

01124
9



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

**“DETERMINACIÓN DE POROSIDAD Y RESISTIVIDAD
EN NÚCLEOS DE DIÁMETRO COMPLETO DE
YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS”**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A N :

IGNACIO DÍAZ SOTO PÉREZ.

MARIBEL JAIME VÁSQUEZ.



TUTOR: DR. RAFAEL HERRERA GÓMEZ.

TUTOR: DR. FERNANDO SAMANIEGO VERDUZCO.

CD. UNIVERSITARIA, MÉXICO, D.F., ABRIL DEL 2003



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

TESIS:

**"DETERMINACIÓN DE POROSIDAD Y RESISTIVIDAD
EN NÚCLEOS DE DIÁMETRO COMPLETO DE
YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS"**

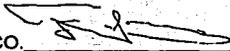
PRESENTADA POR:

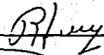
IGNACIO DÍAZ SOTO PÉREZ.
MARIBEL JAIME VÁSQUEZ.

DIRIGIDA POR:

DR. RAFAEL HERRERA GÓMEZ.

JURADO:

Presidente: DR. FERNANDO SAMANIEGO VERDUZCO. 

Vocal: DR. RAFAEL HERRERA GÓMEZ. 

Secretario: M. I. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO. 

1er. Suplente: M. I. JOSÉ ANTONIO GONZÁLEZ GUEVARA. 

2do. Suplente: M. I. JOSÉ MARTÍNEZ PÉREZ. 



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO
AV. PUNTA LI
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN
60-1-262

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

SR. IGNACIO DÍAZ SOTO PÉREZ
Presente

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

DETERMINACIÓN DE POROSIDAD Y RESISTIVIDAD EN NÚCLEOS DE DIÁMETRO COMPLETO DE YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

	ÍNDICE
	RESUMEN
I	INTRODUCCIÓN
II	ANTECEDENTES
III	BASES TEÓRICAS DE POROSIDAD Y RESISTIVIDAD
IV	DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO
V	MEDICIÓN Y CÁLCULO DE LA POROSIDAD EN EL LABORATORIO
VI	MEDICIÓN Y CÁLCULO DE LA RESISTIVIDAD EN EL LABORATORIO
VII	EJEMPLOS DE APLICACIÓN
VIII	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
	APÉNDICE A
	APÉNDICE B
	BIBLIOGRAFÍA

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

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

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"
Cd. Universitaria, D.F., a 3 de abril de 2003
EL DIRECTOR

M. en C. GERARDO FERRANDO BRAVO

GFBR/GC/plg

Dirección General de Bibliotecas
Enviar en formato electrónico e impreso el
código de mi trabajo recepcional.

PRE: DÍAZ SOTO
PÉREZ IGNACIO
16/05/03
Ignacio



INSTITUTO NACIONAL DE INVESTIGACIONES CIENTÍFICAS
 MINISTERIO DE EDUCACIÓN

FACULTAD DE INGENIERÍA
 DIRECCIÓN
 60-1-263

**TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN**

SRITA. MARIBEL JAIME VÁSQUEZ

Presente

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

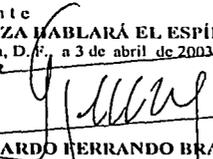
DETERMINACIÓN DE POROSIDAD Y RESISTIVIDAD EN NÚCLEOS DE DIÁMETRO COMPLETO DE YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

	ÍNDICE
	RESUMEN
I	INTRODUCCIÓN
II	ANTECEDENTES
III	BASES TEÓRICAS DE POROSIDAD Y RESISTIVIDAD
IV	DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO
V	MEDICIÓN Y CÁLCULO DE LA POROSIDAD EN EL LABORATORIO
VI	MEDICIÓN Y CÁLCULO DE LA RESISTIVIDAD EN EL LABORATORIO
VII	EJEMPLOS DE APLICACIÓN
VIII	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
	APÉNDICE A
	APÉNDICE B
	BIBLIOGRAFÍA

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

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

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"
 Cd. Universitaria, D. F., a 3 de abril de 2003
 EL DIRECTOR


 M. en C. GERARDO FERRANDO BRAVO

GFB*JACC:RR

AGRADECIMIENTOS

A la UNAM y en especial a la Facultad de Ingeniería por habernos permitido lograr nuestro más grande sueño, por brindarnos la oportunidad de desarrollarnos como seres humanos y como profesionistas; así como por permitirnos el acceso a su más grande tesoro, "el conocimiento".

Al Dr. Rafael Herrera Gómez.

Para agradecerle la oportunidad que nos brindó al permitirnos desarrollar este trabajo en el Laboratorio de Investigación en Núcleos Naturalmente Fracturados, así como por la aportación y sugerencias que nos proporcionó para el desarrollo del presente trabajo.

Al Dr. Fernando Samaniego Verduzco.

Por el interés mostrado y por sus acertadas observaciones en la revisión del presente trabajo.

AGRADECIMIENTOS

Al M. I. Néstor Martínez Romero.

Porque siga impulsando la superación de la carrera de Ingeniero Petrolero, así como por el apoyo que brinda a los alumnos.

Al M. I. José Martínez Pérez.

Por la ayuda que nos proporciona a todos los estudiantes de la carrera y por brindarnos todo su apoyo.

Al M. I. José Antonio González Guevara.

Por su ayuda y apoyo incondicional en nuestro desarrollo profesional.

Al Ing. Víctor Sánchez García.

Por la ayuda que nos brindó en el desarrollo teórico-práctico de este trabajo, así como por sus acertadas opiniones. Y por la amistad que nos ha demostrado en todo este tiempo.

A los Profesores de la F. I.

Por su dedicación y esmero en la formación de mejores profesionistas.

A Dios.

Por darnos el más grande Don de todos, el de la vida y por permitirnos llegar hasta donde estamos; así como para agradecerle por habernos dado nuestras respectivas familias.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

**“DETERMINACIÓN DE POROSIDAD Y
RESISTIVIDAD EN NÚCLEOS DE DIÁMETRO
COMPLETO DE YACIMIENTOS NATURALMENTE
FRACTURADOS”**

ÍNDICE

“DETERMINACIÓN DE POROSIDAD Y RESISTIVIDAD EN NÚCLEOS DE DIÁMETRO COMPLETO DE YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS”

OBJETIVO: Medir y calcular la porosidad y la resistividad en núcleos de diámetro completo.

	PAGINAS
ÍNDICE.	i
RESUMEN	1
CAPITULO I. INTRODUCCIÓN.	1
CAPITULO II. ANTECEDENTES.	5
CAPITULO III. BASES TEÓRICAS DE POROSIDAD Y RESISTIVIDAD.	28
CAPITULO IV. DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO.	92
CAPITULO V. MEDICIÓN Y CÁLCULO DE LA POROSIDAD EN EL LABORATORIO.	103
CAPITULO VI. MEDICIÓN Y CÁLCULO DE LA RESISTIVIDAD EN EL LABORATORIO.	111
CAPITULO VII. EJEMPLOS DE APLICACIÓN.	127
CAPITULO VIII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.	146
APÉNDICE A.	148
APÉNDICE B.	158
BIBLIOGRAFÍA.	164

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

**PAGINACIÓN
DISCONTINUA**

**DETERMINACIÓN DE POROSIDAD Y RESISTIVIDAD EN NÚCLEOS DE
DIÁMETRO COMPLETO DE YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS.****OBJETIVO:** Medir y calcular la porosidad y la resistividad en núcleos de diámetro completo.

ÍNDICE	PAGINAS
	i
RESUMEN	1
CAPITULO I INTRODUCCIÓN.	1
CAPITULO II ANTECEDENTES.	5
II.1 Aspectos geológicos.	5
II.2 Que es una fractura natural.	15
II.3 Que es un yacimiento naturalmente fracturado.	15
II.4 Requerimientos necesarios para que se de una acumulación de hidrocarburos.	16
II.5 Análisis de núcleos e interpretación de resultados.	18
II.5.1 Observaciones generales.	18
II.5.1.1 Análisis de núcleos.	18
II.5.1.2 Análisis especiales de núcleos.	19
II.5.2 Análisis convencionales de núcleos.	20
II.5.2.1 Traslado de núcleos.	20
II.5.2.2. Muestreo. Recolección y preservación de muestras.	21
II.5.2.3. Análisis convencionales de núcleos.	23
II.5.2.3.1 Análisis parcial de núcleos.	23
II.5.2.3.2 Análisis completo de núcleos.	24

II.5.3 Aplicaciones del análisis de núcleos.	24
II.5.3.1 Exploración.	24
II.5.3.2 Terminación y reparación de pozos.	24
II.5.3.3 Desarrollo de campos.	25
II.5.3.4 Evaluación de pozos y yacimientos.	25
II.5.4 Cálculos.	26
CAPITULO III BASES TEÓRICAS DE POROSIDAD Y RESISTIVIDAD.	28
III.1 Porosidad.	28
III.1.1 Medio poroso.	28
III.1.2 Definición de porosidad.	29
III.1.3 Porosidad absoluta y efectiva.	33
III.1.3.1 Determinación de la porosidad efectiva.	34
III.1.3.2 Determinación del volumen total.	36
III.1.3.3 Determinación de la porosidad absoluta.	47
III.1.4 Porosidad primaria u original.	47
III.1.5 Porosidad secundaria.	48
III.1.6 Parámetros de fractura.	49
III.1.7 Porosidad de fractura.	51
III.2 Resistividad.	53
III.2.1 Resistencia.	53
III.2.2 Definición de resistividad.	54
III.2.3 Resistividad en las rocas.	57
III.2.4 Resistividad en el medio poroso.	59
III.2.5 Resistividad de los fluidos.	64
III.2.6 Resistividad del agua de formación.	65
III.2.6.1 determinación de la resistividad del agua de formación.	65

III.2.7 Aplicaciones de la resistividad.	67
III.2.7.1 Factor de formación.	68
III.2.7.1.1 Relación entre el factor de formación y la porosidad.	70
III.2.7.1.2 Determinación del factor de formación.	71
III.2.7.1.3 Fundamento teórico.	72
III.2.7.2 Significado de los parámetros "G" y "m".	78
III.2.7.3 Relación entre la tortuosidad y porosidad de estancamiento.	80
III.2.7.4 Relación entre F_R y la tortuosidad.	83
III.2.7.5 Relación entre F_R y el factor de cementación.	86
III.2.8 Resistividad de las rocas parcialmente saturadas.	88
III.2.9 Secuencia de análisis de laboratorio para obtener los parámetros eléctricos de una roca (F, a, m, A, M, I, y n).	90
CAPITULO IV DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO.	92
IV.1 Cortadora de núcleos.	92
IV.2 Lavador de núcleos.	93
IV.3 Porosímetro.	94
IV.4 Modulo de saturación de muestras.	96
IV.5 Celda de alta presión.	98
IV.6 Equipo electrónico.	102

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

CAPITULO V	MEDICIÓN Y CÁLCULO DE LA POROSIDAD EN EL LABORATORIO.	103
	V.1 Porosidad total.	104
	V.1.1 Proceso de medición.	104
	V.2 Porosidad efectiva.	107
	V.2.1 Proceso de medición.	109
	V.3 Porosidad de matriz y de fractura.	110
	V.3.1 Proceso de medición.	110
CAPITULO VI	MEDICIÓN Y CÁLCULO DE LA RESISTIVIDAD EN EL LABORATORIO.	111
	VI.1 Proceso de medición.	111
	VI.2 Procedimiento secuencial de cálculo para la técnica de los dos electrodos.	117
	VI.3 Procedimiento secuencial de cálculo para la técnica de los cuatro electrodos.	119
	VI.4 Criterios de diseño.	122
	VI.5 Configuración y características principales del sistema.	123
	VI.5.1 Preparación de la muestra.	124
	VI.5.2 Montaje.	125
CAPITULO VII	EJEMPLOS DE APLICACIÓN.	127
	VII.1 Muestreo.	128
	VII.2 Descripción de las muestras.	128
	VII.3 Preparación de muestras.	130
	VII.4 Porosidad total.	131
	VII.5 Porosidad efectiva.	132
	VII.6 Comportamiento de la porosidad efectiva.	133

VII.7 Resistividad.	139
VII.7.1 Comportamiento de la resistividad.	139
 CAPITULO VIII CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.	 146
 APÉNDICE A	 148
A.1 Naturaleza compleja de la conducción eléctrica en las rocas.	148
A.2 Modelación eléctrica de las rocas mediante un circuito RC en paralelo.	153
A.3 Resistividad y conductividad.	156
 APÉNDICE B	 158
B.1 Determinación de la resistividad del agua de formación.	158
B.2 Obtención de la R_w de catálogos de agua.	158
B.3 Obtención de la R_w de análisis químicos.	159
B.4 Obtención de la R_w del registro SP.	159
B.5 Obtención de la R_w por medición directa.	160
 BIBLIOGRAFÍA	 164

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

RESUMEN.

En el desarrollo de esta tesis, se presenta una propuesta relacionada con un procedimiento para obtener dos propiedades que son consideradas fundamentales para la caracterización de yacimientos y de las cuales se pueden obtener propiedades, parámetros y conceptos importantes. Estas propiedades son la porosidad, tanto absoluta como efectiva y la resistividad de la roca.

La determinación de las propiedades petrofísicas se pueden realizar a temperatura de laboratorio, con muestras grandes, cuyo diámetro es el de corte en los pozos petroleros, variando de 2, 2 5/8, 3, 3 1/2 y 4 pg, con longitud de 2 hasta 7 pulgadas, para tener mayores posibilidades de incluir ambos tipos de porosidades; intergranular y secundaria. Para este estudio se utilizaron muestras de CANTARELL, en las cuales se observa que su superficie lateral presenta un aspecto liso o intergranular, con irregularidades causadas por cavernas y fracturas que varían en cantidad y tamaño, dificultando notablemente su análisis, las cuales sin embargo para este estudio, siempre se mantuvieron abiertas al flujo.

Los análisis petrofísicos de las muestras con porosidad secundaria se emplearon muestras provenientes de la Sonda de Campeche, en México.

En el capítulo I (la introducción), se hace una descripción breve de la importancia de las propiedades descritas en el presente trabajo.

En el capítulo II se presentan los antecedentes, en los cuales se hace un recuento histórico relacionado con los yacimientos naturalmente fracturados, así como de la evolución de los estudios que se les realizan, con el objeto de explotarlos más eficientemente.

En el capítulo III se hace referencia a las bases teóricas, en las cuales se menciona la evolución de los estudios realizados para obtener las dos propiedades de interés para esta tesis, porosidad y resistividad, así como algunos métodos tradicionales para su obtención.

En el capítulo IV se hace la descripción del equipo; en este capítulo se proporciona información referente a la preparación de las muestras, es decir sobre el corte y lavado de las mismas; así mismo se describe el diseño del equipo experimental y se mencionan sus características especiales de cada uno de ellos.

En el capítulo V se describe el método de obtención de la porosidad y la porosidad efectiva; indicándose cual es su proceso de medida, el desarrollo algebraico del modelo matemático, y las lecturas obtenidas. La metodología empleada tradicionalmente se modificó para trabajar muestras de diámetro completo.

Cabe mencionar que para obtener información petrofísica del sistema de doble porosidad, se modificaron los métodos convencionales empleados para muestras pequeñas, realizando los siguientes cambios:

- a) Se diseñó el método de medición de tal manera que los valores obtenidos para los volúmenes de poros sean independientes uno de otro, repetitivos, que no exista acumulación de energía o fluido en la muestra de una medición para la otra y se miden tanto a condiciones estándar como de yacimiento.
- b) Se modificó la forma de medición, debido al cambio en las dimensiones de las muestras. La medición de las propiedades petrofísicas en núcleos a diámetro completo se efectúa en un equipo construido por TERRATEK SYSTEMS, especialmente diseñado para muestras de núcleos de diámetro completo, capaz de simular condiciones de yacimiento.
- c) Se realizaron cambios en la interpretación de las mediciones.
- d) Se miden las muestras simulando las condiciones del yacimiento, tanto para temperatura, como para el esfuerzo de confinamiento efectivo de interés, tanto en el horizontal como en vertical.

Con respecto a la resistividad, los métodos empleados para obtenerla fueron las técnicas de los dos y de los cuatro electrodos, con el objeto de hacer una comparación entre ambos.

En el capítulo 6 se describe una propuesta del método de obtención de la resistividad, así como algunas de sus aplicaciones como son el factor de formación, índice de resistividad, etc.

En el capítulo 7 se presentan algunos ejemplos de aplicación, en los cuales se obtiene el valor de la porosidad, absoluta y efectiva; así como la resistividad por el método de los dos y de los cuatro electrodos en núcleos naturalmente fracturados del campo Cantarell.

El capítulo 8 se presentan las conclusiones y recomendaciones correspondientes al trabajo realizado y a los resultados obtenidos.

En el apéndice A, se hace una descripción detallada de los conceptos básicos relacionados con las propiedades eléctricas de las rocas.

En el apéndice B se hace una descripción del procedimiento y el resultado para la obtención de la resistividad del agua; así mismo se presenta un nomograma con el cual se demuestra la aproximación de los resultados obtenidos comparados con los estimados a través de la interpretación de un registro geofísico, con el cual fue realizado el nomograma.

I. INTRODUCCIÓN.

Es de primordial importancia para la industria petrolera y principalmente para la explotación de yacimientos de hidrocarburos (aceite y/o gas), conocer bien las características del sistema roca-fluidos, para conseguir una explotación más eficiente y así obtener la máxima producción de estos yacimientos.

Los métodos para la obtención de la información antes mencionada, son principalmente los siguientes:

- a) Análisis petrofísicos, petrográficos, biocronoestratigráficos y mineralógicos de núcleos :
- b) Interpretación de registros geofísicos de pozos.
- c) Sísmica.
- d) Pruebas de pozo.

Algunos de los parámetros obtenidos a partir de estos métodos son:

- Porosidad*.
- Permeabilidad.
- Tiempo de tránsito.
- Densidad.
- Resistividad*.
- Saturación de fluidos.
- Presión capilar.
- Mojabilidad.

Otros datos e información importante se obtiene par realizar estudios de:

- e) Simulación numérica.
- f) Recuperación secundaria.
- g) Recuperación mejorada.

I. INTRODUCCIÓN

Este trabajo está enfocado hacia el análisis petrofísico de núcleos, empleando núcleos de diámetro completo, de yacimientos naturalmente fracturados, mediante el cual se pretenden obtener dos propiedades de gran interés para la industria petrolera :

- *Porosidad.*
- *Resistividad.*

Por medio de este análisis se medirá la porosidad y la resistividad de la formación productora, ya que la información obtenida de los núcleos puede ser utilizada:

- Como un estándar de comparación y verificación de la información obtenida por medio de otros métodos.
- Como datos para la calibración y refinamiento de los cálculos realizados con registros geofísicos de pozos.
- Como información para la alimentación de simuladores matemáticos de yacimientos.

Las propiedades obtenidas mediante el análisis de núcleos son mediciones directas en la roca de las formaciones productoras, y para el caso de las muestras de diámetro completo se cuenta con un volumen mayor de roca de la formación productora, lo cual aumenta la confiabilidad y lo representativo de las mediciones obtenidas, así mismo, pueden contener suficiente porosidad secundaria.

Por otro lado, desde el punto de vista de los yacimientos naturalmente fracturados y vugulares, la importancia de la determinación de la producción y evaluación de este tipo de yacimientos ha aumentado en los últimos años; este incremento ha sido causado parcialmente por la necesidad de investigar la declinación de los yacimientos con el tiempo y también, por aumentar el conocimiento del comportamiento de las fracturas, vugulos, etc., existentes en las formaciones del subsuelo.

Por otra parte se presenta el fenómeno en que la presión interna o presión de poro que mantiene a los fluidos contenidos en el espacio poroso decrece, en función de la producción del yacimiento. La declinación de la presión de poro ocasiona una expansión de los fluidos contenidos en el espacio poroso, provocando consecuentemente un aumento de la producción. Esta caída de presión también provoca la contracción de la formación debida al incremento del esfuerzo efectivo de sobrecarga, o más específicamente, al incremento de presión efectiva de sobrecarga. Esta energía producida por la roca, debido a la cual se presenta la expulsión de los fluidos, se conoce como el mecanismo de empuje por compactación del yacimiento, el cual se expresa en términos de la compresibilidad total.

La obtención de la porosidad efectiva con gas helio (He) tanto de la matriz de la roca, como de las fracturas, se realizará en función del esfuerzo de compresión efectiva, por medio del cual se simula el proceso de declinación de la presión del yacimiento.

Para lograr lo anterior, es necesario efectuar como ya se ha mencionado los análisis respectivos, empleando muestras de diámetro completo, es decir, el diámetro de corte real de los núcleos extraídos de los pozos, de 2 $\frac{1}{2}$, 3, 3 $\frac{1}{2}$ y de 4 pulgadas por una longitud de 10 a 17 cm.

Con estas dimensiones de muestra, es posible incluir ambos sistemas de porosidad (de matriz y de fractura), ya que una muestra grande equivale en volumen hasta 100 muestras convencionales (tapones), con una mayor probabilidad de contener en su volumen rocoso grupos de fracturas, vóculos y canales de disolución.

En la actualidad la caracterización de yacimientos desempeña un papel muy importante en el manejo de proyectos de ingeniería de yacimientos, dirigidos a la optimización de la explotación de los yacimientos.

Los estudios petrofísicos son una parte muy importante en lo que se refiere al tema antes mencionado, y son especialmente ventajosos cuando los yacimientos son de características complejas. El principal propósito del análisis de núcleos, es obtener datos representativos de las propiedades de la formación.

I. INTRODUCCIÓN

La tecnología de núcleos ha avanzado recientemente de manera significativa, para lograr el propósito de caracterizar los yacimientos.

El propósito de esta tesis es medir las propiedades petrofísicas y eléctricas de las muestras de diámetro completo de yacimientos naturalmente fracturados, presentando y evaluando los resultados obtenidos.

Así mismo, se presenta una propuesta de medición para obtener la resistividad en este tipo de núcleos, en función de voltajes y ángulos de fase, por medio de la cual se pueden calcular los siguientes parámetros :

- Valores de resistividad.
- Índice de resistividad.
- Factor de formación.
- Tortuosidad.
- Algunos factores Geométricos.

II. ANTECEDENTES.

La industria del petróleo ha mostrado un gran interés en los yacimientos naturalmente fracturados (YNF). La historia de los YNF es tan larga como la historia del petróleo mismo. Durante el panel de discusión de los Ángeles relacionado con yacimientos fracturados (Marzo, 1952), Levorsen menciona que el concepto de "porosidad de fractura" fue introducido tan solo dos años después de que Drake perforó el primer pozo en 1861, por el geólogo E. B. Andrews, quien escribió que si las fracturas son numerosas a lo largo del eje del anticlinal, esto representa una causa primaria de una acumulación de hidrocarburos, y también que fue observada una ley de proporcionalidad entre el aceite producido y la cantidad de fisuras. Pero fue sólo al comienzo de 1950, con importantes descubrimientos en la Faja Spraberry al oeste de Texas y campos gigantes en Medio Oriente, lo que propició un gran interés por este tipo de campos. Continuando hacia fines de los años cincuentas, pero especialmente en las últimas cuatro décadas se han desarrollado varios conceptos relacionados con los YNF en diferentes áreas, como son la geología, la caracterización de yacimientos, el flujo hacia el pozo, mecánica de yacimientos, etc. Pero los estudios y los artículos publicados en la literatura presentan problemas sencillos en un área limitada, que no describen un concepto global de los yacimientos fracturados.

II.1 ASPECTOS GEOLÓGICOS.

Muchos de los yacimientos naturalmente fracturados que son productores actualmente han sido descubiertos cuando se buscaba algún otro tipo de yacimiento.

Algunos años atrás McNaughton y Garb (1975) estimaron que la recuperación final de los yacimientos fracturados productores superaría los 40 billones de barriles de aceite a condiciones de tanque (STPO).

Hoy en día se cree firmemente que esta estimación fue muy conservadora. Actualmente se puede confirmar que existen grandes volúmenes de hidrocarburos; esto no había sido descubierto en el pasado debido a que los pozos se taponaban y por ende se abandonaban (debido a que los pozos verticales no interceptan fracturas verticales).

II. ANTECEDENTES

La complejidad esencial del medio poroso de un yacimiento naturalmente fracturado se argumenta con el caso de las rocas carbonatadas, las cuales se caracterizan por presentar condiciones normalmente distintas a las que se presentan en las areniscas, que tienen principalmente porosidad del tipo intergranular.

La causa principal de esta diferencia es la naturaleza heterogénea de las propiedades de la roca carbonatada, como es el caso de la porosidad, la cual es un resultado de un amplio espectro de ambientes sedimentarios en los cuales se depositaron, así como sus texturas y los cambios diagenéticos subsecuentes experimentados por estas rocas.

Localización de algunos campos productores de aceite y gas considerados naturalmente fracturados :

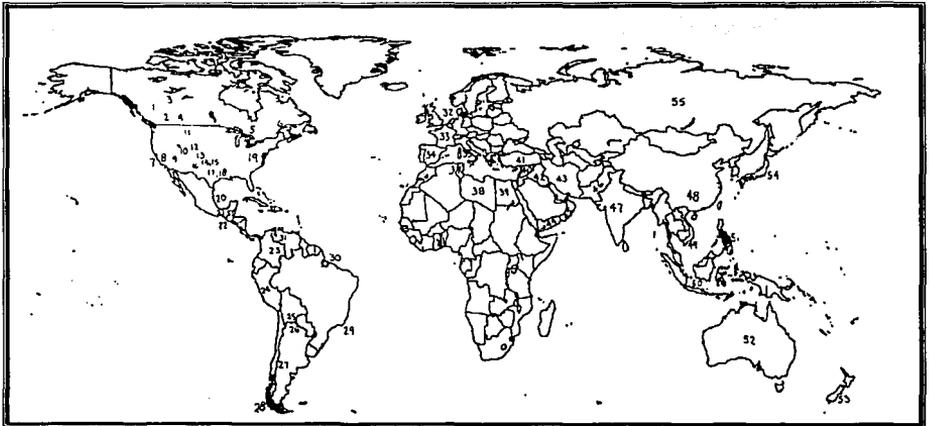


Fig. 2.1 Muestra la localización de algunos yacimientos naturalmente fracturados importantes. Estos yacimientos se encuentran alrededor de todo el mundo, en todo tipo de litologías y a lo largo de toda la columna geológica estratificada. (Naturally Fractured Reservoirs S.E. Dr. Roberto Aguilera; PennWell Books.)

II. ANTECEDENTES

A continuación se enlistan los yacimientos mostrados en la Fig. 2.1 :

- 1.- Yacimientos de aceite y gas en carbonatos; Área Monkman, Campos Sukunka y Bullmoose, British Columbia, Canadá (Terciario).
- 1^I.- Yacimientos de gas en carbonatos: Campo Beaver River, British Columbia, Canadá (Devoniano).
- 2.- Yacimientos de aceite en lutitas (White Specks Segundo): Alberta, Canadá (Cretácico).
- 3.- Yacimientos de aceite en carbonatos: Norman Wells, NW Territories, Canadá (Devoniano).
- 4.- Yacimientos de aceite en carbonatos: Campos Weyburn Unit y Midale. Saskatchewan, Canadá (Missipiiano).
- 5.- Yacimientos de aceite en carbonatos: Trenton, Ontario, Canadá (Ordoviciano).
- 6.- Yacimientos de gas en carbonatos: Campo St. Flavien, Québec, Canadá (Ordoviciano).
- 7.- Yacimientos de aceite en lutitas: Monterey, Costa afuera California (Mioceno).
- 8.- Yacimientos de Basamento & Lutita Monterey, Terrestre, California.
- 9.- Yacimientos de aceite o Campos Great Canyon y Bacon Flat (Devoniano).
- 10.- Yacimientos de aceite en Areniscas: campos Altamont & Blue Bell (Devoniano).
- 11.- Yacimientos de aceite en lutitas Bakken: Montana, North Dakota (Missipiiano).
- 11^I.- Yacimientos de aceite en Carbonatos: Campos Cabin Creek & Pennel, Montana (Ordoviciano, Siluriano).
- 11^{II}.- Yacimientos de aceite en Carbonatos: Campo Killdeer, North Dakota (Ordoviciano).
- 11^{III}.- Yacimientos de aceite en Carbonatos: Campo Little Knife, North Dakota (Devoniano).
- 11^{IV}.- Yacimientos de aceite en Carbonatos: Sanish Pool, North Dakota (Devoniano).
- 12.- Yacimientos de aceite en Lutita Mancos: Colorado.
- 13.- Yacimientos de aceite en basamento: Campo Orth, Kansas (Precámbrico).
- 14.- Yacimientos de aceite en Carbonato Karst: Campos Oklahoma City & Cottonwood Creek, Oklahoma (Ordoviciano).
- 14^I.- Yacimientos de aceite en Limo Missipiiano: Oklahoma (Missipiiano).
- 14^{II}.- Yacimientos de aceite en Impacto Meteórico: Estructura Ames, Oklahoma.
- 15.- Alta producción de aceite en la Tiza Niobrara, Silo Fieldo, Oklahoma.
- 16.- Yacimientos de Metano Coalbeo: San Juan Basin, Nuevo México.
- 17.- Yacimientos de aceite en Latiza Austin: Texas (Cretácico Superior).
- 17^I.- Yacimientos de aceite en Areniscas: Spraberry, Texas (Pérmico).
- 18.- Yacimientos de gas: Tight, Cotton Valley Basin, Texas.
- 19.- Yacimientos de gas en Lutita Negra: Appalachain Basin (Devoniano).
- 20.- Yacimientos de aceite en Carbonatos: Campo Bagre, México.
- 21.- Yacimientos de aceite en Carbonatos: Área de Reforma, Campos Sitio Grande y Cactus, México (Cretácico).
- 22.- Yacimientos de aceite en Carbonatos: Campos Rubelsanto y Chinaja, Guatemala (Triásico).
- 23.- Yacimientos de aceite y condensado en Areniscas: Andes Foothills, Colombia (Terciario).
- 24.- Yacimientos de aceite en la Arenisca Mogollon: Terrestre y Costa afuera, Perú (Cretácico).
- 25.- Yacimientos de gas y condensado en Areniscas: Bolivia (Devoniano).
- 26.- Yacimientos de gas y condensado en Areniscas: Argentina (Devoniano).
- 27.- Yacimientos de aceite en Carbonatos: Lindero Atravesado, Quintuco FM Argentina (Cretácico).

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

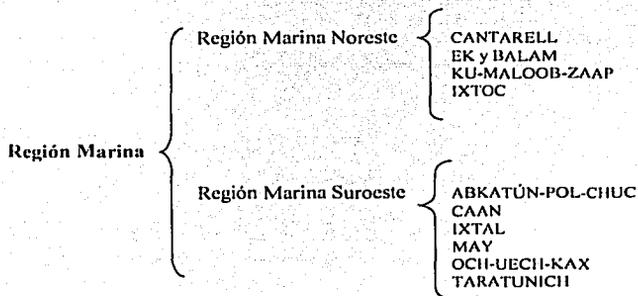
II. ANTECEDENTES

- 27¹.- Yacimientos de aceite en Carbonatos: Área Puesto Rojas, Argentina.
- 27^{II}.- Yacimientos de aceite en Carbonatos: Pampa Palvaco, Argentina..
- 28.- Yacimientos de aceite en Areniscas: Chile (Cretácico).
- 29.- Yacimientos de aceite en Areniscas: Costa afuera , Brasil (Cretácico).
- 30.- Yacimientos de aceite en Calcarenita: Costa afuera, Brasil (Cretácico).
- 31.- Yacimientos de aceite en Carbonatos: Campos La Paz y Mara, Venezuela (Cretácico).
- 32.- Yacimientos de aceite en Carbonatos: (Chalk): Mar del Norte, Campo Ekofisk (Cretácico Paleozoico).
- 33.- Yacimientos de aceite en Carbonatos: Campo Lacq, Francia (Cretácico Superior).
- 33¹.- Yacimientos de gas en Carbonatos: Campo Lacq, Francia (Cretácico).
- 33^{II}.- Yacimientos de gas en Carbonatos: Campo de gas Meillon, Francia (Jurásico).
- 34.- Yacimientos de aceite en Carbonatos: Campo Casa Blanca, Costa Afuera, España (Jurásico).
- 35.- Yacimientos de aceite en Carbonatos: Campo Cavone, Italia (Mesozoico).
- 36.- Yacimientos de aceite en Basamento: Campos Sidifili y Baton Marruecos.
- 37.- Yacimientos de aceite en Carbonatos: Costa Adentro, Túnez.
- 38.- Yacimientos de aceite en Basamento de Cuarcita: Campo Amal, Libia (Cámbrico).
- 39.- Yacimientos de aceite en Carbonatos: Alamein, Egipto, (Cretácico).
- 40.- Yacimientos de aceite en Carbonatos: Siria.
- 41.- Yacimientos de aceite en Carbonatos: Campo Raman, Turquía,.
- 42.- Yacimientos de aceite en Carbonatos: Campo Ain Zalah, Iraq (Cretácico).
- 42¹.- Yacimientos de aceite en Carbonatos: Campo Kirkuk, Iraq (Eoceno, Oligoceno).
- 43.- Yacimientos de aceite en Asmari, Irán (Oligoceno, Mioeceno).
- 44.- Yacimientos de aceite en Basamento: Yemen.
- 45.- Yacimientos de aceite en Carbonatos: Campo Dukhan, OMAN (Jurásico).
- 46.- Yacimientos de aceite en Carbonatos: Campos Dhurnal y Meyal, Pakistan (Terciario).
- 47.- Yacimientos de aceite en Carbonatos Costa afuera: India.
- 48.- Yacimientos de gas en Carbonatos: Campos Dachigangjing & muchos otros, China (Carbonífero).
- 49.- Yacimientos de aceite en Basamento Costa afuera: Vietnam.
- 50.- Yacimientos de gas en Carbonatos Costa Afuera: Indonesia (Eoceno).
- 51.- Yacimientos de aceite en Carbonatos: Campos Nido A y B, Filipinas.
- 52.- Yacimientos de gas en Areniscas: Campo Palm Valley, Australia (Ordoviciano).
- 53.- Yacimientos de aceite en Carbonatos: Campo Waihapa, Nueva Zelanda (Oligoceno).
- 54.- Yacimientos de gas y aceite en Lutitas de Silicio y Pedernal: Campo Ayukawa, J.
- 55.- Región Kouybychen, Karabulak, Achaluki, Zamanjul, Rusia.

