} \quad (I.37)$$

En términos generales, se llamó al parámetro m exponente de cementación, ya que a una porosidad dada, este exponente tendía a incrementarse conforme la roca se encontraba más cementada. Actualmente se acepta este hecho, pero también se sabe que la cementación puede afectar otras características, tales como: la interconexión de los poros, la tortuosidad, la porosidad y la distribución del tamaño de poros.

La determinación de F es un requisito esencial para poder interpretar el registro eléctrico y determinar la saturación de aceite en el yacimiento. La definición de F indica que es independiente de la resistividad del agua que satura la roca. Esta definición implícitamente asume que la matriz es no conductora de electricidad, lo cual no resulta cierto en presencia de arcillas. Determinar F por medio del registro no es muy preciso, ya que la saturación de hidrocarburos y la presencia de arcillas tienden a alterar su valor numérico. La estimación del factor de formación puede hacerse por diferentes métodos.

La técnica tradicional para estimar el factor de formación es medir la resistividad de los núcleos y la del agua en laboratorio. Con varias muestras se puede definir la relación porosidad-factor de formación de la siguiente manera. La ecuación I.37 puede ser reescrita como:

$$\log(F) = -m\log(\phi) + \log(a) \quad (III.8)$$

si la mojabilidad es alterada, el cambio en la distribución de los fluidos altera la longitud y el área seccional de las vías de conducción, lo cual altera a la resistividad.

Los datos de resistividad pueden ser obtenidos, como se dijo anteriormente, por medio de dos fuentes: registros eléctricos y núcleos. Los registros eléctricos pueden ser utilizados para evaluar, en términos cuantitativos, diversas características petrofísicas en el yacimiento. Los registros son una herramienta muy valiosa para complementar, con una menor inversión, la información obtenida por medio de análisis de núcleos, que resultan más laboriosos y comparativamente más costosos. Inclusive, en ciertos casos, puede reducirse considerablemente el programa de extracción de núcleos si el registro eléctrico puede ser interpretado para ofrecer información razonablemente precisa.

Existen, básicamente, dos conceptos relacionados con la resistividad de las rocas y que son aplicados a la interpretación de los datos de resistividad: Factor de formación e Índice de resistividad. Estos parámetros son función de las resistividades presentes en la formación, de las condiciones de presión y temperatura y de algunas propiedades petrofísicas, tales como: la porosidad, la interconexión de los poros, la tortuosidad del medio, etc.

DETERMINACIÓN DE PARÁMETROS RELACIONADOS CON EL FACTOR DE FORMACIÓN.

El concepto de factor de formación se definió en páginas anteriores como la relación entre la resistividad de una roca 100% saturada con agua salada y la resistividad del agua saturante. Archie encontró que la relación entre el factor de formación (F) y la

Posteriormente, en un gráfico doble logarítmico se grafica porosidad contra factor de formación para cada núcleo. A estos puntos se ajusta una recta que definirá la tendencia de la relación. La gráfica puede apreciarse en la figura III.5. Enseguida, m es determinada de la pendiente de la recta. La constante a se determina en la intersección de la recta con el valor de la porosidad de 100% o de 1.0 si las porosidades se manejan en fracción.

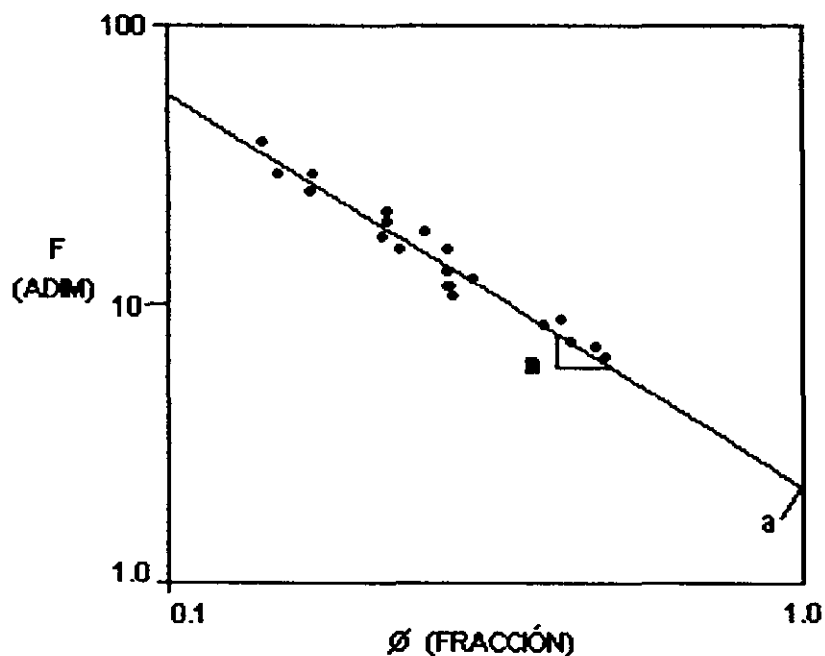


FIG III.5 GRÁFICA DE FACTOR DE FORMACIÓN CONTRA POROSIDAD PARA LA DETERMINACIÓN CONVENCIONAL DE LOS PARÁMETROS m Y a .

Otro método para determinar el parámetro m es por medio de una gráfica de porosidad contra resistividad. Este método requiere de una zona de agua adyacente a la formación para estimar la resistividad del agua. Es necesario disponer de un registro de resistividad para determinar R_t , y de un registro de porosidad. A partir de la ecuación:

$$S_w^n = \frac{aR_w}{\phi^m R_t} \quad (\text{III.9})$$

tomando el logaritmo de ambos lados,

$$n \log S_w = \log(aR_w) - m \log(\phi) - \log(R_t) \quad (\text{III.10})$$

y reordenado se obtiene la ecuación:

$$\log \phi = \frac{1}{m} \log(aR_w) - \frac{n}{m} \log(S_w) - \frac{1}{m} \log(R_t) \quad (\text{III.11})$$

El procedimiento para determinar los valores de m y a , es graficar la porosidad contra los valores de R_t registrados en el campo cuando se tiene el conocimiento de que existe una zona de agua. La figura III.6 muestra la forma en que se presentan los datos para este método.

En La figura, para una $S_w = \text{cte}$, la línea que puede trazarse a través de esos puntos tiene una pendiente de $-(1/m)$. La línea de $S_w = 100\%$ se traza con datos obtenidos en la zona de agua. La línea de S_{wi} se traza con datos a una distancia considerable por arriba del nivel de la zona de agua. Las rectas que pueden ajustarse a los valores de saturación constantes pueden trazarse, adicionalmente, para diferentes valores de saturación.

En la gráfica, si se considera $S_w = 100\%$ y $\phi = 1.0$, entonces el punto D representa una R_t que es igual, numéricamente hablando, al valor de aR_w , como el valor de R_w puede ser estimado en la zona de agua, entonces puede derivarse el valor del parámetro a . El valor del exponente de cementación se determina de la pendiente de la recta, que es igual a $-(1/m)$.

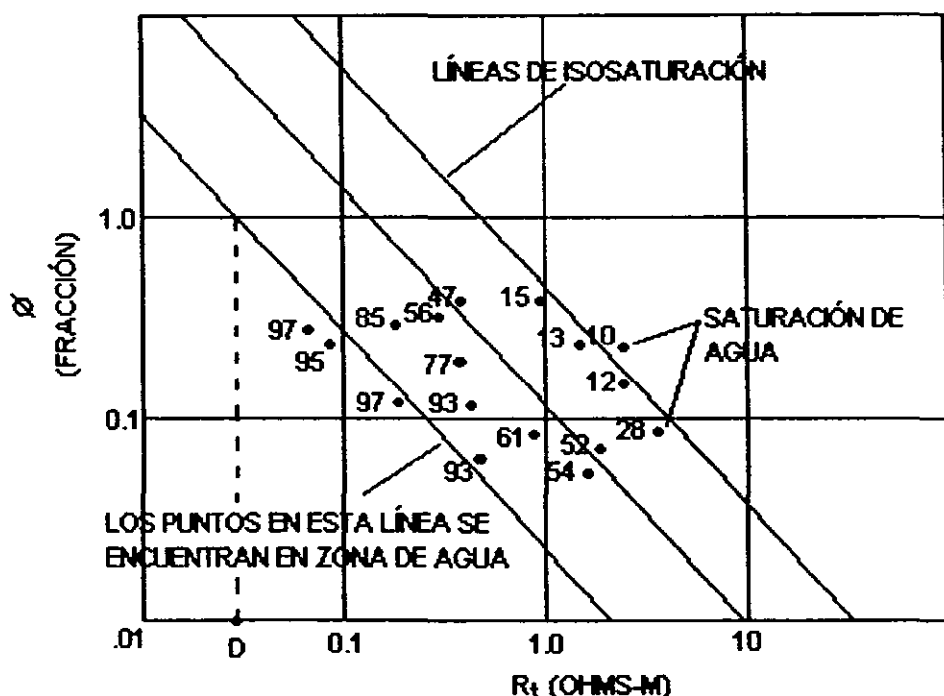


FIG III.6 GRÁFICA DE POROSIDAD CONTRA R_t PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS PARÁMETROS m Y a .

En ocasiones no se tiene el valor de la porosidad, pero se conoce la respuesta de algún registro que es función de la porosidad. En este caso la ecuación III.11 puede ser reescrita. Por ejemplo, cuando se conoce la respuesta del registro sónico. La

ecuación para determinar la porosidad a partir del registro sónico, es:

$$\phi = \frac{\Delta t - \Delta t_m}{\Delta t_f - \Delta t_m} \quad (\text{III.12})$$

Sustituyendo la ecuación III.12 en III.11, se tiene:

$$\log(\Delta t - \Delta t_m) = \log(\Delta t_f - \Delta t_m) + \frac{1}{m} \log(aR_w) - \frac{n}{m} \log S_w - \frac{1}{m} \log R_t \quad (\text{III.13})$$

Con los datos del registro sónico y de resistividad, se grafica R_t contra $(\Delta t - \Delta t_m)$ para obtener una gráfica similar a la de R_t contra porosidad, y determinar como se indicó, los valores de m y a .

La ventaja del uso de esta gráfica es que no se requiere de un conocimiento previo del valor de a , si existe una zona de agua. No se requiere, tampoco, del valor exacto de la porosidad. Este método puede ser utilizado para estimar el valor del exponente de saturación, n , cuando los demás parámetros que intervienen en la ecuación III.11 han sido determinados. Además, como dato extra, se puede hacer una estimación de los cambios de litología, si se presentan cambios en la pendiente de las rectas.

Para el correcto uso del método, se requiere determinar S_w con buena precisión y se requiere, además, de una corrección de R_t por el espesor de las capas saturadas con aceite y/o gas. Las herramientas actuales han sido diseñadas para eliminar la necesidad de esta corrección, pero los datos de registros anteriores deben ser apropiadamente ajustados, previo a su aplicación.

Cuando se tiene una formación arcillosa, el factor de formación es difícil de obtener debido a la conducción eléctrica adicional que aportan las arcillas. Miyairi et al⁽¹⁴⁾ desarrollaron una técnica que permite obtener el factor de formación en un medio arcilloso por medio de registro eléctrico. Para aplicar el método, es necesario que junto al registro se corra un indicador de arcilla. La técnica consiste en elaborar un par de gráficas, en escala logarítmica, de porosidad contra el término Y_1 y Y_2 respectivamente.

Los autores establecieron 2 ecuaciones para definir a Y_1 y Y_2 :

$$Y_1 = (R_w / R_f) - V_a(R_w / R_f) \quad (\text{III.14})$$

$$Y_2 = (R_w / R_f)^{1/2} - V_a(R_w / R_f)^{1/2} \quad (\text{III.15})$$

Cuando se grafican estos dos términos, debe verificarse cuál de las dos tendencias ajusta mejor a una línea recta. La ecuación correcta debe ser determinada de acuerdo con los resultados que mejor ajusten. La recta que ajusta a los datos, cualquiera que sea el caso, es llamada línea del factor de formación (ver fig III.7). La ecuación de la línea del factor de formación en función de la porosidad y del término "a", es para Y_1 :

$$Y_1 = m \log(\phi) - \log(a) \quad (\text{III.16})$$

En tal caso, la pendiente y la intersección con $\phi = 1.0$, son el exponente de cementación y la constante "a".

Cuando la ecuación que mejor ajusta a una recta es III.15, entonces Y_2 queda como:

$$Y_2 = \frac{1}{2} m \log(\phi) - \frac{1}{2} \log(a) \quad (\text{III.17})$$

En este caso, la pendiente y la intersección con la porosidad de 100% (o 1.0 en fracción) tienen el valor de $(\frac{1}{2}m)$ y $(\frac{1}{2}a)$.

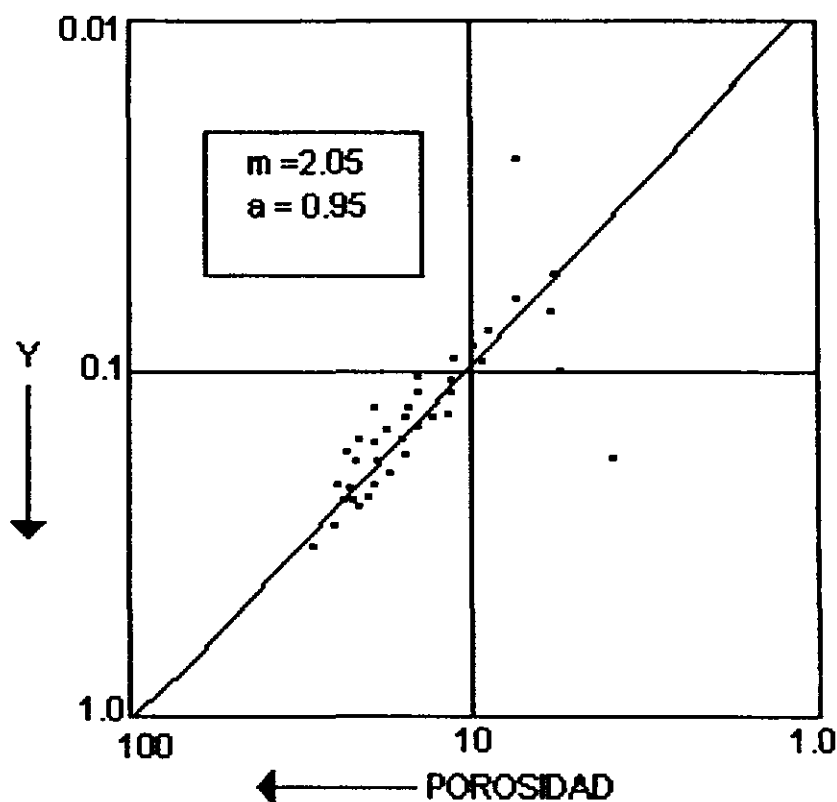


FIG III.7 GRÁFICA DE POROSIDAD CONTRA EL TÉRMINO "Y" PARA LA DETERMINACIÓN DE m Y a .

En las ecuaciones anteriores, la porosidad debe ser corregida por presencia de arcillas, ya que éstas pueden afectar el valor de porosidad verdadero. El volumen y la resistividad de las arcillas pueden ser obtenidos con el indicador de arcillas.

En los casos anteriores, lo que se pretende es definir la relación que existe entre la porosidad y el factor de formación mediante la determinación de los parámetros m y a . Esta relación puede ser utilizada en diferentes formas para definir alguna otra propiedad relacionada directamente. Atkins,⁽¹⁵⁾ por ejemplo, sugirió que, de acuerdo con sus resultados, cada tipo de arcilla presente en la medición de F , tiene una relación "factor de formación-porosidad" en particular. Es decir, que cada valor específico de m estará definido por el tipo de arcilla presente. La figura III.8 muestra los resultados obtenidos para 3 diferentes tipos de arcillas, así como para una arenisca limpia.

En la figura se aprecia que el valor de la pendiente, m , tiende a incrementarse en presencia de arcillas, de tal forma que podría asociarse el valor de m para determinar el tipo de arcilla presente en la formación. Atkins denominó al exponente m , factor geométrico, ya que en sus experimentos, el exponente parecía verse afectado tan sólo por la geometría de la partícula. A partir de esta consideración, concluyó que la forma de la ecuación de Archie ($F = \phi^{-m}$), se aplica a sistemas no consolidados que contienen partículas con una sola geometría y que la ecuación de la forma general ($F = a\phi^{-m}$), es usada para describir sistemas que contienen partículas de más de una geometría. Además, sugiere que la condición de frontera $F=1$ cuando $\phi=100\%$ es satisfecha mediante la combinación de sistemas, cada uno de los cuales contiene partículas de diferente geometría.

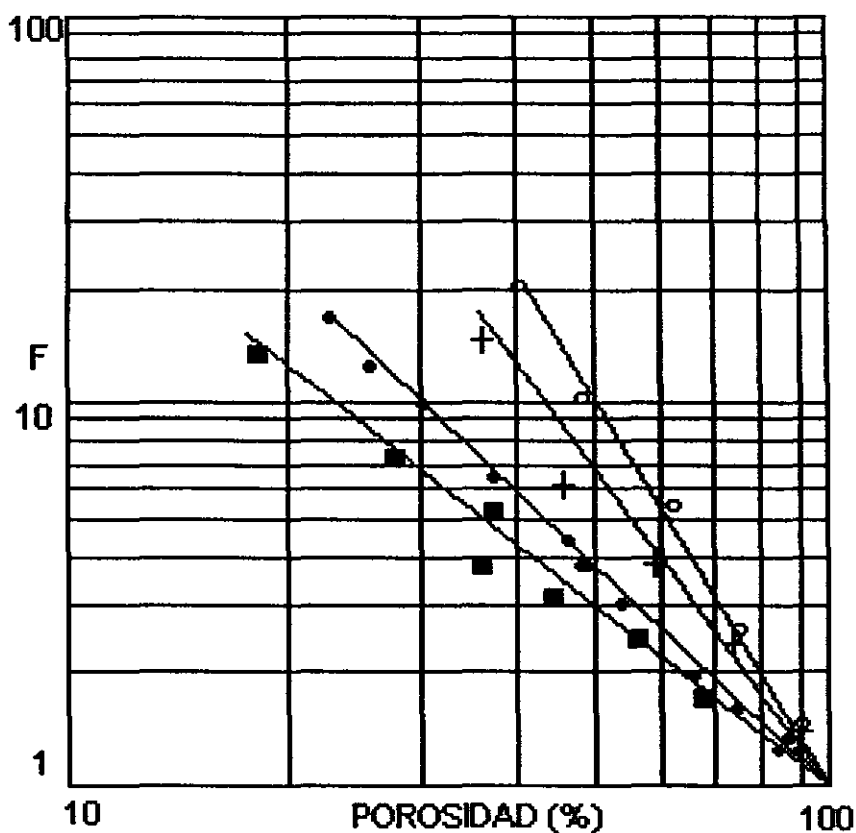


FIG III.8 MEDICIONES DE POROSIDAD-FACTOR DE FORMACIÓN PARA MUESTRAS A LAS CUALES SE INYECTÓ SOLUCIÓN CON ARCILLAS.

PUNTOS	MINERAL	M
○	Montmorillonita sódica	3.28
+	Montmorillonita cálcica	2.70
●	Kaolinita	1.87
■	Arenisca limpia	1.60

Pérez Rosales⁽¹⁶⁾, por su parte, indica que en el fenómeno de flujo de corriente eléctrica deben diferenciarse dos regiones dentro del medio poroso. La región que participa activamente en el flujo eléctrico y otras regiones donde la irregularidad de los poros propicia el estancamiento de los iones. Estas regiones de estancamiento son llamadas trampas. Como consecuencia directa, la porosidad total puede dividirse en dos partes: una porosidad de flujo, ϕ_f , asociada con los canales, y una porosidad de estancamiento, ϕ_s , asociada con las trampas, es decir:

$$\phi = \phi_f + \phi_s \quad (\text{III.18})$$

Donde:

ϕ : Porosidad total (fracción)

ϕ_f : Porosidad de flujo (fracción)

ϕ_s : Porosidad de estancamiento (fracción)

Plantea, también, que la porosidad de flujo está relacionada con la porosidad total y con el exponente de cementación, a través de la siguiente ecuación:

$$\phi_f = \phi^m \quad (\text{III.19})$$

Además, obtiene la expresión más general del factor de formación:

$$F = 1 + a(\phi^{-m} - 1) \quad (\text{III.20})$$

La expresión de Archie, así como otras, son casos particulares de la forma general. En la ecuación III.19, m , conocido como exponente de cementación, es la potencia a la que debe elevarse la porosidad total para obtener la porosidad de flujo. En otras

palabras, m es un parámetro que permite determinar qué porción del volumen poroso participa activamente en el flujo de corriente eléctrica y qué porción corresponde a regiones de estancamiento. El valor mínimo que puede tener m es 1.0, el cual corresponde a un medio poroso donde no existen regiones de estancamiento. Éste, es el valor teórico de un sistema de esferas dispersas, y es el valor aproximado que se ha obtenido en experimentos para empacamientos de esferas. Por otra parte se ha encontrado que el parámetro a está relacionado con la geometría interna del medio poroso. El valor máximo que puede presentar es $a=1.50$, que corresponde al valor teórico para un sistema de esferas dispersas. A medida que la geometría del sistema se hace más compleja, el valor de a disminuye. Para el caso de areniscas, el valor de " a " se aproxima a la unidad.

DETERMINACIÓN DEL ÍNDICE DE RESISTIVIDAD.

Se puede decir que, al menos cualitativamente, el aceite o el gas en una roca tienen el efecto de incrementar la resistividad de la formación. Archie definió empíricamente al índice de resistividad mediante la relación:

$$I_R = S_w^{-n} \quad (\text{III.21})$$

En la ecuación, I_R es llamado índice de resistividad, S_w es la fracción del volumen poroso saturado con agua y " n " es llamado exponente de saturación. Existe suficiente evidencia experimental para asegurar que la textura de la roca no tiene influencia sobre este exponente, pero que sí varía con la saturación del medio poroso. También se tiene evidencia de que no existe una constante n universal, aplicable a todos los medios porosos. Diversos autores han demostrado variaciones de tal exponente en una formación dada, dependiendo de la naturaleza de la fase mojante, de la

presión aplicada al inducir el flujo y de otros factores que afectan la configuración de la fase no mojante.

La determinación clásica de n está basada en un arreglo de la ecuación de Archie:

$$S_w = \sqrt[n]{\left(\frac{a}{\phi^n}\right)\left(\frac{R_w}{R_t}\right)} \quad (\text{III.22})$$

Considerando el logaritmo en ambos lados de la ecuación y reordenando:

$$\log R_t = -n \log S_w + \log \left(\frac{a R_w}{\phi^n} \right) \quad (\text{III.23})$$

La cual es la ecuación de una recta logarítmica, donde las variables dependiente e independiente son S_w y R_t , respectivamente. Los valores medidos de R_t a cada S_w , para un núcleo, son graficados en papel logarítmico. A estos puntos se ajusta una recta, tal como se muestra en la figura III.9. El valor del exponente de saturación, n , es determinado directamente de la pendiente de la recta.

El valor de n , así determinado, es característico del núcleo específico donde se midió la resistividad. Para poder aplicar el valor del exponente n a una formación, es necesario hacer varias consideraciones, como: qué tanto es representativo ese núcleo del yacimiento, en qué grado ha sido afectado por la extracción y qué tan precisas son las mediciones de R_t .

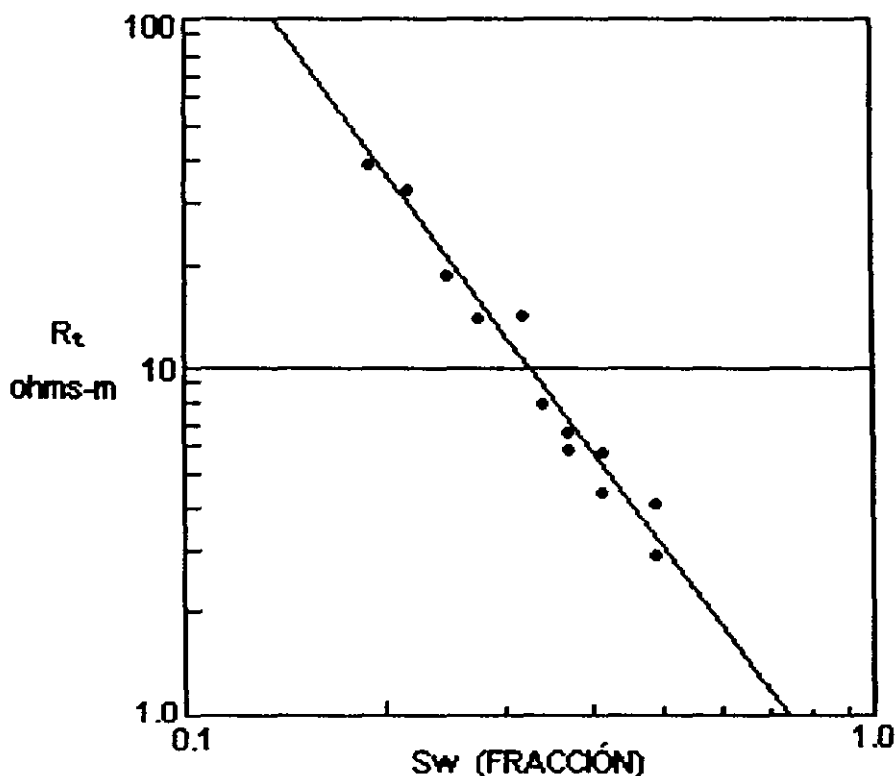


FIG III.9 DETERMINACIÓN CONVENCIONAL DE n

Algunas veces se promedia el valor de varios núcleos para determinar n . Este método toma en cuenta el comportamiento de varios núcleos por lo que se considera más representativo del yacimiento. Tomando el logaritmo de ambos lados en la ecuación III.21, se tiene:

$$\log I_R = -n \log S_w \quad (\text{III.24})$$

Donde:

- | | |
|--|------------|
| I_R : Índice de resistividad (R_t/R_o) | (adim) |
| S_w : Saturación de agua | (fracción) |
| n : Exponente de saturación. | (adim) |

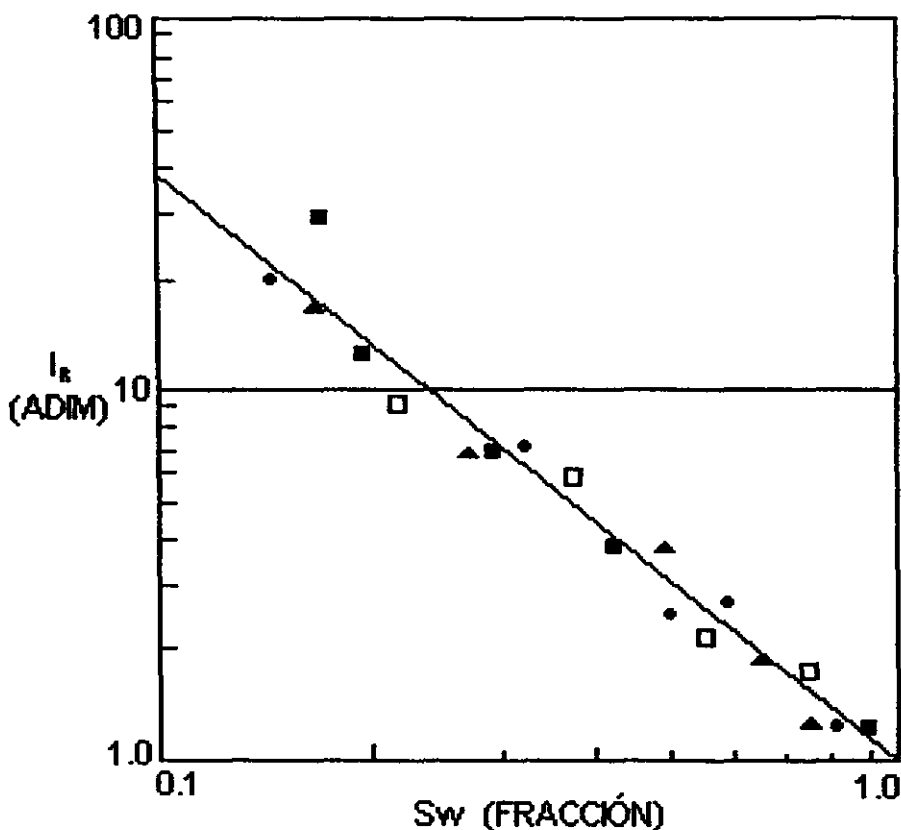


FIG III.10 DETERMINACIÓN DE n UTILIZANDO VALORES DEL I_R

La gráfica respectiva se presenta en la figura III.10 y es matemáticamente equivalente a la gráfica de R_t contra Sw . Aquí, las variables son I_R contra Sw y proporciona la misma pendiente, n , utilizando varios núcleos.

Si se pretende determinar n mediante registros es posible, en teoría, aplicar el método de graficar R_t contra Sw , siempre y que las correcciones pertinentes sean hechas. Cuando se tiene la presencia de arcillas no es posible aplicar esta gráfica; sin

embargo, puede recurrirse a otros medios. En estos casos, Miyairi et al⁽¹⁴⁾ desarrollaron teoría aplicable. El requisito esencial es contar con una zona donde se tenga la saturación de agua irreductible o una saturación cercana. Si se determinara una curva de presión capilar en esta zona, la curva mostraría una S_w constante a lo largo del rango de profundidad de la zona de saturación de agua irreductible. En estas condiciones, si la porosidad no tiene una gran variación, el término (ϕS_w) , es aproximadamente constante. Tales autores encontraron que el término Z se relacionaba con la porosidad de la formación mediante la siguiente ecuación:

$$\log Z = \frac{1}{2}n \log \phi - \frac{1}{2}n \log(\phi S_w) \quad (\text{III.25})$$

Donde:

$$Z = V_d \sqrt{\frac{R_t}{R_d}} + \phi^{n/2} \sqrt{\frac{R_t}{a R_w}} \quad (\text{III.26})$$

En la ecuación, V_{cl} y R_{cl} son el volumen y la resistividad de la arcilla presente, determinada mediante un indicador de arcilla en algún registro.

La ecuación III.25 es la ecuación de una línea recta (cuando ϕS_w es una constante). Cuando se grafica ϕ contra Z en papel logarítmico, es posible ajustar una recta cuya pendiente es igual a $1/2n$. La gráfica es mostrada en la figura III.11.

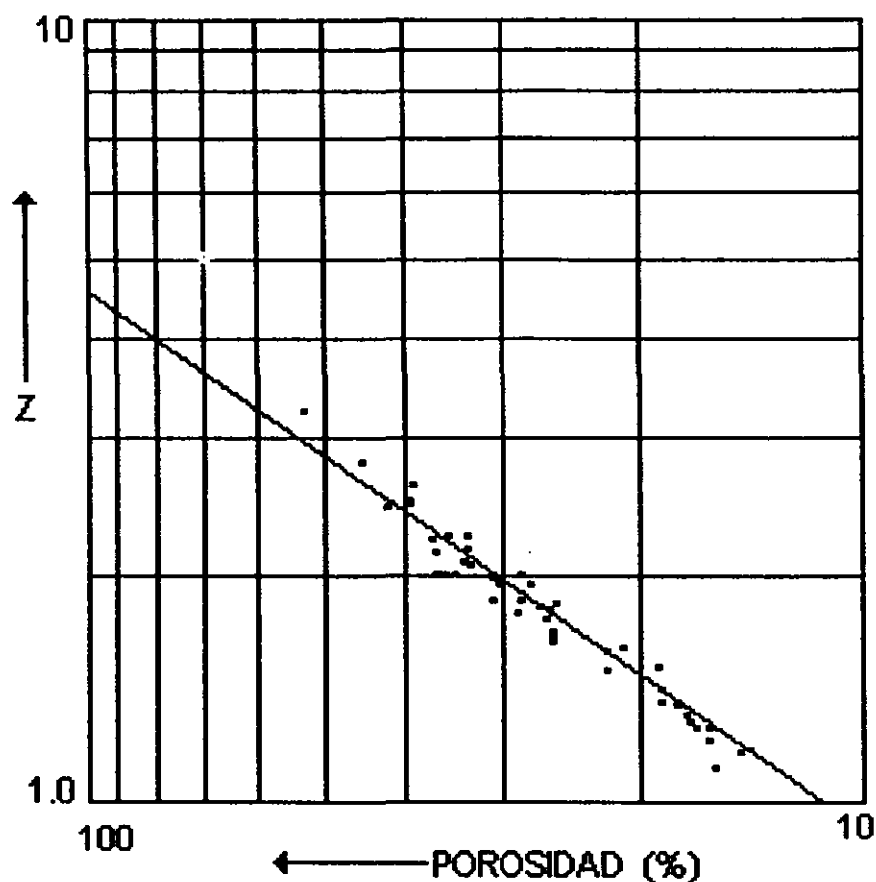


FIG III.11 GRÁFICA DE "Z" PARA LA DETERMINACIÓN DE n EN FORMACIONES ARCILLOSAS.