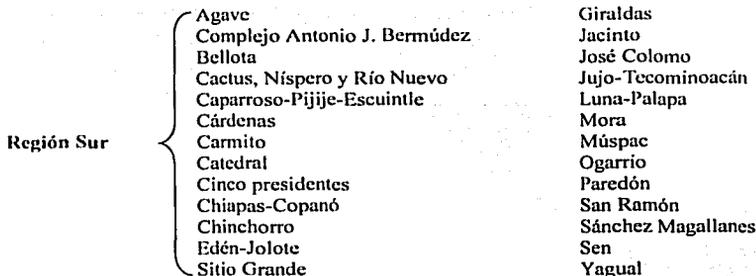
TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

II. ANTECEDENTES

En el ámbito nacional los yacimientos naturalmente fracturados se encuentran principalmente en la Región Marina y en la Región Sur; la Región Marina está dividida en:



TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



La región marina es también conocida como Sonda de Campeche; se encuentra localizada en el Golfo de México, se ubica en la porción occidental de la Península de Yucatán y frente al estado de Campeche y Tabasco. Ocupa dentro de la plataforma continental, una superficie aproximada de 15,000 Km². Esta área petrolera fue descubierta en 1976, gracias a la continuidad de los estudios paleogeográficos del Jurásico y Cretácico y como respuesta a la posibilidad de que se presentara una extensión de las características sedimentarias, estratigráficas y estructurales de los yacimientos de Chiapas-Tabasco hacia el mar, en el Golfo de México.

Dentro de la región marina los principales campos, jerarquizados por su importancia estratégica son :

- Cantarell (Figs. 2.2, 2.3 y 2.4).
- Ku (Figs. 2.5, 2.6 y 2.7).
- Ek.
- Balam.
- Abkatún-Pol-Chuc.

La porosidad presente en estos yacimientos es el resultado de cuatro factores fundamentales (Herrera; Tesis doctoral, UNAM, 2000):

- a) El origen erosional detrítico del banco calcáreo, parte del cual se observa, donde no alcanzó a formarse la brecha.
- b) Disolución, dentro del material detrítico de talud, por aguas probablemente de origen meteórico precipitadas sobre la superficie del gran banco.
- c) Dolomitización de los carbonatos sobre las aguas de origen meteórico cargadas con iones de potasio y magnesio.
- d) Intenso fracturamiento ocasionado por esfuerzos de tensión, al deformarse las rocas por el empuje de la sal, fallamientos de colapso y esfuerzos cortantes (fallas de transurrencia).

Mas adelante se presenta la Tabla 2.1 con información de algunos yacimientos de la región Marina Suroeste, de los cuales se han realizado pruebas en el *Laboratorio de Investigación en Núcleos Naturalmente Fracturados* de la **DEPFI, UNAM**, en el cual se llevó a cabo este trabajo (Herrera; 2002).

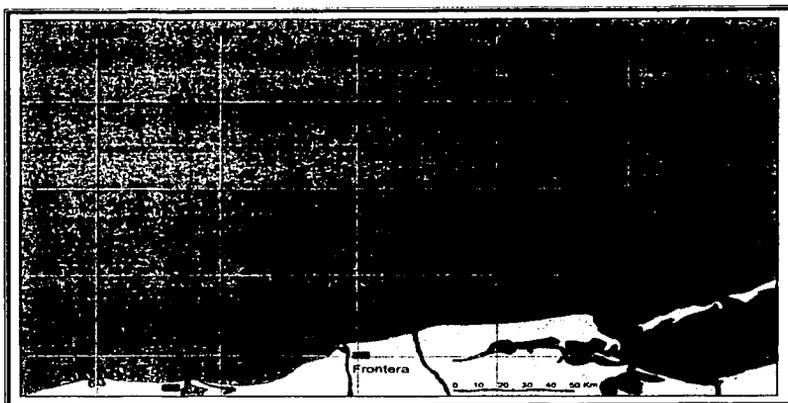


Fig. 2.2 El complejo Cantarell se localiza al noroeste de Ciudad del Carmen, a una distancia aproximada de 5 kilómetros.

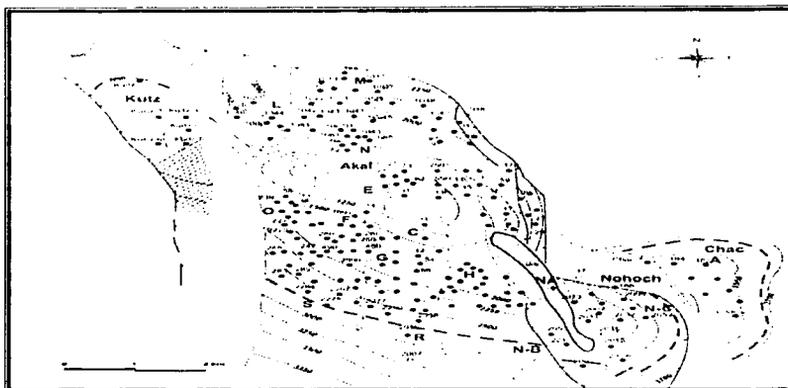


Fig. 2.3 Configuración estructural de la cima de la brecha del complejo Cantarell; se puede observar la ubicación de los campos Akai, Nohoch, Chac y Kutz que lo constituyen.

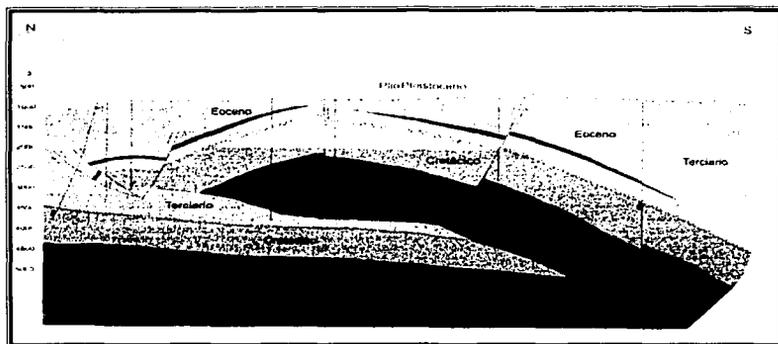


Fig. 2.4 Sección estructural tipo del complejo Cantarell. Las líneas sólidas negras corresponden a pozos perforados, los cuales han definido la geometría de los campos.

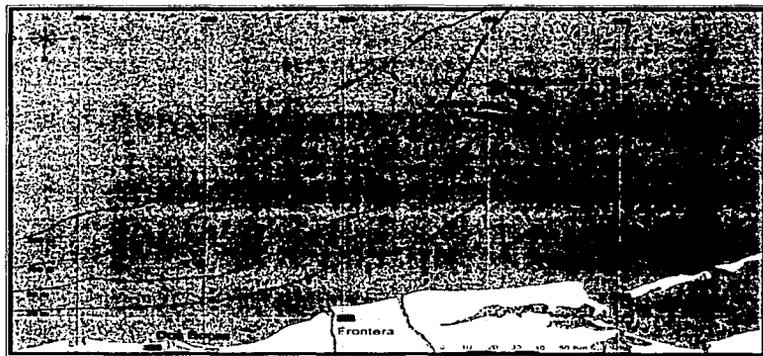


Fig. 2.5 El complejo Ku-Maloob-Zaap se encuentra a 105 kilómetros al noroeste de Ciudad del Carmen.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

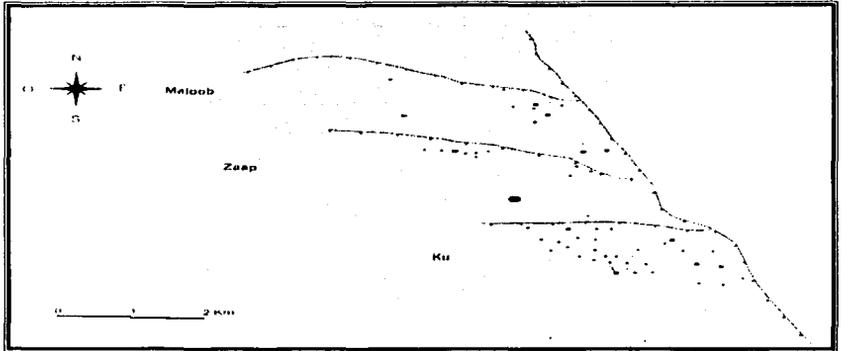


Fig. 2.6 Configuración estructural de la brecha del Cretácico Superior y Paleoceno Inferior del complejo Ku-Maloob-Zaap.

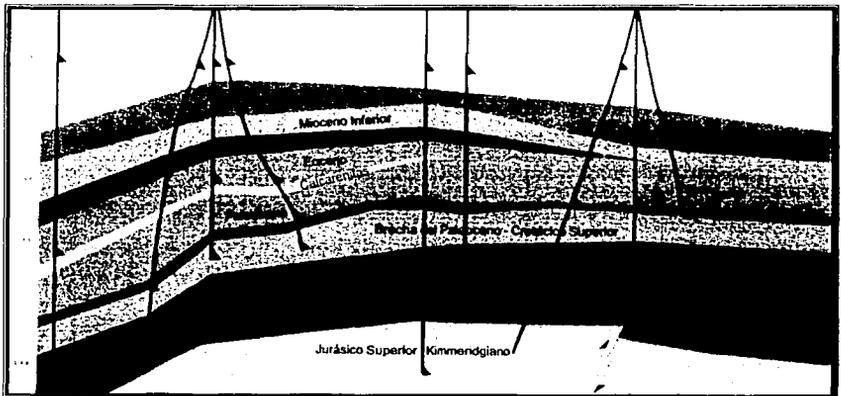


Fig. 2.7 Sección estructural tipo del complejo Ku-Maloob-Zaap, en donde se muestran los yacimientos existentes.

Tabla. 2.1 Información de algunos yacimientos de la región Marina Suroeste.

YACIMIENTO	FORMACIONES	TIPO DE ROCA	$\phi_{\text{PROMEDIO}}(\%)$	Sw (%)	k (mD)	T (°C)	SALINIDAD (ppm)
CANTARELL	CS; PI	Brecha dolomitizada y naturalmente fracturada	8-12	14-21	3000-5000	100-115	85000-90000
	JS; CI; CM	Dolomías fracturadas y alteradas por procesos diagenéticos	4-8	-----	800-2000	-----	-----
EK-BALAM	JSO	Cuerpos de arena sin consolidar	21	20-23	400	110-120	250000-320000
	PI; CS	*Brechas	-----	-----	-----	-----	45000-65000
KU- MALOOB-ZAAP	JSK	**Dolomías	3-5	11	-----	-----	-----
	PI; CS	***Brechas originalmente de calizas transformadas en dolomías por procesos diagenéticos	8-10	15	45.51	100-150	240000
	EM	Calcarenitas depositadas en un ambiente de plataforma somera, con porosidad primaria	20	20	90	100-150	200000-240000

* Los procesos diagenéticos han incrementado su porosidad y permeabilidad.

** Incrementaron su porosidad y permeabilidad debido al fracturamiento y a los procesos diagenéticos. Se tiene porosidad intercrystalina y de fracturas.

*** Porosidad primaria y secundaria, esta última producto de los procesos de disolución de los carbonatos.

II.2 QUE ES UNA FRACTURA NATURAL.

Una fractura natural es una discontinuidad macroscópica plana, que es el resultado de la aplicación de esfuerzos que exceden la fuerza de ruptura de la roca (Sterns 1990).

Otra definición dada por Nelson (1985) establece:

“Una fractura natural en un yacimiento es cuando se presenta en el yacimiento una discontinuidad macroscópica plana en la roca, debido a deformación o a diagénesis física”.

II.3 QUE ES UN YACIMIENTO NATURALMENTE FRACTURADO.

Un yacimiento naturalmente fracturado es aquel yacimiento que contiene fracturas creadas por la naturaleza. Estas fracturas naturales pueden provocar un efecto positivo o negativo en el flujo de los fluidos. Por ejemplo, se presenta una fuerza debida a las aperturas por pérdida de cementación o por una mineralización parcial de las fracturas, un efecto positivo para el flujo de aceite pero un efecto negativo para el flujo de agua o gas, debido a efectos de conificación. La dificultad al flujo que presentan las facturas totalmente mineralizadas, crea barreras para la permeabilidad a todo tipo de flujo (de aceite, gas y agua), lo cual origina que el yacimiento no sea redituable.

Todos los yacimientos contienen una cierta cantidad de fracturas naturales. Sin embargo, desde el punto de vista geológico y de la ingeniería de yacimientos, se consideran como yacimientos naturalmente fracturados solo a aquellos donde las fracturas tienen un efecto, positivo o negativo, en el flujo de fluido, como sugirió Nelson (1985).

Aguilera (1982) señala que un yacimiento naturalmente fracturado consta de dos sistemas diferentes, uno de fractura (fracturas, micro fracturas, macrovúgulos, vúgulos, canales de disolución, etc) y otro de matriz, cada uno de los cuales tienen sus propiedades específicas, tales como porosidad, permeabilidad, presión capilar, mojabilidad, resistividad, etc.

II.4 REQUERIMIENTOS NECESARIOS PARA QUE SE DE UNA ACUMULACIÓN DE HIDROCARBUROS.

En general un yacimiento de petróleo consiste de una roca generadora, una roca almacenadora, una roca sello, una trampa y un fluido confinado. La roca generadora o el medio ambiente generador, se considera que es la responsable del origen del petróleo. La mayor parte de los geólogos creen que el origen del petróleo es orgánico, principalmente relacionado con vegetales, los cuales fueron alterados por la presión, temperatura y bacterias. Algunos geólogos (Hunt, 1992), sin embargo, creen que el origen del petróleo es ígneo, lo cual indica que el aceite asciende desde el escudo granítico en las profundidades de la tierra. Actualmente es difícil de probar, que el aceite proviene de una fuente definida. Por ejemplo, que tipo de petróleo fue generado dentro de un área particular. Sin embargo, se cree que la roca generadora esta cerca del yacimiento de hidrocarburos.

La roca generadora es difícil de identificar porque normalmente no contiene hidrocarburos visibles. Snider (1934) indica que los principales tipos de roca generadora son: la lutita, seguida por la caliza.

La roca almacenadora está compuesta por camas porosas ó cuerpos porosos y permeables. Una determinación precisa de la porosidad de matriz y fractura es importante para realizar cálculos precisos de los hidrocarburos contenidos en el yacimiento. Las permeabilidades de matriz y fractura son parámetros importantes para el cálculo de las capacidades de flujo.

Las rocas ígneas, sedimentarias o metamórficas pueden ser rocas almacenadoras. Sin embargo, en la mayor parte del mundo las acumulaciones de hidrocarburos se presentan en rocas sedimentarias, principalmente en areniscas y en rocas carbonatadas.

La roca sello confina los hidrocarburos en la roca almacenadora debido a su bajo nivel de permeabilidad. Comunmente, los sellos tienen algo de plasticidad, lo cual permite entonces la deformación antes que la fractura durante los movimientos de la corteza terrestre. Las rocas sello más importantes son la lutita, seguida por las rocas carbonatadas y las evaporitas.

II. ANTECEDENTES

Una trampa está formada por material impermeable, el cual rodea la roca almacenadora por encima a un cierto nivel. La trampa retiene los hidrocarburos en el yacimiento. Las trampas están formadas por una variedad de estructuras y características estratigráficas. Landes (1959) proporcionó una clasificación simplificada de trampas de aceite y gas:

I.- Trampas Estructurales:

- a) Sinclinales.
- b) Anticlinales.
- c) Estructuras de domos salinos.
- d) Hidrodinámica.
- e) Falla.

II.- Trampas Estratigráficas:

- a) Variación de la permeabilidad causada por sedimentación.
- b) Variación de la permeabilidad causada por el agua subterránea.
- c) Variación de la permeabilidad causada por truncamiento y sello.

Se puede presentar una combinación de las características estructurales y estratigráficas, dando como resultado una trampa combinada. Las fracturas naturales pueden encontrarse en todos los tipos de trampa mencionados anteriormente.

II.5 ANÁLISIS DE NÚCLEOS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS.

II.5.1 OBSERVACIONES GENERALES.

CLASIFICACIÓN DE LOS TIPOS DE ANÁLISIS DE NÚCLEOS.

Los análisis de núcleos pueden llevarse a cabo en el laboratorio mediante varias formas:

- a) Los que dependen de varias mediciones para ser realizados.
- b) Los que dependen del tamaño de las muestras recibidas para ser realizados.
- c) Los que dependen del tipo de estudio a realizar (Estudios especiales para análisis de núcleos).

Por lo tanto, se tiene la siguiente clasificación:

II.5.1.1 ANÁLISIS DE NÚCLEOS.

A) ANÁLISIS CONVENCIONAL DE NÚCLEOS CON TAPONES PEQUEÑOS.

- a) Análisis parciales con muestras nuevas o recién extraídas:
 - *Medición de permeabilidad al gas.
 - *Medición de la porosidad.
- b) Análisis completos con muestras nuevas o preservadas:
 - *Medición de la permeabilidad al gas.
 - *Medición de la porosidad.
 - *Medición de las saturación de gas, agua y aceite.

B) ANÁLISIS DE NÚCLEOS DE DIÁMETRO COMPLETO CON NÚCLEOS NUEVOS.

- a) Medición de la permeabilidad horizontal.
- b) Medición de la porosidad.
- c) Medición de la saturación de agua, gas y aceite.

II.5.1.2 ANÁLISIS ESPECIALES DE NÚCLEOS.

- a) Presión Capilar.
*Por el método del estado restaurado.
*Por inyección de mercurio, evaporación o centrifugado.
- b) Permeabilidad al líquido^{*}.
- c) Permeabilidad relativa gas / aceite^{*}.
- d) Permeabilidad relativa agua / aceite^{*}.
- e) Prueba de susceptibilidad a la invasión por agua^{*}.
- f) Factor de Formación y relación de resistividad $R_T = \frac{R_o}{R_w}$ ^{*}.
- g) Mediciones varias, mojabilidad, etc.

^{*} Estas mediciones se llevan a cabo sobre la base de los resultados del análisis de núcleos para una selección limitada de muestras. Esta selección se hace en función de la permeabilidad o la porosidad, o de la función $k \cdot \phi$. Estos estudios son necesarios para realizar la predicción del comportamiento de los campos en función del tiempo y para la estimación de reservas. Estos análisis se realizan subsecuentemente en laboratorios especializados.

II.5.2 ANÁLISIS CONVENCIONALES DE NÚCLEOS.

II.5.2.1 TRASLADO DE NÚCLEOS.

Un núcleo puede ser considerado como una pieza de evidencia costosa, la cual puede ser investigada de acuerdo a un cuidadoso y bien planeado plan general. Antes de remover el núcleo existente del barril contenedor, se debe de llenar una tarjeta (para ser archivada) con los siguientes datos:

- a) Longitud en pies de los intervalos del núcleo.
- b) Longitud colectada e inventario de los fragmentos (las piezas sueltas son arbitrariamente colocadas a un pie del núcleo).
- c) Una descripción geológica detallada y dibujada.
- d) Descripción de las zonas impregnadas en las muestras (gas, aceite, fluorescencia).

En el caso de las mediciones de saturación, el núcleo nunca se lava, pero se limpia con trapos secos limpios.

Los fragmentos reservados para un análisis inmediato se colectan y envían al laboratorio del lugar de trabajo o son preservados para un envío posterior. Los fragmentos elegidos para analizar y determinar las propiedades físicas del yacimiento se guardan en cajas, son bien identificados (rotulados) y se envían al laboratorio geológico.

Un laboratorio de análisis de núcleos en el sitio de trabajo, o un laboratorio central si la distancia no es tan grande con referencia al sitio de trabajo, proporcionaría resultados rápidos para planear la dirección del resto del programa de perforación, por ejemplo, zonas con probable producción de aceite o agua, para un examen de pruebas del contenido de la formación para ser llevadas a cabo inmediatamente, en zonas de transición, para continuar con la perforación, para la terminación, etc.

II.5.2.2. MUESTREO. RECOLECCIÓN Y PRESERVACIÓN DE MUESTRAS.

El muestreo varía según la compañía de prospección (recuperación de núcleos). En general la frecuencia para llevar a cabo la recolección, para realizar análisis convencionales con tapones pequeños es:

- a) Tres muestras por metro para muestras nuevas, para mediciones de permeabilidad, porosidad y saturación. Sin embargo esta frecuencia se incrementa algunas veces a cuatro muestras por metro.
- b) Cuatro muestras (horizontal y vertical) por metro para medición de permeabilidad y porosidad solamente.

Para tener un análisis completo, un muestreo representativo (por cada tercera o cuarta muestra tomada dejar un metro de holgura) deberá de realizarse, el cual tendrá que ser lo más homogéneo posible. Si las muestras cambian durante la realización del muestreo, los distintos tipos de muestras obtenidas se deben recolectar, sin desechar ninguno de sus fragmentos.

Las formaciones en las cuales no es evidente su productividad, o las que están constituidas por margas o arcillas, no se analizan y solamente se realiza un muestreo en intervalos largos.

En el caso del análisis de núcleos de diámetro completo, se analiza el núcleo entero ó completo.

El muestreo para el análisis de los núcleos de pared se realiza de acuerdo a los datos que proporcionan los registros geofísicos de los pozos. Cada muestra recolectada se analiza hasta donde sea posible.

Los núcleos se protegen cuidadosamente durante el análisis; y en particular, las mediciones de saturación no se realizan inmediatamente, sino hasta después de ser removidos del barril porta núcleos.

II. ANTECEDENTES

De los métodos convencionales usados se pueden mencionar los siguientes:

- a) Método de congelamiento rápido: los núcleos son almacenados en una cámara de hielo seco.
- b) Se cubren los núcleos con una delgada lámina de aluminio y un revestimiento de parafina.
- c) Se utilizan sacos de plástico que sirven para proteger las muestras.
- d) Se utilizan cajas a la medida del núcleo para protegerlo.
- e) Se utilizan tubos cerrados herméticamente para aislar y proteger la muestra.

Los primeros dos métodos dan excelentes resultados y los siguientes dos son de uso común en la industria. El quinto método normalmente no es utilizado frecuentemente, ya que se trata de un método especializado.

II.5.2.3. ANÁLISIS CONVENCIONALES DE NÚCLEOS.

Generalmente se consideran dos casos:

II.5.2.3.1 ANÁLISIS PARCIAL DE NÚCLEOS.

Los análisis parciales de núcleos, son mediciones de la porosidad y de la permeabilidad al gas, únicamente para muestras expuestas (que no son frescas o recién extraídas).

Las mediciones de la porosidad y de la permeabilidad al gas solamente pueden hacerse en muestras cuya forma sea geoméricamente perfecta, como se ha observado en las mediciones de permeabilidad al gas. Las muestras se cortan como cilindros ($\phi = 2.3\text{cm}$, $L = 2.5 \text{ ó } 3.00\text{ cm}$) o en cubos de 2 cm.

Después de que las muestras se han lavado cuidadosamente en solvente, se realizan las siguientes mediciones:

- a) La permeabilidad al gas para cada muestra con un permeámetro de cabeza variable o con permeámetro de cabeza constante.

Los valores estimados para la permeabilidad al gas se corrigen por el efecto Klinkenberg, para obtener la permeabilidad absoluta del núcleo.

- b) La estimación de la porosidad obtenida por medio del método de inmersión proporciona las densidades exactas de las masas. Existen otros métodos que proporcionan la misma información, sin embargo, con el primer método se obtienen mejores resultados.

II.5.2.3.2 ANÁLISIS COMPLETO DE NÚCLEOS.

El análisis completo de núcleos, comprende mediciones de la porosidad, de la permeabilidad al gas, así como de las saturaciones: de agua, gas y aceite, este tipo de análisis se puede llevar a cabo en muestras recién extraídas ó preservadas del pozo.

II.5.3 APLICACIONES DEL ANÁLISIS DE NÚCLEOS.

II.5.3.1 EXPLORACIÓN.

- a) Exploración de estructuras y determinación de sus características físicas.
- b) Estimación de las posibilidades de producción de los pozos exploratorios, profundidad de los pozos y pozos delimitadores o marginales.

II.5.3.2 TERMINACIÓN Y REPARACIÓN DE POZOS.

- a) Selección de los intervalos de muestreo.
 - b) Interpretación de muestras durante la perforación, comparación de resultados y explicación de las anomalías en las pruebas, etc.
 - c) Determinación de las mejores combinaciones para ordenar la realización de las terminaciones de los pozos, cuando estos se encuentran en diversas formaciones.
 - d) Selección de los intervalos y elección de las profundidades para colocar tapones, empacadores, tapones de cemento, etc. Que son instalados para no dejar entrar flujos de agua y gas.
 - e) Selección de los intervalos para perforar o llevar a cabo acidificaciones.
 - f) Estimación de la eficiencia en la terminación.
-

- g) Selección de los intervalos para reterminación.

II.5.3.3 DESARROLLO DE CAMPOS.

- a) Determinación del espaciamiento óptimo de los pozos.
- b) Determinación de la localización de nuevos pozos.
- c) Definición de las fronteras del campo.
- d) Estimación de la producción para la determinación del equipo que será usado en el campo.
- e) Definición de las zonas de contacto para los distintos fluidos.
- f) Correlaciones estructurales y estratigráficas.
- g) Muestreo y bases de interpretación para otros registros de pozos.
- h) Selección de intervalos para llevar a cabo una terminación óptima.

II.5.3.4 EVALUACIÓN DE POZOS Y YACIMIENTOS.

- a) Determinación del intervalo productor neto.
- b) Estimación de la productividad inicial.
- c) Determinación de los gastos de producción de agua.
- d) Determinación de la pérdida de presión en las zonas invadidas por agua o gas y de la producción simultánea en varias zonas.

- e) Estimación de la recuperación probable.
- f) Estimación de las reservas de aceite o gas.
- g) Estimaciones para unificar operaciones en acciones simultaneas.
- h) En la ingeniería de yacimientos y en los programas para mantenimiento de presión o recuperación secundaria.
- i) Optimización de las condiciones de producción del pozo y la recuperación máxima futura.

II.5.4 CÁLCULOS.

Debe hacerse notar que hay una tendencia a disminuir la extracción de núcleos. Si los mejores datos no están disponibles, el uso de correlaciones continuará. Además para las interpretaciones inmediatas, las cuales pueden ser basadas en las correlaciones, el uso de análisis de núcleos hace posible algunos cálculos útiles, los cuales son importantes para realizar los estudios de yacimientos.

Lo siguiente puede así ser calculado:

- a) El valor de permeabilidad promedio en el intervalo (ambos aritméticos o geométrico medio).
- b) Los valores promedio en el intervalo para:
 - Capacidad de almacenamiento: $\phi * h$.
 - Conductividad de la formación: $k * h$.

Los valores obtenidos por medio de este método pueden ser comparado con los obtenidos con otros métodos: pruebas durante la perforación, registros, etc.

II. ANTECEDENTES

- c) Cada saturación de agua connata por medio de mediciones directas (sedimento de aceite), por cálculos (empíricamente en base al agua total), por presión capilar o por estimación.
- d) Cuando se tienen ciertos resultados de análisis termodinámicos (PVT) como son la GOR (relación gas-aceite) y el FVF (factor de volumen de formación), se sabe que es posible estimar:
- Las reservas en el lugar.
 - La recuperación máxima.
 - Gastos de producción.
 - Gastos de inyección de agua.

III. BASES TEÓRICAS DE POROSIDAD Y RESISTIVIDAD

III. BASES TEÓRICAS DE POROSIDAD Y RESISTIVIDAD.

III.1 POROSIDAD.

Las rocas sedimentarias están formadas por granos de matriz sólida, con formas variables, las cuales se encuentran más o menos cementadas, y entre los cuales están los espacios vacíos.

Estos espacios vacíos son capaces de contener fluidos tales como agua, hidrocarburos líquidos y/o gaseosos y permitirles circular. En este caso a la roca se le dice que es porosa y permeable.

III.1.1 MEDIO POROSO.

El medio poroso es una porción de espacio ocupado por materia; una parte de ésta no es sólida y se le conoce con el nombre de espacio poroso. A la parte sólida se le conoce como matriz. Es decir, un material poroso es aquel sólido que contiene huecos o cavidades conectados o no, dispersos dentro de él de una manera regular o aleatoria, y que se presentan con una frecuencia relativamente alta dentro del sólido.

En dichos espacios vacíos, sobre todo si son pequeños, las fuerzas moleculares entre el sólido y el fluido, son de gran importancia y en estos casos, la porosidad es llamada de intersticios moleculares; en cambio en los huecos grandes, la pared porosa influye sólo parcialmente en el movimiento de fluidos; para nuestro fin importará solamente los espacios vacíos o huecos que estén comunicados.

Algunos autores definen el medio poroso como el portador de fluidos a través de huecos dejados entre los granos de roca que hace que los fluidos tomen trayectorias impredecibles y que formen redes complicadas de canales de flujo, como se muestra en el Fig. 3.1 (Mejía, Gómez, Osorno y Rodríguez; 1984).

III. BASES TEÓRICAS DE POROSIDAD Y RESISTIVIDAD

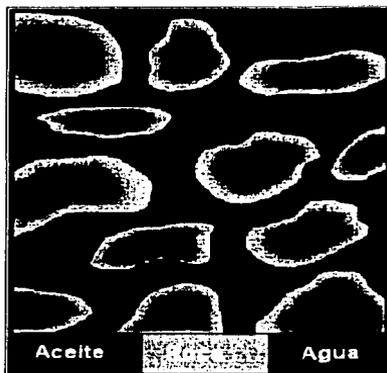


Fig. 3.1 Medio poroso, en el cual se muestran sus distintos componentes.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

III.1.2 DEFINICIÓN DE POROSIDAD.

Desde el punto de vista de la Ingeniería de Yacimientos, la porosidad es una de las propiedades físicas de la roca más importantes; representa una medida del espacio disponible para el almacenamiento de fluidos (volumen de aceite o gas o una mezcla de estos y agua, presentes en el yacimiento); es decir, la porosidad (ϕ) es la característica física más conocida de un yacimiento de petróleo. Determina los volúmenes de petróleo o gas que pueden estar presentes. Uno de los primeros estudios sobre la porosidad de una formación petrolera fue presentado por J. F. Cari en una publicación del Second Pennsylvania Survey (Segundo Estudio de Pensilvania) en 1987. Tales experimentos se hicieron con muestras de arena obtenida de pozos de petróleo de Tidioute, Pennsylvania. Su conclusión fue de que la arena podría contener una cantidad de petróleo equivalente del 7 al 20% del volumen de la roca. Los experimentos de Cari se realizaron con muestras de roca cuyos poros estaban un poco obstruidos con petróleo residual que había sido retenido y con muestras no saturadas bajo presión. Sin embargo, los experimentos de Cari y sus conclusiones descartaron la idea que se tenía en aquel entonces sobre la existencia de lagos y corrientes subterráneas de petróleo (Van Golf-Racht; 1982).

III. BASES TEÓRICAS DE POROSIDAD Y RESISTIVIDAD

La porosidad de un material se define como la fracción del volumen total de la roca no ocupada por el esqueleto mineral de la misma. En los yacimientos de petróleo, la porosidad representa el porcentaje del espacio total que puede ser ocupado por líquidos o gases. Dicha propiedad determina la capacidad de acumulación o de depósito de la arena y generalmente se expresa como porcentaje, fracción o decimal.

Un volumen de roca sedimentaria (V_r) está formado por un cierto volumen de sólidos (V_s) y un volumen de poros o huecos (V_p); es decir:

$$V_r = V_s + V_p \quad (3.1)$$

Si el volumen de poros se relaciona al volumen de roca se obtiene la porosidad (ϕ).

$$\phi = V_p / V_r \quad (3.2)$$

o también:

$$\phi = V_p / (V_s + V_p) \dots\dots\dots(3.3)$$

Con otras palabras, se puede decir que la porosidad es el porcentaje del volumen total de la roca almacenadora constituido por espacios o intersticios.

Pueden existir poros los cuales no están interconectados. La porosidad varía de acuerdo a:

- a) El tamaño y la forma del grano.
- b) La distribución de los granos.

III. BASES TEÓRICAS DE POROSIDAD Y RESISTIVIDAD

Así:

- Un arreglo cúbico (Fig. 3.2) de granos esféricos da un máximo de porosidad del 47.6%.
- Un arreglo rombohedral (Fig. 3.3) de granos esféricos da una porosidad del 26%.
- Un arreglo cúbico de granos esféricos de dos diferentes tamaños (Fig. 3.4) es una porosidad de 12.5% aproximadamente (Aguilera; 1995).

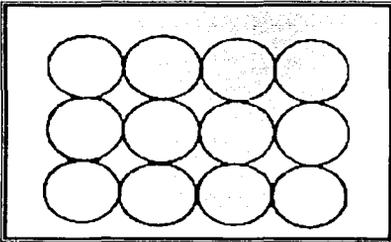


Fig. 3.2 Empacamiento cúbico. (Igual tamaño de grano). $\phi = 47.6\%$.

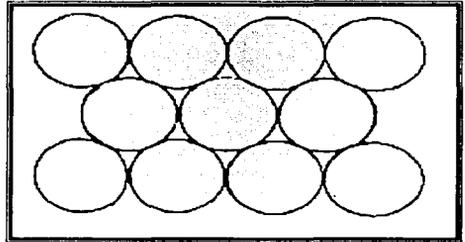


Fig. 3.3 Empacamiento rombohedral. (Igual tamaño de grano). $\phi \approx 26\%$.

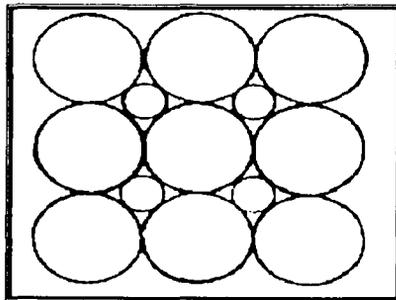


Fig. 3.4 Empacamiento cúbico. (Dos tamaños de grano). $\phi \approx 12.5\%$.

III. BASES TEÓRICAS DE POROSIDAD Y RESISTIVIDAD

Algunos valores reales de medidas de porosidades son:

- a) Areniscas: 10 a 40% dependiendo de la naturaleza del cementante y su estado de consolidación.
- b) Calizas y dolomías: 5 a 25%.
- c) Arcilla: 20 a 45% dependiendo de su origen y la profundidad.

Generalmente, la porosidad es:

- a) Reducida, si $\phi < 5\%$
- b) Baja, si $5 < \phi < 10\%$
- c) Buena, si $10 < \phi < 20\%$
- d) Muy buena, si $\phi > 20\%$

Ejemplos de poros y núcleos:

- a) Relativamente consolidados arenas o areniscas (Fig. 3.5). Los granos son relativamente angulares.
- b) Calizas (o yacimientos carbonatados). Esta porosidad es muy variable. La porosidad intercrystalina es equivalente a la de las areniscas mencionadas arriba, pero es muy baja (el tamaño de los poros es muy pequeño). Estas rocas pueden mostrar canales largos, los cuales por consiguiente aumentan su porosidad (Fig. 3.6).



Fig. 3.5 Arenisca, mostrando los poros, el agua y el aceite (LINNE; DEPEI, UNAM).



Fig. 3.6 Caliza, en la cual se observan los poros y los canales (LINNE; DEPEI, UNAM)

III.1.3 POROSIDAD ABSOLUTA Y EFECTIVA.

Existen dos clases de porosidad:

- a) Absoluta.
- b) Efectiva.

Porosidad absoluta (Fig. 3.7), es el porcentaje del volumen poroso con respecto al volumen total de la roca sin tener en cuenta, si los poros están interconectados entre sí o no. Una roca puede tener una porosidad absoluta considerable y aun así no tener conductividad a los fluidos, debido a la falta de intercomunicación de los poros. Este es el caso de la lava y otras rocas ígneas con porosidad vesicular; es decir, la porosidad absoluta o total de una muestra mide el volumen de sólidos a condiciones de laboratorio por medio de sus dimensiones, deduciéndose a partir de esta información el volumen total poroso, formado por las fracturas, vórgulos, canales y poros intergranulares e intercrystalinos interiores y exteriores, intercomunicados total o parcialmente en la muestra.



Fig. 3.7 Se muestra la porosidad absoluta, la cual incluye, tanto los poros intercomunicados como los no comunicados (LINNE, DEPEI, UNAM).

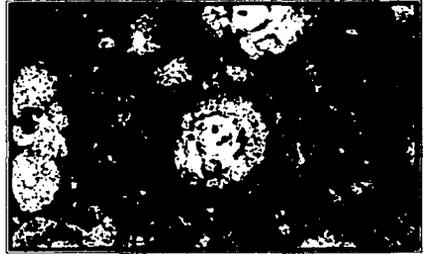


Fig. 3.8 Se muestra la porosidad efectiva, la cual incluye, únicamente los poros que están intercomunicados (LINNE, DEPEI, UNAM).

La porosidad efectiva es el porcentaje de espacio poroso intercomunicado con respecto al volumen total de la roca. Por consiguiente, es una indicación de la conductividad a los fluidos; esta porosidad es más pequeña que la total.

La porosidad efectiva es una función de muchos factores litológicos. Los más importantes son: tamaño de los granos, empaque de los granos, cementación, meteorización y lixiviación, cantidad y clases de arcillas, y estado de hidratación de las mismas (Fig. 3.8).

Los métodos empleados para determinar porosidad experimentalmente se dividen en: los diseñados para medir la porosidad efectiva y aquellos para medir la porosidad absoluta.

III.1.3.1 DETERMINACIÓN DE LA POROSIDAD EFECTIVA.

Cuando se preparan las muestras para la determinación de la porosidad, se seleccionan preferentemente con un volumen total de 10 a 20 cm³, con respecto del centro del núcleo original. Las superficies se deben limpiar para eliminar los residuos del lodo de perforación. Los fluidos se extraen por medio de una extractor "soxhlet", o con un aparato equivalente, empleando solventes de petróleo tales como benceno, tolueno o un hidrocarburo liviano.

III. BASES TEÓRICAS DE POROSIDAD Y RESISTIVIDAD

Para limpiar núcleos grandes, se ha utilizado la aplicación y reducción de presión varias veces sobre el núcleo, empleando una mezcla de anhídrido carbónico y tolueno (Stewart y Spurlock; 1952).

En los métodos de determinación del volumen de granos, se toma una muestra consolidada y se le extraen los fluidos con un solvente y posteriormente se seca.

El volumen total se determina colocando la muestra dentro de un líquido que no penetre en ella y observando el desplazamiento que ocurre, o bien, saturando primero la muestra y luego colocando la misma dentro de un líquido apropiado y observando de nuevo el desplazamiento del líquido. El volumen de los granos o del esqueleto sólido de la muestra se puede determinar por el desplazamiento volumétrico de un gas o de un líquido, mientras que el volumen de los poros se puede determinar midiendo la cantidad de líquido requerido para saturar la muestra (Pirson; 1965).

Otro método es el de **Expansión del gas contenido en los poros**:

Este método llamado de Washburn-Bunting (1922) permite también la determinación de la porosidad. El método usa una modificación de la bomba Toepler, empleada con frecuencia para obtener vacíos muy efectivos y expulsar el aire de las muestras secas.

El volumen total de la muestra se debe determinar separadamente.

El aparato consiste esencialmente de dos cámaras unidas entre sí por una unión esmerilada (Fig. 3.9). La cámara superior tiene un vástago graduado y termina en una válvula de paso. La inferior va unida a un tubo flexible y ésta a su vez lleva en el otro extremo un bulbo de nivelación.

Por aplicación de grasa de vacío a la válvula de paso y a la unión esmerilada, se obtiene un vacío muy efectivo. El método es muy práctico especialmente para muestras consolidadas.

III. BASES TEÓRICAS DE POROSIDAD Y RESISTIVIDAD

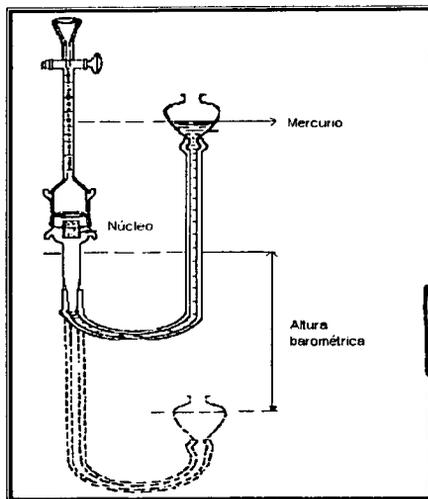


Fig. 3.9 Porosímetro Washburn-Bunting; 1965.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

III.1.3.2 DETERMINACIÓN DEL VOLUMEN TOTAL.

El volumen total de muestras que han sido extraídas y secadas se puede determinar por medio del desplazamiento volumétrico de mercurio. Los siguientes métodos han dado resultados satisfactorios:

- Se determina el peso de la muestra seca y el peso necesario para sumergirla en mercurio. La muestra se sumerge retenida por agujas de acero mientras se determina el peso requerido para sumergir las agujas hasta una profundidad determinada. El volumen total se calcula dividiendo por la densidad del mercurio (a la temperatura del laboratorio) la suma del peso de la roca seca y el peso requerido para sumergir la muestra, menos el peso requerido para sumergir el aparato sin la muestra hasta la misma profundidad (Balanza Westman, 1926), como se muestra en la Fig. 3.10 (Pirson; 1965).

III. BASES TEÓRICAS DE POROSIDAD Y RESISTIVIDAD

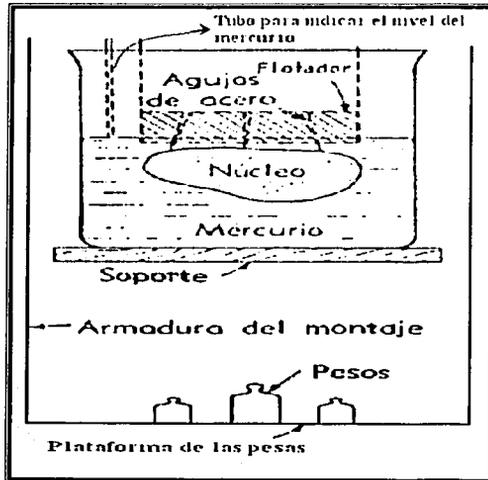


Fig. 3.10 Aparato para la determinación del volumen total por desplazamiento de mercurio (Balanza Westman).

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

- Un picnómetro de acero o de vidrio se llena de mercurio, y se le coloca la tapa, la cual tiene una pequeña abertura. La tapa descansa sobre una unión ahusada (esmerilada) y se ajusta contra su asiento, mientras que el exceso de mercurio que sale por la abertura se recoge y se guarda. El picnómetro se destapa, la muestra se coloca sobre la superficie del mercurio y luego se sumerge con las agujas de la tapa, tal como lo indica la Fig. 3.11; la tapa se ajusta de nuevo contra su asiento, lo que causa que una cantidad de mercurio equivalente al volumen total de la muestra salga por la abertura de la tapa. Las agujas que sumergen la muestra se deben colocar sobre la misma en tal forma que la muestra no toque los lados del picnómetro para evitar que queden atrapadas burbujas de aire. Determinando el volumen o peso de mercurio recuperado en esta última operación podemos calcular el volumen total de la muestra (Pirson; 1965).

III. BASES TEÓRICAS DE POROSIDAD Y RESISTIVIDAD

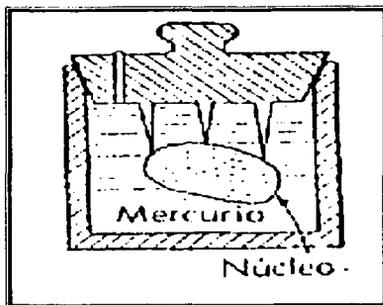


Fig. 3.11 Picnómetro de acero (Pirson; 1965).

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

- El volumen total de la muestra también puede determinarse sumergiendo el núcleo en un aparato que contiene mercurio y midiendo el aumento en el nivel del mercurio debido a la introducción de la muestra. La elevación del nivel del mercurio causa movimiento de un líquido menos denso en un tubo inclinado de vidrio, resultando en un desplazamiento del nivel del fluido. Este aparato se puede calibrar con esferas de cero o tapones de vidrio cuyos volúmenes se conocen (Pirson; 1965).
- El volumen total también se puede determinar por inmersión de la muestra previamente saturada. Este método consiste en saturar la muestra con un líquido apropiado y luego determinar el desplazamiento volumétrico que ocurre cuando se sumerge en un recipiente que contiene la misma clase de líquido empleado en la saturación. El líquido empleado debe tener baja viscosidad y tensión superficial, así como poder humectante para penetrar la muestra con facilidad. Para este fin se han empleado con resultados satisfactorios: cloroformo, tetracloroetano y keroseno. El primer paso de este método consiste en saturar la muestra. Para este fin, la muestra extraída y secada se pone en un matraz y luego se coloca en su boca un tapón de caucho con dos llaves de paso, Fig. 3.12. Una de las llaves de paso se conecta a una bomba de vacío y la otra a un embudo que contiene el líquido saturante. Una vez obtenido el vacío en el matraz, se cierra la válvula a la bomba de vacío y se abre la válvula del embudo entrando líquido al matraz hasta cubrir las muestras, teniendo cuidado de no admitir aire.

III. BASES TEÓRICAS DE POROSIDAD Y RESISTIVIDAD

Después de varios minutos, se deja entrar aire llevando la presión del matraz a la presión atmosférica. En el caso de muestras de muy baja permeabilidad es necesario aplicar presión mayor que la atmosférica para obtener una saturación completa. Una vez que las muestras han sido saturadas, se extraen con unas pinzas y se elimina cuidadosamente el exceso de líquido de la muestra con papel filtro o una toalla de papel. La muestra saturada se coloca en un recipiente que contenga el líquido saturante y determinamos el volumen correspondiente de líquido desplazado. Otro instrumento empleado con tal fin, basado en el mismo principio, es el volúmetro de Russell, Fig. 3.13. Se han obtenido resultados de bastante precisión con muestras de 0.05 cc obtenidas de yacimientos granulares.

El método de saturación, no puede usarse con muestras que contengan cavernas ya que durante la transferencia del matraz, el fluido se escapa bajo la influencia de la gravedad (Pirson; 1965).

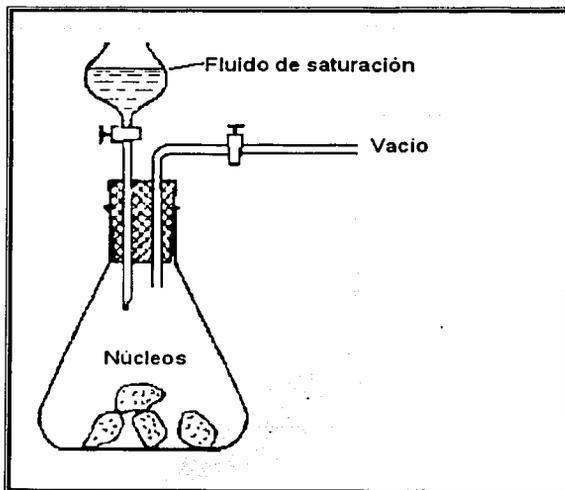


Fig. 3.12 *Aparato para saturar muestras (Pirson; 1965).*

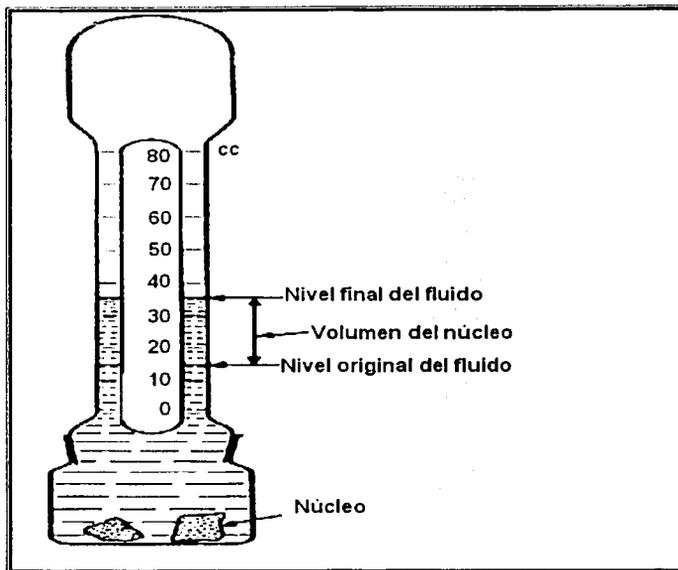


Fig. 3.13 *Volúmetro de Russell.*

Porosímetro de Boyle. La determinación del volumen de los granos o del esqueleto sólido de las muestras puede realizarse por medio del Porosímetro de Boyle, Fig. 3.14. El procedimiento es el siguiente: Una vez terminadas las etapas de extracción y secamiento, la muestra se coloca en una copa de acero que se llena con un gas (aire generalmente), hasta una presión conocida (4 ó 5 atmósferas). Luego se permite que el gas se expanda dentro de un volumen calibrado bastante grande en comparación con el volumen de la copa, y se registra la presión resultante en el sistema. El mismo procedimiento se repite de nuevo pero esta vez sin muestra. De esta forma, y según la ley de Boyle, se puede determinar el volumen total del esqueleto sólido de la muestra. La prueba se repite con una muestra artificial sin porosidad y similar al del núcleo de prueba.

III. BASES TEÓRICAS DE POROSIDAD Y RESISTIVIDAD

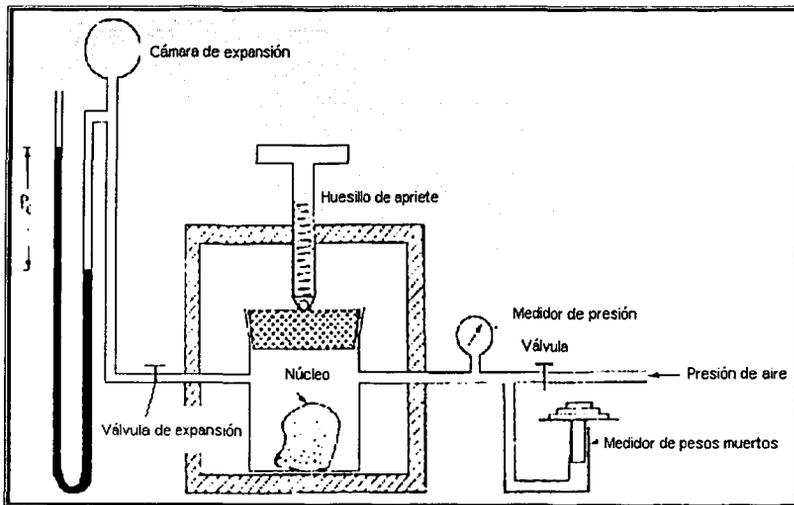


Fig. 3.14 Representación esquemática del Porosímetro de Boyle.

Siendo p_d la presión leída en el manómetro cuando la muestra artificial está en el recipiente de prueba, P_c la presión correspondiente cuando la copa contiene la muestra y p_b la presión cuando el recipiente está vacío, la porosidad de la muestra se determina por medio de la relación siguiente:

$$\phi = 100 * \left(\frac{P_c - p_d}{p_b - p_d} \right) \quad (3.4)$$

En donde la porosidad está expresada en porcentaje del volumen total.

En todas las mediciones el recipiente de prueba ha sido sometido a la misma presión, leída en el manómetro (Pirson; 1965).

III. BASES TEÓRICAS DE POROSIDAD Y RESISTIVIDAD

- **Porosímetro Ruska.** Opera con un principio similar al descrito anteriormente. Fig. 3.15. En este caso, el volumen total se puede obtener usando la copa del instrumento como picnómetro. Por medio de un pistón micrométrico aplicamos presión dentro de la copa hasta que el mercurio alcanza una marca de referencia establecida en el manómetro; por obtención de dos lecturas del pistón para la misma referencia en el manómetro, una cuando la copa contiene la muestra y otra cuando no la tiene, y designando estas lecturas R_c y R_H , respectivamente, la porosidad en porcentaje del volumen total puede calcularse por medio de la relación siguiente:

$$\phi = 100 * \left(1 - \frac{R_c}{R_H} \right) \quad (3.5)$$

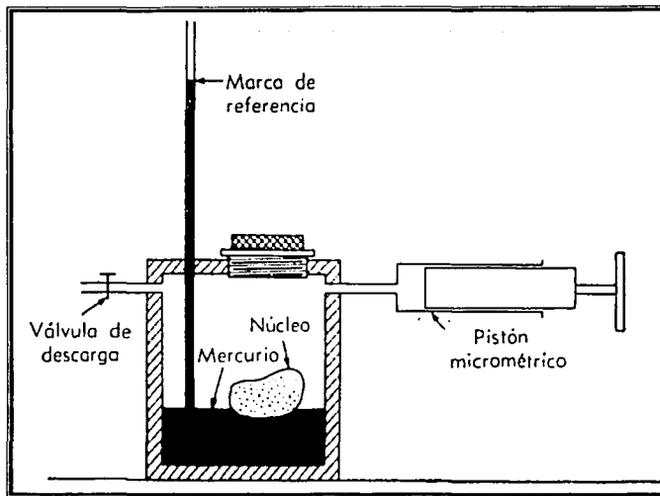


Fig. 3.15 Dibujo esquemático del Porosímetro Ruska (Pirson; 1965).

III. BASES TEÓRICAS DE POROSIDAD Y RESISTIVIDAD

- **Método de inyección de mercurio.** Cuando una roca tiene una fracción muy pequeña de espacio vacío es difícil de medir por los métodos presentados. En este caso se puede recurrir a la inyección a presión de un líquido incompresible. Uno de los aparatos que se utilizan es el Porosímetro Ruska de alta presión, Fig. 3.16.

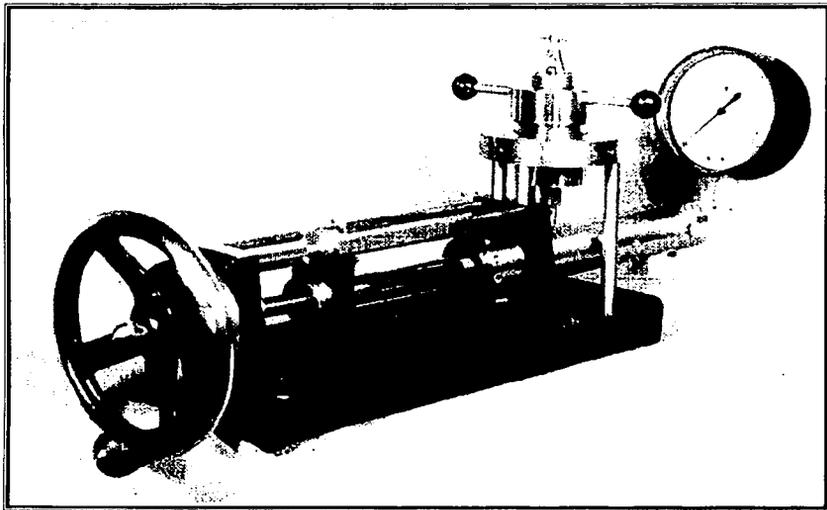


Fig. 3.16 Porosímetro de Ruska de alta presión (Pirson; 1965).

La porosidad de una muestra se obtiene, primero midiendo su volumen total a presión atmosférica con un fluido apropiado de desplazamiento (mercurio) en un picnómetro y, luego, forzando bajo presión el fluido dentro de la muestra y midiendo el volumen que penetra en el espacio poroso. Este método es muy práctico especialmente para muestras de baja permeabilidad en donde no se pueden obtener resultados exactos con otro equipo de porosidad.

El equipo consta de lo siguiente:

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

III. BASES TEÓRICAS DE POROSIDAD Y RESISTIVIDAD

Un picnómetro de acero inoxidable de alta presión, suficientemente grande para acomodar un volumen total de muestras de 30 cm^3 aproximadamente, con su tapa que posee una válvula de aguja. Al picnómetro va conectado un cilindro con un émbolo de medición. Por medio de un cuadrante y una escala se puede obtener la lectura del émbolo de medición. La escala está graduada en centímetros cúbicos mientras que el cuadrante lo está en décimas de centímetros cúbicos. Un indicador de presión de 1000 libras por pulgada cuadrada, va conectado al cilindro para leer la presión a que el fluido entra en los poros. El Porosímetro de alta presión tiene dos escalas correderizas. Una escala de volumen, construida en tal forma que el volumen de un objeto colocado en el picnómetro se puede leer en centímetros cúbicos sin cálculos de ninguna clase. La escala de espacio poroso tiene un embrague de fricción con el émbolo de la bomba y se mueve con éste a menos que esté fija a su barra correderiza. Esta escala está graduada para leer directamente la porosidad en cm^3 . El índice está diseñado en tal forma que no es necesario el uso de un factor de corrección en el cálculo. La escala del espacio poroso se fija cuando se cierra la válvula de aguja sobre la tapa del picnómetro (el factor de corrección es el desplazamiento del volumen requerido para aumentar la lectura en el medidor de presión de cero a la presión de referencia. Este factor corrige los efectos causados por el aire que queda atrapado en el sistema y por los cambios elásticos que ocurren en la bomba cuando se le aplica presión).

Para determinar la porosidad de una muestra, primero se le extraen los fluidos y después se seca. El volumen total del núcleo se determina por desplazamiento de mercurio en un picnómetro, este valor se lee directamente de la escala volumétrica con aproximación de 0.01 cm^3 . La lectura se obtiene colocando el núcleo en el picnómetro, poniendo la tapa, y observando el instante en que la primera gota de mercurio aparece en la válvula del picnómetro. Una vez que se obtiene el volumen total, se cierra la válvula, se fija la escala del espacio poroso y se somete el sistema a la presión de referencia establecido previamente, siendo generalmente de $750 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$. Los cm^3 de mercurio requeridos para elevar la presión de 0 a $750 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$ representan el espacio poroso de la muestra, y se lee directamente en la escala de porosidad (Pirson; 1965).

III. BASES TEÓRICAS DE POROSIDAD Y RESISTIVIDAD

- **Método de pérdida de peso.** El volumen de los granos de un núcleo también puede determinarse observando la pérdida de peso que ocurre cuando el núcleo saturado con un líquido se sumerge en el mismo líquido.

En este caso, primero se extraen los fluidos a la muestra, se seca, se pesa y se satura con un líquido tal como keroseno, tetracloroetano o cualquier otro líquido apropiado.

Luego se obtiene el peso aparente de la muestra saturada, sumergida en el mismo líquido empleado en la saturación.

El peso aparente de la muestra se determina suspendiéndola del brazo de una balanza con un alambre muy fino y observando el peso de la muestra cuando se encuentra completamente sumergida dentro del líquido. El volumen de los granos se calcula por la diferencia entre el peso de la muestra seca y el peso de la muestra saturada y sumergida, dividido por la densidad del líquido saturante (Pirson; 1965).

- **Método de saturación de la muestra con un líquido.** Este método para determinar el volumen poroso, puede emplearse en conexión con el método de la determinación del volumen total. La muestra seca se pesa antes y después de saturarla con keroseno o con cualquier otro líquido apropiado; la muestra saturada se pesa teniendo cuidado de eliminar previamente el exceso de keroseno.

El volumen poroso y el volumen total se pueden determinar de la misma muestra. La porosidad es igual al peso de keroseno en la muestra saturada dividido por el peso de keroseno desplazado por la muestra saturada multiplicado por 100. Como se puede ver, no se necesita conocer la densidad del keroseno o del líquido empleado (Pirson; 1965).

III. BASES TEÓRICAS DE POROSIDAD Y RESISTIVIDAD

- **Determinación de porosidad en muestras grandes.** Locke y Bliss (1950) presentaron una técnica para determinar la porosidad de muestras grandes, es decir, muestras obtenidas directamente en operaciones de perforación sin tener que reducirlas a núcleos pequeños. Dicho método es de gran interés porque permite la evaluación de los tipos de porosidad presentes en la muestra y el predominio en cada uno de ellos; la porosidad intercrystalina, que se manifiesta en forma de drusas (conjunto de cristales que recubren el interior de una cavidad rocosa), en forma de canales, en forma de grietas o fracturas (siempre y cuando la muestra no se desintegre).

Como primera medida, las drusas y aberturas grandes en la superficie del núcleo se cubren con cinta adhesiva. A continuación, la muestra se coloca en un recipiente lleno de agua con un agente humectante en solución. El recipiente se tapa y se le inyecta agua, la cual se mide volumétricamente en incrementos. A cada incremento se obtiene una lectura de la presión hasta llegar a $1000 \frac{lb}{pg^2}$. Si se construye un gráfico entre el volumen acumulativo de agua inyectada contra presión se obtiene una curva en la que se denotan claramente cambios distintivos en la pendiente.

Se presume que estos cambios corresponden a la saturación de agua de las aberturas de distintos tipos y entre ciertos límites de sus dimensiones. Se supone que a una presión de $1000 \frac{lb}{pg^2}$ todos los poros se han llenado por completo.

Una vez que se conoce el volumen total del núcleo, la porosidad efectiva total se calcula por medio de la relación entre el agua total inyectada y el volumen total. La porosidad de las drusas y de los canales grandes está representada por la fracción de agua inyectada hasta cuando ocurre el primer cambio en la pendiente de la curva, pues estas drusas y canales constituyen el espacio poroso que se llena a la presión más baja. El volumen de la porosidad intergranular se obtiene a las presiones más altas de inyección.

III. BASES TEÓRICAS DE POROSIDAD Y RESISTIVIDAD

III.1.3.3 DETERMINACIÓN DE LA POROSIDAD ABSOLUTA.

En la determinación de la porosidad absoluta se consideran todos los poros de la muestra interconectados o no. Un procedimiento para obtenerla, requiere de la trituración de la muestra. La extracción y secado necesarios para la determinación de la porosidad efectiva se pueden omitir en la determinación de la porosidad absoluta. El procedimiento es el siguiente:

- 1) Obténgase una muestra representativa de 10 a 15 cm³; límpiase la superficie de la muestra para eliminar los residuos del lodo de perforación.
- 2) Determinése el volumen total de la muestra.
- 3) Tritúrese la muestra para obtener los granos que la constituyen; lávense los granos con solventes apropiados (acetona, por ejemplo), para eliminar el petróleo y el agua.
- 4) Determinése el volumen de los granos, una vez que se hayan secado.

Esta determinación se puede llevar a cabo en un picnómetro o con un volúmetro Russell y con un líquido apropiado, como keroseno.

III.1.4 POROSIDAD PRIMARIA U ORIGINAL.

Es aquella porosidad que se genera durante la depositación de fragmentos o cristales para formar un sedimento, por lo que se origina durante el depósito.

De otra manera, es el resultado de la acumulación de material detrítico u orgánico, en tal forma que quedan huecos o aberturas entre los granos de arena o los fragmentos de conchas, por ejemplo. Se desarrolla con el depósito de los sedimentos que componen la roca; está representada por la porosidad intergranular de areniscas y la porosidad intercrystalina y oolítica de algunas calizas (Fig. 3.17).

III. BASES TEÓRICAS DE POROSIDAD Y RESISTIVIDAD

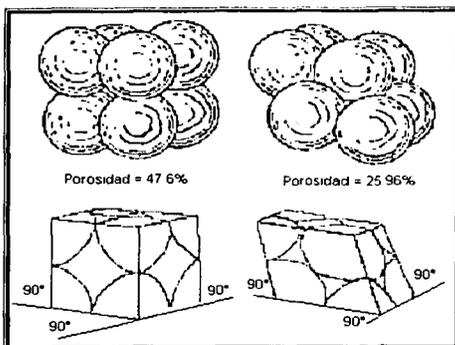


Fig. 3.17 Porosidad primaria (Fraser y Gratton; 1935).

III.1.5 POROSIDAD SECUNDARIA.

Es aquella que se genera posterior al depósito de los sedimentos y generalmente se presenta como fisuras, fracturas o cavernas. Dicho de otra forma, es el resultado de algún tipo de actividad geológica que se presenta después de que los sedimentos se han convertido en roca. Los tipos más comunes de porosidad secundaria son las cavidades por disolución, que pueden variar en tamaño, desde la cabeza de un alfiler hasta cavernas muy grandes, y las fisuras o fracturas producidas principalmente por el agrietamiento de la roca. La porosidad secundaria es de gran importancia en las rocas carbonatadas (Fig. 3.18).

La capacidad de almacenamiento de una roca es un rasgo original de dicha roca (porosidad intergranular de areniscas) o de carácter secundario, resultante de cambios químicos (porosidad por disolución en calizas) o cambios físicos (fracturamiento de cualquier tipo de roca quebradiza). Los cambios secundarios pueden simplemente aumentar la capacidad de almacenamiento de una roca, originalmente almacenadora, o puedan convertir en roca almacenadora una que originalmente no lo era.

III. BASES TEÓRICAS DE POROSIDAD Y RESISTIVIDAD

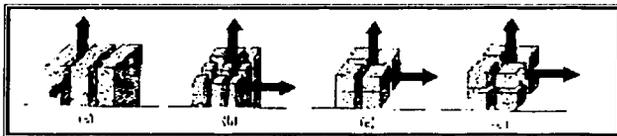


Fig. 3.18 Redes típicas de fracturas. Las flechas indican la posible dirección del flujo (Reiss: 1980).