Finalmente, para la determinación de a , m y n , hay métodos recientes que involucran el uso de computadoras, pero que no discriminan los datos para verificar cuáles se encuentran dentro de los límites marcados por la experiencia. Estos sistemas generalmente están diseñados para minimizar el error entre la saturación de agua calculada mediante el algoritmo de cómputo y el valor de S_w medido en laboratorio. La técnica de ajuste utiliza las ecuaciones de Archie, pero aplicando algoritmos matemáticos a

la solución de un sistema de ecuaciones planteadas con los datos de saturación. Las ventajas de estos métodos son que las S_w calculadas concuerdan mejor que las S_w calculadas con otros métodos. Se pueden calcular valores de m , n y a sin la necesidad de recurrir a técnicas de promedio y se resuelve la controversia de cuando el factor de cementación, a , puede ser diferente de la unidad.

DETERMINACIÓN DEL AGUA CONGÉNITA.

La determinación del agua congénita se basa en la combinación de las ecuaciones del factor de formación e índice de resistividad. La expresión que ha sido aplicada para el índice de resistividad, es:

$$I_R = S_w^{-n} \quad (III.21)$$

pero, por definición, el índice de resistividad, es:

$$I_R = \frac{R_t}{R_o} \quad (I.48)$$

Entonces, puede escribirse:

$$S_w = \left(\frac{R_o}{R_t} \right)^{\frac{1}{n}} \quad (III.27)$$

Por su parte, el factor de formación se define como:

$$F = \frac{R_o}{R_w} \quad (I.30)$$

Y, empíricamente:

$$F = \frac{a}{\phi^m} \quad (II.37)$$

De donde:

$$R_o = \frac{aR_w}{\phi^n} \quad (III.28)$$

Finalmente, substituyendo la ecuación III.28 en III.27, se tiene:

$$Sw = \left(\frac{R_w}{R_t} \frac{a}{\phi^n} \right)^{\frac{1}{n}} \quad (III.29)$$

Que es la ecuación que permite determinar Sw. En la ecuación III.29 los parámetros a, m y n son determinados a partir de alguno de los métodos antes descritos. La porosidad puede ser calculada con algún indicador de porosidad que puede correrse junto con el registro eléctrico. Generalmente no se utiliza la ecuación III.29, sino alguna de sus modificaciones en su forma simplificada. Cuando lo que se pretende es una interpretación rápida del registro eléctrico, se recurre a la siguiente ecuación:

$$Sw = \sqrt{\frac{R_o}{R_t}} \quad (III.30)$$

Donde el exponente de saturación, n, es considerado igual a 2. Esta expresión puede ser utilizada directamente para calcular la saturación de agua en una zona con hidrocarburos, cuando se tiene una zona adyacente 100% saturada con agua, que tenga la misma porosidad y una salinidad de agua muy parecida. Cuando

no es posible determinar R_o de alguna zona adyacente, entonces puede utilizarse la siguiente expresión:

$$S_w = \frac{C}{\phi} \sqrt{\frac{R_w}{R_t}} \quad (\text{III.31})$$

Donde se supone un valor de $m=2$.

La constante, C , toma el valor de $C=1.0$ para carbonatos o $C=0.9$ para areniscas.

INTERPRETACIÓN DEL REGISTRO ELÉCTRICO.

Cuando se corre un registro eléctrico se necesitan, básicamente, otros dos registros para llevar a cabo una evaluación adecuada. Es necesario un registro que muestre las zonas permeables, uno que proporcione la resistividad de la zona no invadida y otro para determinar la porosidad de la formación. El registro que permite detectar las zonas permeables puede ser un registro de potencial espontáneo (SP) o un registro de rayos gamma (GR). La herramienta que proporcione la porosidad puede ser un registro sónico, un registro de litodensidad o un registro de neutrones. La figura III.12 muestra una versión idealizada de la presentación común de este conjunto de registros. El registro para detectar zonas permeables se localiza en el primer carril, las lecturas de resistividad están en el segundo carril y el registro de porosidad se encuentra en el tercer carril.

El procedimiento de interpretación es más o menos como sigue: el primer paso es detectar las zonas permeables, que permitirán en cualquier caso el flujo de agua o hidrocarburos. La detección se lleva a cabo dando una revisión al primer carril. En éste, se tiene una línea base hacia la derecha que presenta desviaciones ocasionales, y a través de cortos intervalos, hacia la izquierda. La

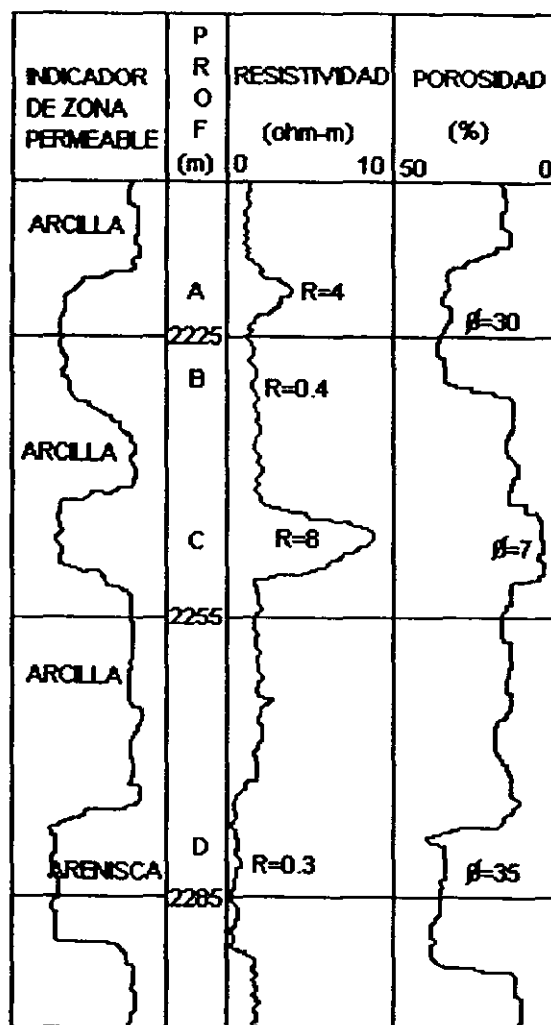
línea base es una indicadora de arcillas, las cuales son impermeables y no tienen posibilidad de ser productoras.

Las desviaciones hacia la izquierda indican zonas "limpias", generalmente areniscas o calizas, que podrían ser productoras. En la interpretación del registro, la atención debe enfocarse a estas zonas permeables. Las zonas impermeables simplemente no son de interés práctico para la industria petrolera.

El segundo paso es analizar el carril correspondiente a la resistividad y detectar cuál de las zonas determinadas en el paso anterior tienen altas lecturas de resistividad. Estas lecturas altas reflejan, en el caso de agua congénita con la salinidad promedio, ya sea que dicha zona tiene muy baja porosidad o un alto contenido de hidrocarburos. Las zonas permeables con bajas lecturas de resistividad, son zonas saturadas 100% con agua. Estas zonas con bajas resistividades son descartadas como posibles productoras. Las zonas que podrían ser productoras son zonas permeables con altas lecturas de resistividad.

Para determinar si una formación tiene alto contenido de hidrocarburos o simplemente baja porosidad, se recurre al registro anexo de porosidad. Este registro ofrecerá un criterio para seleccionar una formación.

Cuando una zona ha sido detectada y se presume que puede ser productora, es necesario reafirmar, mediante el cálculo de la saturación de agua que dicha zona puede ser productora. Como ejemplo, se recurre a la figura III.12.



**FIG III.12 PRESENTACIÓN IDEALIZADA DE UNA
CORRIDA COMÚN DEL REGISTRO ELÉCTRICO**

Los intervalos A y B constituyen una formación de porosidad uniforme ($\phi=30$), con un contacto agua-aceite justo arriba de los

2225 m. En tal caso, la S_w puede determinarse mediante la ecuación III.30:

$$S_w = \sqrt{\frac{R_o}{R_t}}$$

La resistividad de la zona abajo del contacto agua-aceite es, por definición, $R_o = 0.4$ ohm-m, mientras que R_t en la zona A, aparentemente saturada con hidrocarburos, es $R_t = 4.0$ ohms-m. Substituyendo en III.30:

$$S_w = \sqrt{\frac{0.4}{4}}$$

$$S_w = 32\%$$

De donde:

$$S_o = 1 - S_w$$

$$S_o = 68\%$$

La zona C, por su parte, tiene una alta resistividad pero baja porosidad. Para aclarar dudas, es necesario determinar la saturación de agua en la zona C. La ecuación III.30 no puede ser aplicada en este caso, pues no hay una medición obvia de R_o , por lo que debe aplicarse la ecuación III.31.

$$S_w = \frac{C}{\phi} \sqrt{\frac{R_w}{R_t}}$$

Para calcular R_w , se puede aplicar la misma ecuación III.31 pero con $S_w = 100\%$ en una zona cercana saturada con agua. Este procedimiento es posible debido a que la salinidad del agua tiene un cambio muy pequeño con la profundidad. Para la figura III.12, la

zona D es un intervalo cercano saturado con agua. Aplicando entonces la ecuación anterior a esta zona y suponiendo que es una arenisca ($C = 0.9$):

$$1 = \frac{0.9}{0.35} \sqrt{\frac{R_w}{0.30}}$$

De donde:

$$R_w = 0.045 \text{ ohm-m}$$

Este valor de R_w es aplicable a la zona C, entonces:

$$S_w = \frac{0.9}{0.07} \sqrt{\frac{0.045}{8}}$$

$$S_w = 96\%$$

Por lo tanto, esta zona es una formación con baja porosidad y saturada 100% con agua.

Una vez conocida R_w , la S_w de la zona A puede ser confirmada. Aplicando la ecuación III.31 a la zona A:

$$S_w = \frac{0.9}{0.30} \sqrt{\frac{0.045}{4}}$$

$$S_w = 32\%$$

Este valor verifica la saturación previamente determinada.

La zona B es una formación saturada con agua. En un campo que cuente con producción acumulada y un acuífero con el contacto agua-aceite en avance, la zona B podría contener una saturación residual de hidrocarburos.

C A P Í T U L O I V

RELACIONES P_c -R Y ALGUNAS APLICACIONES.

Establecer una relación entre dos parámetros requiere de la descripción anticipada de las condiciones a que ambos están sometidos. Para que sea posible compararlos, se debe tener la seguridad de que dichas condiciones pueden ser igualadas. La profundidad en el yacimiento, la temperatura, la porosidad, la saturación de fluidos o la permeabilidad, son propiedades que deben ser equiparables, entre dos parámetros que de ellas dependan, para establecer una relación.

En este capítulo se relacionan la presión capilar y la resistividad a un nivel dado del parámetro común. La resistividad es un valor relativamente más fácil de obtener, comparado con la presión capilar, por lo que se establece una relación de presión capilar en función de resistividad. La presión capilar y la resistividad pueden, por su parte, relacionarse con algunas propiedades petrofísicas como la permeabilidad, la saturación de fluidos o el tamaño de poros del medio. Como aplicaciones prácticas, se ofrecen dos relaciones que permiten determinar el tamaño de poros y la permeabilidad relativa

IV.1 DETERMINACIÓN DEL TAMAÑO DE PORO.

El índice de resistividad es un parámetro bien conocido, del cual se habló en capítulos anteriores. En palabras sencillas, el índice de resistividad proporciona un valor numérico que expresa el incremento de la resistencia al flujo eléctrico cuando la roca se encuentra parcialmente saturada con agua salada.

El índice de resistividad es una relación entre la resistividad de la roca parcialmente saturada con agua salada y la resistividad de la roca 100% saturada con la misma agua. Para verificar cómo es que el valor numérico del índice de resistividad expresa el incremento de la resistencia en el sistema, supónganse los siguientes valores de resistividad:

Sw (%)	R _o (ohm-m)	R _t (ohm-m)	I _R (adim)
100	8		1.00
90		9.87	1.23
80		12.50	1.56
70		16.32	2.04

**TABLA IV.1 VALORES DE RESISTIVIDAD
SUPUESTOS.**

De la tabla, se ve que el valor mínimo de resistividad se presenta cuando la roca está totalmente saturada con agua. Esta resistividad es tomada como la referencia. A la saturación $S_w=100\%$, el $I_R=1$, es decir, no hay incremento respecto de la resistividad de referencia. A una saturación $S_w=90\%$, el $I_R=1.23$, o sea que se tuvo un incremento del 23% respecto de la resistividad inicial. Conforme la saturación de agua decrece, la resistividad se incrementa, lo cual es lógico, ya que se tiene menos fluido conductor en el sistema.

Cuando el I_R es graficado, en escala logarítmica, contra la saturación de agua, los puntos se ajustan a una línea recta cuya pendiente, n , es llamada exponente de saturación (ver figura IV.1).

La ecuación de la recta logarítmica es:

$$I_R = S_w^{-n} \quad (III.21)$$

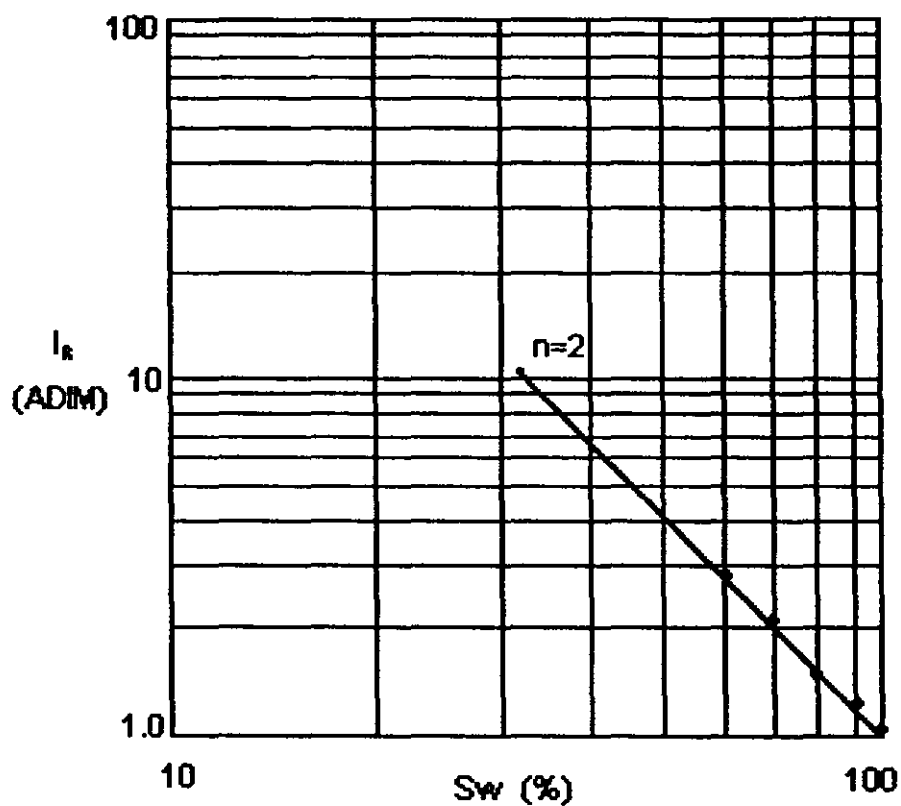


FIG IV.1 GRÁFICA DEL ÍNDICE DE RESISTIVIDAD.

Este índice de resistividad expresa, entonces, el aumento de la resistencia al flujo eléctrico, tomando como base la resistencia cuando la roca se encuentra 100% saturada con agua.

Por otro lado, la presión capilar es considerada como la diferencia de presiones que existe en la interfase curva entre dos fluidos. Esta diferencia se genera debido a las fuerzas superficiales que existen en los fluidos cuando ocupan un sistema capilar. Un medio poroso, más en específico una roca, es un sistema capilar, o mejor dicho un conjunto de sistemas capilares conectados entre sí.

Las pruebas de laboratorio para determinar la presión capilar consisten en el desplazamiento de un fluido, a una presión conocida, por otro fluido dentro de un medio poroso. Por ejemplo, la inyección de mercurio es el desplazamiento de una fase comparativamente mojante (aire) por una fase no mojante (mercurio).

A cada nivel de presión, el mercurio penetra en poros cuyas gargantas tienen un determinado radio, por lo que se considera que una curva de presión capilar refleja el radio de la garganta de los poros. La forma de la curva es una medida cualitativa de la distribución del tamaño de poros. Una curva muy amplia refleja menor distribución en el tamaño de los poros que una curva más estrecha.