III.1.6 PARÁMETROS DE FRACTURA.

Una ilustración típica de un yacimiento fracturado es mostrada en la Fig. 3.19. Este representa uno de las muchas redes que puede resultar de la evaluación geológica. Los parámetros tales como tamaño de matriz y el ancho de la fractura no son bien definidos por observación directa, pero una buena estimación de permeabilidad (k_f y ϕ_f), el tamaño de la matriz a y la anchura de la fractura b son relacionadas, y nuestro objetivo será deducir la relación entre estos parámetros para diferentes muestras de esquemas geométricos encontrados en la practica, mostrados en la Fig. 3.20.

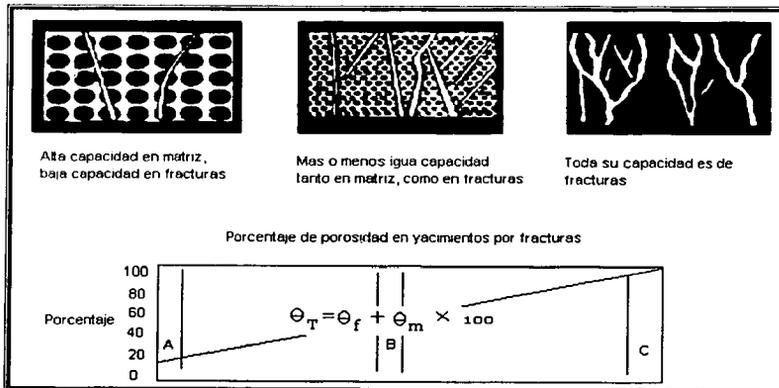


Fig. 3.19 Distribución de la porosidad en rocas de yacimientos fracturados (McNaughton y Garb, 1975).

III. BASES TEÓRICAS DE POROSIDAD Y RESISTIVIDAD

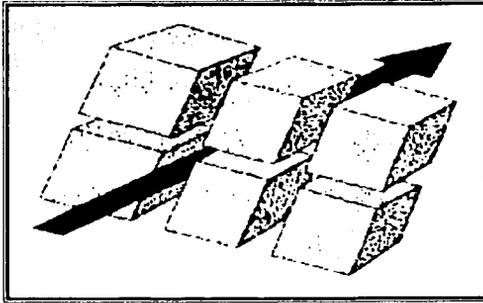


Fig. 3.20 Red simplificada de fracturas (la flecha indica el sentido del flujo).

- "Láminas" de matriz separados por planos paralelos a la fractura. El tamaño de matriz a es representado por el ancho de las láminas.
- "Barras-partidas" separadas por dos planos de fractura ortogonales. El tamaño de la matriz a es representado por el lado de la sección transversal cuadrada.
- "Cubos" separados por tres planos de fractura ortogonal. Se ilustran dos casos en la Fig. 3.18. En el caso c la fractura horizontal es reemplazada por una estratificación delgada, un caso encontrado frecuentemente en la naturaleza. En el caso d las tres fracturas del sistema son de igual importancia. El tamaño de la matriz a es representado por el lado de un elemento cúbico.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

III. BASES TEÓRICAS DE POROSIDAD Y RESISTIVIDAD

III.1.7 POROSIDAD DE FRACTURA.

La porosidad de fractura es el resultado de los movimientos de la corteza terrestre, que crea diaclasas y fallas por medio de las cuales las soluciones pueden penetrar muy profundo dentro de la roca, originalmente compacta (Fig. 3.21).

Las aguas minerales también pueden circular entre las rocas y causar una sustitución dolomítica o llenar las cavidades y canales previamente formados.

El desarrollo de la porosidad de fractura está relacionado con la susceptibilidad de la formación a fracturarse, con la aplicación de esfuerzos de deformación. La historia estructural de una región puede, por consiguiente, dar un indicio sobre el grado de desarrollo de la porosidad por medio de las fracturas.

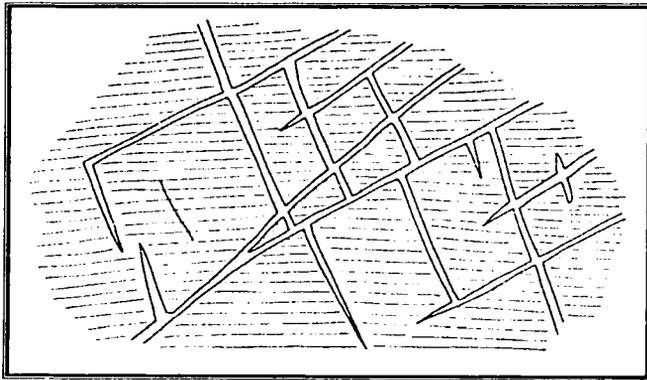


Fig. 3.21 Formación de la porosidad de fractura y fisuramiento de una roca de Carbonato (Pirson; 1965).

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

III. BASES TEÓRICAS DE POROSIDAD Y RESISTIVIDAD

El elemento rectangular con lados a_1, a_2, a_3 , es mostrado en la Fig. 3.22. La porosidad de fractura está dada por:

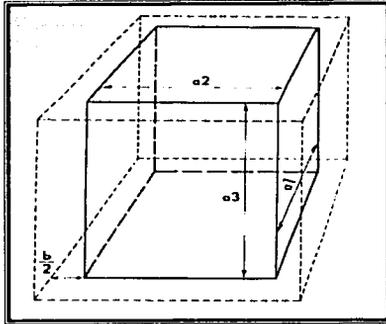


Fig. 3.22 Definición de porosidad de fractura.

$$\phi_f = \frac{(a_1 + b)(a_2 + b)(a_3 + b) - a_1 a_2 a_3}{(a_1 + b)(a_2 + b)(a_3 + b)} \cong b \left(\frac{1}{a_1} + \frac{1}{a_2} + \frac{1}{a_3} \right) \quad (3.6); \text{ puesto que } b \ll a_1, a_2, a_3$$

Para los cuatro esquemas en la Fig. 3.18:

Laminas $\phi_f = \frac{b}{a} \quad (3.7)$

Barras-partidas $\phi_f = \frac{2b}{a} \quad (3.8)$

Cubos con dos diferentes planos de fractura $\phi_f = \frac{2b}{a} \quad (3.9)$

Cubos $\phi_f = \frac{3b}{a} \quad (3.10)$

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

III. BASES TEÓRICAS DE POROSIDAD Y RESISTIVIDAD

III.2 RESISTIVIDAD.

III.2.1 RESISTENCIA.

Si aplicamos la misma diferencia de potencial entre los extremos de dos barras, una de cobre y una de madera geoméricamente similares, las corrientes eléctricas resultantes serán muy diferentes. La característica del conductor que interviene aquí es una "resistencia". Determinamos la resistencia de un conductor entre dos puntos aplicando una diferencia de potencial V entre dichos puntos y midiendo la corriente I que resulte. La resistencia " R " es entonces:

$$R = \frac{V}{I} \quad (3.10)$$

Si V está en volts, e I está en amperes, entonces la resistencia R está en volts/amperes, a los cuales se les da el nombre de Ohms (Ω), de modo que :

$$1 \text{ Ohm} = 1 \text{ Volt/Ampere} = 1 \Omega$$

También se usan el Kiloohm ($1 \text{ K}\Omega = 10^3 \Omega$) y el Megaohm ($1 \text{ M}\Omega = 10^6 \Omega$)

Un conductor cuya función en un circuito sea la de proporcionar una determinada resistencia especificada de antemano, se llama "*Resistor*" (símbolo .

El flujo de carga a través de un conductor es a menudo comparado con el flujo de agua a través de una tubería como resultado de una diferencia de presiones entre los extremos del tubo, establecida quizás por una bomba. La diferencia de presión es análoga a la diferencia de potencial entre los extremos de un conductor, establecida quizás por una batería u otra fuente de voltaje. La velocidad del flujo del agua (litros/segundo) es análoga a la velocidad del flujo de carga (coulombs/segundo ó amperes). La velocidad del flujo de agua para una diferencia de presión dada, esta determinada por la naturaleza de la tubería, es decir:

III. BASES TEÓRICAS DE POROSIDAD Y RESISTIVIDAD

- Por su longitud.
- Por su diámetro.
- Por su rugosidad.
- Por su posición, es decir, vertical u horizontal.

Estas características de la tubería son análogas a la resistencia que presenta un conductor eléctrico.

Un ejemplo más explícito del fenómeno de resistencia eléctrica se describe a continuación:

Un alambre de cobre de calibre 12 de 100 m de longitud, como el usado en las instalaciones domésticas tiene una resistencia eléctrica (a la temperatura ambiente) de cerca de 0.5 Ohms. Una bombilla eléctrica de 100 W y 120 V tiene una resistencia (a la temperatura de operación) de 140 Ohms. Si la misma corriente I fluye en el cable de cobre y en la bombilla, la diferencia de potencial es ($V = RI$) es mucho mayor a través de la bombilla, y en ésta se pierde mucho más energía potencial por carga. La energía que se pierde se convierte en luz y calor en el filamento de la bombilla. Como nadie desearía tener el cableado de casa al rojo vivo, la resistencia se mantiene baja utilizando cable de baja "Resistividad" y sección transversal grande.

III.2.2 DEFINICIÓN DE RESISTIVIDAD.

Si se considera un conductor cilíndrico, con un área de sección transversal A y longitud L por el cual fluye una corriente eléctrica estable I , con una diferencia de potencial V entre sus extremos (Fig. 3.23). Si las secciones transversales del cilindro en cada extremo son superficies equipotenciales, el campo eléctrico y la densidad de la corriente son constantes para todos los puntos en el cilindro y tienen los valores siguientes:

$$E = V/L \quad (3.11)$$

y

$$J = I/A \quad (3.12)$$

Donde:

E: Campo eléctrico [V/m]; **V:** Diferencia de potencial [Volts]; **L:** Longitud [m].

J: Densidad de corriente [A/m^2]; **I:** Corriente eléctrica [Amperes]; **A:** Área transversal [m^2]

III. BASES TEÓRICAS DE POROSIDAD Y RESISTIVIDAD

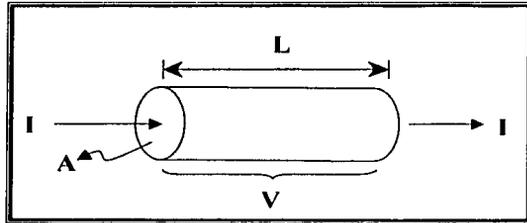


Fig. 3.23 Conductor cilíndrico de longitud L y área A de sección transversal, al cual se le aplica una diferencia de potencial V , estableciendo una corriente I .

Por lo tanto la resistividad " ρ " es:

$$\rho = \frac{E}{J} = \frac{L}{I} = \frac{V}{I} \frac{A}{L} \quad (3.13)$$

Pero como:

$$R = \frac{V}{I} \quad (3.14)$$

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Sustituyendo 3.14 en 3.13, se tiene que la resistividad queda definida como:

$$\rho = R \cdot \frac{A}{L} \quad (3.15)$$

Donde:

ρ : Es la resistividad eléctrica en [Ohms-m].

R : Es la resistencia eléctrica en [Ohms].

A : Es el área de sección transversal del material por donde fluye la corriente eléctrica en $[m^2]$.

L : Es la longitud del material conductor en [m].

III. BASES TEÓRICAS DE POROSIDAD Y RESISTIVIDAD

En ocasiones se utiliza el concepto de "Conductividad Eléctrica" de un material (σ), en lugar de la resistividad; debido a que estos conceptos son cantidades recíprocas, relacionadas por medio de las expresiones siguientes:

$$\sigma = \frac{1}{\rho} \quad (3.16)$$

$$\rho = \frac{1}{\sigma} \quad (3.17)$$

Las unidades de la conductividad en el sistema internacional son [Ohms-m⁻¹].

Tabla 3.1 Valores de resistividad de algunos materiales; (Física, V.2, R. A. Serway).

TIPO DE MATERIAL	RESISTIVIDAD [Ohms-m] ^a
Plata	1.59x10 ⁻⁸
Cobre	1.7x10 ⁻⁸
Oro	2.44x10 ⁻⁸
Aluminio	2.82x10 ⁻⁸
Wolframio	5.6x10 ⁻⁸
Hierro	10x10 ⁻⁸
Platino	11x10 ⁻⁸
Plomo	22x10 ⁻⁸
Manganina ^b	48.2x10 ⁻⁸
Nicromo ^c	1.5x10 ⁻⁶
Carbón	3.5x10 ⁻⁵
Germanio	4.6x10 ⁻¹
Silicio puro	2.5x10 ¹
Silicio tipo n ^d	8.7x10 ⁻⁴
Silicio tipo p ^e	2.8x10 ⁻¹
Vidrio	10 ¹⁰ -10 ¹⁴
Cuarzo fundido	75x10 ¹⁶
Poliétileno	>10 ¹²
Caucho duro	≈10 ¹¹
Azufre	1x10 ¹⁵

^a Todos los valores están a 20°C.

^b Aleación diseñada específicamente para resistir las altas temperaturas.

^c Aleación de níquel-cromo comúnmente utilizada en elementos calefactores.

^d Silicio puro dopado con impurezas de fósforo.

^e Silicio puro dopado con impurezas de aluminio.

III. BASES TEÓRICAS DE POROSIDAD Y RESISTIVIDAD

Por lo tanto, basándose en lo antes descrito podemos definir la “Resistencia” como:

La medida de la oposición que presenta un material a la circulación de corriente eléctrica a través de él.

La resistividad particular de un medio; es la resistencia de una unidad volumétrica del medio. La resistencia al flujo de corriente eléctrica en un conductor, es proporcional a la resistividad multiplicada por su longitud e inversamente proporcional a la sección transversal expuesta al flujo de corriente. Por lo tanto, la unidad de resistividad particular de un medio, se expresa en ohms por la unidad lineal escogida. Cuando la unidad lineal está en metros, la resistividad se expresa en ohms-metro, cuando está en pies, la resistividad se expresa en ohms-pie, cuando está en centímetros, la resistividad se expresa en ohms-centímetro. La relación siguiente se emplea para convertir las diferentes unidades de resistividad:

$$1 \text{ ohm} - \text{cm} = \frac{1}{30.5} \text{ ohm} - \text{pie} = \frac{1}{100} \text{ ohm} - \text{metro}$$

La resistividad definida en esta forma es la resistividad verdadera de un medio.

Por otro lado, la resistividad específica de una sustancia, es la oposición medida entre dos lados opuestos de un cubo unitario de la sustancia a una temperatura específica. El metro es la unidad de longitud y el Ohm es la unidad de resistencia eléctrica.

III. BASES TEÓRICAS DE POROSIDAD Y RESISTIVIDAD

III.2.3 RESISTIVIDAD EN LAS ROCAS.

La mayoría de las rocas no son buenas conductoras de electricidad. Éstas poseen alta resistividad. Pero si una cantidad suficiente de agua se filtra a través de los poros o pequeños canales en la roca (fracturas y vóculos); la cual a menudo contiene sal disuelta que funciona como electrolito permitiendo la conducción de corriente eléctrica, lo que implica que la roca se convierta en una buena conductora de la misma corriente.

La roca porosa que está saturada con agua salada, conducirá la electricidad bastante bien ya que este líquido posee baja resistividad.

Muchos factores afectan a la resistividad de la roca. Las rocas densas, como el cuarzo no contiene mucho líquido; por lo tanto poseen alta resistividad. Si la roca es porosa, pero contiene petróleo o gas natural en los poros en lugar de agua, presentara una resistividad alta debido a que los hidrocarburos son malos conductores de corriente eléctrica. Ésta es una de las razones por lo cual es importante conocer la resistividad de las rocas y así ayudar a la búsqueda de hidrocarburos.

Por ejemplo, las formaciones sedimentarias son capaces de transmitir una corriente eléctrica solamente por medio del agua intersticial que ellas contienen. Estas pueden ser no conductoras de corriente eléctrica si están totalmente secas. El agua intersticial o connata contiene sales disueltas que constituyen un electrolito capaz de transmitir corriente eléctrica; estas sales forman cationes cargados positivamente, así como Na^+ y Ca^{++} , y aniones cargados negativamente como el Cl^- y SO_4^- . Estos iones se mueven bajo la influencia de un campo eléctrico y llevan una corriente eléctrica a través de la solución. Del grado de concentración de sal depende el grado de conductividad del agua connata; por ejemplo, si tiene poca cantidad de sales disueltas entonces es un mal conductor de corriente eléctrica.

III. BASES TEÓRICAS DE POROSIDAD Y RESISTIVIDAD

Cuando en un pozo se mide la resistividad de una formación de espesor finito con electrodos espaciados en dimensiones comparables, se mide una resistividad aparente (debido al efecto del pozo) pero relacionada a la resistividad verdadera. Para obtener la resistividad verdadera a partir de un valor aparente, se deben hacer varias correcciones. Para demostrar cómo se mide la resistividad de la roca en un pozo, es necesario considerar un potencial eléctrico creado en un punto por la aplicación de una corriente eléctrica en otro punto, dentro de un medio homogéneo de resistividad uniforme.

III.2.4 RESISTIVIDAD EN EL MEDIO POROSO.

Las mediciones de propiedades eléctricas determinadas en función de la profundidad por medio de registros de pozos, se calibran con los valores medidos en el laboratorio de propiedades petrofísicas. Estas propiedades se determinan en muestras o núcleos de roca tomados de los yacimientos petroleros.

Por lo tanto, se tiene la necesidad de determinar la resistividad y otras propiedades eléctricas de las "rocas porosas" saturadas con fluidos, debido a que están relacionadas con una diversidad de propiedades de la roca, las cuales constituyen, precisamente la información buscada como objetivo de las actividades de exploración y de evaluación de los yacimientos geotérmicos y petroleros.

Estas propiedades son la porosidad, la permeabilidad, el grado de saturación, la salinidad del fluido de poro, el tipo de litología de la roca y las características geométricas de la red de poros, tanto para el sistema de fractura como para el sistema de matriz, así como también el efecto que causa sobre ellas la presión efectiva de confinamiento, la temperatura y la profundidad a la que se localizan o sean ubicadas.

La medición de la resistividad eléctrica en las muestras de roca porosa se emplea para calibrar los registros eléctricos corridos en los pozos, mientras que el conocimiento del factor de formación, el exponente de saturación, el índice de resistividad y otras constantes empíricas, permite evaluar la saturación de agua contenida en ellas.

III. BASES TEÓRICAS DE POROSIDAD Y RESISTIVIDAD

En pocas palabras la resistividad en el medio poroso se puede describir como:

La oposición que presenta un volumen unitario del medio poroso al paso de la corriente eléctrica a través de él.

Como ya se ha mencionado, las rocas de un yacimiento petrolero están compuestas por sólidos y espacios vacíos (poros, huecos, cavernas). Los espacios vacíos están saturados por agua o por agua e hidrocarburos (aceite y/o gas). Los sólidos normalmente no son conductores de corriente eléctrica, tampoco lo son los hidrocarburos. En cambio, el agua si lo es, ya que tiene sales en solución que la convierten en un conductor tipo electrolítico. En ocasiones, la roca de un yacimiento tiene materiales que ayudan al paso de la corriente eléctrica, como son las arcillas cuando están en contacto con agua.

La magnitud del espacio poroso y su geometría influyen notablemente en la resistividad y conductividad eléctrica de la roca. Los factores que influyen en la resistividad son: la cantidad de agua salada (salmuera) en los poros, la porosidad efectiva, la cantidad de los hidrocarburos atrapados en el espacio poroso, la resistividad de agua de formación, la geometría estructural de los poros, la salinidad de la salmuera, la mojabilidad, así como las condiciones de temperatura y presión a las que se encuentra el sistema roca-fluidos.

La relación entre la porosidad efectiva y la cantidad de hidrocarburos atrapados en el espacio poroso indica que la resistividad decrece al aumentar la porosidad y aumenta con la disminución del fluido contenido; la resistividad es por lo tanto una herramienta para evaluar la producción posible de una formación.

El agua satura la roca de un yacimiento, desde valores mínimos correspondientes a las saturaciones irreductibles, hasta valores máximos del 100% a la roca, por lo que en un yacimiento se tiene un amplio rango de valores de resistividad o conductividad eléctrica.

III. BASES TEÓRICAS DE POROSIDAD Y RESISTIVIDAD

Las resistividades de formación por lo general varían de 0.2 a 2000 ohm-m. Resistividades superiores a 1000 ohm-m son poco comunes en formaciones permeables pero se observan en formaciones impermeables de muy baja porosidad. La resistividad de una arena consolidada es menor a 0.2 ohm-m; para areniscas el rango es de 1 a 1000 ohm-m o más dependiendo de la cantidad de arcilla que contenga. En rocas carbonatadas no porosas la resistividad puede ser muy grande, hasta unos pocos millones de ohm-m.

El agua es un buen conductor de corriente eléctrica cuando contiene sales disueltas. A mayor cantidad de sales disueltas mayor facilidad para el paso de la corriente eléctrica, o sea se tendrá mayor conductividad o menor resistividad.

Para una cierta concentración de sales disueltas, a mayor temperatura mayor conductividad. En un medio poroso y permeable a mayor cantidad de fluido conductor mayor conductividad o menor resistividad.

La resistividad está en función de la saturación y de la porosidad (a partir de esta parte, llamaremos "R" a la resistividad, ya que esta nomenclatura es más usada en la industria petrolera):

$$R = R(S, \phi)$$

En rocas porosas y permeables la corriente eléctrica fluye a través del agua salada que satura parcial o totalmente los poros. Con excepción de algunas arcillas en contacto con agua, los sólidos de una roca no son conductores de corriente eléctrica.

A continuación se, considera un bloque de roca porosa (arena limpia) de las mismas dimensiones $A(m^2)$ y L (m), saturada 100% con salmuera Fig. 3.24. Aplicando un voltaje E (volts) a través del bloque de arena, y una corriente I_0 (amperes), la resistividad de esta muestra de roca porosa es:

$$R_o = r_o * \frac{A}{L} = \frac{E}{I_o} \frac{A}{L} \quad (3.18)$$

III. BASES TEÓRICAS DE POROSIDAD Y RESISTIVIDAD

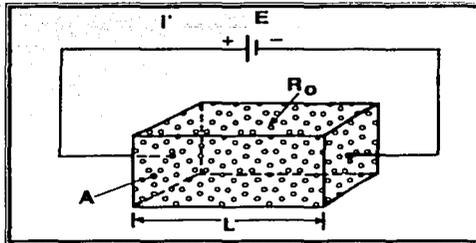


Fig. 3.24 Medición de resistividad de una muestra de roca saturada 100% con salmuera (Pirson: 1965).

Si definimos R_w como:

$$R_w = r_w * \frac{A}{L} = \frac{E}{I_w} \frac{A}{L} \quad (3.19)$$

Dividiendo la ec. 3.18 entre la ec. 3.19 y cancelando términos similares se tiene:

$$\begin{aligned} \frac{R_o}{R_w} &= \frac{r_o A L}{r_w A L} = \frac{r_o}{r_w} \\ \frac{R_o}{R_w} &= \frac{E A I_w L}{E A I_o L} = \frac{I_w}{I_o} \\ \frac{R_o}{R_w} &= \frac{r_o}{r_w} = \frac{I_w}{I_o} \end{aligned}$$

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

$$\therefore \frac{R_o}{R_w} = \frac{I_w}{I_o} \quad (3.20)$$

III. BASES TEÓRICAS DE POROSIDAD Y RESISTIVIDAD

Archie definió esta relación de resistividades como el factor de formación, el cual se discutirá más adelante.

$$F_R = \frac{R_o}{R_w} \quad (3.21)$$

Para un valor dado de E , I_w será más grande que I_o . Ahora R_o siempre será mayor que R_w y F_R siempre será mayor que la unidad. El factor de formación es constante para arenas limpias y calizas. Para arenas sucias el F_R disminuye y la resistividad de la salmuera R_u normalmente es constante y solo cambia con la concentración de NaCl; y aunque R_o disminuye, éste no aumenta proporcionalmente porque la arcilla en el agua actúa como un conductor. Este efecto depende del tipo, cantidad y de la manera en que se encuentra distribuida la arcilla en la roca. La ec. 3.20 es una relación importante en la interpretación de registros de pozos para localizar zonas potenciales de hidrocarburos.

De todos los parámetros medidos por herramientas modernas de registros de pozos, la resistividad es esencial porque es usada para determinar la saturación de agua, la cual se usa para calcular el volumen de aceite y/o gas.

Tipos de resistividad medida en la industria petrolera:

- **En análisis de núcleos.**
 R_o = Resistividad cuando $S_w = 100\%$
 R_i = Resistividad cuando $S_w < 100\%$
- **En registros geofísicos.**
 R_i = Resistividad verdadera de la formación.

III. BASES TEÓRICAS DE POROSIDAD Y RESISTIVIDAD

III.2.5 RESISTIVIDAD DE LOS FLUIDOS.

La resistividad de los fluidos se mide por medio de dispositivos similares a los de la Fig. 3.25 mostrada más adelante. La resistividad de los hidrocarburos, tales como el gas o el aceite, es del orden de varios millones de Ohms-m. El agua por otro lado tiene una resistividad variable, la cual depende de su grado de salinidad (cantidad de sal disuelta). El agua destilada, por ejemplo, tiene una resistividad mayor al millón de Ohms-m, mientras que la salinidad del agua saturada con sal (salmuera @ 50,000 ppm) es menor a 0.18 Ohms-m. La sal más encontrada en el agua es el Cloruro de Sodio (NaCl). Las salinidades, por ejemplo, en registros de pozos se dan en partes por millón (ppm) de NaCl. El agua de mar tiene una salinidad de 30.000-35.000 ppm aproximadamente, mientras que la del agua potable es de al rededor de 500 ppm.

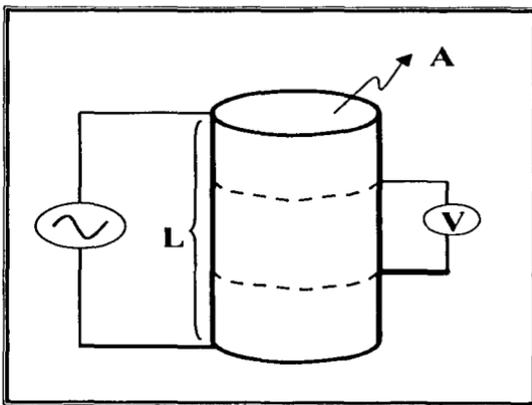


Fig. 3.25 Esquema del arreglo utilizado para la medición de la resistividad de fluidos.

III. BASES TEÓRICAS DE POROSIDAD Y RESISTIVIDAD

III.2.6 RESISTIVIDAD DEL AGUA DE FORMACIÓN.

El agua de formación, a veces llamada agua connata ó agua intersticial, es el agua no contaminada por el lodo de perforación que satura la porosidad de la roca. La resistividad de este tipo de agua (R_w), es un parámetro muy importante para la interpretación de los yacimientos y también es requerido para el cálculo de las saturaciones de agua e hidrocarburos.

III.2.6.1 DETERMINACIÓN DE LA RESISTIVIDAD DEL AGUA DE FORMACIÓN.

Los valores de R_w pueden variar ampliamente de pozo a pozo en algunos yacimientos, porque este parámetro es afectado por la salinidad, temperatura, invasión de agua y los cambios del medio ambiente deposicional. Sin embargo, muchos métodos para la determinación de la resistividad del agua de formación en el yacimiento han sido desarrollados, incluyendo: análisis químicos de muestras del agua producida, mediciones directas en celdas de resistividad, catálogos de agua, curva de potencial espontáneo (SP), registros de porosidad-resistividad y varios métodos empíricos.

La resistividad del agua de formación, se obtiene:

- A partir de un muestreo directo en los pozos.
- Por medio de análisis químicos.
- Por medio de nomogramas (correlaciones para agua).
- En el laboratorio.

En muchas regiones productoras de petróleo se han publicado correlaciones de agua, enumerando los datos de resistividad para muchas aguas de formación, obtenidas de diferentes campos y horizontes productores.

III. BASES TEÓRICAS DE POROSIDAD Y RESISTIVIDAD

Por otro lado, en el laboratorio de investigación en núcleos naturalmente fracturados se trabaja con soluciones salinas de NaCl (salmueras), las cuales se preparan con agua destilada y NaCl a determinados grados de salinidad; estos grados están en función de la salinidad que tenga el agua de formación de la muestra del pozo analizado, esto se hace con el fin de representar en el laboratorio las condiciones reales de salinidad de la formación de interés. Por ejemplo, la salinidad del agua de las formaciones productoras del Cretácico Medio y del Paleoceno Inferior de Cantarell son de 85,000 a 90,000 ppm.

La medición de la resistividad de la salmuera, se realiza como se describe a continuación:

Se confina la salmuera en un contenedor de longitud L (m), y sección de área transversal A (m^2). El flujo de corriente eléctrica se mide aplicando un voltaje E (Volts), a través del líquido, inyectando una cantidad de corriente I (amperes), como se muestra en la Fig. 3.26

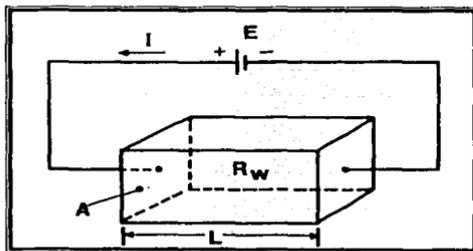


Fig. 3.26 Medición de la resistividad de la salmuera (Pirson; 1965).

Como la resistividad para la salmuera es:

$$R_w = \frac{E}{I} \frac{A}{L} \quad (3.22)$$

III. BASES TEÓRICAS DE POROSIDAD Y RESISTIVIDAD

Y de acuerdo a la ley de Ohm la resistencia r_w es igual a:

$$r_w = \frac{E}{I_w} \quad (3.23)$$

Por lo tanto, se tiene, que finalmente la resistividad de la salmuera esta dada por:

$$R_w = r_w * \frac{A}{L} \quad (3.24)$$

III.2.7 APLICACIONES DE LA RESISTIVIDAD.

Algunas de las aplicaciones de importancia de la resistividad son:

- Para determinar el grado de saturación de agua y por lo tanto de hidrocarburos de un intervalo, estrato o yacimiento.
- Para determinar la profundidad del contacto de agua-hidrocarburos de un yacimiento.
- Para apoyar la interpretación de registros geofísicos para obtener la saturación de agua y de hidrocarburos.
- Obtener parámetros eléctricos de una roca como:
 - ◆ El factor de formación, **F**.
 - ◆ El coeficiente de tortuosidad en la ecuación generalizada de Archie, **a**.
 - ◆ El exponente de cementación, **m**.

III. BASES TEÓRICAS DE POROSIDAD Y RESISTIVIDAD

- ◆ El índice de resistividad, **I**.
- ◆ Exponente de saturación, **n**.
- ◆ El coeficiente de tortuosidad, **G**.

III.2.7.1 FACTOR DE FORMACIÓN.

Una roca que contiene aceite y/o gas puede tener una resistividad casi tan alta como la de la misma roca por sí sola, sin embargo, si se encuentra saturada completamente con agua de formación su resistividad será menor y aún mucho menor si está saturada con agua congénita, obteniéndose así, la menor resistividad de la formación.

Relacionando la saturación con el factor de formación se tiene un parámetro excelente para la detección de las zonas que contienen hidrocarburos.

El factor de formación de un medio poroso (ec. 3.21) se define como la relación que existe entre la resistividad de una muestra de roca saturada 100% con agua salada entre la resistividad del agua que satura dicha roca.

$$F_R = \frac{R_o}{R_w}$$

Esto es, considérese un cubo que contiene exclusivamente agua salada con una resistividad R_w (Fig. 3.27a); cuando se aplica un voltaje E (volts) entre dos caras, fluirá una corriente i (amperes).

$$E = r_l = R_w * \frac{L}{A} * i \quad (3.25)$$

$$i = \frac{A}{R_w} * \frac{E}{L} \quad (3.26)$$

Esta expresión es análoga a la ley de Darcy para flujo de fluidos horizontales.

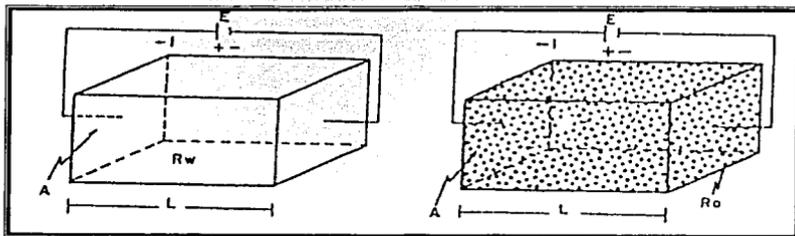


Fig. 3.27a Medida de la resistividad de muestra que contiene 100% de porosidad.

Fig. 3.27b Medida de la resistividad de una muestra de roca porosa 100% saturada de agua salada (Pirson: 1965).

Si se considera ahora el mismo cubo lleno con igual cantidad de agua (Fig. 3.27a), pero se le agrega arena limpia. En este caso la resistencia medida se incrementará por el **factor de resistividad de formación** (Fig. 3.27b). El voltaje que se mide será:

$$\frac{E}{i} = R_o = F_R * R_w \quad (3.27)$$

Esta es una relación importante en la interpretación de los registros eléctricos. Se ha visto que el factor F_R depende de la geometría de los granos y está asociado con la porosidad.

La resistividad del factor de formación F_R en un yacimiento es una herramienta extremadamente importante en el área de evaluación de la formación. Este depende de numerosos parámetros, incluyendo:

III. BASES TEÓRICAS DE POROSIDAD Y RESISTIVIDAD

- ✓ Salinidad del agua connata ó agua de formación.
- ✓ Temperatura de formación.
- ✓ Porosidad de la roca.
- ✓ Saturación de agua irreductible.
- ✓ Cantidad, distribución y tipo de arcillas.
- ✓ Cantidad, distribución y tipo de minerales conductivos.
- ✓ Número y tipo de fracturas, etc.

III.2.7.1.1 RELACIÓN ENTRE EL FACTOR DE FORMACIÓN Y LA POROSIDAD.

Considerando que las rocas sedimentarias limpias conducen electricidad por virtud de la salinidad del agua contenida en sus poros: esto es natural, ya que la porosidad es un factor importante en el control del flujo de la corriente eléctrica. Como primera aproximación, uno puede esperar que la corriente de conductancia no pueda ser mayor que la representada por la fracción de porosidad; por ejemplo, en una formación con 20% de saturación de agua congénita y 80% de saturación de aceite se podría esperar que transmita no más del 20% de la corriente que podría ser conducida si el volumen total de matriz condujera la misma cantidad de corriente como si fuera agua.

Actualmente los valores de factor de formación se calculan a partir de ecuaciones empíricas que han dado buenos resultados; su obtención se ha realizado con base en pruebas de laboratorio, siendo las más conocidas:

La fórmula de Archie:

$$F_R = \phi^{-m} \quad (3.28)$$

III. BASES TEÓRICAS DE POROSIDAD Y RESISTIVIDAD

La fórmula de Humble:

$$F_R = 0.62 / \phi^{2.15} \quad (3.29)$$

III.2.7.1.2 DETERMINACIÓN DEL FACTOR DE FORMACIÓN.

A continuación se presenta un resumen del trabajo desarrollado por el físico Candelario Pérez Rosales (1982), donde propone una explicación física para validar teóricamente al concepto.

Se considera que el flujo de corriente se realiza a través de los espacios porosos, pero no por todos ellos se puede conducir, esto es, el poro se puede dividir en trampas y canales. Las primeras son regiones de estancamiento, mientras que las segundas son porciones en las cuales participa activamente el flujo de corriente. Estas consideraciones en conjunto con algunas ideas desarrolladas por Maxwell, llevaron a algunos resultados interesantes.

La teoría expone que en las rocas naturales una considerable parte del espacio poroso está constituido por trampas indicando que la geometría interna de la roca es extremadamente compleja. Además, esta teoría confirma la validez de la ecuación de Archie y proporciona una explicación del significado físico del exponente de cementación.

En el pasado se intentó encontrar una correlación entre el factor de formación y porosidad. Maxwell estudió teóricamente este problema para el caso de partículas esféricas dispersas; de estas ideas se dedujo una relación. Otro investigador, Fricke (1924, 1931) generalizó la ecuación de Maxwell a esferoides.

Por otra parte, Archie (1942) obtuvo una fórmula empírica que es aplicable a rocas naturales. Pérez Rosales (1976), en un primer intento por generalizar la ecuación de Maxwell, obtuvo una fórmula que dio buenos resultados, pero falló en valores de baja porosidad. Actualmente, se ha conseguido obtener una ecuación más general.

III. BASES TEÓRICAS DE POROSIDAD Y RESISTIVIDAD

III.2.7.1.3 FUNDAMENTO TEÓRICO.

Considérese el experimento siguiente: Una roca porosa no conductora está saturada con un fluido conductor, se le introduce una corriente eléctrica a través de un dispositivo electródico.

Estudios de laboratorio indican que las paredes del poro son extremadamente irregulares, por lo que se infiere la existencia de regiones de estancamiento.

Como una consecuencia, la porosidad total se divide en dos partes: una porosidad de flujo asociada con los canales ϕ_f y otra de estancamiento ϕ_s , con las trampas.

Esto es:

$$\phi = \phi_f + \phi_s \quad (3.30)$$

La Fig. 3.28 es una representación esquemática bidimensional de una roca porosa. Se puede observar que la corriente eléctrica puede fluir sólo a través de los canales indicados por C.

Las trampas no son necesariamente del tipo mostrado en esta figura. Pueden estar constituidas por espacios abiertos, donde las condiciones de simetría generan regiones de estancamiento, como se ilustra en la Fig. 3.29.

III. BASES TEÓRICAS DE POROSIDAD Y RESISTIVIDAD

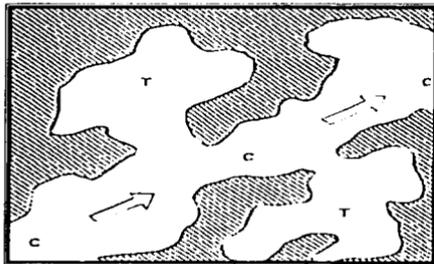


Fig. 3.28 Representación esquemática bidimensional de una porción de roca porosa (Pérez Rosales, 1982).

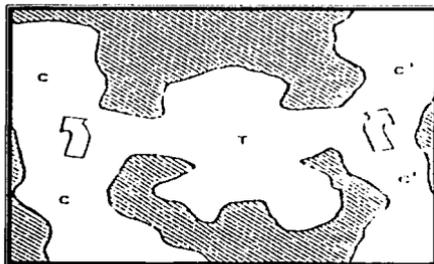


Fig. 3.29 Representación esquemática bidimensional de una trampa abierta o de simetría (Pérez Rosales, 1982).

A través del trabajo teórico de Maxwell y Fricke, Pérez Rosales postuló una relación entre el factor de formación y la porosidad de flujo:

$$F_R = 1 + \frac{G(1 - \phi_f)}{\phi_f} \quad (3.31)$$

III. BASES TEÓRICAS DE POROSIDAD Y RESISTIVIDAD

donde G es un parámetro cuyo valor depende de la geometría interna del medio poroso. Considerando que existe una relación lineal entre la porosidad de flujo y la porosidad total (basándose en los resultados obtenidos), como:

$$\phi_f = C_1 * \phi + C_2 * \phi \quad (3.32)$$

donde C_1 y C_2 son constantes.

En general, esta relación lleva a buenos resultados, pero falla en valores de porosidad baja. De aquí se precisa la necesidad de encontrar una correspondencia mejor y más general.

Para facilitar esta búsqueda, se tuvo que considerar que la porosidad de flujo debía satisfacer las siguientes condiciones (Pérez Rosales, 1982):

- 1) $\phi_f = 1$ cuando $\phi = 1.0$
- 2) $\phi_f = 0$ cuando $\phi = 0.0$
- 3) $\phi_f \leq \phi$ cuando $0 \leq \phi \leq 1.0$

Las condiciones 1 y 2 son necesarias.

La relación más elemental que satisface estas tres condiciones es:

$$\phi_f = \phi^m \quad (3.33)$$

donde $m \geq 1$. Se ha encontrado que esta relación expresa correctamente la conexión que existe entre las dos porosidades, como se indicará más adelante.

III. BASES TEÓRICAS DE POROSIDAD Y RESISTIVIDAD

Sustituyendo la ecuación 3.33 en 3.31:

$$F_R = 1 + G * (\phi^{-m} - 1) \quad (3.34)$$

Esta fórmula permite probar la validez de la teoría.

Si $G = 1$, la ecuación 3.34 toma la forma:

$$F_R = \phi^{-m} \quad (\text{ecuación de Archie; 3.28})$$

Si $G = 1$ y $m = 1$, la ecuación 3.34 se reduce a la ecuación siguiente:

$$F_R = \frac{1}{\phi} \quad (3.35)$$

Asumiendo que la muestra porosa saturada, Fig. 3.24, pueda representarse por un sistema equivalente de n tubos capilares rectos como en la Fig. 3.30, la relación entre A , el área total de la sección transversal de la muestra de longitud L , y A_n el área de la sección transversal de n tubos capilares paralelos de longitud L , es:

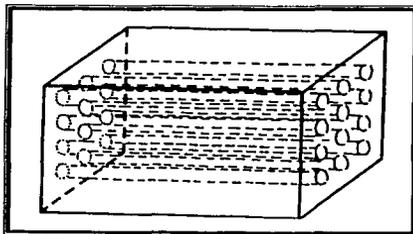


Fig. 3.30 Material con porosidad ideal de n tubos capilares rectos paralelos (Pirson; 1965).

III. BASES TEÓRICAS DE POROSIDAD Y RESISTIVIDAD

$$A_n = \phi * A \quad (3.36)$$

La resistividad de la solución salina en los capilares es:

$$R_{wc} = \frac{E}{I_{wc}} \frac{A_n}{L} \quad (3.37)$$

Dividiendo la ec. 3.18 entre la 3.37:

$$F_R = \frac{R_o}{R_{wc}} = \frac{A}{A_n} \frac{I_{wc}}{I_o} \quad (3.38)$$

Tomando en cuenta que $I_{wc} = I_o$, porque el arreglo del sistema de n tubos capilares se trata de una suposición y se tiene una equivalencia a una muestra de roca porosa, se puede sustituir la ecuación 3.36 en la 3.38, obteniéndose:

$$F_R = \frac{A}{A_n} = \frac{A}{\phi * A} \quad (3.39)$$

Lo que implica que:

$$F_R = \frac{1}{\phi} \quad (3.40)$$

Esta expresión es equivalente a la ec. 3.35.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

III. BASES TEÓRICAS DE POROSIDAD Y RESISTIVIDAD

Ésta es la relación entre el factor de formación, F_R , y la porosidad. Sin embargo la roca productora es mucho más análoga con un contenedor lleno de arena que con este de tubos capilares paralelos metidos en la roca matriz. Consecuentemente, el valor de la resistividad del factor de formación es considerablemente más grande que el obtenido usando la ecuación 3.35.

$$F_R = \phi^{-1} \quad (\text{ec. 3.35 aplicada a sistemas de tubos capilares paralelos})$$

Por otro lado, la ecuación 3.34 se puede expresar como:

$$F_R = G * \phi^{-m} + (1 - G) \quad (3.41)$$

Como se verá, el valor de G para el caso de rocas naturales es muy cercano a la unidad. Esto implica que, para valores normales de ϕ y m, $G * \phi^{-m} \gg (1 - G)$.

De aquí que una forma aproximada de la ecuación 3.41 es:

$$F_R = G * \phi^{-m} \quad (3.42)$$

En la práctica, esta ecuación es la más utilizada y se conoce como la fórmula generalizada de Archie, la cual no satisface la condición necesaria que establece que $F_R=1$ cuando $\phi = 1$ (a pesar de esta limitación, la ecuación 3.43 es una buena aproximación a la realidad).

Finalmente, para valores grandes de ϕ :

$$F_R = 1 + \frac{G * (1 - \phi)}{\phi} \quad (3.43)$$

Esta es la ecuación de Fricke para esferoides dispersos.

III. BASES TEÓRICAS DE POROSIDAD Y RESISTIVIDAD

III.2.7.2 SIGNIFICADO DE LOS PARÁMETROS "G" Y "m".

La ecuación 3.34 permite visualizar que m (factor de cementación) es la potencia a la cual la porosidad total puede elevarse para obtener la porosidad de flujo.

En la fórmula de Archie el exponente m varía con respecto al grado de consolidación de las rocas, como se presenta en la tabla siguiente:

Tabla 3.2 Litología y factor de cementación (m). [Pirson: Oil Reservoir Engineering, 1965].

DESCRIPCIÓN DE LA ROCA	VALORES DE m
ROCAS NO CONSOLIDADAS (arenas flojas, calizas oolíticas).	1.3
ROCAS ESCASAMENTE CEMENTADAS (arenas del tipo de la costa del Golfo, excepto la Wilcox).	1.4-1.5
ROCAS LIGERAMENTE CEMENTADAS (la mayoría de las arenas con una porosidad de 20% o más).	1.6-1.7
ROCAS MODERADAMENTE CEMENTADAS (arenas altamente consolidadas con una porosidad de 15% o menos).	1.8-1.9
ROCAS ALTAMENTE CEMENTADAS (arenas de baja porosidad, cuarcita, caliza, dolomía de porosidad intergranular, creta).	2.0-2.2

En otras palabras, de acuerdo con la teoría desarrollada, m es un parámetro que permite determinar qué porción del volumen poroso participa activamente en el flujo de la corriente eléctrica y cuál porción corresponde a zonas de estancamiento. Para ilustrar este punto se consideran dos ejemplos.

El primer ejemplo es con relación a las medidas de laboratorio realizadas a un núcleo de arenisca, las cuales indicaron que

$$\phi = 0.216 \text{ y } F = 13.7$$

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

III. BASES TEÓRICAS DE POROSIDAD Y RESISTIVIDAD

La ecuación de Archie, por tratarse de una arenisca es una buena aproximación a la realidad; en tanto, utilizando la ecuación 3.38, que considera una representación del medio poroso por medio de tubos capilares paralelos, se encuentra un valor de $m = 1.71$ y de acuerdo con la ecuación 3.33, la porosidad de flujo es:

$$\phi_f = 0.216^{1.71} = 0.073$$

y la porosidad de estancamiento es:

$$\phi_s = \phi - \phi_f = 0.216 - 0.073 = 0.143$$

Esto significa que el 66% del volumen poroso corresponde a trampas y sólo el 34% a canales. A primera vista, el valor obtenido para las regiones de estancamiento parece ser muy alto, aunque hay que recordar que el fenómeno aquí analizado es de tipo eléctrico.

Si se considera el flujo de un fluido viscoso, se obtendrán valores diferentes, por el hecho de que las fuerzas viscosas proporcionan un empuje al fluido transferido entre las regiones de flujo y estancamiento, las cuales originan una considerable reducción del volumen en las regiones de estancamiento.

El segundo ejemplo se refiere a un empacamiento de esferas. Considérense los mismos valores que en el ejemplo anterior. El valor de m para las esferas de 1.09.

$$\phi_f = 0.216^{1.09} = 0.188$$

y

$$\phi_s = 0.216 - 0.188 = 0.028$$

En este caso la porosidad de estancamiento es mucho menor que la porosidad de flujo. Esto se debe a que la geometría interna de un arreglo de esferas es mucho más sencilla que en rocas naturales.

III. BASES TEÓRICAS DE POROSIDAD Y RESISTIVIDAD

El valor mínimo que el parámetro m puede tener es 1, el cual corresponde a un medio totalmente vacío en regiones de estancamiento. Este es un valor teórico para un sistema de esferas dispersas y también un valor aproximado obtenido experimentalmente para suspensiones y arreglos esféricos.

En relación con el parámetro G , se ha encontrado que está vinculado a la geometría interna del medio poroso. El valor máximo que se puede tener para un sistema tridimensional homogéneo e isotrópico es de 1.50, el cual corresponde al valor teórico de un sistema de esferas acomodadas.

Este es el tipo de sistema más sencillo que existe. A medida que la geometría del sistema sea más compleja, el valor de G disminuye; para el caso de areniscas, el valor de G es muy cercano a la unidad.

A continuación se presenta una tabla en la que se indican los valores de G y m para diferentes arreglos geométricos y tipos de roca.

Tabla 3.3 Valores de "G" y de "m".

MEDIO POROSO	G	m
<i>Esferas</i>	1.49	1.09
<i>Cubos</i>	1.33	1.28
<i>Areniscas</i>	1.03	1.73

III.2.7.3 RELACIÓN ENTRE LA TORTUOSIDAD Y POROSIDAD DE ESTANCAMIENTO.

Es importante establecer la relación que existe entre las zonas de estancamiento y el concepto de tortuosidad que se asocia con la irregularidad de la trayectoria que siguen las líneas de flujo, dentro de un medio poroso.

Si una muestra porosa tiene una longitud L y un longitud media de las líneas de flujo L_m , se define a la tortuosidad como:

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

III. BASES TEÓRICAS DE POROSIDAD Y RESISTIVIDAD

$$T = \frac{L_m}{L} \quad (3.44)$$

aunque algunos autores la definen como:

$$T = \left(\frac{L_m}{L} \right)^2 \quad (3.45)$$

Desafortunadamente no es posible medir L_m de manera directa; por lo tanto, es necesario definir a la tortuosidad en términos de otras cantidades que se puedan medir en el laboratorio.

Ahora considerando un sistema en donde los espacios porosos están constituidos por tubos capilares paralelos, en donde la tortuosidad tiene un valor unitario y el factor de resistividad es:

$$F_R = \frac{l}{\phi} \quad (\text{cc. 3.35 aplicada a sistemas de tubos capilares paralelos})$$

También suponiendo que la geometría interna se modifica de tal forma que el sistema se convierte en una roca porosa, pero manteniendo la porosidad constante. Como una consecuencia de este cambio, el factor de resistividad se incrementa por el grado de irregularidades que existen en la superficie interna. Si el nuevo factor de resistividad es T veces más grande que el correspondiente a tubos paralelos, entonces:

$$F_R = \frac{T}{\phi} \quad (3.46)$$

III. BASES TEÓRICAS DE POROSIDAD Y RESISTIVIDAD

El incremento del factor de resistividad se interpreta usualmente como la resistencia debida a un plegamiento en la trayectoria de las líneas de flujo: por lo que T (ec. 3.46), se puede tomar como una definición práctica de tortuosidad. Considerando la combinación de la ecuación 3.41 en 3.46, se tiene que:

$$T = \phi * (G * \phi^{-m} + (1 - G)) \quad (3.47)$$

Ésta es una expresión general para tortuosidad.

Como se mencionó anteriormente, en el caso de una roca porosa, el valor G es muy cercano a la unidad. De aquí que una forma aproximada de la ecuación 3.47 es:

$$T = 1 + \frac{\phi}{\phi^m} \quad (3.48)$$

Combinando las ecs. 3.31, 3.34 y 3.48, se llega a:

$$T = 1 + \frac{\phi_s}{\phi_f} \quad (3.49)$$

Esta es una ecuación simplificada que brinda una clara idea del significado físico de la tortuosidad en términos de las porosidades de estancamiento y flujo, teniendo presente que la ec. 3.49 es solo una aproximación que es válida para rocas naturales. Cuando se trata con medios no consolidados, tales como paquetes de esferas, la ec. general que se utiliza es la ec. 3.47.

Como ejemplo, se calculará la tortuosidad de los dos sistemas considerados en las secciones anteriores. Para el caso de la arenisca, se puede utilizar la expresión 3.49.

$$T = 1 + \frac{0.143}{0.073} = 2.97$$

III. BASES TEÓRICAS DE POROSIDAD Y RESISTIVIDAD

Si se ocupa 3.47 con $m = 1.71$ y $G = 1.03$ se obtendrá un valor de $T = 3.05$.

Por otro lado, para un empaquetamiento de esferas, el uso de la ec. 3.47 con $m = 1.09$ y $G = 1.49$ da una $T = 1.60$. Ambos resultados parecen ser razonables.

III.2.7.4 RELACIÓN ENTRE F_R Y LA TORTUOSIDAD.

El punto de partida del sistema poroso equivalente hecho por tubos capilares rectos es medido por el factor de tortuosidad, τ , el cual está definido por la siguiente ecuación:

$$\tau = \left(\frac{L_a}{L} \right)^2 \quad (3.50)$$

Donde L es la longitud de la muestra de roca, y L_a es la longitud del paso de flujo como se muestra en la Figura 3.31, usando la ecuación 3.37, la resistividad de la salmuera en la longitud de los tubos capilares L_a ; es descrita por la siguiente ecuación:

$$R_{wc} = \frac{E}{I_{wc}} \frac{\phi A}{L_a} \quad (3.51)$$

Dividiendo la ecuación 3.18 entre la ecuación 3.36, da (para $I_{wc} = I_o$):

$$F_R = \frac{I}{\phi} \frac{L_a}{L} = \frac{\tau}{\phi} \quad (3.52)$$

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

III. BASES TEÓRICAS DE POROSIDAD Y RESISTIVIDAD

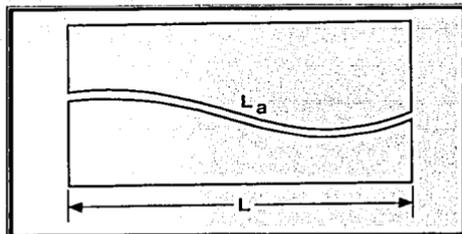


Fig. 3.31 Actual trayectoria de flujo y tortuosidad.

Cornell y Katz obtuvieron una ecuación un poco diferente. Ellos basaron su deducción en un modelo de tubos capilares inclinados, los cuales tenían una porosidad media, como se muestra en la Figura 3.32. Para tubos capilares inclinados la ecuación correspondiente será:

$$\phi = \frac{n \cdot \pi \cdot r^2 \cdot L_a}{AL} = \frac{A_n \cdot L_a}{AL} \quad (3.53)$$

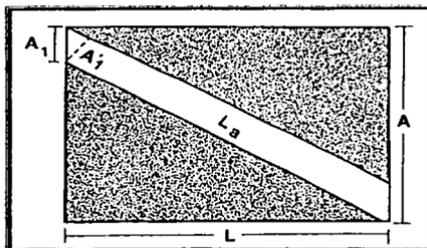


Fig. 3.32 Modelo de tubos capilares inclinados.

III. BASES TEÓRICAS DE POROSIDAD Y RESISTIVIDAD

$$A_n = \phi * A \frac{L}{L_d} \quad (3.54)$$

Sustituyendo A_n en la ecuación 3.37 obtenemos:

$$R_{wc} = \frac{E}{I_{wc}} \frac{\phi A (L / L_d)}{L} \quad (3.55)$$

Dividiendo la ecuación 3.26 entre la ecuación 3.55 y asumiendo $I_{wc} = I_0$, nos da:

$$F_R = \left(\frac{L_d}{L} \right) \left(\frac{I}{\phi} \right) = \frac{\tau}{\phi} \quad (3.56)$$

La ecuación 3.56 da el orden de la magnitud para la resistividad del factor de formación en yacimientos naturalmente fracturados. Para un caso teórico de una formación horizontal fracturada, el factor de tortuosidad τ es igual a 1 y consecuentemente:

$$F = \frac{I}{\phi} \quad (\text{cc.3.57 aplicada a sistemas de tubos capilares paralelos})$$

Willie y Gardner propusieron la siguiente relación para F_R basada en un modelo con un tubo capilar complejo como muestra la Fig. 3.33.

$$F_R = \frac{\tau}{\phi^2} \quad (3.58)$$

III. BASES TEÓRICAS DE POROSIDAD Y RESISTIVIDAD

Desafortunadamente, las formaciones naturales raramente tienen poros geométricos uniformes como se muestra en las figs. 3.30-3.33. Esto es evidente en las ecuaciones 3.52-3.57, donde el factor de formación es una función de la porosidad y estructura de poro. La ecuación 3.58 produce resultados satisfactorios en carbonatos y arenas altamente cementadas.

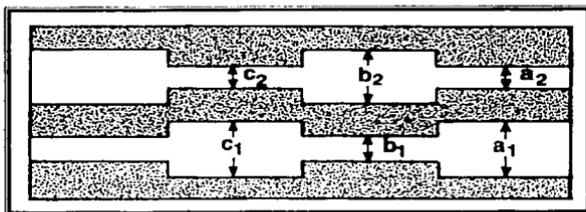


Fig. 3.33 Modelo de tubos capilares de diferentes medidas.

III.2.7.5 RELACIÓN ENTRE F_R Y EL FACTOR DE CEMENTACIÓN.

El grado de cementación de las partículas de arena dependen de su naturaleza, cantidad y distribución de numerosos materiales cementantes incluyendo silicio, calcio, carbonato y una variedad de arcillas. Las arenas menos cementadas normalmente tienen altas porosidades y, de la ec. 3.58, bajos factores de resistividad. Cuando las arenas llegan a estar más cementadas la porosidad decrece y de ahí, F_R aumenta. Archie deduce, de medidas de laboratorio de la resistividad del factor de formación F_R con la porosidad, una relación entre estas dos variables. La forma general de éstas expresiones son:

$$F_R = \frac{1}{\phi^m} \quad (3.59)$$

III. BASES TEÓRICAS DE POROSIDAD Y RESISTIVIDAD

El exponente m , el cual es referido como el factor de "cementación", es una función de la forma y distribución de los poros. Esto es determinado con una gráfica log-log de la resistividad del factor de formación y porosidad. Generalmente de ésta gráfica puede hacerse una aproximación por medio de una línea recta teniendo una pendiente m . En rocas carbonatadas y formaciones compactas, m es aproximadamente igual a 2. Para calizas las cuales son rocas altamente cementadas, el valor de m puede ser tan alto como 3. Esto es importante para acentuar que estos valores empíricos de m muy a menudo pueden diferenciarse de pozo a pozo en las mismas formaciones. Donde los valores de m no pueden ser determinados, la ecuación siguiente, comúnmente referida como la fórmula de Humble, puede ser usada para estimar el factor de formación:

$$F_R = \frac{0.62}{\phi^{2.15}} \quad (3.60)$$

Considerando que la fórmula de Humble es satisfactoria para muchos tipos de roca, para mejores resultados puede ser obtenida usando la siguiente generalización.

$$F_R = \frac{a}{\phi^m} \quad (3.61)$$

Donde los valores de la constante a y el factor de cementación m dependen del tipo de roca. Los valores de a y m es mejor determinarlos mediante mediciones en un laboratorio. La fórmula de Humble y Archie para varios valores de el factor de cementación m y la constante a son comparados gráficamente en la Fig. 3.34.

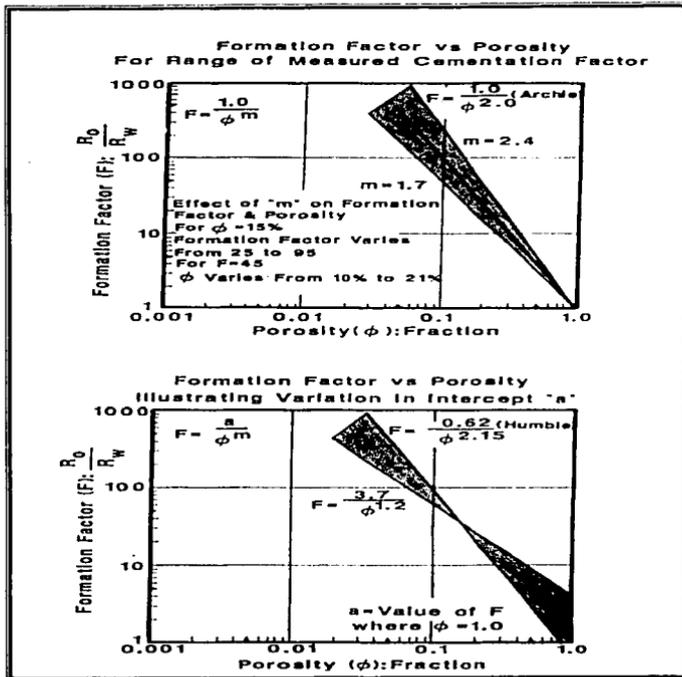


Fig. 3.34 Comparación de las ecuaciones de Humble y Archie (cortesía de Corelab).

III.2.8 RESISTIVIDAD DE LAS ROCAS PARCIALMENTE SATURADAS.

Ni el petróleo, ni el gas conducen la corriente eléctrica; ambos son excelentes aislantes. En una formación que contenga petróleo o gas, la resistividad es una función no sólo de F y R_w sino también de S_w . S_w es la fracción del volumen poroso que ocupa el agua de formación y $(1-S_w)$ es la fracción del volumen poroso que ocupan los hidrocarburos.

III. BASES TEÓRICAS DE POROSIDAD Y RESISTIVIDAD

Archie determinó de manera experimental que la saturación de agua de una formación limpia puede expresarse en función de su resistividad real como:

$$S_w^n = \frac{FR_w}{R_t} \quad (3.62)$$

donde n es el exponente de saturación. Aunque las mediciones de laboratorio muestran cierta variación en el valor de n, la mayoría de las muestras de formación presentan un exponente de saturación de más o menos 2. Por lo tanto, en la práctica de interpretación de registros, n se considera igual a 2 a menos que se conozca otro valor. Aceptando que n=2, la ecuación anterior queda.

$$S_w^2 = \frac{FR_w}{R_t} \quad (3.63)$$

A esta ecuación frecuentemente se le llama ecuación de saturación de agua de Archie. Es la piedra angular de la mayoría de las técnicas eléctricas de interpretación de registros.

Tenemos que $F_R * R_w$ es igual a R_o , la resistividad de la formación cuando está saturada al 100% con agua de resistividad R_w . La ecuación de saturación de agua puede quedar expresada así:

$$S_w = \frac{R_o}{R_t} \quad (3.64)$$

Cuando el aceite o gas están presentes en una roca porosa junto con una cierta cantidad de agua salada, su resistividad es mayor que R_o , debido a que existe cierto volumen de agua para que fluya una corriente eléctrica.

III. BASES TEÓRICAS DE POROSIDAD Y RESISTIVIDAD

El volumen disponible al flujo de corriente se designa como saturación en el espacio poroso y se representa como S_w .

La resistividad de una roca parcialmente saturada con agua no sólo depende del valor de S_w , sino de la distribución que existe en el espacio poroso. La distribución de la fase fluido dentro de las rocas depende de las propiedades de mojabilidad de la roca, de la dirección en que se estableció (drenaje o imbibición) y el tipo de porosidad (intergranular, vugular o ambas).

La fórmula aceptada que relaciona la saturación de agua connata S_w y la resistividad verdadera R_t , es la de Archie, la cual puede expresarse en diferentes formas:

$$S_w = \left[\frac{R_w}{R_t} \right]^{\frac{1}{n}} = \left[\frac{R_w \cdot \phi^{-m}}{R_t} \right]^{\frac{1}{n}} \quad (3.65)$$

donde n se conoce como exponente de saturación y algunos autores igualan al exponente de cementación de cementación. El valor más general es $n=2$.

III.2.9 SECUENCIA DE ANÁLISIS DE LABORATORIO PARA OBTENER LOS PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE UNA ROCA (F , a , m , A , M , I , y n).

- 1.- Acondicionar las muestras (cortar y limpiar la muestra).
- 2.- Medir la porosidad y obtener la permeabilidad absoluta con gas a las muestras.

III. BASES TEÓRICAS DE POROSIDAD Y RESISTIVIDAD

3.- Saturar al 100% las muestras con agua salada.

- ◆ Pesar la muestra seca en una balanza analítica.
- ◆ En equipo de saturación inyectar la salmuera para llenar 100% los poros.
- ◆ Pesar la muestra saturada en una balanza analítica.
- ◆ Determinar el grado de saturación de la muestra comparando el volumen de agua inyectada con el volumen de poros medido con el Porosímetro tipo Boyle.

4.- Medir la R_0 . Medir la resistividad de la muestra en un resistímetro. En este caso la muestra está 100% saturada con salmuera y se obtendrá R_0 .

5.- Desaturar las muestras por etapas, obtener las saturaciones correspondientes ($S_w < 100\%$) y medir R_t para cada S_w .

- ◆ Desplazar un poco del agua que satura a la muestra por medio de inyección de gas (helio, nitrógeno o CO_2).
- ◆ Pesar la muestra para estimar la saturación de salmuera, que será menor al 100%.
- ◆ Medir la resistividad de la muestra. Como en este caso la $S_w < 100\%$, se obtendrá R_t .
- ◆ Repetir los pasos anteriores varias veces para poder tener valores de R_t a distintas saturaciones.

6.- Calcular F , donde $F = \frac{R_0}{R_w}$, en caso necesario medir R_w con el resistímetro.

7.- Preparar una gráfica Log-Log de F contra ϕ y obtener los parámetros a y m .

8.- Calcular I , donde $I = \frac{R_t}{R_0}$ para las distintas saturaciones.

9.- Preparar una gráfica Log-Log de I contra S_w y obtener el parámetro n .

10.- Preparar una gráfica Log-Log de k_a (permeabilidad absoluta) contra ϕ y obtener los parámetros A y M .

IV. DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO.

A continuación se hace una descripción breve del equipo que se utiliza para la determinación de las propiedades petrofísicas de los núcleos de diámetro completo, de yacimientos naturalmente fracturados, como son la porosidad y la resistividad, de interés en este trabajo.

IV.1 CORTADORA DE NÚCLEOS.

La cortadora de núcleos está compuesta por un motor de 5 HP, un disco de diamante y un sistema de agua, que lubrica, enfría y limpia el disco al estar cortando los núcleos.

El corte de los núcleos es perpendicular a su eje de tal forma que la cara superior e inferior del núcleo queden paralelas (Fig. 4.1).