En la prueba de inyección de mercurio, el fluido inyectado es llevado a condiciones de saturación y es considerado como la saturación de aceite, S_o , (o la saturación del fluido no mojante) al correspondiente nivel de presión capilar. La saturación de agua es determinada como: $S_w = 1 - S_o$.

Para establecer la analogía entre resistividad y presión capilar considérese lo siguiente: Cuando la saturación de agua es de 100% se tiene el más bajo nivel de presión capilar, o sea la presión justo antes de que el fluido no mojante comience a invadir los poros, que por necesidad deben ser los que tengan las gargantas más grandes y

cercanos a la superficie del núcleo. Esta presión es llamada presión de desplazamiento. Conforme la saturación de agua decrece (se inyecta más fluido no mojante), la presión capilar necesaria para desplazar el fluido mojante es mayor. En este sentido, la presión capilar y la resistividad son muy parecidos; ambos parten de un valor inicial cuando la $S_w = 100\%$ y se incrementan conforme la saturación de agua decrece.

Para que sea posible comparar la presión capilar con la resistividad, se hace necesario sujetarlas a las mismas condiciones. El índice de resistividad es, por así decirlo, un parámetro normalizado respecto de la resistividad de la roca 100% saturada con agua. Para normalizar la presión capilar en forma similar, se considera a la presión de desplazamiento, P_d , como el análogo de R_o . Puede, entonces, definirse un índice de presión capilar, I_{pc} , como la relación que existe entre la presión capilar de una roca cuando se encuentra parcialmente saturada con agua (P_c) y la presión capilar cuando la roca se encuentra 100% saturada con la misma agua (P_d). Es decir:

$$I_{pc} = \frac{P_c}{P_d} \quad (IV.1)$$

Donde P_c y P_d pueden estar en cualquier unidad de presión congruente, de tal modo que el índice de presión capilar resulta ser un parámetro adimensional.

Al analizar el I_{pc} se verifica que es similar al I_R , pues expresa, con un valor numérico, el incremento de la P_c a un cierto nivel de saturación respecto de la presión de referencia, que en el índice de presión capilar es la presión de desplazamiento (P_d).

Cuando el I_{pc} se grafica, en escala logarítmica, contra la saturación de agua, pueden distinguirse tres zonas dentro de la curva, igual que cuando se grafica en escala normal y en escala semilogarítmica. Estas zonas representativas, son: la zona de presión de desplazamiento, la zona de transición y la zona de saturación irreductible. Al definir una tendencia en la gráfica de I_{pc} contra S_w es necesario no considerar los puntos que caen dentro de la zona de presión de desplazamiento y de saturación irreductible, de tal forma que sólo deben tomarse en cuenta los puntos dentro de la zona de transición. La tendencia que se define, en escala logarítmica, es una recta, tal como se aprecia en la figura IV.2.

En general, para un sistema roca-fluidos, el I_{pc} toma la forma de una línea recta cuya pendiente puede variar de una roca a otra, por lo que se considera representativa del medio poroso. La ecuación de la línea recta del índice de presión capilar para cualquier medio poroso, es:

$$I_{pc} = S_w^{-g} \quad (IV.2)$$

Donde:

- I_{pc} : Es el índice de presión capilar (adim)
 S_w : Saturación de agua (fracción)
 g : Pendiente de la recta o exponente de clasificación.

Se llamó exponente de clasificación al término "g", porque, conforme éste es menor, el medio poroso está mejor clasificado, es decir, existe una menor variación en el tamaño de poros del sistema.

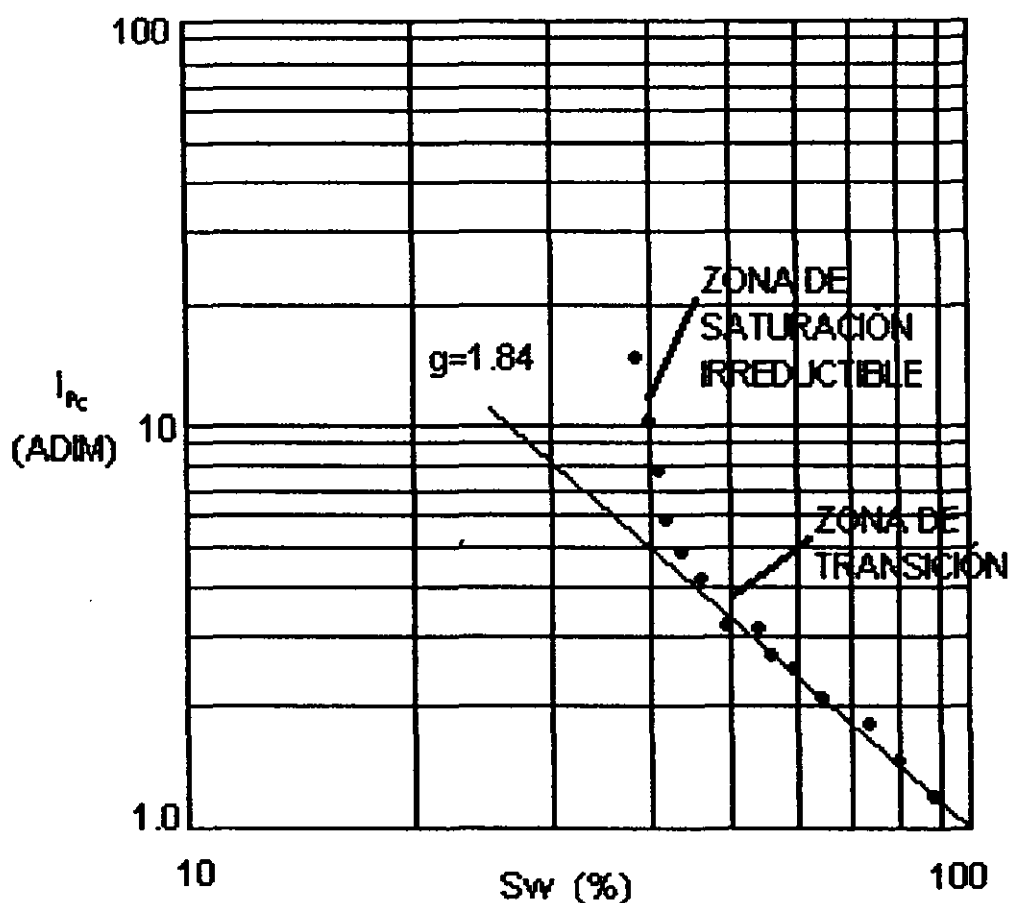


FIG IV.2 GRÁFICA DEL ÍNDICE DE PRESIÓN CAPILAR
OBTENIDA CON DATOS DE LA FORMACIÓN ARENISCA BEEA

Como se mencionó antes, la P_c y la resistividad son parecidos en su comportamiento respecto de la saturación de agua. Cuando el I_R y el I_{pc} son comparados, la similitud resulta más que obvia: ambos tienen el comportamiento de una línea recta que parte de la unidad

cuando $S_w=100\%$ ($S_w = 1$ si se maneja en fracción), y se incrementan conforme S_w decrece. Esta variación es función de los exponentes n y g para cada caso.

Es posible entonces comparar I_{pc} e I_R , en una misma roca, a un valor igual de S_w . Despejando S_w de las ecuaciones III.21 y IV.2 e igualando, se tiene:

$$I_{pc} = I_R^{g/n} \quad (IV.3)$$

La cual es una función del índice de presión capilar en función del índice de resistividad. De la ecuación, se aprecia que al graficar I_{pc} contra I_R , en escala logarítmica, se obtendrá una línea recta cuya pendiente es igual a (g/n) .

Al sustituir la ecuación IV.1 y III.21 en IV.3 y despejando P_c , se tiene:

$$P_c = P_d \times (I_R)^{g/n} \quad (IV.4)$$

En un trabajo publicado, Netto⁽¹⁷⁾ relaciona la presión capilar y el radio de los poros en una muestra, cuando la presión capilar es obtenida con pruebas de inyección de mercurio. La relación entre la presión capilar y el radio de los poros es:

$$r_p = \frac{0.0073}{P_c} \quad (IV.5)$$

Donde:

r_p : Radio de los poros (mm)
 P_c : Presión capilar obtenida con iny. de mercurio (atm)

Sustituyendo la ecuación IV.4 en IV.5, se tiene:

$$r_p = \frac{0.0073}{P_d(R_t / R_o)^{g/n}} \quad (IV.6)$$

Donde:

r_p :	Radio del poro	(mm)
P_d :	Presión de desplazamiento con iny. de mercurio	(atm)
R_t :	Resistividad de la roca parcialmente saturada	(ohm-m)
R_o :	Resistividad de la roca 100% saturada con agua	(ohm-m)
g :	Exponente de clasificación	(adim)
n :	Exponente de saturación	(adim)

Esta ecuación permite determinar el tamaño de poros de una muestra en función del índice de resistividad, de la presión de desplazamiento y del valor de las pendientes g y n .

Para hacer práctica esta ecuación, se concentrará atención en las variables P_d y R_o . Estas dos variables son determinadas cuando la saturación de agua es 100%. Se ha visto que tanto la P_d como la R_o pueden relacionarse con la porosidad para establecer una ecuación. Es decir que puede escribirse:

$$P_d = f(\phi) \quad (IV.7)$$

y:

$$R_o = f(\phi) \quad (IV.8)$$

Sustituyendo las expresiones anteriores en la ecuación IV.6, se tiene:

$$r_p = \frac{0.0073}{P_d = f(\phi) \left(\frac{R_t}{R_o = f(\phi)} \right)^{1/n}} \quad (\text{IV.9})$$

Como se ve, la ecuación plantea el radio de los poros en función de la resistividad de la roca parcialmente saturada, la porosidad y el valor de las pendientes g y n . Si se conoce, previamente, el valor de las pendientes g y n , es posible determinar un perfil del radio de poros en el pozo al correr un registro eléctrico que proporcione el valor de resistividad de la zona no invadida (R_t) junto con un registro de porosidad.

PROCEDIMIENTO PARA DETERMINAR EL RADIO DEL PORO CON LA ECUACIÓN IV.9

Para poder aplicar la ecuación IV.9 con datos de registros geofísicos y determinar el tamaño de poro es necesario conocer, en laboratorio, el valor de las pendientes g y n , las relaciones $P_d = f(\phi)$ y $R_o = f(\phi)$. Para determinar éstas puede procederse del siguiente modo:

- 1) Cortar y limpiar los núcleos que han sido extraídos de zonas seleccionadas en el yacimiento.
- 2) Medir porosidad y permeabilidad a cada núcleo.
- 3) Pesar la muestra seca en una balanza analítica.
- 4) En equipo de saturación, inyectar la salmuera especificada para llenar 100% los poros del núcleo.

5) Pesar la muestra saturada al 100% con la salmuera y determinar el volumen de agua inyectada mediante la diferencia entre los valores determinados en los pasos 3 y 4, y tomando en cuenta la densidad de la salmuera mediante la ecuación:

$$V_{iny} = \frac{W_{100\%} - W_{vacio}}{\rho_s} \quad (IV.10)$$

Donde:

- V_{iny} : Volumen de salmuera inyectada (cm³)
 $W_{100\%}$: Peso de la muestra 100% saturada con la salmuera (g)
 W_{vacio} : Peso de la muestra sin salmuera (g)
 ρ_s : Densidad de la salmuera (g/cm³)

6) Medir la resistividad de la muestra con alguno de los métodos indicados en el Capítulo III. En este punto, la muestra está saturada 100% y, por definición, se medirá R_o .

7) Desaturar un poco la muestra al desplazar un pequeño volumen del agua que la satura, colectando esta agua en una pipeta graduada. Determinar el grado de saturación mediante:

$$S_w = \frac{V_{iny} - V_d}{\phi \times V_r} \quad (IV.11)$$

Donde:

- S_w : Saturación de salmuera (fracción)
 V_{iny} : Volumen de agua inyectada en el paso 4 (cm³)
 V_d : Volumen de agua desplazada en el paso 7 (cm³)
 ϕ : Porosidad de la muestra (fracción)
 V_r : Volumen de roca de la muestra (cm³)

Es posible calcular el grado de saturación al pesar las muestras en una balanza analítica tal como se aplicó en el paso 5.

8) Medir la resistividad de la muestra. Como en este caso la saturación es menor al 100%, el valor determinado corresponde a R_t .

9) Repetir los pasos 7 y 8 varias veces para definir los valores de R_t a diferentes saturaciones de salmuera.

10) Repetir los pasos 3 a 9 con cada uno de los núcleos disponibles en laboratorio, para tener datos de: porosidad, permeabilidad, R_o y R_t para diferentes núcleos.

11) Graficar los valores de porosidad y R_o para definir la ecuación que ajusta a la tendencia $R_o = f(\phi)$.

12) Calcular el I_R para diferentes valores de saturación en todos los núcleos, mediante la ecuación:

$$I_R = \frac{R_t}{R_o} \quad (1.48)$$

13) Graficar, en escala logarítmica, los valores de I_R contra saturación de agua para todos los núcleos en una gráfica. A partir de la pendiente de la recta que ajuste a los puntos, se obtendrá el exponente de saturación, n , para las propiedades promedio del intervalo nucleado.

14) Limpiar y secar todos los núcleos y prepararlos para la prueba de inyección de mercurio.

15) Determinar una curva de presión capilar contra saturación de agua para todos los núcleos con el procedimiento de inyección de mercurio descrito en el Capítulo II. Extrapolando la curva de presión capilar, determinar la presión de desplazamiento, P_d , para cada núcleo.

16) Graficar P_d contra porosidad, incluyendo todos los núcleos en la gráfica. A partir de la curva debe determinarse la ecuación que ajuste a los puntos para definir la relación $P_d = f(\phi)$.

17) Calcular el I_{pc} para diferentes valores de saturación en todos los núcleos mediante la ecuación IV.1:

$$I_{pc} = \frac{P_c}{P_d}$$

18) Graficar, en escala logarítmica, los valores de I_{pc} contra los correspondientes de S_w para todos los núcleos en una sola gráfica. Los puntos en esta gráfica deben ajustarse a una recta. El valor de la pendiente de la recta es el exponente de clasificación, g , para las propiedades promedio del intervalo nucleado.

19) Sustituir los valores de g y n , y las funciones $P_d = f(\phi)$ y $R_o = f(\phi)$ en la ecuación IV.9, la cual plantea el radio de poro en función de R_t y de la porosidad.

EJEMPLO DE APLICACIÓN.

El siguiente es un caso particular de un yacimiento carbonatado. Salih Saner et al⁽¹⁸⁾, llevaron a cabo mediciones de porosidad, permeabilidad, presión capilar y resistividad en 75 núcleos. Se midió

la presión capilar con un sistema agua-aire utilizando el método de la membrana semipermeable, la resistividad fue medida por el método de los cuatro electrodos. Con los datos reportados por Salih Saner, se determinaron promedios de presiones de desplazamiento y los valores de g y n para los seis grupos de muestras que se establecieron de acuerdo a la permeabilidad y la porosidad. La tabla IV.2 muestra los resultados promedio de porosidad, permeabilidad, presión de desplazamiento, g y n para este yacimiento.

GRUPO	No DE MUESTRAS	ϕ PROMEDIO (%)	K PROMEDIO (md)	g	n	P_d PROMEDIO (lb/pg ²)
1	2	3.65	0.01	7.50	2.78	2.0
2	4	9.18	0.15	7.00	2.71	1.9
3	6	13.08	1.20	4.89	2.22	1.6
4	5	23.80	11.28	4.25	2.02	1.1
5	26	25.60	84.98	3.46	1.70	0.46
6	32	27.83	748.60	2.57	1.63	0.17

TABLA IV.2 RESULTADOS OBTENIDOS PARA EL YACIMIENTO REPORTADO POR SALIH SANER.

Las figuras (IV.3) a (IV.8) muestran el I_R y el I_{pc} correspondientes a cada grupo de muestras. Estas gráficas se elaboraron con base en las ecuaciones IV.1 y IV.2, tomando en cuenta los datos de resistividad y presión capilar reportados por Salih Saner.