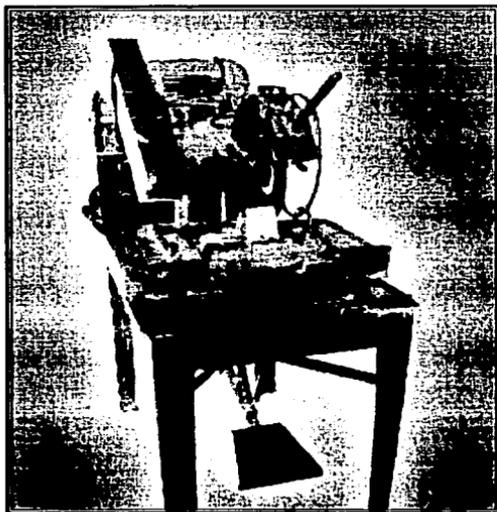


Fig. 4.1 Cortadora de núcleos.

IV. DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO

IV.2 LAVADOR DE NÚCLEOS.

El lavador de núcleos es un equipo de cristal para muestras de hasta 4 ½ pg de diámetro por 16 pg de longitud. El equipo está compuesto por un portanúcleos, un controlador de calor, calentador y por la cubierta protectora (Fig. 4.2 y 4.3).

Para la limpieza de las muestras se debe llenar el equipo con el solvente que puede ser tolueno, metanol o la combinación de ambos. Las muestras se introducen en el cuerpo del soxhlet que se calienta arriba de su punto de ebullición del solvente, que pasa por la muestra y se destila en forma cíclica, hasta que la muestra esté limpia, por un periodo de dos a tres semanas; o hasta que la muestra quede limpia.

Posteriormente con el propósito de evaporar completamente los solventes residuales, las muestras se secan en un horno de vacío a 100 °C, por el tiempo necesario para este propósito.

El objetivo del limpiador de núcleos, es limpiar éstos de los fluidos del yacimiento, destilando solventes en forma cíclica.

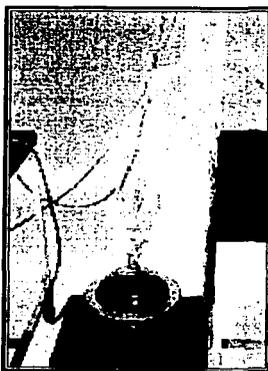


Fig. 4.2 Lavador de núcleos.

IV. DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO

La celda porta muestra, consta de una celda de aluminio de 5 pg de diámetro y 13 pg de longitud, con varios juegos de 10 cilindros macizos de varias longitudes, de volumen conocido y camisas que los contienen de tal manera que los juegos llenan la celda. Las camisas tienen un diámetro exterior de 5 pulgadas e interior de 2, 2 ½, 3, 3 ½ y 4 pulgadas, para alojar muestras de diámetro completo, cuyo diámetro sea lo mas cercano posible a alguno de los diámetros interiores de las camisas antes mencionadas. Los cilindros sirven para complementar la longitud de la muestra a la longitud de la celda, de tal manera que el volumen de sólidos en la celda sea siempre el máximo posible.



Fig. 4.4 Porosimetro.

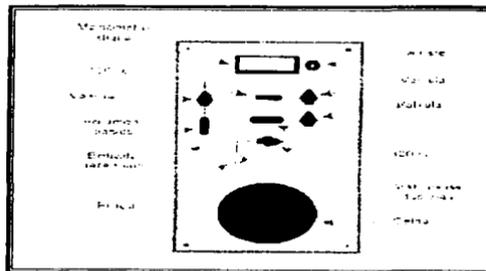


Fig. 4.5 Diagrama del Porosimetro.

IV. DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO

IV.4 MODULO DE SATURACIÓN DE MUESTRAS.

El sistema de saturación presión-vacío se usa para saturar las muestras. Este sistema lo componen dos módulos independientes en el mismo equipo, el módulo de vacío, y el módulo de presión.

Para saturar las muestras es necesario que éstas previamente se laven con fluidos apropiados y posteriormente secadas. El equipo está diseñado para saturar las muestras en dos pasos sucesivos: el primer paso usa el módulo de vacío e inmediatamente después el módulo de presión.

El módulo de vacío consta de una campana, bomba y manómetro de vacío, trampa de vapores, válvulas de control, depósito de desarenamiento de agua, líneas de interconexión y un dispositivo para evaporar hielo seco, cuyos vapores se inyectan a la muestra. El módulo de compresión consta de dos filtros de aire, de una bomba de alta presión, una celda de represionamiento, un regulador de presión, un manómetro, válvulas y líneas de interconexión (Fig. 4.6).

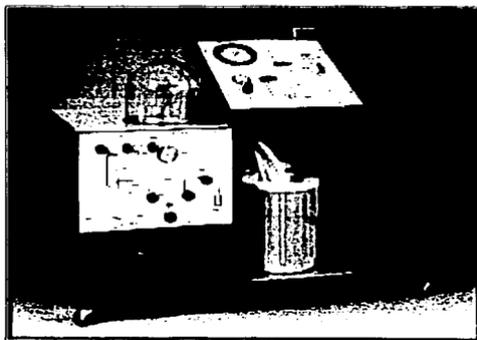


Fig. 4.6 Celda de saturación.

IV. DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO

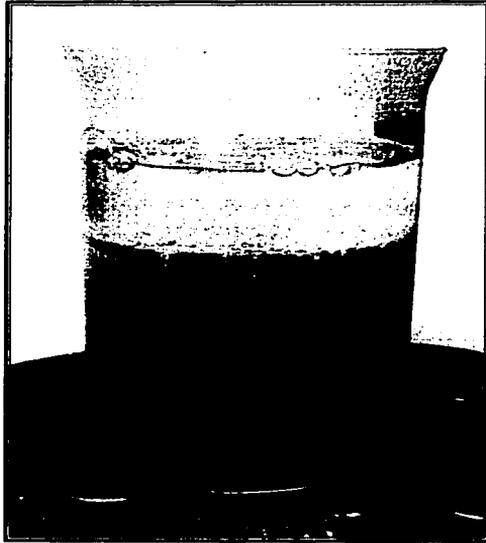


Fig. 4.7 Núcleo saturándose.

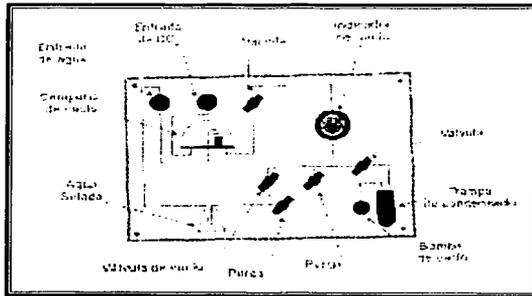


Fig. 4.8 Diagrama de la celda de saturación.

IV. DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO

IV.5 CELDA DE ALTA PRESIÓN.

La función principal de la celda básica es la de someter a la muestra a las condiciones de presión de confinamiento y temperatura de prueba. La celda de confinamiento consta de varios módulos, debido a su gran interrelación para realizar cualquier operación de medida de la permeabilidad; algunos de ellos se montaron en un mismo mueble, los cuales se describen a continuación (Fig. 4.9 y 4.10).

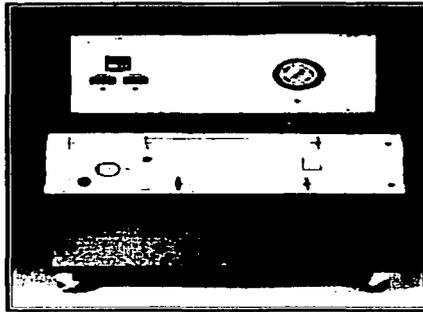


Fig. 4.9 Celda de alta presión.

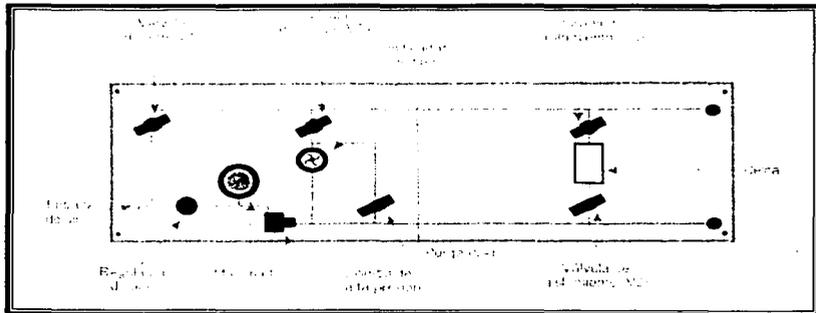


Fig. 4.10 Diagrama de la celda de alta presión.

IV. DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO

El sistema lo componen el módulo portamuestras o celda, el módulo de control de temperatura, el módulo de la muestra, los dispersores y el módulo de compresión.

Módulo portamuestra o celda: Esta celda consta básicamente de un cilindro hueco de 11 pg. de diámetro exterior, 5 pg. de interior y 15 pg. de largo, con dos tapas en sus extremos, las cuales tienen empaques de buna para alta presión y temperatura, sostenidos en las tapas con retenes de bronce; la tapa superior tiene dos orificios con conexiones para flujo de gas, otros para termocoples y dos más para cables. La tapa inferior tiene tres orificios, uno para la entrada y otro para la purga del aceite y una más para introducir el aire; el aceite es el agente que comprime y calienta la muestra, el cual debe ser de tipo mineral, estable y de alto punto de ebullición, y el aire debe ser seco para no contaminar este aceite. Para el control de su temperatura la celda aloja dos termocoples, que están conectados al control de temperatura del módulo eléctrico de la celda.

Módulo de control de temperatura: Exteriormente, la celda está rodeada de dos camisas independientes, una de calentamiento y otra de protección; la camisa de calentamiento contiene varias resistencias eléctricas y material aislante. El calor producido por las resistencias se controla con termocoples conectados al sistema de control electrónico que limita la temperatura máxima, digitaliza la temperatura en una pantalla y la transmite al módulo de adquisición de datos.

Módulo de la muestra: Está constituido por la muestra de roca misma, una chaqueta o manga que la cubre lateralmente y dos dispersores de acero que sirven para aislar totalmente del baño de aceite contenido en la celda. Los dispersores se conectan con tubo de acero a la tapa de la celda, pasando previamente a través del aceite, que se encuentra a condiciones de presión de confinamiento y de temperatura, a las cuales se llevará a cabo el experimento.

IV. DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO

Dispersores: Son cilindros de acero (Fig.4.11) que están conectados a la tapa superior de la celda con tubos de acero y a la muestra con mallas de acero, tanto para condiciones de flujo horizontal como vertical, de tal manera que el flujo de prueba entra a la muestra por el dispersor inferior y sale por el superior. El flujo que entra a la muestra, previamente pasa de la tapa superior de la celda a un tubo largo en forma de serpentín para elevar su temperatura con el baño de aceite de la celda, posteriormente pasa por el dispersor inferior y se distribuye en toda la superficie considerada de la muestra a través de una malla de acero. Después de la muestra pasa al dispersor superior a través de otra malla y sale de la celda por un tubo que conecta al dispersor con la tapa superior de la celda.

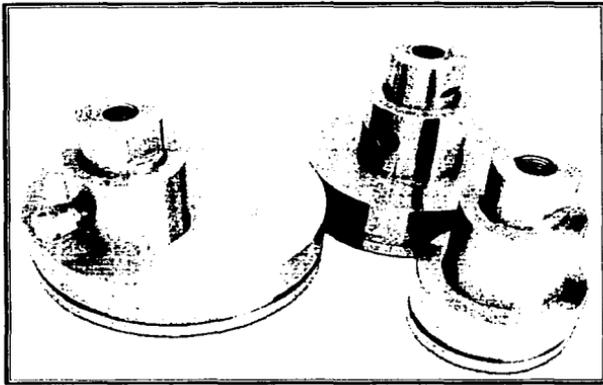
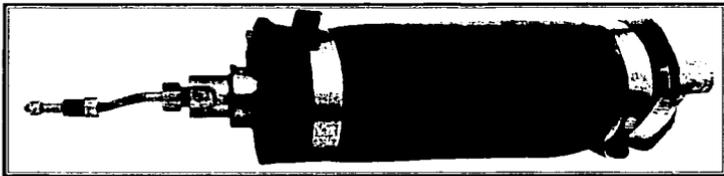
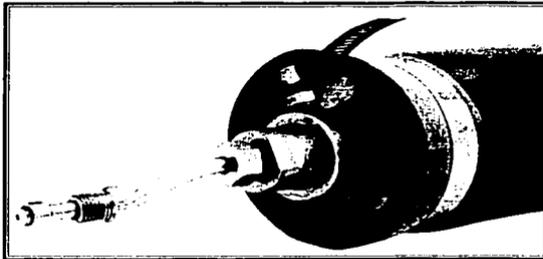


Fig. 4.11 Dispersores.

La manga debe quedar unida a la muestra, de tal manera que no exista flujo entre las dos, lo cual se logra con una presión de confinamiento bastante baja, del orden de 200 lb/pg^2 ; la presión a la que se somete la muestra debe ser siempre mayor que la presión interna de la muestra, para que exista este sello entre la muestra y la manga. Las mallas se diseñaron de tal manera que permitan el libre flujo a través de ellas, con distribución uniforme en las caras de entrada y salida de la muestra, considerando que la caída de presión a través de ellas es insignificante y previendo soporten la presión de confinamiento aplicada a la muestra, principalmente para el caso de flujo horizontal.

IV. DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO



Figs. 4.12 y 4.13 Muestras preparadas.

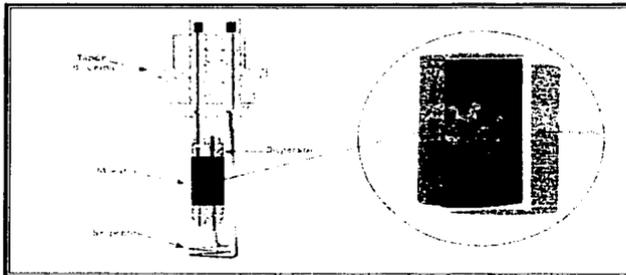


Fig. 4.14 Diagrama de muestra preparada.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

IV. DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO

Módulo de compresión: Consta principalmente de una bomba neumática capaz de elevar la presión de confinamiento en la celda hasta 20 000 lb/pg², con suministro de aire de 0 hasta 180 lb/pg² con dos filtros de aire, uno a la entrada del sistema de módulos y otro a la entrada de la bomba neumática, con un regulador de presión entre ambos filtros de aire, y el módulo de la celda de presión que contiene la muestra a comprimir, conexiones y válvulas de control.

IV.6 EQUIPO ELECTRÓNICO.

Multímetro: Marca Keithley, Modelo 2000 de 8 ½ dígitos, resolución de mega ohms, voltaje en AC y DC, respuesta plana hasta 1000 KHz., capacidad para medir frecuencia y temperatura, comunicación IEEE 422 GPIB y RS 232 (Fig.4.15a).

Generador de funciones: Marca Tabar, modelo 8020 de 0 a 20 MHz en frecuencia y de 0 a 40 Volts en amplitud, ajuste de offset, generación de ondas senoidal, triangular, cuadrada, pulso positivo o negativo y nivel de DC (Fig.4.15b).

Medidor de fases: Modelo 6620, programable, frecuencia de 10 Hz a 10 MHz, precisión de 0.02° y resolución de 0.01°, rango de señales de 10 mV a 320 V rms, ángulos entre 0 y 360° ó ±180°, modo de fase absoluta o relativa (Fig.4.15c).

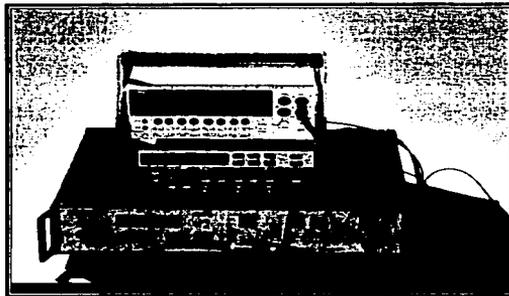


Fig. 4.15 a, b, c *Equipo electrónico.*

V. MEDICIÓN Y CÁLCULO DE LA POROSIDAD EN EL LABORATORIO.

Bass (1987), describe el desarrollo de varios métodos para determinar la porosidad en los laboratorios para la realización de estudios petrofísicos, desarrollados para muestras pequeñas, de roca consolidada con porosidad primaria o intergranular. Los poros intergranulares son muy pequeños; la porosidad de una muestra representa el volumen de miles de poros y la porosidad de una porción grande de roca se determina aplicando algún método estadístico a un conjunto de porosidades de muestras pequeñas, de la misma roca. Para medir la porosidad es necesario determinar dos de los tres volúmenes que la definen, los cuales son: **a)** el volumen total de la muestra [V_t], **b)** el volumen de poros [V_p] y **c)** el volumen de sólidos (granos o matriz) [V_s].

El volumen total de la roca o volumen bruto puede obtenerse por medio del desplazamiento de fluidos, por métodos gravimétricos, por diferencia de volumen en picnómetro y por las dimensiones de la muestra.

El volumen de poros se determina básicamente por la extracción o inyección de fluidos en la muestra, como son el método de expansión de aire en muestras con vacío parcial, el de expansión de nitrógeno o helio a baja presión, el de inyección de mercurio, el de saturación con líquidos en que se determina el volumen de poros por la diferencia de peso de la muestra seca y saturada, etc.

El volumen de sólidos puede obtenerse con el peso de la muestra seca y la densidad del grano de la roca.

La porosidad es una propiedad intrínseca de las rocas, que se define como el cociente del volumen de huecos o poros dentro de la roca, entre el volumen total de la roca, este último está constituido por el volumen del material sólido más el volumen de poros, parámetro que frecuentemente se presenta en por ciento.

$$\phi = \frac{V_p}{V_r} * 100 \quad (5.1)$$

Se definen varios tipos de porosidad, dependiendo del tipo del volumen de poros estimado, tales como:

- ❖ La porosidad absoluta. Considera todos los poros existentes en la roca.
- ❖ La porosidad efectiva. Considera todos los poros comunicados en la roca.
- ❖ La porosidad de matriz. Considera todos los poros intergranulares en la roca.
- ❖ La porosidad de fractura. Considera todos los poros pertenecientes a las fracturas alojadas en la roca.
- ❖ La porosidad de aguja. Considera todos los poros microscópicos aislados, característicos en roca de yeso y algunas dolomías.

V.1 POROSIDAD TOTAL.

Se determina una porosidad que tiende a ser absoluta, dado que considera la mayoría de los poros existentes en las muestras de roca, debido a que se estima el volumen de sólidos con base en la expansión de gas, método descrito a detalle por Douglas y Terry (1991), el cual combina una correlación y dos procesos de medida; las mediciones para obtener la porosidad total se realizan en el Porosímetro, el cual fue descrito en el capítulo 4.

V.1.1 PROCESO DE MEDICIÓN.

Antes de realizar alguna medición de porosidad a muestras de roca, se determina una ecuación que relaciona el cociente de la presión final del volumen de referencia conectado con la celda porta muestra, entre la presión inicial del volumen de referencia, en función del volumen de sólidos contenido en la celda, para cada uno de los arreglos de camisa y cilindros, de los cuales se conoce el volumen sólido de cada pieza, que se determinó a partir de sus dimensiones.

V MEDICIÓN Y CÁLCULO DE LA POROSIDAD EN EL LABORATORIO

Para medir el volumen de sólidos de una muestra, se coloca el arreglo de camisa y cilindros correspondiente al diámetro de la muestra dentro de la celda; como se discutió previamente, se colocan tantos cilindros como sean necesarios para que la celda quede llena junto con la muestra, cerrándose a continuación con la tapa de la celda; posteriormente se selecciona un volumen de referencia y se incrementa la presión hasta la presión inicial P_1 . A continuación se expande el gas al conectarse el volumen de referencia con la celda y se mide la presión final estabilizada P_2 y empleando la ecuación de correlación correspondiente a dicho diámetro, se determina el volumen de sólidos de la roca en la celda, por medio de la diferencia de volumen de sólidos en la celda menos el volumen de los cilindros de relleno.

Con las dimensiones de la muestra se determina su volumen bruto o total de la roca y por diferencia del volumen total menos el de sólidos de la muestra, se obtiene el volumen de poros y finalmente, por medio del cociente entre el volumen de poros y el volumen de la muestra, se obtiene la porosidad absoluta. Pero debido a que esta porosidad se determina con base en la expansión de gas, depende de la permeabilidad de la muestra y del grado de comunicación, que exista entre fracturas, canales y/o vórgulos externos e internos, pudiendo su valor acercarse al de la porosidad efectiva correspondiente, a la presión de confinamiento a la que se someta la roca en estudio.

De acuerdo a lo mencionado anteriormente el procedimiento a seguir es el siguiente:

1. Los siguientes datos se necesitan para medir y calcular la porosidad total:

- a. Dimensiones de la muestra.
- b. Diámetro y número de los espaciadores usados.
- c. Volumen de referencia de la medición (150, 300 y 450 cm³).
- d. Curva de calibración (Volumen de los espaciadores contra P_1/P_2), para el diámetro y volumen de referencia seleccionado.
- e. Valores de las presiones de referencia, P_1 (antes de entrar a la celda), y P_2 (Dentro de la celda).

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

V MEDICIÓN Y CÁLCULO DE LA POROSIDAD EN EL LABORATORIO

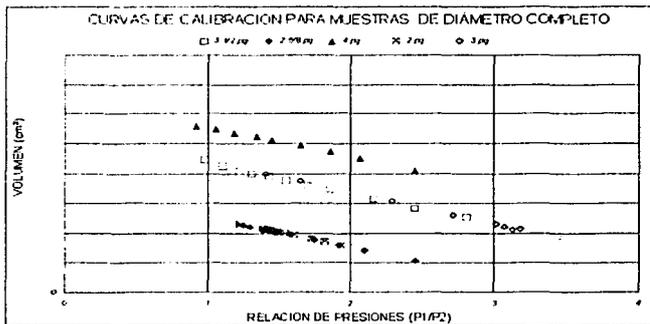


Fig. 5.1 Curvas para calcular el volumen total de sólidos de las muestras, a las que se les mide porosidad total.

2. Cálculo del volumen total de sólidos (volumen de cilindros más el volumen de sólidos de la muestra).

$$\text{Volumen total de sólidos} = \text{Intercepción} + \text{pendiente} * (P_1 - P_2) \quad (5.2)$$

3. Calcular el volumen total de los espaciadores utilizados.
4. Calcular el volumen de la muestra.

$$V = \frac{\pi d^2}{4} * L \quad (5.3)$$

5. Cálculo del volumen de sólidos de la muestra dentro de la celda.

$$\text{Vol. de sólidos de la muestra} = \text{Vol. total de sólidos} - \text{Vol. de espaciadores} \quad (5.4)$$

V MEDICIÓN Y CÁLCULO DE LA POROSIDAD EN EL LABORATORIO

6. Cálculo de la Porosidad de la muestra.

$$\phi (\%) = \frac{\text{Volumen de la muestra} - \text{Volumen de sólidos de la roca}}{\text{Volumen de la muestra}} \dots\dots\dots(5.5)$$

V.2 POROSIDAD EFECTIVA.

Basándose en que el helio se comporta como un gas ideal a presiones bajas y por lo mismo cumple con la ley de Boyle, se diseñó un procedimiento empleando la expansión del helio para determinar la porosidad efectiva en muestras de diámetro completo, introduciéndose el gas en la muestra a través de la dirección de mayor permeabilidad. Para realizar lo anterior, se adaptó el equipo original, combinando dos equipos, el porosímetro y la celda básica de permeabilidades, cada uno de los cuales presenta sus ventajas y limitaciones propias. Es importante hacer notar, que este procedimiento permite determinar también la porosidad efectiva a temperatura de yacimiento.

El número de moles de gas helio en un recipiente de volumen conocido es:

$$n_h = \frac{P_h V_r}{Z_h R T_h} \dots\dots\dots(5.6)$$

El número de moles de aire en la celda porta muestra es:

$$n_a = \frac{P_a V_a}{Z_a R T_a} \dots\dots\dots(5.7)$$

Al expandir el helio de la celda de referencia a la celda porta muestra, por la ley de Dalton se tiene:

$$P_2 = P_{2a} + P_{2h} \dots\dots\dots(5.8)$$

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

V MEDICIÓN Y CÁLCULO DE LA POROSIDAD EN EL LABORATORIO

Por la ley de los gases reales se tiene:

$$p_{2b} (V_r + V_u) = n_h RT_1 Z_1 \quad (5.9)$$

$$p_{2a} (V_r + V_u) = n_u RT_u Z_u \quad (5.10)$$

Pero: $T_1 Z_1 = T_u Z_u = TZ$, y sumando ambas ecuaciones se tiene:

$$p_2 (V_r + V_u) = RT (n_h + n_u) \quad (5.11)$$

$$p_2 (V_r + V_u) = RT \left(\frac{p_1 V_r}{RT} + \frac{p_u V_u}{ZT} \right) \quad (5.12)$$

donde:

$$p_1 = p_v + p_{atm} \quad (5.13)$$

$$p_2 = p_2 + p_{atm} \quad (5.14)$$

Substituyendo, simplificando y despejando

$$V_u = V_p - V_{tubo} \quad (5.15)$$

que corresponde al volumen de poros menos volumen de conexiones entre las dos celdas, se obtiene:

$$V_p = \frac{p_1}{p_2} V_r - V_r - V_{tubo} \quad (5.16)$$

Para determinar el volumen de poros a temperatura del yacimiento, se tienen las mismas consideraciones y desarrollo algebraico, pero considerando que el volumen de aire en la celda porta muestra está a dicha temperatura; el error que esto implica es muy pequeño, puesto que solamente una porción de 2 cm del tubo conector tiene temperatura mayor de la atmosférica y menor que la celda porta muestra, quedando la ecuación como:

$$V_p = \left(\frac{P_1}{P_2} V_r - V_r \right) \frac{T_v}{T_1} - V_{inh} \quad (5.17)$$

V.2.1 PROCESO DE MEDICIÓN.

Para esta determinación se combina el módulo de medida del porosímetro con la celda básica de prueba. La muestra se debe preparar y montar antes de introducirse en la forma siguiente: la muestra se cubre lateralmente con una manga de vitón o silicón y sus extremos con mallas de acero que se extienden parcialmente hacia los lados de la muestra y dispersores de flujo; una vez que la muestra está cubierta se conecta a la parte inferior de la tapa de la celda de permeabilidades por medio de una conexión corta y un serpentín; a continuación se introducen ambas en la celda de permeabilidades y se asegura la tapa; posteriormente la celda se llena de aceite mineral, que permite comprimir exteriormente la muestra y también calentarla a las condiciones de prueba que se deseé; luego el módulo de medida del porosímetro se conecta a la tapa de la celda por medio de una línea de cobre y al tanque de helio que suministra el gas, por medio de una manguera flexible de alta presión, quedando el sistema listo para medir porosidad efectiva.

El volumen de poros intercomunicados se calcula empleando la ley de Boyle, con las dos presiones medidas con el manómetro de medición del porosímetro, empleando el proceso siguiente: se inyecta gas helio en los cilindros de referencia del porosímetro, hasta alcanzar una presión menor a las 100 lb/pg² (P_1); después se expande el gas dentro de la muestra midiéndose la presión estabilizada (P_2) para el valor de incremento de presión de confinamiento efectivo aplicado a la muestra. Por medio de las dimensiones de la muestra se calcula su volumen total, y la porosidad efectiva con la relación del volumen de poros antes mencionado entre el volumen total.

V MEDICIÓN Y CÁLCULO DE LA POROSIDAD EN EL LABORATORIO

V.3 POROSIDAD DE MATRIZ Y DE FRACTURA.

Para definir el comportamiento de porosidad efectiva, se mide el volumen de poros, vórgulos, fracturas y canales de disolución intercomunicados, a varios valores de incrementos de presión de confinamiento efectivo, definiéndose comportamientos o relaciones lineales, que representan, de acuerdo a lo señalado en bases experimentales y sus suposiciones, la variación del volumen de poros comunicados que caracterizan los efectos predominantes, para diferentes grados de fracturamiento y de matriz.

V.3.1. PROCESO DE MEDICIÓN.

Para medir estas porosidades se empleó el mismo equipo y procedimiento que para medir la porosidad efectiva, y la ley de Boyle para determinar el volumen de poros de la muestra.

La porosidad de fractura y matriz se determina midiendo la porosidad efectiva a varias presiones de confinamiento o esfuerzo efectivo, la porosidad se mide manteniendo el volumen de poros a presión atmosférica; la variación del esfuerzo es creciente, desde 500 hasta 5000 lb/pg², con incrementos de presión de confinamiento del orden de 500 y de 1000 lb/pg².

VI. MEDICIÓN Y CÁLCULO DE LA RESISTIVIDAD EN EL LABORATORIO.

Debido a la gran importancia que tiene el hecho de medir la resistividad para obtener algunos parámetros de la roca, como el factor de formación, el índice de resistividad, el factor de cementación, etc.; como ya se mencionó que la resistividad en las rocas es la resistencia que opone un volumen unitario del medio poroso al paso de la corriente eléctrica. En este capítulo se indica el procedimiento utilizado en este laboratorio para obtener la resistividad en rocas de diámetro completo.

VI. 1 PROCESO DE MEDICIÓN.

Este procedimiento incluye dos métodos para obtener resistividad, como son el método de los dos electrodos y el de los cuatro electrodos. En la Fig. 6.1 se muestra el diagrama esquemático del sistema experimental con el cual se miden propiedades eléctricas de rocas. Este diagrama es una representación simplificada de la parte eléctrica del sistema experimental, que se utilizará aquí únicamente con el objetivo de facilitar la descripción conceptual de la técnica de medición.

Más adelante se incluyen esquemas detallados y descripciones de los componentes eléctricos y mecánicos del sistema experimental.

Según se ilustra en la Fig. 6.1, la muestra de roca de forma cilíndrica de longitud L y área de sección transversal A se dispone entre dos cabezales metálicos, que están en contacto directo con la roca y desempeñan la función de electrodos de corriente, aunque también pueden emplearse como electrodos de potencial; también se instalan dos electrodos más en el cuerpo de la muestra, con una distancia L' entre ellos, los cuales también están en contacto directo con la superficie de la roca y se usan exclusivamente como electrodos de potencial, como se muestra en la Fig. 6.1. La muestra se reviste con una cubierta impermeable.

VI MEDICIÓN Y CÁLCULO DE LA RESISTIVIDAD EN EL LABORATORIO

La muestra de roca queda así conectada mediante los dos electrodos extremos y los dos electrodos intermedios a un conjunto de dispositivos electrónicos, que hacen posible la obtención de la resistividad, la conductividad, el ángulo de fase y otras propiedades eléctricas importantes de las rocas. Los componentes principales de la parte eléctrica del sistema experimental son un generador de funciones, un medidor de ángulo de fase, un voltímetro y una caja de interconexión para seleccionar los electrodos, ésta cuenta con circuitos de elección de electrodos que le permiten al usuario hacer mediciones de voltaje y ángulo de fase en cada uno de los electrodos del sistema, sin tener que reconectar ninguno de los instrumentos de medición, lo cual hace posible efectuar en una secuencia rápida todas las mediciones necesarias para determinar las propiedades eléctricas de la roca, tanto con la técnica de los dos electrodos como con la técnica de los cuatro electrodos.

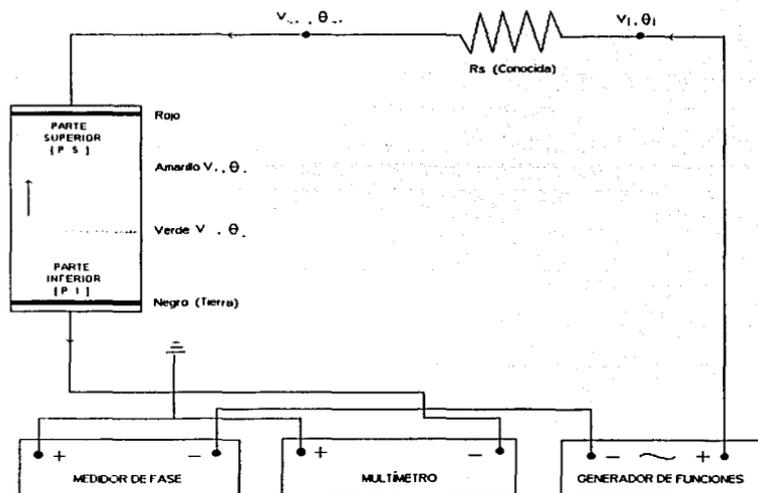


Fig. 6.1 Esquema eléctrico simplificado del sistema experimental para medir la resistividad y otras propiedades eléctricas en muestras de rocas de diámetro completo, empleando arreglos de dos y de cuatro electrodos.

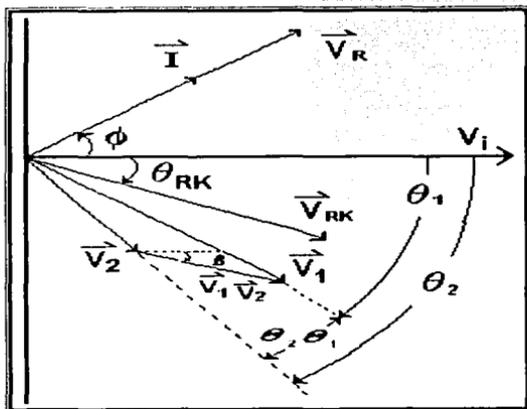
VI MEDICIÓN Y CÁLCULO DE LA RESISTIVIDAD EN EL LABORATORIO

El procedimiento de obtención de los datos primarios necesarios para determinar las propiedades eléctricas de la muestra de roca sometida a ensayo es esencialmente como sigue: (i) se aplica a la combinación en serie formada por la roca y el resistor de referencia una señal de voltaje de corriente alterna (CA) de amplitud (V_i) y frecuencia (f) conocidas, con su ángulo de fase (θ_i); usando el generador de funciones para aplicar la señal de voltaje y el multímetro para medir el valor RMS de ese voltaje; (ii) se miden los voltajes V_{RK} en el electrodo superior y V_1 y V_2 en los electrodos intermedios, junto con sus ángulos de fase respectivos θ_{RK} , θ_1 y θ_2 , medidos con respecto al voltaje de entrada (V_i) que constituye la referencia.