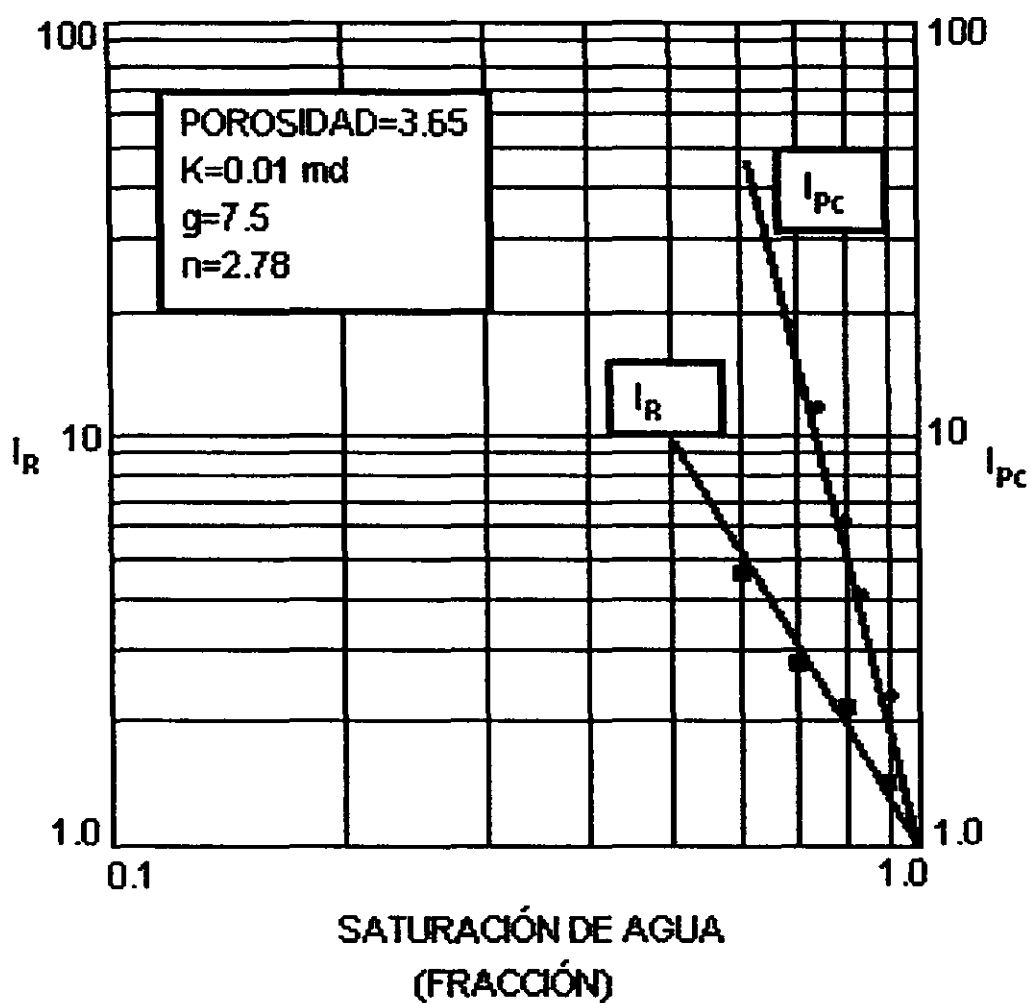


FIG IV.3 GRÁFICA DE LOS ÍNDICES DE PRESIÓN CAPILAR Y RESISTIVIDAD PARA EL GRUPO DE MUESTRAS 1.

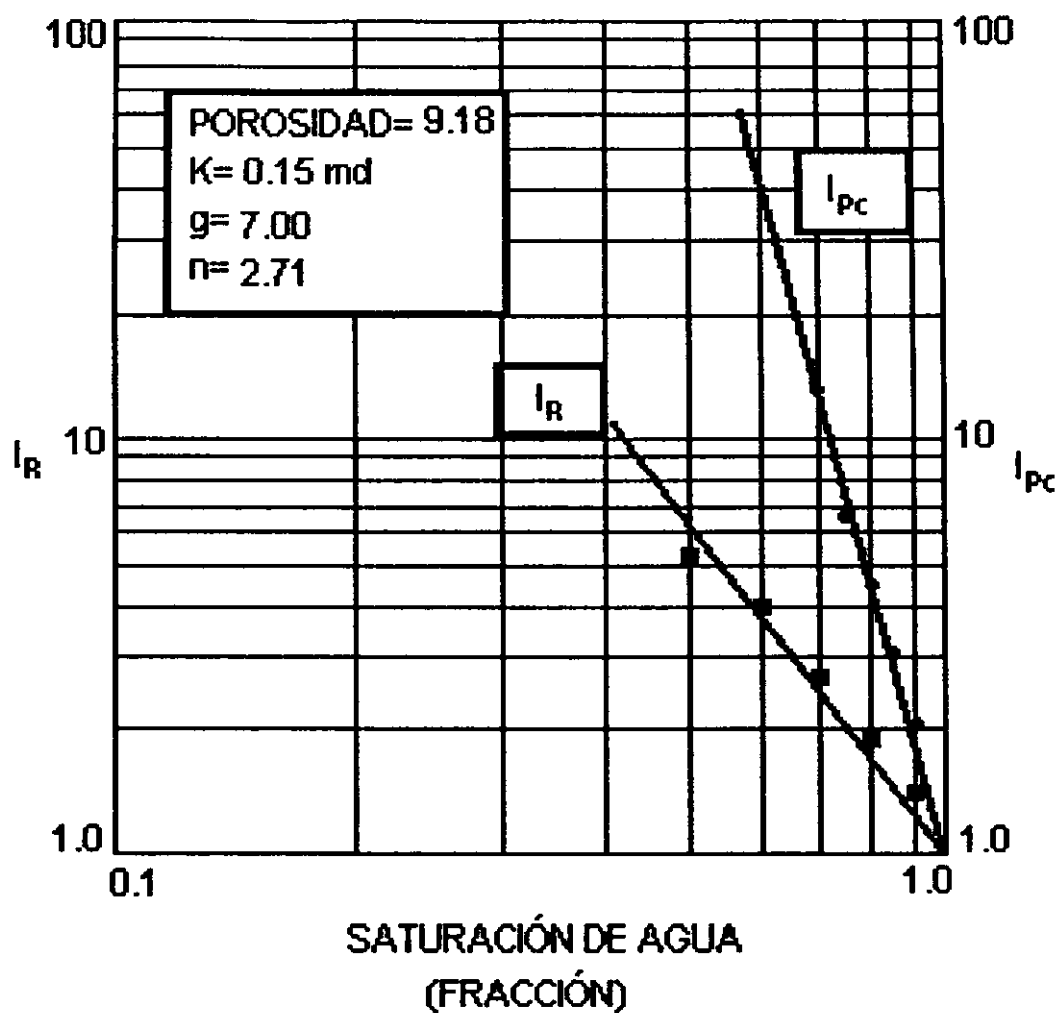


FIG IV.4 GRÁFICA DE LOS ÍNDICES DE PRESIÓN CAPILAR Y RESISTIVIDAD PARA EL GRUPO DE MUESTRAS 2

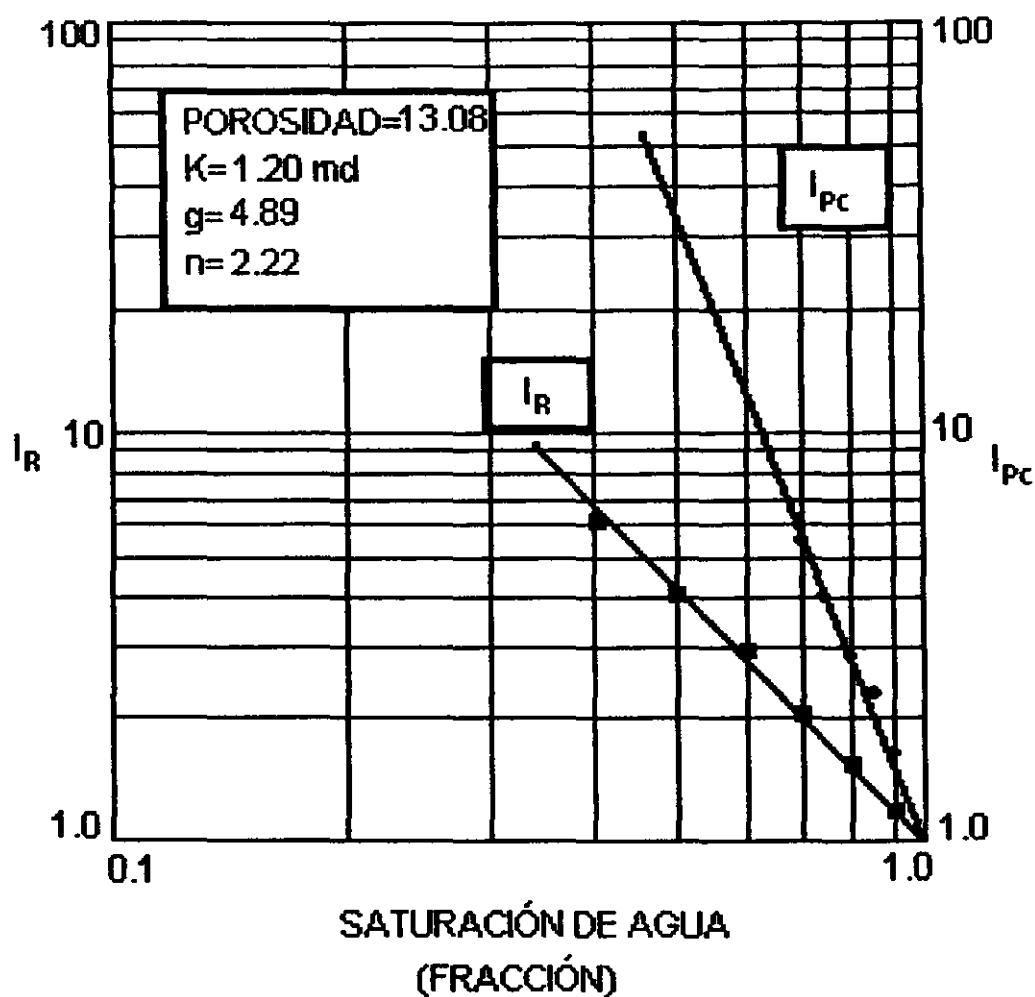


FIG IV.5 GRÁFICA DE LOS ÍNDICES DE PRESIÓN CAPILAR Y RESISTIVIDAD PARA EL GRUPO DE MUESTRAS 3.

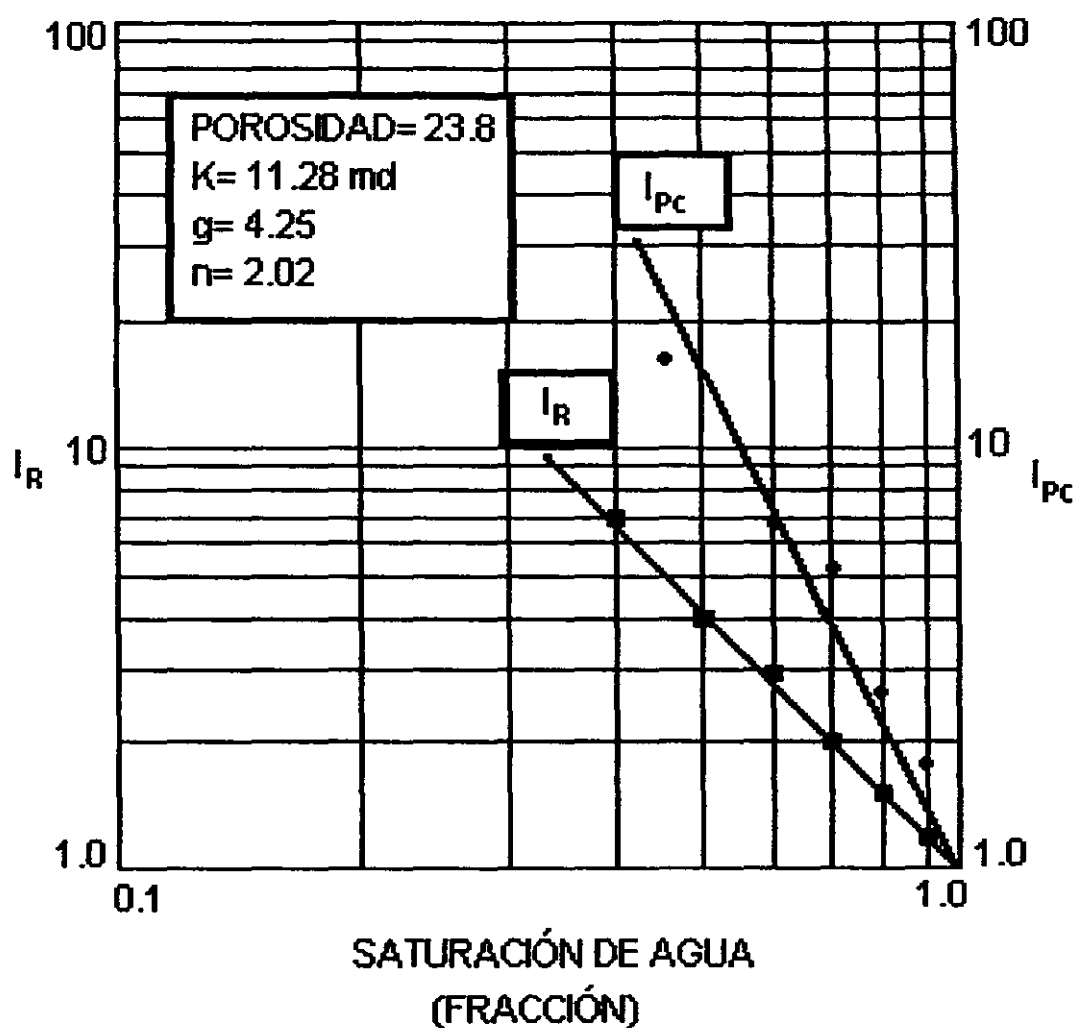


FIG IV.6 GRÁFICA DE LOS ÍNDICES DE PRESIÓN CAPILAR Y RESISTIVIDAD PARA EL GRUPO DE MUESTRAS 4.

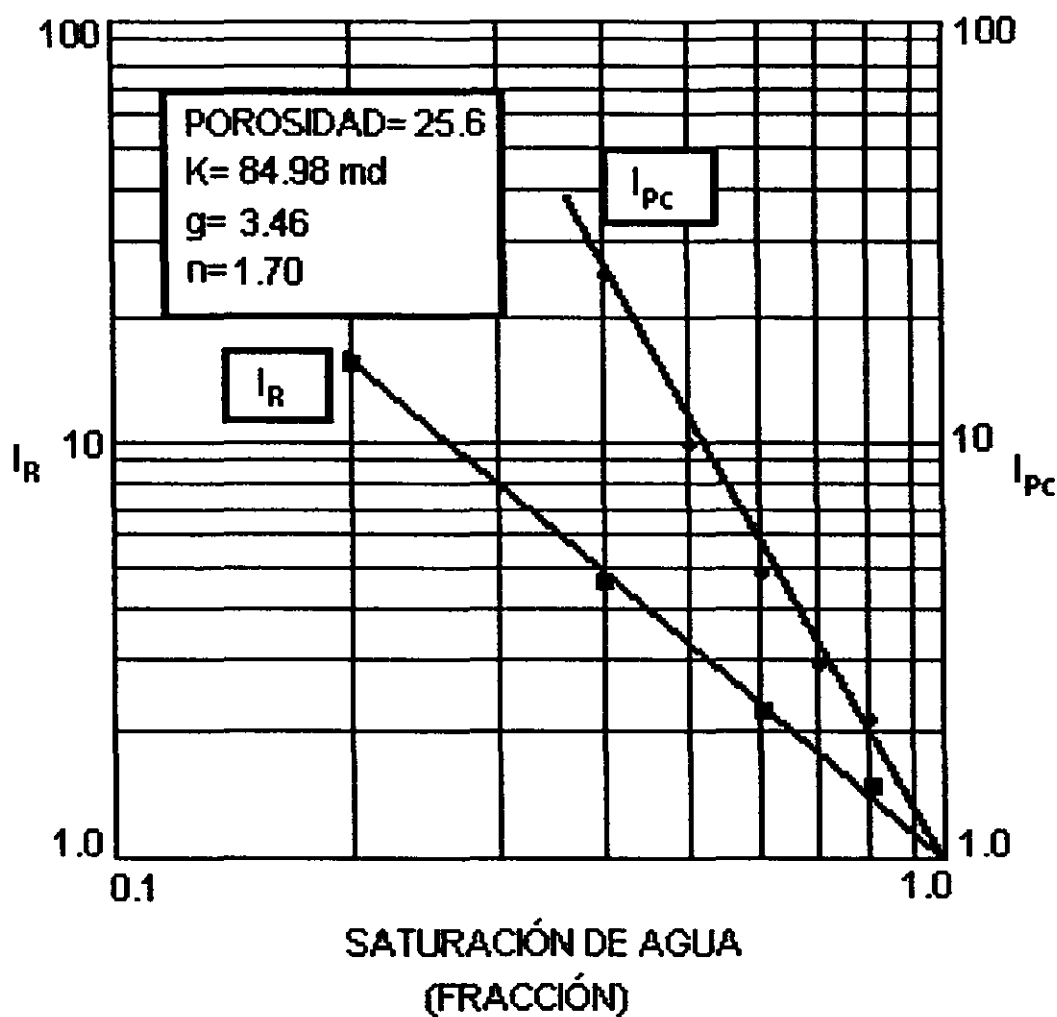


FIG IV.7 GRÁFICA DE LOS ÍNDICES DE PRESIÓN CAPILAR
 Y RESISTIVIDAD PARA EL GRUPO DEMUESTRAS 5.

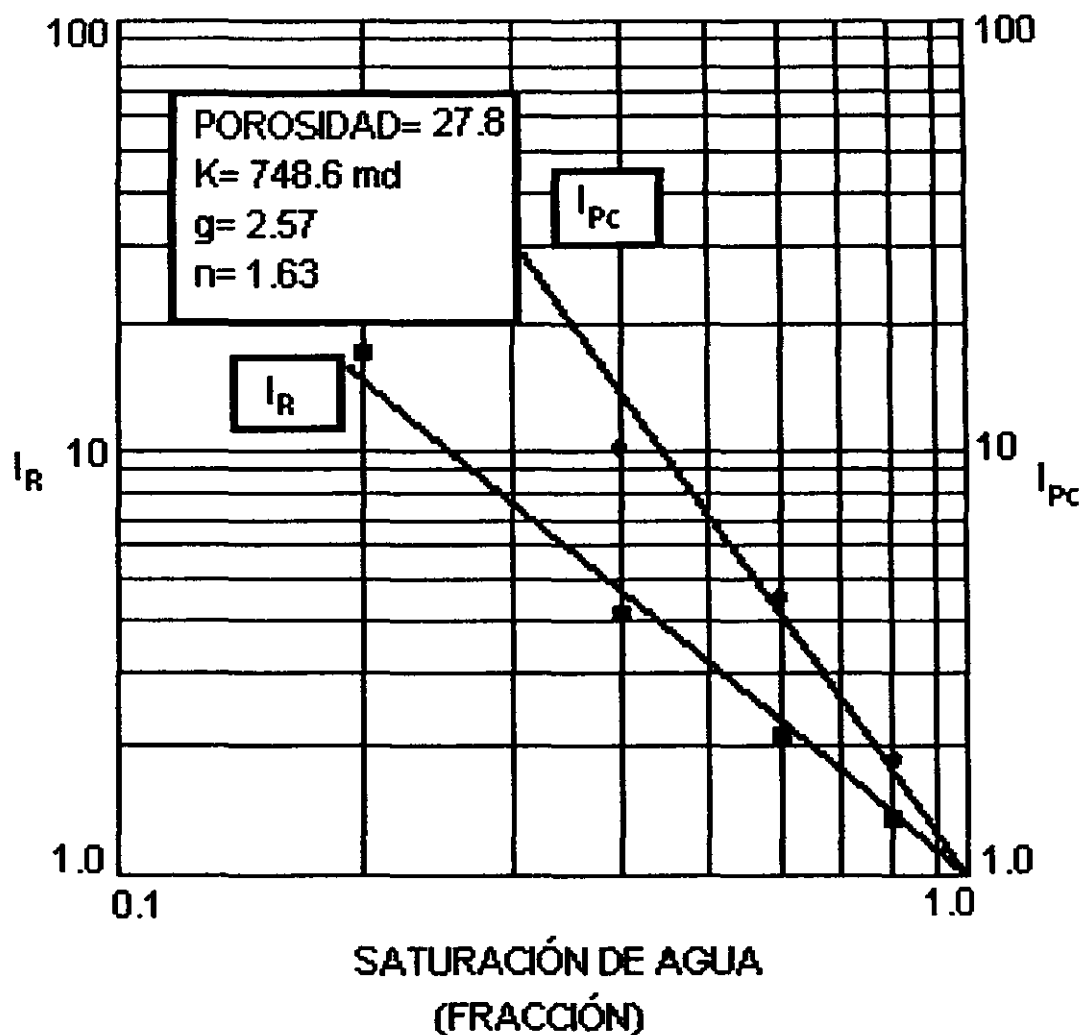


FIG IV.8 GRÁFICA DE LOS ÍNDICES DE PRESIÓN CAPILAR Y RESISTIVIDAD PARA EL GRUPO DE MUESTRAS 6.

Puesto que, en este caso en específico, las mediciones de presión capilar se hicieron en un sistema agua-aire y los resultados se presentan en libras/pg², es necesario adecuar la ecuación IV.9 para que sea posible utilizarla con estos datos.

Para la conversión de unidades se considera que:

$$1 \text{ atm} = 14.7 \text{ (lb/pg}^2\text{)}$$

Para llevar los resultados del sistema agua-aire a un sistema mercurio-aire, se utilizará un factor de conversión tal como se describió en el Capítulo II. Este factor de conversión, es⁽¹⁾ :

$$\frac{P_{c_{Hg-aire}}}{P_{c_{w-aire}}} = 5.1$$

Donde:

$P_{c_{Hg-aire}}$: Presión capilar medida en un sistema mercurio-aire

$P_{c_{w-aire}}$: Presión capilar medida en un sistema agua-aire.

Este factor de conversión puede diferir, dependiendo del tipo de roca.

Al sustituir estos valores dentro de la ecuación IV.9 se tiene:

$$r_p = \frac{0.021}{P_d = f(\phi) \left(\frac{R_i}{R_o = f(\phi)} \right)^{\frac{s}{n}}} \quad (IV.12)$$

La cual es una ecuación que permite incluir los resultados de presión capilar de un sistema agua-aire que hayan sido medidos en lb/pg².

Para que la ecuación IV.12 tenga alguna utilidad práctica, P_d y R_o deben ser relacionados con otros parámetros relativamente más sencillos de obtener, y de ser posible con parámetros que puedan ser determinados con registros geofísicos.

Al analizar cada grupo de muestras, se aprecia que existe una relación bien definida entre la porosidad y la presión de desplazamiento (ver figura IV.9). La ecuación que ajusta a los puntos es:

$$P_d = -0.0032\phi^2 + 0.0293\phi + 1.8936 \quad (\text{IV.13})$$

Donde:

P_d : Presión de desplazamiento (lb/pg²)

ϕ : Porosidad (%)

Por otra parte, se aprecia que existe una relación entre los exponentes g y n . Los datos pueden ajustarse a una recta logarítmica cuya pendiente es igual a 2. (ver figura IV.11), por lo que para este yacimiento:

$$g = n^2 \quad (\text{IV.14})$$

Hay que resaltar que esta ecuación no define un comportamiento general sino que puede variar de un yacimiento a otro, o incluir otros parámetros petrofísicos para que la correlación exista.

Al revisar los datos, resultó aparente una correlación entre el exponente de saturación, n , y la porosidad, si estos se grafican en escala normal. Los datos ajustan a una recta (ver figura IV.10) cuya ecuación es:

$$n = \frac{59.74 - \phi}{19.55} \quad (\text{IV.15})$$

Donde:

n: Exponente de saturación (adim)

ϕ : Porosidad (%)

Desafortunadamente, no se cuenta, en los datos del artículo de referencia, con datos de R_o para definir la ecuación $R_o = f(\phi)$. En la práctica esta relación puede obtenerse, cuando no se pueda determinar en laboratorio, leyendo los valores de resistividad de un registro eléctrico, en las zonas 100% saturadas con agua y su respectivo valor de porosidad del registro correspondiente. Con un conjunto de valores de porosidad y R_o puede hacerse una gráfica a la cual se ajusta una recta, de tal modo que pueda establecerse la función.

Sustituyendo las ecuaciones IV.13, IV.14 y IV.15 en la ecuación IV.12 y simplificando, se tiene:

$$r_p = \frac{0.021}{(-0.032\phi^2 + 0.029\phi + 1.89) \left(\frac{R_t}{R_o} \right)^{\left(\frac{59.74 - \phi}{19.55} \right)}} \quad (\text{IV.16})$$

Donde:

r_p : Radio del poro (mm)

ϕ : Porosidad (%)

R_t : Resistividad del medio con $S_w < 100\%$ (ohm-m)

R_o : Resistividad del medio 100% saturado con agua (ohm-m)

Una vez establecida la relación $R_o-\phi$, con esta ecuación puede determinarse el perfil del tamaño de poro, en el yacimiento estudiado, al correr un par de registros que proporcionen, uno, el valor de resistividad de la zona no invadida, y otro, el valor de porosidad. Este par de registros se corren en una gran cantidad de pozos tanto de exploración como de desarrollo, por lo que la determinación del tamaño de poro pudiera incluirse como resultado de la interpretación de registros geofísicos de pozos.

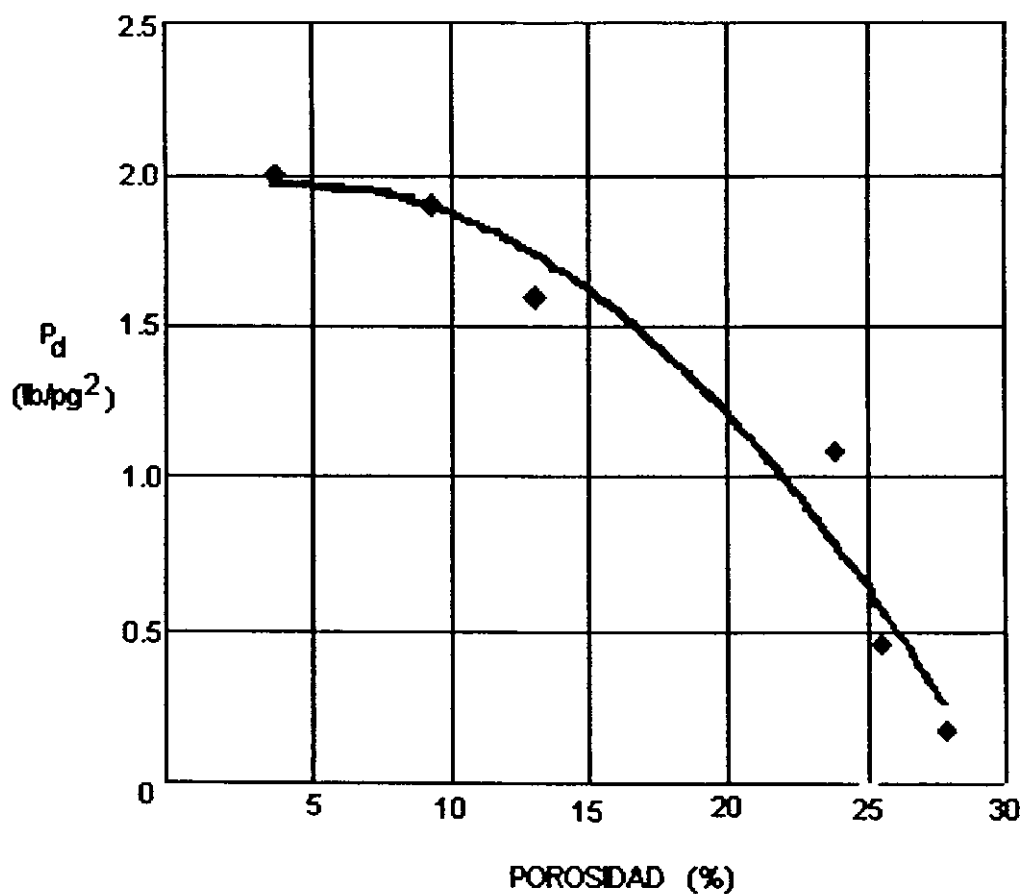


FIG IV.9 CORRELACIÓN ENTRE PRESIÓN DE
DESPLAZAMIENTO Y POROSIDAD PARA LOS DATOS
DEL ARTÍCULO DE REFERENCIA

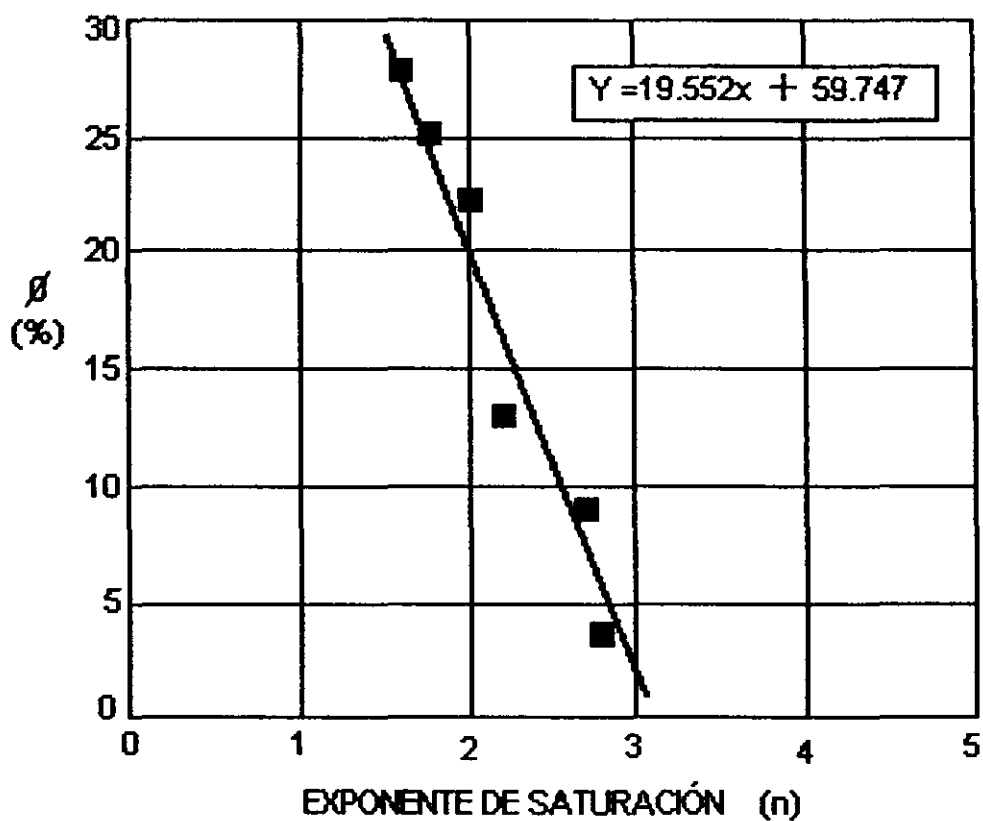


FIG IV.10 CORRELACIÓN ENTRE LA POROSIDAD Y EL EXPONENTE DE SATURACIÓN PARA EL YACIMIENTO ESTUDIADO POR SALIH SANER.