Estos voltajes y sus ángulos de fase respectivos, conjuntamente con la frecuencia de la señal de CA aplicada, el valor del resistor de referencia (R_s) y el conocimiento del diámetro y la longitud de la muestra, constituyen toda la información que se requiere para determinar las propiedades eléctricas de la roca.

En la Fig. 6.2 se muestra el diagrama fasorial de voltajes y corriente, que representan en términos cualitativos el tipo de diagrama correspondiente a la aplicación de una onda senoidal de CA al circuito serie, formado por el resistor de referencia y la muestra de roca sometida a ensayo.

Los ángulos de los fasores de voltaje y corriente están referidos al fasor que representa el voltaje total presente a la salida del generador de funciones, ya que este voltaje es el que se alimenta como señal de referencia al medidor del ángulo de fase. Se sigue la convención comúnmente adoptada de considerar positivos los ángulos medidos en sentido de giro a izquierdas y negativos los medidos en sentido de giro a derechas.



- I : Corriente total que circula por el circuito.
 V_i : Voltaje total aplicado al circuito.
 V_R : Caída de voltaje a través del resistor de referencia.
 V_{RK} : Caída de voltaje a través de la muestra de la roca.
 V_1 : Voltaje en el electrodo No. 2 con respecto a tierra.
 V_2 : Voltaje en el electrodo No. 3 con respecto a tierra.

Fig. 6.2 Diagrama fasorial de voltajes y de corriente correspondiente a la aplicación de una señal de voltaje de CA al circuito en serie formado por el resistor de referencia y la muestra de roca, para los arreglos de dos y de cuatro electrodos.

Se observa que todos los fasores de voltaje, con la excepción de V_R que denota la caída de voltaje a través del resistor de referencia, están representados con un desfase negativo (retraso) con respecto del fasor I que representa la corriente total circulando a través del circuito. Esta forma de presentar los fasores de voltaje correspondientes a V_{RK} , V_1 y V_2 , retrasados con respecto al fasor de corriente, se debe al hecho bien conocido de que la resistividad eléctrica de las rocas es en el caso general una cantidad compleja (desde el punto de vista eléctrico), que tiene una componente puramente resistiva (en fase) y una componente reactiva (fuera de fase). La caída de voltaje a través del resistor de referencia está en fase con el fasor de corriente, debido a que el resistor es un elemento resistivo puro que no contiene componente reactiva.

VI MEDICIÓN Y CÁLCULO DE LA RESISTIVIDAD EN EL LABORATORIO

La componente reactiva, el desfaseamiento entre los fasores de corriente y de voltaje y la naturaleza compleja de la resistividad eléctrica de las rocas se deben a la ocurrencia de una variedad de fenómenos de polarización en la roca, entre los que destacan los efectos dieléctricos normales (polarización electrónica, iónica y molecular) y un grupo importante de fenómenos electroquímicos a los que se designa en forma genérica como "polarización inducida", entre los que destacan la polarización de electrodos y el mecanismo de polarización de membrana. (en el Apéndice A se incluye una discusión más detallada sobre la naturaleza compleja de las propiedades eléctricas de las rocas).

El sistema experimental esquematizado en la Fig. 6.1 permite determinar en forma simultánea la resistividad y otras propiedades eléctricas de las rocas mediante las técnicas de los dos electrodos y los cuatro electrodos. Con la técnica de los dos electrodos, los cabezales metálicos entre los que se monta la muestra desempeñan la doble función de actuar como electrodos de corriente y de voltaje. Por medio de los cabezales se hace pasar la corriente eléctrica a través de la muestra, y la caída de voltaje V_{RK} a lo largo de la longitud completa (L) de la roca también se mide entre estos cabezales. Esta caída de voltaje, junto con el conocimiento de la intensidad de la corriente total circulando a través del circuito y del ángulo de fase entre los fasores correspondientes a V_{RK} e I (corriente total circulando por el sistema), constituyen toda la información que se necesita para determinar la resistividad, la conductividad, el ángulo de fase y otros parámetros eléctricos de la roca (en el Apéndice A se dan las definiciones de estos parámetros).

Con la técnica de los cuatro electrodos, los cabezales metálicos actúan como electrodos de corriente al igual que la técnica de los dos electrodos, mientras que la caída de voltaje en la roca se mide por medio de los electrodos entre dos secciones separadas una distancia L' en la dirección longitudinal de la muestra. La caída de voltaje entre los electrodos intermedios (V_1 y V_2), la intensidad de la corriente total circulando a través de la roca, y el ángulo de fase entre el fasor de la caída de voltaje a lo largo de L' y el fasor de la corriente total, constituyen toda la información que se necesita para determinar las propiedades eléctricas de la muestra sometida a ensaye.

VI MEDICIÓN Y CÁLCULO DE LA RESISTIVIDAD EN EL LABORATORIO

Utilizando la técnica de los dos electrodos se hace intervenir un volumen mayor de roca, puesto que se mide la caída de voltaje a todo lo largo de la muestra, mientras que con la técnica de los cuatro electrodos interviene un volumen más pequeño, dado que en este caso se considera únicamente la caída de voltaje a lo largo de un segmento de menor longitud. Desde este punto de vista, podría esperarse mayor representatividad de las mediciones que se efectúan con la técnica de los dos electrodos. Sin embargo, el empleo de esta técnica conlleva una dificultad importante, que consiste en la posible ocurrencia de una resistencia de contacto anormalmente alta entre los cabezales metálicos y los extremos de la muestra de roca. Cuando se presenta esta resistencia, ocasiona que la caída de voltaje que se mide entre los cabezales al usarlos también como electrodos de potencial, sea diferente de la caída de voltaje a través de la muestra de roca propiamente dicha. Este problema se traduce finalmente en errores significantes en la determinación de las propiedades eléctricas de la roca.

Con el empleo de la técnica de los cuatro electrodos se vuelve irrelevante la ocurrencia de una resistencia de contacto alta entre los cabezales y los extremos de la muestra, ya que en este caso la caída de potencial que interviene en los cálculos de las propiedades eléctricas se mide con los electrodos intermedios de potencial. Puesto que la corriente que circula a través de estos electrodos es sumamente pequeña, la caída de voltaje (R_I) a que pudiera dar lugar la resistencia de contacto entre estos electrodos y la superficie de la muestra de roca es asimismo muy pequeña, y no introduce errores significantes en la medición de los voltajes V_1 y V_2 .

Para determinar las propiedades eléctricas de la roca aplicando la técnica de los dos electrodos es necesario obtener experimentalmente los parámetros V_1 , V_{RK} y θ_{RK} , mientras que para aplicar la técnica de los cuatro electrodos se requiere obtener adicionalmente los parámetros V_1 , V_2 , θ_1 y θ_2 .

El procedimiento secuencial de reducción de los datos experimentales primarios hasta la obtención de las propiedades eléctricas de la roca representada por la muestra sometida a ensayo, se presenta a continuación paso a paso para las dos técnicas antes discutidas.

VI MEDICIÓN Y CÁLCULO DE LA RESISTIVIDAD EN EL LABORATORIO

En ambos casos, para la determinación de la componente puramente resistiva (no reactiva) de la resistividad, se supone que la roca puede modelarse como una combinación en paralelo de una resistencia pura (R_R) y una capacitancia (C_J). La revisión de conceptos fundamentales sobre propiedades eléctricas de rocas que se incluye en el Apéndice A, provee las bases necesarias para entender la procedencia de las fórmulas de cálculo que aparecen en el procedimiento de reducción de datos primarios, así como la significancia matemática y física de las diferentes propiedades eléctricas que intervienen.

VI.2 PROCEDIMIENTO SECUENCIAL DE CÁLCULO PARA LA TÉCNICA DE LOS DOS ELECTRODOS (CONTRERAS; 1992, IIE).

- (a) Cálculo de la caída de voltaje a través del resistor de referencia (V_R):

$$V_R = \left[(V_i)^2 + (V_{RK})^2 - 2 * V_i * V_{RK} * \cos \theta_{RK} \right]^{1/2} \quad (6.1)$$

- (b) Cálculo del ángulo de fase entre los fasores I y V_i (ϕ):

$$\phi = \arctan \left[\frac{V_{RK} * \sin \theta_{RK}}{V_i - V_{RK} * \cos \theta_{RK}} \right] \quad (6.2)$$

- (c) Cálculo de la intensidad de la corriente (I):

$$I = \left(\frac{V_R}{R_S} \right) \quad (6.3)$$

- (d) Cálculo de la impedancia compleja de la roca (Z_{RK}):

$$Z_{RK} = \frac{V_{RK}}{I} [\cos(\theta_{RK} - \phi) + j \sin(\theta_{RK} - \phi)] \quad (6.4)$$

VI MEDICIÓN Y CÁLCULO DE LA RESISTIVIDAD EN EL LABORATORIO

- (e) Cálculo de la admitancia compleja de la roca (Y_{RK}):

$$Y_{RK} = \frac{I}{V_{RK}} [\cos(\phi - \theta_{RK}) + j \operatorname{sen}(\phi - \theta_{RK})] \quad (6.5)$$

- (f) Cálculo del ángulo de fase de la roca (θ):

$$\theta = \theta_{RK} - \phi \dots\dots\dots(6.6)$$

- (g) Cálculo de la resistencia de la roca (R_x):

$$R_x = [\operatorname{Re} al(Y_{RK})]^{-1} = \frac{V_{RK}}{I} [\cos(\phi - \theta_{RK})]^{-1} \quad (6.7)$$

- (h) Cálculo de la capacitancia de la roca (C_x):

$$C_x = \frac{I}{w} \operatorname{Im} ag(Y_{RK}) = \frac{I}{w} * \frac{I}{V_{RK}} * \operatorname{sen}(\phi - \theta_{RK}) \quad (6.8)$$

- (i) Cálculo de la resistividad compleja de la roca (ρ^*):

$$\rho^* = Z_{RK} \frac{A}{L} = \frac{V_{RK}}{I} \frac{A}{L} [\cos(\theta_{RK} - \phi) + j \operatorname{sen}(\theta_{RK} - \phi)] \quad (6.9)$$

- (j) Cálculo del módulo de la resistividad compleja ($|\rho^*|$):

$$|\rho^*| = \frac{V_{RK}}{I} \frac{A}{L} \quad (6.10)$$

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

VI MEDICIÓN Y CÁLCULO DE LA RESISTIVIDAD EN EL LABORATORIO

(k) Cálculo de la conductividad compleja de la roca (σ^*):

$$\sigma^* = \frac{I}{\rho^*} = Y_{RK} \frac{L}{A} = \frac{I}{V_{RK}} \frac{L}{A} [\cos(\phi - \theta_{RK}) + j \sin(\phi - \theta_{RK})] \quad (6.11)$$

(l) Cálculo del módulo de la conductividad compleja (σ^*):

$$\sigma^* = \frac{I}{V_p} \frac{A}{L} \quad (6.12)$$

(m) Cálculo de la resistividad convencional de la roca (ρ_x):

$$\rho_x = R_x \frac{A}{L} \quad (6.13)$$

(n) Cálculo de la conductividad convencional de la roca (σ_x):

$$\sigma_x = \frac{I}{\rho_x} \quad (6.14)$$

VI.3 PROCEDIMIENTO SECUENCIAL DE CÁLCULO PARA LA TÉCNICA DE LOS CUATRO ELECTRODOS (CONTRERAS; 1992, IIE).

(o) Cálculo de la caída de voltaje a través del resistor de referencia (V_R):

$$V_R = [(V_i)^2 + (V_{RK})^2 - 2 * V_i * V_{RK} * \cos \theta_{RK}]^{1/2} \quad (6.15)$$

VI MEDICIÓN Y CÁLCULO DE LA RESISTIVIDAD EN EL LABORATORIO

- (p) Cálculo del ángulo de fase entre los fasores I y V_i (ϕ):

$$\phi = \arctan \left[\frac{V_{RK} * \text{sen} \theta_{RK}}{V_i - V_{RK} * \text{cos} \theta_{RK}} \right] \quad (6.16)$$

- (q) Cálculo de la intensidad de la corriente (I):

$$I = \left(\frac{V_R}{R_S} \right) \quad (6.17)$$

- (r) Cálculo del módulo de la caída de voltaje a través de la longitud L' entre los electrodos intermedios ($V_1 - V_2$):

$$V_1 - V_2 = V_{12} = \left[V_1^2 + V_2^2 - 2 * V_1 * V_2 * \text{cos}(\theta_2 - \theta_1) \right]^{1/2} \quad (6.18)$$

- (s) Cálculo del ángulo de fase entre los fasores V_i y $(V_1 - V_2)$, (β) (Ver Fig. 6.2):

$$\beta = \theta_2 - \pi + \arcsen \left[\frac{V_1}{V_{12}} \text{cos}(\theta_2 - \theta_1) \right] \quad (6.19)$$

- (t) Cálculo de la impedancia compleja de la roca (Z_{RK}): referida al segmento de longitud L' :

$$Z_{RK} = \frac{V_1 - V_2}{I} = \frac{V_{12}}{I} [\text{cos}(\beta - \phi) + j \text{sen}(\beta - \phi)] \quad (6.20)$$

- (u) Cálculo de la admitancia compleja de la roca (Y_{RK}): referida al segmento de longitud L' :

$$Y_{RK} = \frac{I}{V_{12}} [\text{cos}(\phi - \beta) + j \text{sen}(\phi - \beta)] \quad (6.21)$$

VI MEDICIÓN Y CÁLCULO DE LA RESISTIVIDAD EN EL LABORATORIO

- (v) Cálculo del ángulo de fase de la roca (θ):

$$\theta = \beta - \phi \quad (6.22)$$

- (w) Cálculo de la resistencia de la roca (R_x) referida al segmento de longitud L' :

$$R_x = [\text{real}(Y_{RK})]^{-1} = \frac{V_{12}^2}{I} [\cos(\phi - \beta)]^{-1} \quad (6.23)$$

- (x) Cálculo de la capacitancia de la roca (C_x) referida al segmento de longitud L' :

$$C_x = \frac{I}{W} \text{imag}(Y_{RK}) = \frac{I}{W} \frac{1}{V_{12}} \text{sen}(\phi - \beta) \quad (6.24)$$

- (y) Cálculo de la resistividad compleja de la roca (ρ^*):

$$\rho^* = Z_{RK} \frac{A}{L'} = \frac{V_{12}}{I} \frac{A}{L'} [\cos(\beta - \phi) + j \text{sen}(\beta - \phi)] \quad (6.25)$$

- (z) Cálculo del módulo de la resistividad compleja (ρ^*):

$$\rho^* = \frac{V_{12}}{I} \frac{A}{L'} \quad (6.26)$$

- (aa) Cálculo de la conductividad compleja de la roca (σ^*):

$$\sigma^* = \frac{I}{\rho^*} = \frac{I}{V_{12}} \frac{L'}{A} [\cos(\phi - \beta) + j \text{sen}(\phi - \beta)] \quad (6.27)$$

VI MEDICIÓN Y CÁLCULO DE LA RESISTIVIDAD EN EL LABORATORIO

(bb) Cálculo del módulo de la conductividad compleja (σ^*):

$$\sigma^* = \frac{I}{\rho^*} \frac{L'}{L} \quad (6.28)$$

(cc) Cálculo de la resistividad convencional de la roca (ρ_x):

$$\rho_x = R_x \frac{A}{L'} \quad (6.29)$$

(dd) Cálculo de la conductividad convencional de la roca (σ_x):

$$\sigma_x = \frac{1}{\rho_x} \quad (6.30)$$



VI.4 CRITERIOS DE DISEÑO.

Los aspectos fundamentales que se consideraron como punto de partida para la conceptualización, el diseño y la integración del sistema experimental para medir propiedades eléctricas en muestras de rocas son los siguientes:

- i) Disponer de la capacidad para medir la resistividad eléctrica, la conductividad eléctrica y el ángulo de fase en muestras de roca, tomando en cuenta el hecho de que las dos primeras propiedades tienen la característica de ser en el caso general cantidades complejas.
- ii) Poder medir las propiedades eléctricas de las rocas en muestras de diámetro completo, sometidas a presiones de confinamiento hasta de $5000 \frac{\text{lb}}{\text{pg}^2}$.
- iii) Poder medir las propiedades eléctricas de las rocas como función del grado de saturación.

VI MEDICIÓN Y CÁLCULO DE LA RESISTIVIDAD EN EL LABORATORIO

- iv) Poder medir las propiedades eléctricas de las rocas como función de la frecuencia de la corriente alterna aplicada a 1000 Hertz.
- v) Aprovechar al máximo la infraestructura experimental ya disponible en el Laboratorio de Núcleos Naturalmente Fracturados, principalmente la celda de alta presión.

VI.5 CONFIGURACIÓN Y CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DEL SISTEMA.

En la Fig. 6.3 se muestra el diagrama esquemático de conjunto del diseño conceptual que se definió para el sistema experimental en base a los criterios antes mencionados.

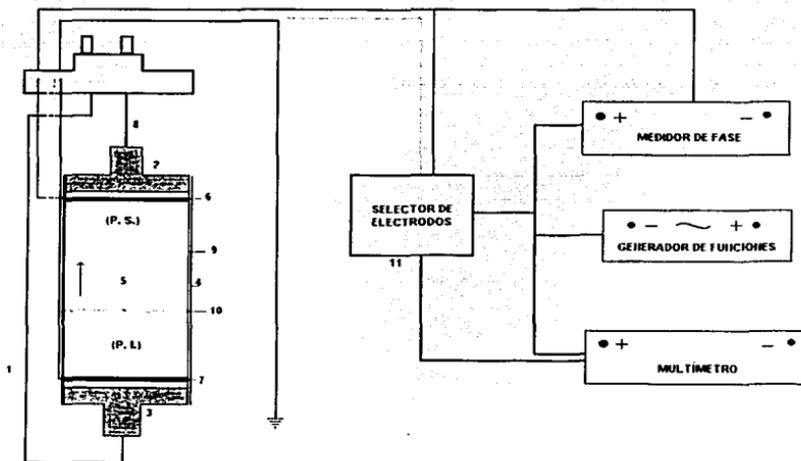


Fig. 6.3 Diagrama esquemático del sistema experimental para medir propiedades eléctricas en muestras de rocas. 1.- Serpentin, 2.- Dispensor superior, 3.-Dispensor inferior, 4.- Manga de neopreno, 5.- Muestra de roca, 6.- Electrodo de corriente superior (rojo), 7.- Electrodo de corriente inferior (negro), 8.- Conexión "S", 9.- Electrodo de potencial superior (amarillo), 10.- Electrodo de potencial inferior (verde), 11.- Caja de interconexiones.

VI MEDICIÓN Y CÁLCULO DE LA RESISTIVIDAD EN EL LABORATORIO

La descripción de la prueba se ha separado en dos partes:

- ✓ Preparación de la muestra
- ✓ Montaje

VI.5.1 PREPARACIÓN DE LA MUESTRA.

1.- Se identificó la muestra.

Pozo.

Núcleo.

No. de muestra.

2.- Se obtienen sus dimensiones, por medio de un vernier.

Diámetro.

Longitud.

3.- Se pesa la muestra seca, W_1 .

4.- Se obtiene la longitud L' , como se muestra en la Fig. 6.4.

5.- Se introduce el núcleo a la celda de saturación, realizándose los siguiente:

Se aplica vacío.

Se inyecta CO_2 . Repetir este procedimiento varias veces.

Se inyecta la salmuera previamente preparada.

Se saca el núcleo.

6.- Se pesa nuevamente el núcleo después de saturarlo, W_2 .

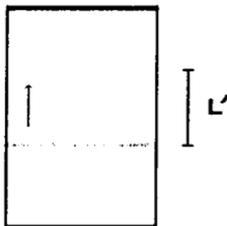


Fig. 6.4 Esquema de la longitudinal comprendida por L' .

VI.5.2 MONTAJE.

- 1.- Se colocan dos electrodos de corriente y dos electrodos de potencial, Fig. 6.5.
- 2.- Se colocan las mallas, el tellón y el aislante.
- 3.- Se mete el núcleo a una manga de neopreno con los electrodos de cobre, para posteriormente introducirlo en la celda de alta presión y aplicarle 1000 lb/pg^2 .
- 4.- Se saca el núcleo de la celda y de la manga.
- 5.- Se conecta un cable en cada uno de los electrodos; cada cable debe ser de diferente color para poder identificarlos, se ordenan de la siguiente manera, como se muestra en la Fig. 6.5.

Rojo.

Amarillo.

Verde.

Negro.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

VI MEDICIÓN Y CÁLCULO DE LA RESISTIVIDAD EN EL LABORATORIO

- 6.- Se mete el núcleo nuevamente a la manga de neopreno y se hacen las conexiones correspondientes, para introducirlo a la celda de alta presión tomándose las lecturas siguientes; correspondientes a los distintos electrodos:

V_1	θ_1
V_{RK}	θ_{RK}
V_1	θ_1
V_2	θ_2

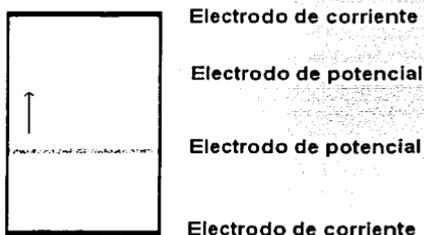


Fig. 6.5 Esquema de conexión de los electrodos de corriente y los de potencial, así como el orden en el que deben ser conectados los cables, es decir, el electrodo de corriente (V_{RK}) se debe conectar en la parte superior del núcleo, en el color rojo, posteriormente el electrodo de potencial (V_1), en el color amarillo, enseguida el electrodo de potencial (V_2), en el color verde y en la parte inferior del núcleo se conecta el último electrodo de corriente (la tierra), en el color negro.

VII. EJEMPLOS DE APLICACIÓN.

En este capítulo presentamos algunos ejemplos de aplicación y los resultados correspondientes al análisis petrofísico de pruebas especiales realizado en muestras de diámetro completo de 4 pg. y diferentes longitudes, de los núcleos recuperados en el campo Cantarell en las formaciones del Jurásico, Cretácico y Kimeridgiano durante la perforación de los pozos siguientes:

- ◆ 67 Inyector
- ◆ 1046D
- ◆ 2052
- ◆ 2196D
- ◆ 3025
- ◆ 3001
- ◆ 3002
- ◆ 1035D

También se realizaron pruebas a una muestra de arenisca (ARENISCA N1 III).

El análisis se efectuó con base en las investigaciones que se han venido realizando en este laboratorio, con el objetivo principal de obtener información acerca de las características de las porosidades primaria y secundaria y de la resistividad, de formaciones productoras naturalmente fracturadas.

A las muestras recibidas se les determinó la porosidad total y efectiva, y la resistividad en función del incremento de presión de confinamiento efectivo, correspondientes a las porosidades predominantes de vóculos, fracturas y microfracturas, así como de la matriz de la roca (LINNF, DEPFI, UNAM; Herrera, 2002).

VII. EJEMPLOS DE APLICACIÓN

VII.1 MUESTREO.

Se seleccionaron cinco fragmentos (Tabla 7.1), uno de arenisca y cuatro de Cartarell (carbonatos), identificándose de acuerdo al pozo y a las profundidades de cada uno de ellos en la forma siguiente:

TABLA 7.1 Información de las muestras.

POZO	NÚCLEO	FRAGMENTO	FORMACIÓN	INTERVALO
10351D	4	9	K.M. x correl.	2730-2734
3001	1	16	BTPKS	2393-2408
3002	1	I SUP	BTPKS	2520-2535
3002	1	I INF	BTPKS	2520-2535
ARENISCA	1	III	-----	-----

VII.2 DESCRIPCIÓN DE LAS MUESTRAS.

El núcleo de arenisca, tiene un diámetro de 2 ½ pg y una longitud de 10 cm, es homogéneo y compacto, no contiene fracturas, ni vóculos, ni cavernas, y presenta un color beige claro, Fig. 7.1. Este núcleo fue escogido por sus características homogéneas para realizar las pruebas iniciales de medición de la resistividad.

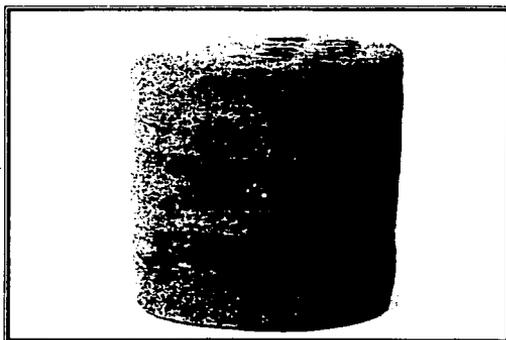


Fig. 7.1 Muestra. Arenisca III (LINNE, DEPFI, UNAM, 2002).

VII. EJEMPLOS DE APLICACIÓN

Los núcleos 1035D N4 F9 y 1046D N1 F15A tienen un diámetro de 4 pg y sus longitudes son de 10 cm cada una; están constituidos de clastos de dolomía de origen wackstone-packstone compacto, parcialmente dolomitizadas con bajo contenido de arcillas; presentan pequeñas fracturas y una cantidad de vúgulos grande, así como algunas cavernas; son de color café claro con tonos rojizos. Figs 7.2 y 7.3 respectivamente.



Fig. 7.2 Muestra 1035D N4 F9 (**LINNE, DEPFI, UNAM, 2002).



Fig. 7.3 Muestra 1046D N1 F15A (**).

El núcleo 3001 N1 F16 tiene 4 pg de diámetro y una longitud de 10.5 cm, constituido de clastos de dolomía de origen wackstone-packstone compacto, parcialmente dolomitizadas con bajo contenido de arcillas; presenta fracturas intensas, microfracturas, vúgulos y una cantidad considerable de cavernas y color gris claro, Fig. 7.4.

Los núcleos 3002 N1 F1 Superior e Inferior son de 4 pg de diámetro y 10 cm de longitud, tienen una constitución más o menos homogénea, con presencia de muchas fracturas y microfisuras, así como algunos vórgulos, de color gris claro, Fig. 7.5.



Fig. 7.4 Muestra 3001 N1 F16 (**).



Fig. 7.5 Muestra 3002 N1 F1 SUP (**).

VII.3 PREPARACIÓN DE LAS MUESTRAS.

Las muestras se recibieron intemperizadas y lavadas superficialmente con agua dulce; para prepararlas se cortaron sus extremos transversalmente, tratando de obtener la longitud más larga posible, pero menor de 7 pg, manteniendo su diámetro original. Se marcaron y limpiaron, extrayendo el aceite y las sales residuales con una mezcla de 50% de tolueno y 50% de alcohol metílico, en un equipo de cristal tipo Dean Stark, en el cual se hace pasar el solvente por la muestra y se destila en forma cíclica, por un período de 5 a 7 semanas; posteriormente, con el propósito de evaporar completamente los solventes residuales, las muestras se secaron durante varios días en un horno que opera con un vacío aproximado de hasta 20 pg de mercurio, a temperatura de 100° C.

VII. EJEMPLOS DE APLICACIÓN

VII.4 POROSIDAD TOTAL.

La porosidad se denomina total o absoluta, porque se consideran además del volumen poroso intercomunicado, todas las fracturas y poros exteriores escasamente comunicados con el interior de la muestra.

Esta propiedad se le midió a las muestras, por medio del Porosímetro Terratek, determinando su volumen total por medio de sus dimensiones y su volumen de sólidos, empleando una técnica de comparación, que relaciona los volúmenes de sólidos determinados por expansión de gas helio, que penetra a la muestra por toda su superficie exterior, con volúmenes conocidos de cilindros de aluminio comparables en sus dimensiones a las muestras. Con la diferencia de los volúmenes, total y de sólidos de la muestra, se obtiene el volumen de poros, calculándose la porosidad dividiendo el volumen de poros entre el volumen total de la muestra.

La porosidad de las muestras se presentan en la tabla 7.2 y varía de 11 a 23.26% con un promedio de 17.13%.

TABLA 7.2 Porosidad absoluta y porosidad efectiva de cada una de las muestras.

NOMBRE	POROSIDAD ABSOLUTA %	POROSIDAD EFECTIVA %
ARENISCA III	15.00	13.40
1035D N4 F9	12.70	9.70
1046D N1 F15A	11.00	10.62
3002 N1 F1 SUP	23.26	25.17
3002 N1 F1 INF.	22.40	20.57

VII.5 POROSIDAD EFECTIVA.

La porosidad efectiva de las muestras se determinó empleando gas helio y aplicando la ley de Boyle, mediante la comparación de dos presiones, una de referencia y una de expansión de medida. El volumen de poros intercomunicados se calcula empleando la ley de Boyle como ya se mencionó, con dos presiones determinadas con el manómetro del módulo de medición del Porosímetro, empleando el proceso siguiente: para cada valor de incremento de presión de confinamiento efectivo aplicado a la muestra, se inyecta gas helio en los cilindros de referencia del porosímetro, hasta alcanzar una presión base cercana a 100 lb/pg^2 ; posteriormente se expande el gas dentro de la muestra midiéndose la presión estabilizada que alcancen los cilindros conectados a la muestra.

Por medio de las dimensiones de la muestra se calcula su volumen total, y la porosidad efectiva con la relación del volumen de poros antes mencionado entre el volumen total.

Para esta determinación se combina el módulo de medida del porosímetro Terratek con la celda básica de permeabilidades.

La porosidad efectiva es por definición, menor o igual que la porosidad total, y su valor depende de las características de la roca. Para poder comparar la porosidad total con la porosidad efectiva, se empleó la porosidad efectiva extrapolando a un esfuerzo efectivo de cero.

Esta porosidad se midió en las muestras de mayor porosidad absoluta que son la 3002 N1 F1 SUP y 3002 N1 F1 INF, obteniéndose valores de 22 % y 21.5% con un promedio de 21.75%, que corresponde al 96.79% del valor de la porosidad total promedio de las dos muestras de 21.052%.

VII. EJEMPLOS DE APLICACIÓN

VII.6 COMPORTAMIENTO DE LA POROSIDAD EFECTIVA.

Los comportamientos de la porosidad efectiva y del volumen de poros en función del incremento de presión de confinamiento efectivo (esfuerzo efectivo), son los siguientes:

La Fig. 7.6 a. correspondiente a la Arenisca III es una gráfica, la cual presenta solamente una línea recta en todo el intervalo de 0 a 5000 lb/pg² con una pendiente pequeña; así mismo en la Fig. 7.6 b. se presenta el comportamiento del volumen de poros como función del incremento de presión de confinamiento efectivo.

Todas las muestras del complejo Cantarell que se presentan en esta tesis tienen el mismo comportamiento; en las gráficas se pueden observar dos tramos lineales; el tramo inicial para valores bajos de presión de confinamiento específico de mayor pendiente corresponde al efecto predominante de fracturas principales (o canales formados por vórgulos), y el otro de menor pendiente corresponde a la matriz de la roca; también se presenta el comportamiento del volumen de poros como función del incremento de presión de confinamiento efectivo. La tabla 7.3 muestra los diferentes intervalos de esfuerzo efectivo en el cual se produce el cambio de pendiente en cada una de las gráficas de estas muestras. En la tabla 7.4 a se incluye un resumen de los resultados de porosidad obtenidos de estas muestras.

TABLA 7.3 Esfuerzo efectivo para el cual cambia la porosidad de primaria a secundaria.

NOMBRE	INTERVALO DE ESFUERZO EFECTIVO lb/pg ²	FIGURA
ARENISCA	1500	7.6 a y 7.6 b
1035D N4 F9	2000	7.7 a y 7.7 b
1046D N1 F15A	2000	7.8 a y 7.8 b
3002 N1 F1 INF	2500	7.9 a y 7.9 b
3002 N1 F1 SUP	2300	7.10 a y 7.10 b

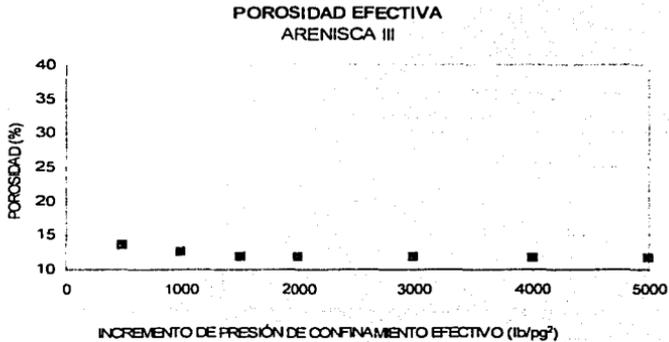


Fig. 7.6 a Comportamiento de la porosidad efectiva como función del incremento de presión de confinamiento efectivo.