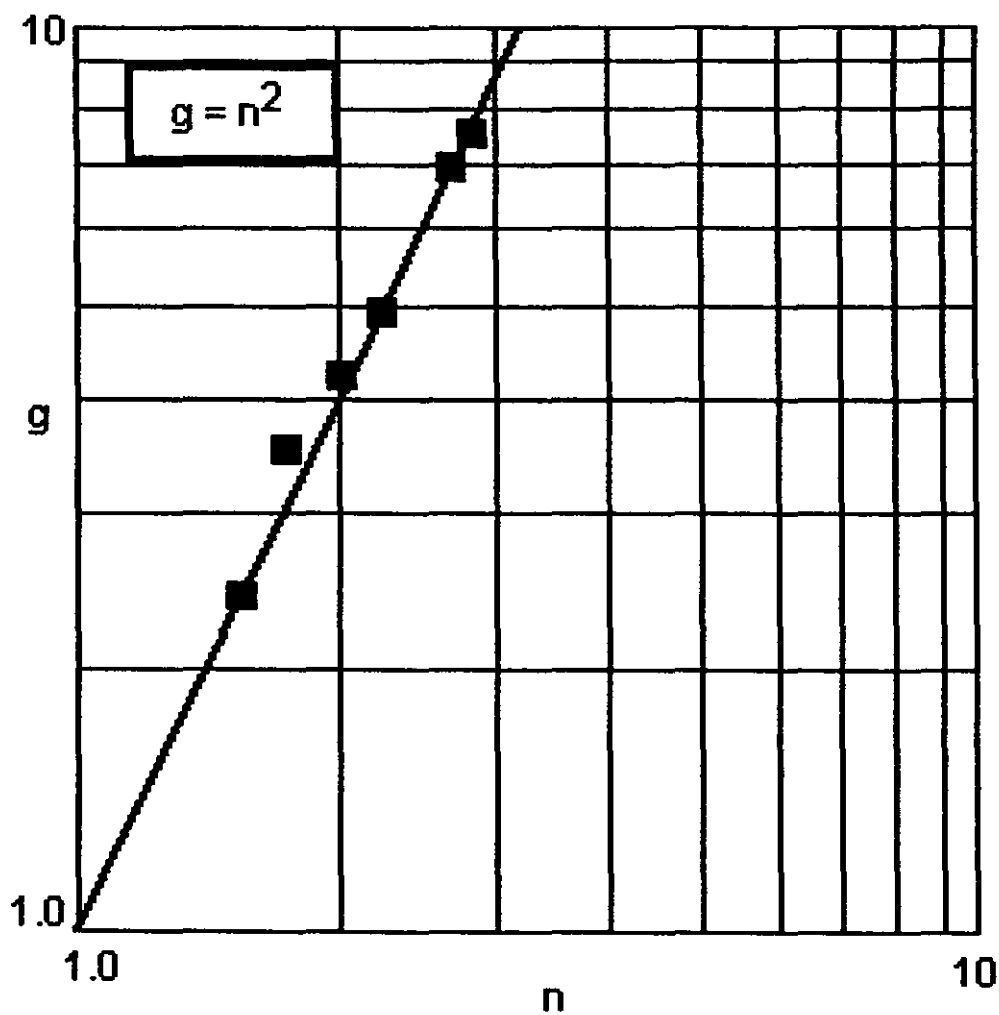


FIG IV.11 CORRELACIÓN ENTRE EL EXPONENTE DE SATURACIÓN Y EL EXPONENTE DE CLASIFICACIÓN PARA LOS DATOS REPORTADOS POR SALIH SANER.

UTILIDAD PRÁCTICA DE LA DETERMINACIÓN DEL TAMAÑO DE PORO.

Hasta ahora, se ha planteado una ecuación que permite determinar el radio de los poros de un medio poroso en función de la resistividad y la porosidad. Esta ecuación incluye, implícitamente, condiciones de saturación, presión capilar y mojabilidad. Sin embargo, surgen las siguientes preguntas:

¿Cuál es la utilidad práctica de calcular este parámetro?

¿Cuál es la función que cumple en caracterización de yacimientos?

¿Es práctico calcular el radio de poro o simplemente es un trabajo adicional que no reporta beneficios?

La aplicación más común de la determinación del tamaño de poro es, sin lugar a dudas, la estimación de la saturación de agua irreducible, pero no es la única que puede reportar importantes beneficios.

Para definir la utilidad de conocer el tamaño de poros, primeramente se discutirá la correlación entre la porosidad y la permeabilidad.

En caracterización de yacimientos es común plantear una correlación entre la porosidad y la permeabilidad. Esta correlación se hace graficando los datos de porosidad y permeabilidad en escala semilogarítmica, logarítmica o normal, con la porosidad como la variable independiente y la permeabilidad como la variable dependiente. Se grafican los puntos y se ajusta una tendencia media, generalmente una línea recta. A veces los datos, en un yacimiento, definen claramente una tendencia y los coeficientes de correlación

son mayores al 90%, es decir que se presenta un error muy ligero al aplicar la correlación en todo el rango de porosidades y/o permeabilidades del yacimiento. Otras veces, sin embargo, los datos se presentan en forma de una nube muy dispersa para los cuales la tendencia media que se ajusta tiene un coeficiente de correlación muy bajo. Es decir que hay un error considerable al calcular la permeabilidad con el valor conocido de la porosidad mediante la ecuación determinada con la correlación. Este error puede ser, a veces, del orden de cientos o miles de darcies, dependiendo del valor de la porosidad. A porosidades muy bajas, el error resulta menor, pero a mayor porosidad el error se incrementa en forma logarítmica.

Se ha visto, en recientes trabajos, que esta dispersión de los datos de porosidad y permeabilidad, se debe principalmente al tamaño de poros del sistema. Es decir, en esta nube de datos, aparentemente dispersos, pueden ajustarse líneas de "isotamaño de poro" para correlacionar tres parámetros: la porosidad, la permeabilidad y el tamaño de poro. De tal manera que la ecuación resultante en la correlación permita determinar la permeabilidad en función de la porosidad y el tamaño de poro.

Como se ha visto en este capítulo, la presión capilar y la resistividad pueden ser relacionadas para determinar el tamaño de poro. La ecuación IV.12 permite determinar el tamaño de poro con los valores, obtenidos en campo, de resistividad y porosidad y los valores, obtenido en laboratorio, de las pendientes g y n . La ecuación IV.12 puede ser utilizada, entonces, para afinar las correlaciones de porosidad y permeabilidad con datos de campo y laboratorio.

El procedimiento para ajustar las correlaciones ϕ - K es más o menos como sigue:

1) La ecuación IV.12 debe ser definida en laboratorio tal como se indicó en páginas anteriores. Para obtener esa ecuación, se utilizaron núcleos de los cuales se conoce la profundidad de muestreo, se midió la porosidad y la permeabilidad. Se cuenta entonces con datos de porosidad, permeabilidad y su correspondiente profundidad en el yacimiento. Con los datos de porosidad y permeabilidad se establece la correlación entre ellas, tal como se hace normalmente. Es decir, se grafican los puntos y se ajusta una tendencia.

2) Cuando se corre el registro eléctrico junto con el registro de porosidad, y aplicando la ecuación IV.12 se determina el tamaño de poro. Del registro se conoce, también, la profundidad a la que fueron hechas las mediciones, de tal modo que se tienen datos de tamaño de poro y profundidad.

3) Cada punto en la gráfica de porosidad y permeabilidad es un núcleo, del que se conoce la porosidad, la permeabilidad y la profundidad en el yacimiento. En el paso 2 se establece, por decirlo así, un registro de tamaño de poro contra profundidad. Se tiene por lo tanto un registro continuo del tamaño de poro. En la gráfica, se verifica la profundidad que corresponde a cada punto y con ello se determina el tamaño de poro de todos los puntos acudiendo al registro determinado con la ecuación IV.12. En la gráfica se conoce, por lo tanto, la porosidad, la permeabilidad y el tamaño de poro. Pueden ajustarse entonces líneas de isotamaño de poro de tal modo que la correlación resulta en una ecuación que permite determinar la permeabilidad con mediciones de porosidad y del tamaño de poros. Esta ecuación es, por supuesto, más precisa que la correlación porosidad-permeabilidad por sí sola, lo que permite una mejor caracterización del yacimiento.

IV.2 DETERMINACIÓN DE LA PERMEABILIDAD RELATIVA AL AGUA.

La estimación de la permeabilidad de una muestra a partir de curvas de presión capilar, implica que existe una relación entre la permeabilidad y la presión capilar. La resistividad es, también, un parámetro que se relaciona con la permeabilidad del medio poroso. En ambos casos se definen tendencias y cuando se pretende estimar la permeabilidad, se acude a la característica de que las tendencias toman un arreglo regular de menor a mayor permeabilidad. La permeabilidad buscada, es entonces interpolada entre dos curvas de permeabilidad conocida.

La permeabilidad relativa a la fase mojante (k_{rw} si la roca es mojada por agua) es un parámetro común entre la resistividad y la presión capilar. Considérese de este modo: la permeabilidad relativa al agua depende, en gran medida, de la saturación de agua y, conforme la saturación de agua varía, se modifican las condiciones de resistividad y presión capilar, tal como se estudió en el capítulo anterior.

La permeabilidad relativa es un concepto ampliamente usado en la caracterización de yacimientos. La permeabilidad relativa al agua, k_{rw} , se expresa como:

$$k_{rw} = \frac{k_{ew}}{K} \quad (IV.17)$$

Donde:

- K : Permeabilidad absoluta del medio poroso (md)
 k_{ew} : Permeabilidad efectiva al agua a la saturación S_w (md)
 k_{rw} : Permeabilidad relativa al agua a la saturación S_w (fracción)

Por otra parte, la ecuación de Kozeny, para una saturación de agua de 100%, puede ser escrita como:

$$K = \frac{\phi}{W} \left(\frac{\sigma}{P_d} \right)^2 \quad (\text{V.18})$$

Donde:

- K** : Permeabilidad absoluta del medio poroso (md)
 ϕ : Porosidad (fracción)
W : Constante de Kozeny (cm²/md)
 σ : Tensión interfacial (dinas/cm)
P_d : Presión de desplazamiento (dinas/cm²)

A la vez, para una saturación parcial de agua, la ecuación anterior puede ser escrita como:

$$k_{ew} = \left(\frac{\phi S_w}{W_e} \right) \left(\frac{\sigma}{P_c} \right)^2 \quad (\text{IV.19})$$

Donde:

- k_{ew}** : Permeabilidad efectiva al agua (md)
S_w : Saturación de agua (fracción)
W_e : Constante de Kozeny a la saturación S_w (cm²/md)
P_c : Presión capilar (dinas/cm²)
 σ : Tensión interfacial (dinas/cm)
 ϕ : Porosidad (fracción)

Se ha demostrado experimentalmente⁽¹⁹⁾, que la constante de Kozeny no es independiente de la saturación, por lo que no puede considerarse que W=W_e. Sin embargo, la constante de Kozeny puede relacionarse con la tortuosidad del medio poroso del siguiente modo:

$$W = W_o \times T \quad (IV.20)$$

Donde:

W : Constante de Kozeny

W_o : Factor geométrico

T : Tortuosidad del medio

Y a la saturación parcial Sw :

$$W_e = W_o \times T_e \quad (IV.21)$$

Donde T_e es la tortuosidad efectiva a la saturación Sw , gobernada por la distribución del fluido conductor en el medio poroso.

Se sabe, además, que⁽¹⁹⁾ :

$$\frac{T}{T_e} = \frac{1}{I_R^2 Sw^2} \quad (IV.22)$$

Dividiendo IV.20 entre IV.21 y sustituyendo IV.22, se tiene:

$$\frac{W}{W_e} = \frac{1}{I_R^2 Sw^2} \quad (IV.23)$$

Sustituyendo IV.18 y IV.19 en IV.17 y simplificando:

$$k_{rw} = \frac{W}{W_e} \times Sw \left(\frac{P_d}{P_c} \right)^2 \quad (IV.24)$$

Finalmente, sustituyendo la ecuación IV.23 en IV.24, se tiene:

$$k_{rw} = \frac{1}{I_R^2 S_w} \left(\frac{P_d}{P_c} \right)^2 \quad (\text{IV.25})$$

La ecuación IV.25 expresa la permeabilidad relativa al agua en función de pruebas de resistividad y presión capilar. Los resultados de esta ecuación han sido comprobados por Wyllie⁽¹⁹⁾ con datos para arenas limpias no consolidadas.

La ecuación IV.25 puede ser simplificada si se plantea en función de las rectas del índice de presión capilar e índice de resistividad analizadas en el subcapítulo anterior. Dicha ecuación puede escribirse como:

$$I_{pc} = \frac{1}{I_R} (k_{rw} S_w)^{1/2} \quad (\text{IV.26})$$

Pero:

$$I_{pc} = S_w^{-g}$$

$$I_R = S_w^{-n}$$

Sustituyendo y simplificando:

$$k_{rw} = S_w^{(2(g+n)-1)} \quad (\text{IV.27})$$

La ecuación IV.27 destaca por su sencillez y permite determinar una curva de permeabilidad relativa al agua si se conocen las pendientes g y n de las pruebas de presión capilar y resistividad.

EJEMPLO DE APLICACIÓN.

La ecuación IV.27 indica que la permeabilidad relativa al agua puede variar con las condiciones de saturación y mojabilidad y que depende, en gran medida de la geometría del espacio poroso. K_{rw} puede ser determinada por medio de las pendientes de las rectas de índice de presión capilar e índice de resistividad. El valor de g es la pendiente de la recta que resulta de graficar los datos de I_{pc} contra S_w en papel logarítmico. n es determinada al graficar I_R contra S_w también en formato logarítmico y midiendo directamente la pendiente de la recta.

Para confirmar la aproximación de la ecuación se utilizarán valores publicados por Wyllie y Spangler⁽¹⁹⁾ acerca de mediciones en núcleos de los cuales se obtuvo presión capilar, índice de resistividad y permeabilidad relativa al agua. Los datos se presentan en la siguiente tabla:

S_w (fracción)	I_R	I_{pc}	K_{rw}
0.30	12.5	1.34	0.00
0.40	6.25	1.25	0.04
0.50	3.70	1.18	0.11
0.60	2.50	1.13	0.21
0.70	1.88	1.08	0.35
0.80	1.47	1.06	0.54
0.90	1.19	1.02	0.76
1.00	1.00	1.00	1.00

TABLA IV.3 DATOS REPORTADOS POR WYLLIE Y SPANGLER PARA ARENISCAS NO CONSOLIDADAS.

Al graficar los valores de I_R e I_{pc} , se pueden obtener las rectas como en la figura III.7, presentados en la figura IV.12

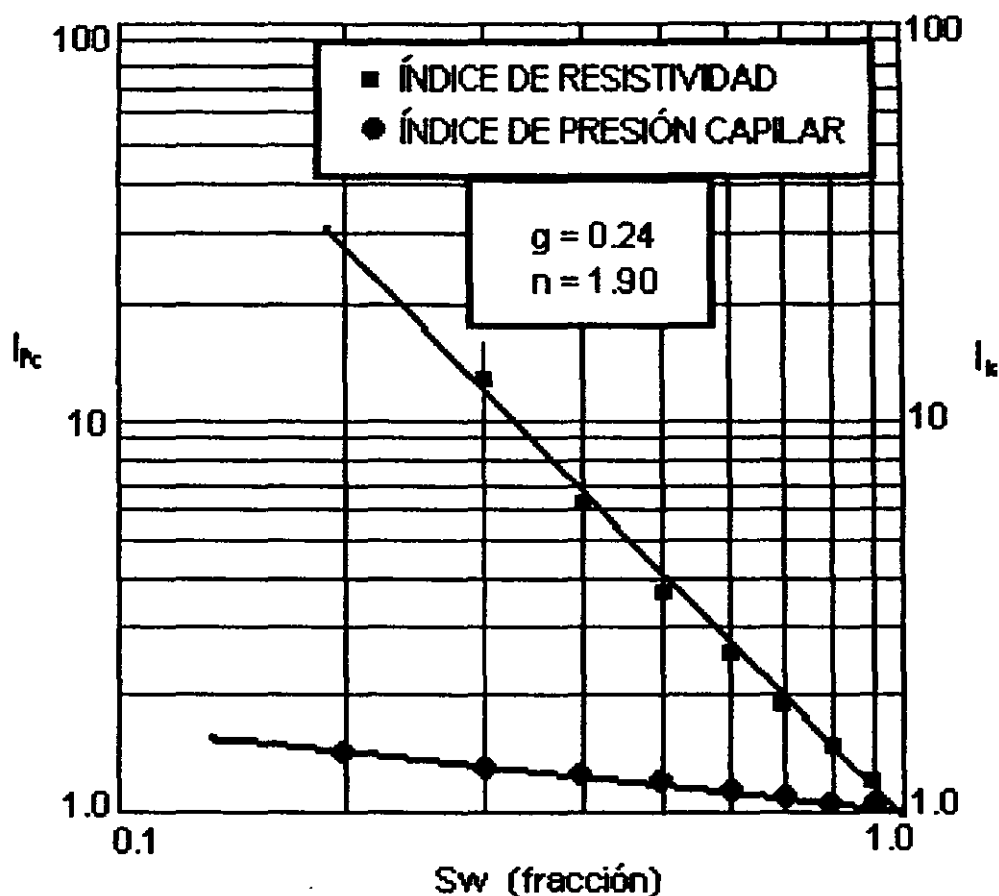


FIG IV.12 GRÁFICA DE LOS ÍNDICES DE P_c Y R CON DATOS DE M. R. J. WYLLIE PARA ARENAS NO CONSOLIDADAS

De la gráfica, se tiene el valor de las pendientes que son:

$$g = 0.24$$

$$n = 1.90$$

Sustituyendo los valores en la ecuación IV.27 se tiene:

$$k_{rw} = S_w^{(3.28)}$$

Los resultados, aplicando esta ecuación, se presentan en la tabla IV.4 comparándolos con los valores determinados por Wyllie y Spangler.

S_w (fracción)	K_{rw} (Wyllie)	k_{rw} (ecuación IV.27)
0.30	0.00	0.02
0.40	0.04	0.05
0.50	0.11	0.10
0.60	0.21	0.19
0.70	0.35	0.31
0.80	0.54	0.48
0.90	0.76	0.71
1.00	1.00	1.00

**TABLA IV.4 COMPARACIÓN DE LAS PERMEABILIDADES
DETERMINADAS POR WYLLIE Y CALCULADAS
CON LA ECUACIÓN IV.27**

La comparación se puede apreciar mejor si los resultados se grafican, tal como se puede apreciar en la figura IV.13

En la figura se aprecia que la permeabilidad relativa al agua, calculada con la ecuación IV.27, es generalmente menor, lo cual es un criterio optimista, ya que supone mayor permeabilidad al aceite.

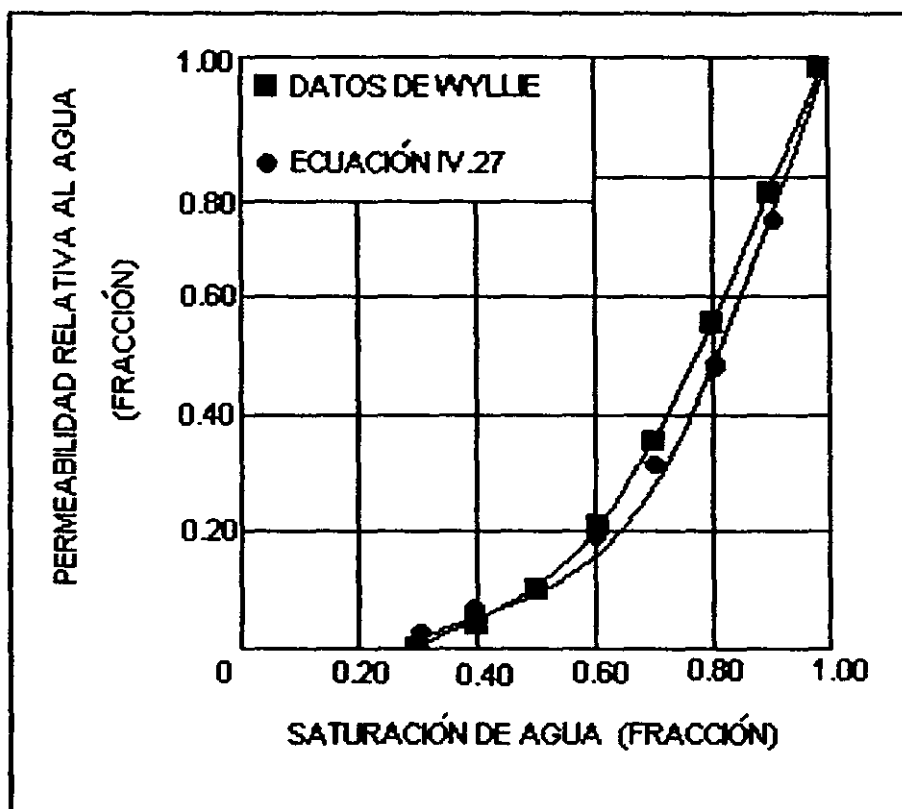


FIG IV.13 COMPARACIÓN DE LAS PERMEABILIDADES DETERMINADAS POR WYLLIE CONTRA LAS CALCULADAS CON LA ECUACIÓN IV.27

Como puede verse, tanto en la gráfica como en la tabla, los valores de k_{rw} obtenidos con la ecuación IV.27 son menores, quizá debido a que utilizar el valor de las pendientes supone considerar aspectos geométricos del medio poroso. Estos aspectos geométricos son tomados en cuenta en los valores de g y n , pero probablemente necesiten mayor precisión tomando en cuenta otros parámetros que no se han visualizado en la deducción de g y n .

Los datos que aquí se han presentado tienen una característica importante: aunque puede darse el caso que la ecuación IV.27 no siempre ofrezca resultados confiables, si es útil para corroborar que la definición del índice de presión capilar así como del índice de resistividad en forma de líneas rectas, son dos conceptos válidos, y que la aplicación de g y n como parámetros para definir propiedades geométricas del medio poroso es igualmente válido en la caracterización de yacimientos.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

Se estableció una ecuación que plantea la presión capilar en función de la resistividad y de los exponentes de clasificación (g) y de saturación (n).

Con base en los datos analizados, se observó una relación estrecha entre el exponente de saturación de Archie (n) y el exponente de clasificación (g), obtenido a partir de la gráfica del índice de presión capilar. Se recomienda revisar más bibliografía para verificar si esta relación es válida para otras litologías, y de ser posible determinar un comportamiento general.

Se estableció una ecuación que permite obtener un registro continuo del radio de los poros con datos de resistividad y porosidad, utilizando registros geofísicos. La definición de esta ecuación requiere previamente trabajo de laboratorio, por lo que se recomienda realizarlo para definir el comportamiento del índice de resistividad respecto del índice de presión capilar.

Se llegó a una aplicación práctica de la determinación del tamaño de poro. Conocer el tamaño de poro en las rocas de los yacimientos permite afinar las correlaciones porosidad-permeabilidad, definiendo líneas de isotamaño de poro dentro de la dispersión de los datos, de tal manera que la permeabilidad sea determinada en función de dos parámetros: la porosidad y el tamaño de poros. Se recomienda la aplicación del método para confirmar la utilidad del procedimiento descrito en el Capítulo IV.

Se estableció una ecuación para calcular la permeabilidad relativa al agua en función de los exponentes de saturación y de clasificación, con datos obtenidos en pruebas de resistividad y presión capilar, respectivamente. Las ventajas de esta ecuación sobre los métodos utilizados comúnmente para conocer la permeabilidad relativa al agua, son: la facilidad de su aplicación y que permite una estimación rápida cuando pueden aproximarse, en función de la litología, los parámetros g y n involucrados en la ecuación.

Se considera que los aspectos tratados en este trabajo están muy relacionados con los temarios de algunas asignaturas de la Carrera de Ingeniero Petrolero, como Análisis de Muestras de Rocas y Fluidos y Caracterización de Formaciones, por lo que se recomienda su aplicación como auxiliar didáctico en la impartición de tales materias.

REFERENCIAS.

- 1) Amyx, James W. Et al: PETROLEUM RESERVOIR ENGINEERING. McGraw-Hill Book Company, 1960.
- 2) T. Vo.: A GRAPHICAL APPROACH TO THE CUANTITATIVE ANALYSIS OF PORUOS ROCKS AND OIL RECOVERIES USING CAPILLARY PRESSURE DATA. First City National Bank. Paper number SPE 11974. October, 1983.
- 3) Samaroo, Brian Henry.: THE EFFECT OF THE TEMPERATURE ON DRAINAGE CAPILLARY PRESSURE IN ROCKS USING A MODIFIED CENTRIFUGE. 56th annual Fall Tech. Conference of SPE of AIME. October, 1981.
- 4) Archie, G. E.: THE ELECTRICAL RESISTIVITY LOG AS AN AID IN DETERMINING SOME RESERVOIR CHARACTERISTICS. Transactions of AIME, 146 (1942), 54-61.
- 5) Schlumberger Company.: LOG INTERPRETATION, Vol I, 1972.
- 6) Zaafran, Zaher M. and Totonji A. M.: AN EXPERIMENTAL INVESTIGATION OF THE EFFECT OF THE CONDUCTIVE MATRIX ON THE PHYSICAL AND ELECTRICAL PROPERTIES OF THE SAUDI SANDSTONE RESERVOIRS ROCKS. Paper Number SPE 9381. September, 1980.
- 7) Bruce, W. A. and Welge, H. J.: RESTORED STATE METHOD FOR DETERMINATION OF OIL IN PLACE AND CONNATE WATER. Oil and gas Journal, 46, 223, (1947).
- 8) Timmerman, E.H.: PRACTICAL RESERVOIR ENGINEERING. PART I., PennWell Books. Tulsa, Oklahoma. 1982. P. 94
- 9) Pletcher, Jeffrey L.: A PRACTICAL CAPILLARY PRESSURE CORRELATION TECHNIQUE. Journal of Petroleum Technology. July, 1994.
- 10) Thoomer, J. H. M.: INTRODUCTION OF A PORE GEOMETRICAL FACTOR DEFINED BY THE CAPILLARY PRESSURE CURVE. Petroleum Transactions of AIME, 1960.

- 11) Lucia, F. J.: PETROPHYSICAL PARAMETERS ESTIMATED FROM VISUAL DESCRIPTIONS OF CARBONATE ROCKS: A FIELD CLASSIFICATION OF CARBONATE PORE SPACE. 56TH Annual Fall Tech. Conference of SPE of AIME. October, 1981.
- 12) Mahmood, S. M. et al.: LABORATORY MEASUREMENTS OF ELECTRICAL RESISTIVITY AT RESERVOIR CONDITIONS. Paper Number SPE 18179. October, 1988.
- 13) Anderson, G. William.: WETTABILITY LITERATURE SURVEY-PART 3: THE EFFECTS OF WETTABILITY ON THE ELECTRICAL PROPERTIES OF POROUS MEDIA. Journal of Petroleum Technology. December, 1986.
- 14) Timmerman E. H.: PRACTICAL RESERVOIR ENGINEERING. PART I. PennWell Books, Tulsa Oklahoma. 1982. P. 62
- 15) Atkins, E. R.: THE SIGNIFICANCE OF PARTICLE SHAPE IN FORMATION RESISTIVITY FACTOR – POROSITY RELATIONSHIPS. Journal of Petroleum Technology, March, 1961.
- 16) Pérez Rosales, Candelario., TEORIA SOBRE LA RELACION ENTRE FACTOR DE RESISTIVIDAD Y POROSIDAD. Revista del Instituto Mexicano del Petróleo, Vol XV, No 4, Octubre de 1983.
- 17) Netto A. S. T.: PORE-SIZE DISTRIBUTION IN SANDSTONES. AAPG Bulletin, Vol 77, No 6, June, 1993, p. 1101-1104.
- 18) Salih Saner et al.: ESTIMATION OF PERMEABILITY FROM WELL LOGS USING RESISTIVITY AND SATURATION DATA. SPE Formation Evaluation, March, 1997.
- 19) Wyllie M.R. J. And Spangler M.B.: ELECTRICAL RESISTIVITY AND FLUID FLOW. Petroleum Transactions of AIME, 1970.

BIBLIOGRAFÍA.

Alger, R.P. et al.: NEW UNIFIED METHOD OF INTEGRATING CORE CAPILLARY PRESSURE DATA WITH WELL LOGS. Paper Number SPE 16793, september, 1987.

Asquith, George.: BASIC WELL LOG ANALYSIS FOR GEOLOGISTS. AAPG, Tulsa, Oklahoma. 1982.

Batycky, J.P. et al.: INTERPRETING CAPILLARY PRESSURE AND ROCK WETTING CHARACTERISTICS FROM UNSTEADY STATE DISPLACEMENT MEASUREMENTS. 55th Annual Technical Conference of SPE of AIME. September, 1980.

Bertin J.J.: MECÁNICA DE FLUIDOS PARA INGENIEROS. Ed Prentice-Hall, 1ª edición en español 1986.

APUNTES DE CLASE DE REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZOS. FI, UNAM, 1997.

Delclaud, J.P.: NEW RESULTS ON THE DISPLACEMENT OF A FLUID BY ANOTHER IN A POROUS MEDIUM. Paper Number SPE 4103, 1972.

Dewan, John T.: ESSENTIALS MODERN OPEN-HOLE LOG INTERPRETATIONS. PennWell Books, 1983.

Dumore, J.M. and Schols, R.S.: DRAINAGE CAPILLARY PRESSURE FUNCTIONS AND THEIR COMPUTATION FROM ONE ANOTHER. 47th Annual Fall Meeting of the SPE of AIME, Texas, October, 1972.

Fatt, Irving.: AN ELECTRODELESS SYSTEM FOR MEASURING ELECTRIC LOGGING PARAMETERS ON CORES MUD SAMPLES. Journal of Petroleum Technology. March, 1961.

Gatlin, Carl.: PETROLEUM ENGINEERING. DRILLING AND WELL COMPLETIONS. Prentice-Hall Inc., 1960.

Jennings, J. F.: CAPILLARY PRESSURE TECHNIQUES: APPLICATION TO EXPLORATION AND DEVELOPMENT GEOLOGY. AAPG Bulletin, V. 71, No 10, October, 1987.

Katz, D.L.: CAPILLARY EFFECTS IN ROCKS OF THE EARTH; INFLUENCE ON WELL BEHAVIOR. III invitational Well Testing Symposium, Berkeley, 1980.

Keller, G.V.: EFFECT OF WETTABILITY ON THE ELECTRICAL RESISTIVITY OF SAND. Oil and Gas Journal, January, 1953.

Labastie, A. and Guy, M.: EFFECT OF FLOW RATE AND WETTABILITY ON WATER-OIL RELATIVE PERMEABILITIES AND CAPILLARY PRESSURE. 55th Annual Technical Conference of the SPE of AIME, September, 1980. Paper Number SPE 9236.

Leif Magne Meling.: DESCRIPTION OF WETTABILITY AND FLUID CONTACTS BY USING CORE AND LOG DATA. 1992 SCA Conference. Paper Number SCA 9210.

Lewis, M.G.: TECHNIQUES FOR MEASURING THE ELECTRICAL PROPERTIES OF SANDSTONE CORES. Paper Number SPE 18178. October, 1988.

Martínez de la Rosa, J.J.: APLICACIÓN DEL METODO POTENCIOMETRICO A LA MEDICION DE RESISTIVIDAD DE ROCAS POROSAS SATURADAS. Revista del Instituto Mexicano del Petróleo, Julio de 1972.

Maute R.E. and Lyle W.D.: IMPROVED DATA ANALYSIS METHOD DETERMINES ARCHIE PARAMETERS FROM CORE DATA. Journal of Petroleum Technology, January, 1992.

Mian, M.A.: PETROLEUM ENGINEERING HANDBOOK VOL I. PennWell Books. Tulsa, Oklahoma. 1992.

Moore E.J. and Szasz S.E.: DETERMINING FORMATION WATER RESISTIVITY FROM CHEMICAL ANALYSIS. Journal of Petroleum Technology. March, 1961.

Morgan, F. And Wyllie M.R.J.: A NEW TECHNIQUE FOR THE MEASUREMENT OF THE FORMATION FACTORS AND RESISTIVITY INDICES OF POROUS MEDIA. Petroleum Transactions of AIME, Vol 192, 1951.

Muravyov, R. et al.: DEVELOPMENT AND EXPLOITATION OF OIL AND GAS FIELDS. Translated from Russian by Alexander Gurevica. Peace Publishers, Moscow, 1969.

Poupon, A., Loy, M.E. and Tixier M.P.: A CONTRIBUTION TO ELECTRICAL LOG INTERPRETATION IN SHALY SANDS. Petroleum Branch AIME. October, 1953. Paper Number 311-G.

Purcell, W.R.: CAPILLARY PRESSURES -THEIR MEASUREMENT USING MERCURY AND THE CALCULATION OF PERMEABILITY THEREFROM. Petroleum Transactions of AIME. February, 1949.

Rockwood, S.H., Lair, G.H. and Langford B.J.: RESERVOIR VOLUMETRICS PARAMETERS DEFINED BY CAPILLARY PRESSURES STUDIES. 31th Annual Fall Meeting of the Petroleum Branch of the AIME. October, 1956.

Rodríguez Nieto, Rafael.: APUNTES DE MECÁNICA DE FLUIDOS. FI, UNAM, 1996.

Slider, H.C.: PETROLEUM RESERVOIR ENGINEERING METHODS. Petroleum Publishing Company, 1976.

Smith, D.: PREDICTING A DOWN DIP WATER LEVEL USING CAPILLARY PRESSURE RELATIONSHIPS. SPWLA, 31st annual Logging Symposium, June, 1990.

Walther, H.C.: SATURATIONS FROM LOGS -LABORATORY MEASUREMENTS OF LOGGING PARAMETERS. Paper Number SPE 1865. October, 1967.

Williams, Milton.: ESTIMATION OF INTERSTITIAL WATER FROM THE ELECTRIC LOG. Petroleum Transactions of AIME, Vol 189, 1950.

Wyllie, M.R.J.: THE FUNDAMENTALS OF WELL LOG INTERPRETATION. Academic Press. Inc., 1963.

Wyllie M.R.J. and Walter, D.R.: SOME THEORETICAL CONSIDERATIONS RELATED TO THE CUANTITATIVE EVALUATION OF THE PHYSICAL CHARACTERISTICS OF RESERVOIR ROCK FROM ELECTRIC LOG DATA. Petroleum Transactions of AIME, Vol. 189, 1950.