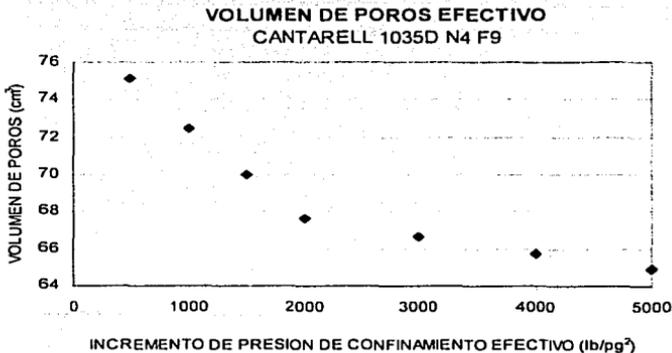


Fig. 7.6 b Comportamiento del volumen de poros efectivo como función del incremento de presión de confinamiento efectivo.

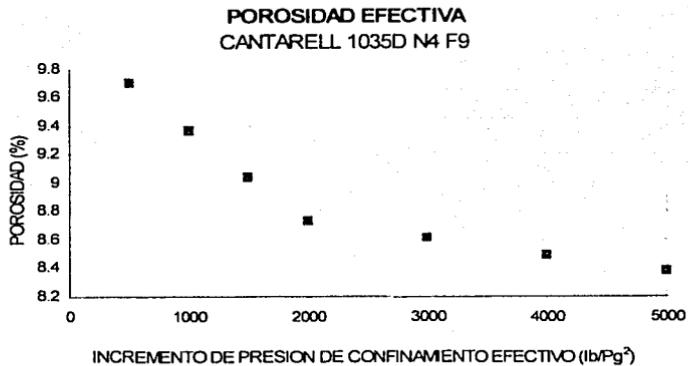


Fig. 7.7 a Comportamiento de la porosidad efectiva como función del incremento de presión de confinamiento efectivo.

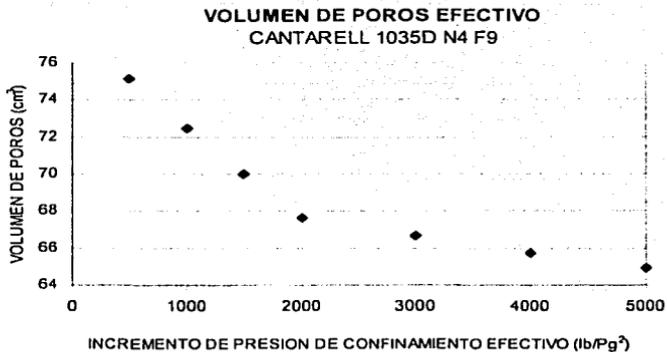


Fig. 7.7 b Comportamiento del volumen de poros efectivo como función del incremento de presión de confinamiento efectivo.

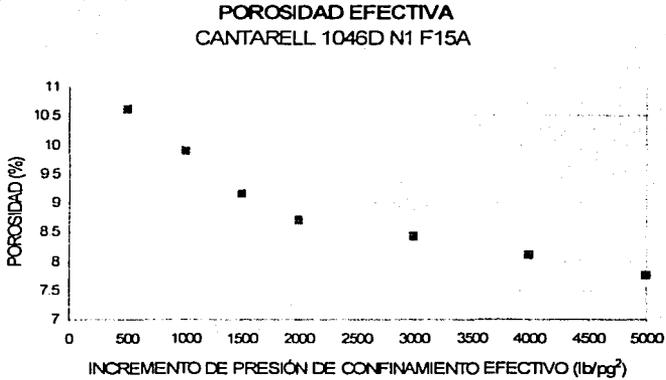


Fig. 7.8 a Comportamiento de la porosidad efectiva como función del incremento de presión de confinamiento efectivo.

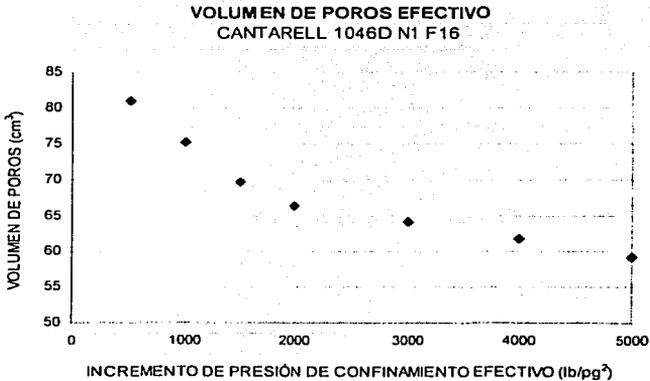


Fig. 7.8 b Comportamiento del volumen de poros efectivo como función del incremento de presión de confinamiento efectivo.

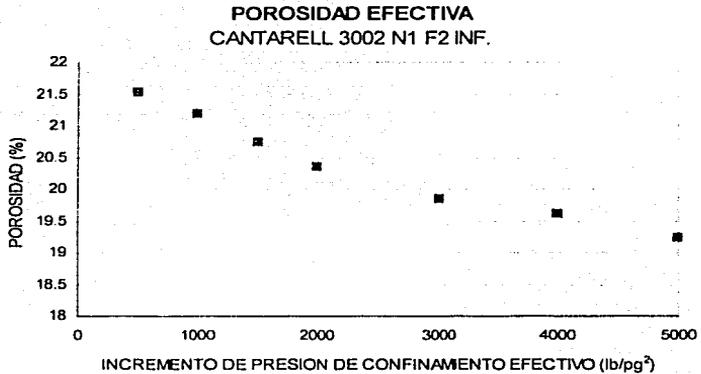


Fig. 7.9 a Comportamiento de la porosidad efectiva como función del incremento de presión de confinamiento efectivo.

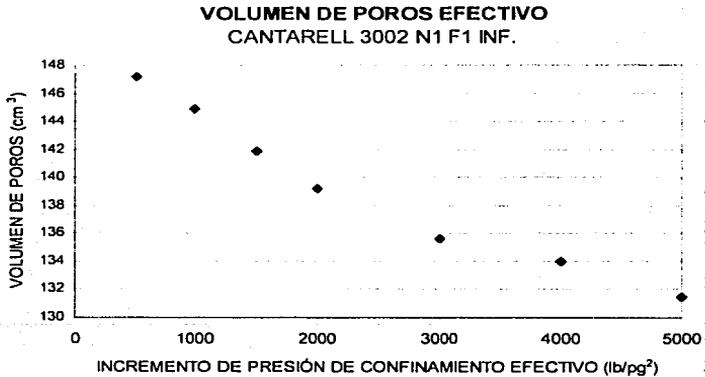


Fig. 7.9 b Comportamiento del volumen de poros efectivo como función del incremento de presión de confinamiento efectivo.

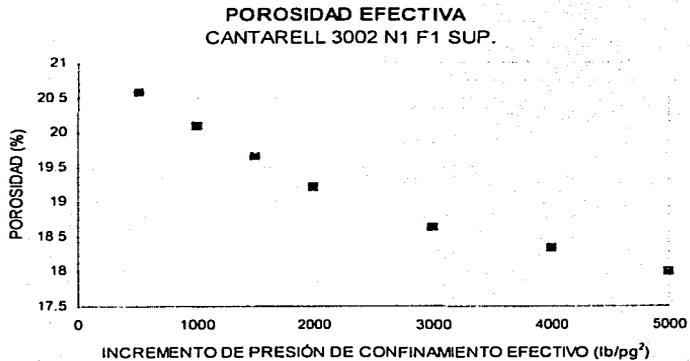


Fig. 7.10 a Comportamiento de la porosidad efectiva como función del incremento de presión de confinamiento efectivo.

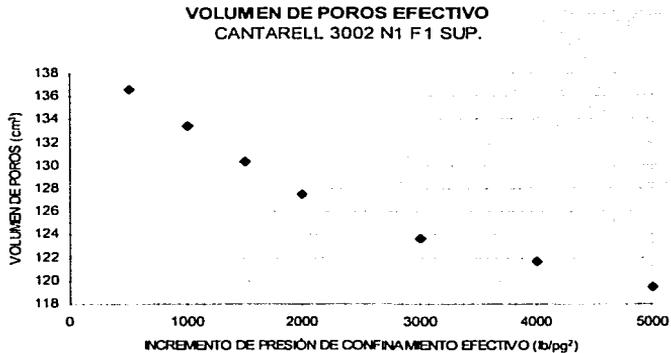


Fig. 7.10 b Comportamiento del volumen de poros efectivo como función del incremento de presión de confinamiento efectivo.

VII.7 RESISTIVIDAD.

Se ha discutido previamente en esta tesis que la resistividad es la medida de la oposición que presenta un material a la circulación de corriente eléctrica a través de él.

A una muestra de roca se le conectaron cuatro electrodos, dos en los extremos y dos intermedios y estos a su vez se conectaron a un conjunto de dispositivos electrónicos que hacen posible la medición de la resistividad y otras propiedades eléctricas importantes de las rocas. Los componentes principales de la parte eléctrica del sistema experimental son un generador de funciones, un medidor de ángulo de fase, un multímetro y una caja de interconexión para seleccionar los electrodos, estos componentes eléctricos en conjunto con la celda de alta presión permiten tomar las lecturas correspondientes para poder calcular la resistividad. Estas muestras fueron previamente saturadas con NaCl a una concentración de 50.000 ppm.

VII.7.1 COMPORTAMIENTO DE LA RESISTIVIDAD.

Se analizaron las siguientes tres muestras:

- ◆ Arenisca III
- ◆ 3001 NI F16
- ◆ 3002 NI F1 SUP

En estas tres muestras el comportamiento de la resistividad en función del incremento de presión de confinamiento efectivo presenta un tramo lineal, el cual nos indica como al aumentar la presión de confinamiento aumenta la resistividad, Figs. de la 7.11 a y 7.11 b, 7.12 a y 7.12 b, 7.13 a y 7.13 b.

VII. EJEMPLOS DE APLICACIÓN

A continuación se presentan los resultados de la resistividad (Tabla 7.4 b), obtenidos por los métodos de dos y cuatro electrodos para cada una de las muestras aquí analizadas, así como la porosidad absoluta, efectiva y el volumen de poros (Tabla 7.4 a), para cada presión de confinamiento.

Tabla 7.4 a *Valores medidos para el volumen de poros y la porosidad efectiva, en función de la presión de confinamiento.*

Tabla 7.4 b *Valores medidos de resistividad con el método de dos y de cuatro electrodos, en función de la presión de confinamiento.*

Tabla 7.4 a.

CANTARELL 3002 NI FI NF		
POROSIDAD ABSOLUTA= 23.27 (%)		
PRESIÓN DE CONFINAMIENTO [lb/pg ²]	VOLUMEN DE POROS [cm ³]	POROSIDAD EFECTIVA [%]
500	147.1704	21.53
1000	144.9184	21.20
1500	141.8746	20.75
2000	139.1724	20.36
3000	135.6568	19.85
4000	133.9808	19.60
5000	131.4609	19.23

CANTARELL 1035D N4 F9			CANTARELL 1046D NI F15A		
POROSIDAD ABSOLUTA= 12.71 (%)			POROSIDAD ABSOLUTA= 11.014 (%)		
PRESIÓN DE CONFINAMIENTO [lb/pg ²]	VOLUMEN DE POROS [cm ³]	POROSIDAD EFECTIVA [%]	PRESIÓN DE CONFINAMIENTO [lb/pg ²]	VOLUMEN DE POROS [cm ³]	POROSIDAD EFECTIVA [%]
500	75.1409	9.70	500	80.9604	10.62
1000	72.4905	9.36	1000	75.2484	9.87
1500	69.9799	9.04	1500	69.7221	9.15
2000	67.6419	8.73	2000	66.3003	8.70
3000	66.6585	8.61	3000	64.1500	8.41
4000	65.7472	8.49	4000	61.6628	8.09
5000	64.9014	8.38	5000	59.1476	7.76

VII. EJEMPLOS DE APLICACIÓN

Tabla 7-4 b.
ARENISCA

POROSIDAD ABSOLUTA= 15.36 (%)			SATURACIÓN= 84 (%)		SALINIDAD= 50000 (ppm)
PRESIÓN DE CONFINAMIENTO [lb/pg ²]	VOLUMEN DE POROS [cm ³]	POROSIDAD EFECTIVA [%]	RESISTIVIDAD [Ω-m]		
			MÉTODO DE 2 ELECTRODOS	MÉTODO DE 4 ELECTRODOS	
500	24.90	13.48	2.63	2.59	
1000	23.17	12.55	2.64	2.61	
1500	22.04	11.93	2.64	2.63	
2000	21.91	11.86	2.65	2.64	
3000	21.78	11.79	2.68	2.64	
4000	21.58	11.66	2.69	2.66	
5000	21.43	11.61	2.70	2.68	

CANTARELL 3001 NI F16

POROSIDAD ABSOLUTA= 10.20 (%)			SATURACIÓN= 80 (%)		SALINIDAD= 50000 (ppm)
PRESIÓN DE CONFINAMIENTO [lb/pg ²]	VOLUMEN DE POROS [cm ³]	POROSIDAD EFECTIVA [%]	RESISTIVIDAD [Ω-m]		
			MÉTODO DE 2 ELECTRODOS	MÉTODO DE 4 ELECTRODOS	
500	74.68	9.64	34.41	45.07	
1000	70.74	9.13	37.68	49.50	
1500	68.46	8.84	40.13	52.89	
2000	66.53	8.59	42.70	56.36	
3000	64.15	8.28	46.71	62.21	
4000	61.66	7.96	49.00	69.87	
5000	61.58	7.95	49.27	79.29	

CANTARELL 3002 NI F1 SUP.

POROSIDAD ABSOLUTA= 22.4 (%)			SATURACIÓN= 93 (%)		SALINIDAD= 50000 (ppm)
PRESIÓN DE CONFINAMIENTO [lb/pg ²]	VOLUMEN DE POROS [cm ³]	POROSIDAD EFECTIVA [%]	RESISTIVIDAD [Ω-m]		
			MÉTODO DE 2 ELECTRODOS	MÉTODO DE 4 ELECTRODOS	
500	136.60	20.58	17.81	20.04	
1000	133.40	20.09	18.22	20.38	
1500	130.42	19.65	18.58	21.55	
2000	127.49	19.20	18.79	21.70	
3000	123.67	18.63	18.97	22.09	
4000	121.66	18.32	19.25	22.65	
5000	119.47	17.99	19.40	23.79	

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**



Fig. 7.11 a Comportamiento de la resistividad como función del incremento de presión de confinamiento efectivo, empleando el método de los dos electrodos.

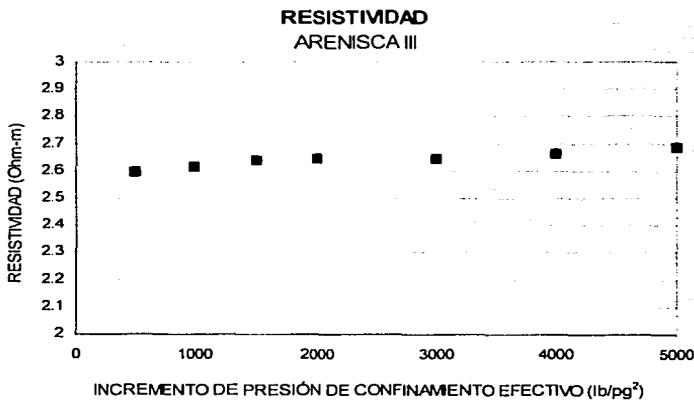


Fig. 7.11 b Comportamiento de la resistividad como función del incremento de presión de confinamiento efectivo, empleando el método de los cuatro electrodos.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

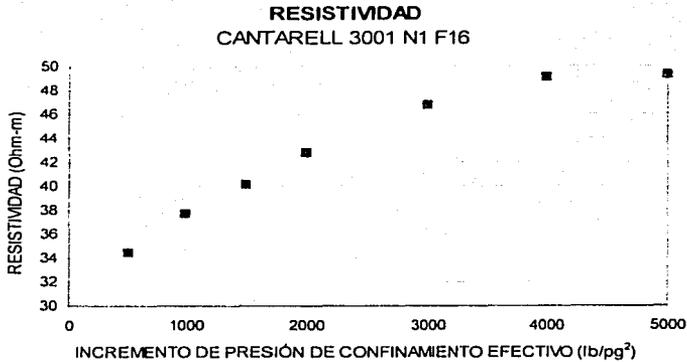


Fig. 7.12 a Comportamiento de la resistividad como función del incremento de presión de confinamiento efectivo, empleando el método de los dos electrodos.

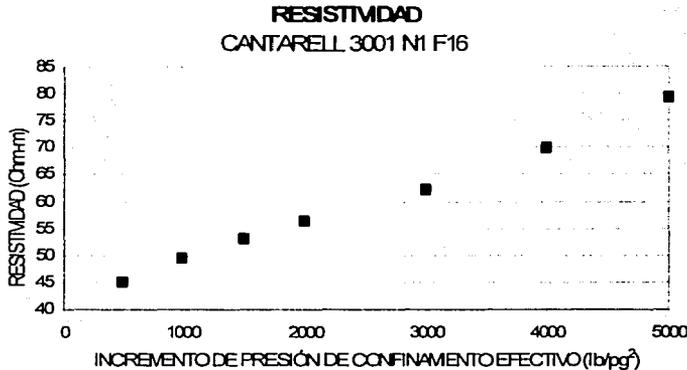


Fig. 7.12 b Comportamiento de la resistividad como función del incremento de presión de confinamiento efectivo, empleando el método de los cuatro electrodos.

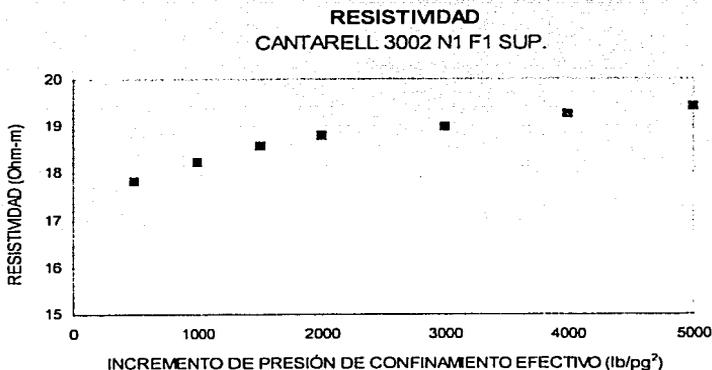


Fig. 7.13 a Comportamiento de la resistividad como función del incremento de presión de confinamiento efectivo, empleando el método de los dos electrodos.

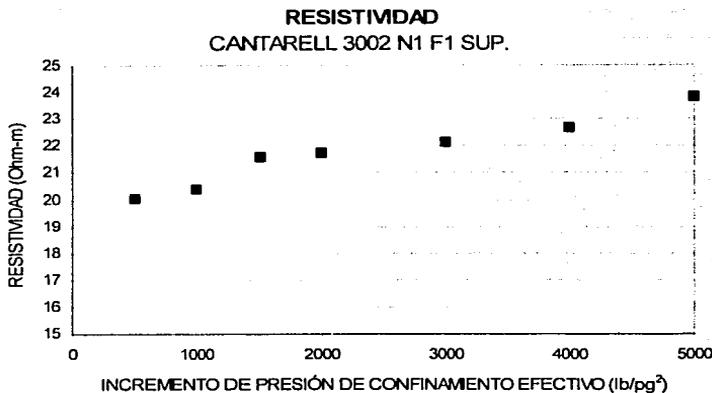


Fig. 7.13 b Comportamiento de la resistividad como función del incremento de presión de confinamiento efectivo, empleando el método de los cuatro electrodos.

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

VII. EJEMPLOS DE APLICACIÓN

En la Fig. 7.14 se presenta una gráfica en la cual se incluyen los resultados para la resistividad, obtenidos por medio de los dos métodos utilizados en este trabajo, la cual muestra las distintas tendencias lineales con sus diferentes pendientes.

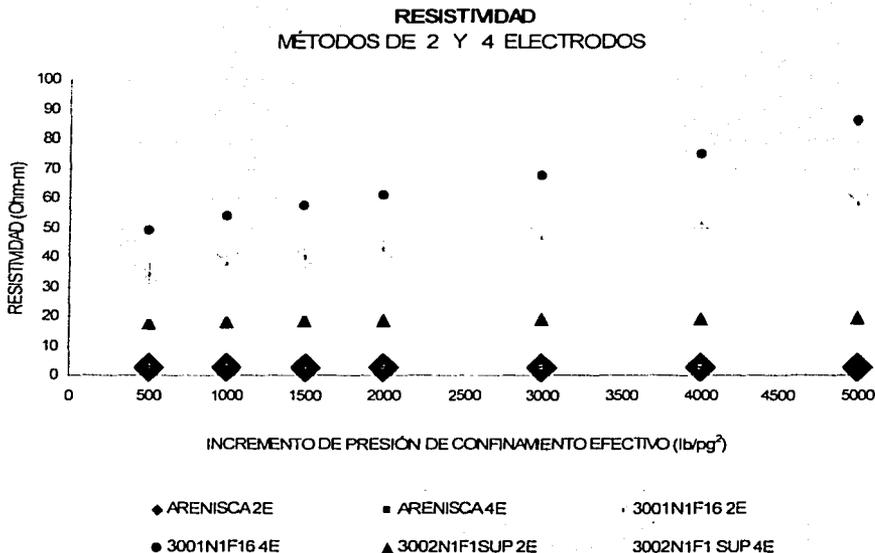


Fig. 7.14. Comportamiento de la resistividad como función del incremento de presión de confinamiento efectivo, empleando los métodos de los dos electrodos (2E) y de los cuatro electrodos (4E).

NOTA: Las graficas presentadas en este trabajo, muestran los resultados obtenidos de las pruebas realizadas en el LINNF de la DEPTI (UNAM); Dr. R. Herrera G., 2003.

VIII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

- 1.- Para una roca consolidada naturalmente fracturada, el comportamiento de su volumen poroso en función del esfuerzo efectivo de compresión es lineal, subdividido este comportamiento principalmente en dos rangos lineales contiguos de esfuerzo, uno con efecto predominante de fractura y el otro con efecto predominante de matriz.
- 2.- La determinación de los componentes lineales antes mencionados, permite evaluar ambas propiedades para fractura y matriz sin destruir la muestra, es decir sin cortar muestras tapón de ellas.
- 3.- En muestras de diámetro completo es posible determinar la porosidad secundaria.
- 4.- Se obtuvo la resistividad de muestras de diámetro completo por los métodos de dos y cuatro electrodos, y se determinó que ambos son eficientes.
- 5.- Con respecto a los métodos anteriores se pudo observar que para muestras homogéneas son excelentes y en muestras heterogéneas hay desviaciones pequeñas.
- 6.- Debido a que el fenómeno de resistividad es direccional, se debe de desarrollar una prueba de medición de la resistividad tomando en cuenta la dirección (es decir, considerando el efecto anisotrópico sobre la resistividad).
- 7.- El volumen de fracturas y poros de la muestra se reduce conforme se incrementa el esfuerzo de confinamiento efectivo en el laboratorio y que por analogía, corresponde a una reducción similar del volumen de fracturas y poros de disolución en la roca al depresionarse el yacimiento.
- 8.- Al aumentar la presión de confinamiento, aumenta la resistividad.

VIII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- 9.- Se recomienda continuar con la investigación con el fin de obtener mediciones y cálculos más generales y con mayor precisión, que permitan establecer algunas correlaciones para muestras de diámetro completo.
- 10.- Se observó que en el caso de la medición de resistividad la roca se comporta como una resistencia con un capacitor (sistema resistivo-capacitivo), desde el punto de vista eléctrico.
- 11.- La relación que existe entre el voltaje y la corriente es representada por la resistencia y el ángulo de fase.

APÉNDICE A (CONTRERAS; 1992, IIE).

Conceptos básicos sobre las propiedades eléctricas de las rocas:

A.1 NATURALEZA COMPLEJA DE LA CONDUCCIÓN ELÉCTRICA EN LAS ROCAS.

Mediante la experimentación se ha determinado que cuando un voltaje "V" de corriente alterna se aplica entre los extremos de una roca (Fig. A.1), la intensidad de corriente total circulando a través de la roca y el voltaje aplicado están en general fuera de fase, tal como se ilustra esquemáticamente en el diagrama fasorial de voltaje y corriente de la Fig. A.2. En la general de se observa que el fasor de corriente está adelantado con respecto al fasor de voltaje un cierto ángulo, que se representa por "θ", y al cual se le denomina ángulo de fase. De esta manera, el fasor de corriente total circulando a través de la roca puede considerarse como la suma de una componente óhmica I_o que está en fase con el voltaje V, y una corriente de desplazamiento I_c que está fuera de fase y adelantada con respecto al voltaje V en un ángulo de 90° (Fig. A.3). Utilizando la notación convencional del álgebra de los números complejos, lo anterior se puede expresar por:

$$I = I_o + jI_c \quad (A.1)$$

$$I_o = I \cos \theta \quad (A.2)$$

$$I_c = I \operatorname{sen} \theta \quad (A.3)$$

en donde:

$$j = (-1)^{1/2} = \text{unidad de los números imaginarios} \quad (A.4)$$

Tanto la intensidad de corriente total como el ángulo de fase son dependientes de la frecuencia (f), de la señal de voltaje aplicada, al igual que la impedancia (Z) de la roca, cuya definición está dada por:

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

$$Z = \frac{V}{I} = \frac{V}{I} (\cos\theta - j\text{sen}\theta) \quad (\text{A.5})$$

Esta impedancia o resistencia compleja de la roca se considera como la suma vectorial de una componente real o puramente resistiva (Z_r) y de una componente imaginaria o reactiva (Z_c), tal como se ilustra en el diagrama de impedancias de la Fig. A.4.

La resistividad compleja (ρ^*) se define en términos de la impedancia mediante:

$$\rho^* = Z \frac{A}{L} \quad (\text{A.6})$$

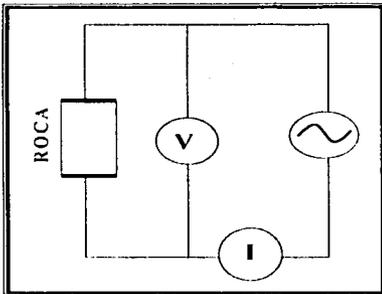


Fig. A.1 Esquema simplificado de un posible arreglo experimental para estudiar las propiedades eléctricas de las rocas.

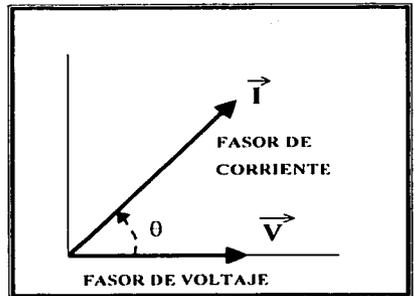


Fig. A.2 Diagrama fasorial de V contra I, el cual corresponde a la circulación de una corriente eléctrica (CA) a través de una roca.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

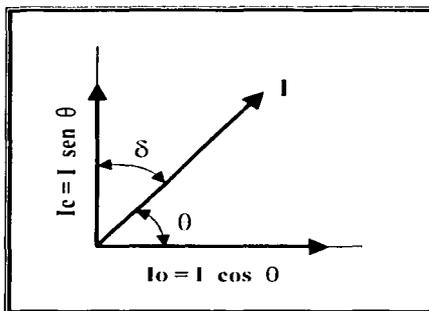


Fig. A.3 Componentes de la corriente total:
 I_0 : corriente de pérdida dieléctrica.
 I_c : componente de desplazamiento.
 I : corriente total.
 θ : ángulo de fase.
 δ : ángulo de pérdida.

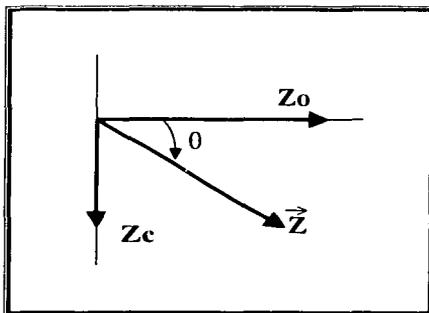


Fig. A.4 Diagrama de impedancias que representa la naturaleza compleja de la resistencia eléctrica de una roca. Z : impedancia total; Z_0 : componente real o resistiva; Z_c : componente imaginaria o reactiva.

en donde A es el área de la sección transversal de la roca y L es la longitud en la dirección de flujo de la corriente eléctrica (ver Fig. A.5). El recíproco de la resistividad compleja es por definición la conductividad compleja (σ^*), es decir:

$$\sigma^* = \frac{I}{\rho^*} \quad (\text{A.7})$$

Puesto que la impedancia de la roca depende de la frecuencia, también la resistividad y la conductividad son dependientes de la frecuencia.

El desfase entre los fasores de voltaje y de corriente, y por consiguiente la naturaleza compleja de la resistencia eléctrica de las rocas, son causados por la polarización eléctrica a que dan lugar los fenómenos dieléctricos normales y una variedad de mecanismos de polarización a los que se denomina genéricamente como "polarización inducida". Los fenómenos dieléctricos normales comprenden las polarizaciones electrónica, iónica y molecular, que se presentan en los materiales dieléctricos cuando se les aplica un campo eléctrico. La polarización inducida es el término con que se designa a la polarización que no puede ser explicada en términos de los fenómenos dieléctricos normales.

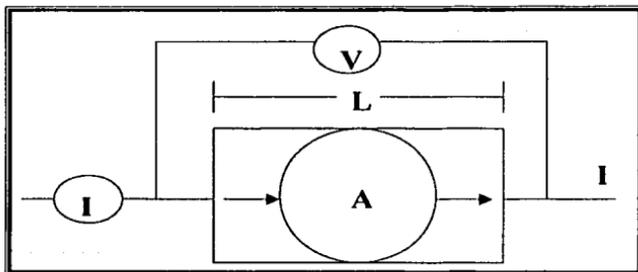


Fig. A.5 Factores geométricos que intervienen en las definiciones de los parámetros usados para caracterizar las propiedades eléctricas de las rocas.
A: área de la sección transversal; L: longitud.

Existe una amplia variedad de fenómenos electroquímicos que contribuyen a la polarización inducida, los cuales pueden ser especialmente intensos a frecuencias bajas. Estos fenómenos electroquímicos puede tener lugar en cualquier material en el cual existen iones que contribuyen a la conducción. Los fenómenos electroquímicos principales que contribuyen a la polarización inducida en las rocas, son los mecanismos de polarización de electrodos en las interfases entre los minerales conductivos y el electrolito, representado por el fluido de poro contenido en la roca, y la polarización de membrana.

En muchas rocas sedimentarias limpias no se presentan los mecanismos de polarización inducida, por lo que la resistividad de la roca y su inverso la conductividad son independientes de la frecuencia. Sin embargo, en la mayoría de las rocas ígneas y metamórficas, así como en las rocas sedimentarias que contienen arcillas o minerales metálicos diseminados, sí se presentan los mecanismos de polarización inducida y la dependencia de la resistividad y otras propiedades eléctricas de las rocas con la frecuencia. El entendimiento y la interpretación de las relaciones de dependencia entre las propiedades eléctricas de las rocas y la frecuencia, tienen aplicaciones muy importantes como herramientas de exploración geofísica para la localización de yacimientos minerales, así como en otras áreas de desarrollo tecnológico, como la geotermia y la industria petrolera.

A la relación entre la corriente en fase con el voltaje (I_o) y la corriente de desplazamiento (I_c), se le denomina como el factor de disipación (**D**) o tangente de pérdida dieléctrica (**$\tan \delta$**), en donde δ es el ángulo complementario del ángulo de fase (θ) entre el fasor de voltaje y el fasor de corriente (ver Fig. A.4). Expresando esta definición en forma matemática se tiene que:

$$D = \tan \delta = \frac{I_o}{I_c} \quad (A.8)$$

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

A la componente de la corriente en fase con el voltaje (I_o) se le denomina también como "corriente de pérdida dieléctrica", debido a que está directamente relacionada con la fracción de energía eléctrica que se disipa en la roca en forma de calor. De esta manera, la tangente de pérdida describe en términos relativos el grado en que la roca se desvía del comportamiento correspondiente a un material dieléctrico ideal, en el que por definición no se presentan mecanismos de transporte de cargas eléctricas por conducción. Las rocas secas que no contienen minerales metálicos dispersos tienen a comportarse como materiales dieléctricos ideales; esto es, la corriente de pérdida es muy pequeña en comparación con la corriente de desplazamiento. Sin embargo, en rocas que contienen minerales metálicos o que están saturadas sí se producen corrientes de pérdida muy significantes.

A.2 MODELACIÓN ELÉCTRICA DE LAS ROCAS MEDIANTE UN CIRCUITO RC EN PARALELO.

Puesto que tanto la corriente de pérdida (I_o) como la corriente de desplazamiento (I_c) viajan a través de la muestra de roca, ésta puede ser simulada desde el punto de vista eléctrico mediante un circuito resistivo-capacitivo (RC) en paralelo de componentes R_x y C_x , tal como se ilustra en la Fig. A.6 aunque es relativamente simple, este modelo es el que más comúnmente se emplea para estudiar e interpretar la propiedades eléctricas de las rocas.

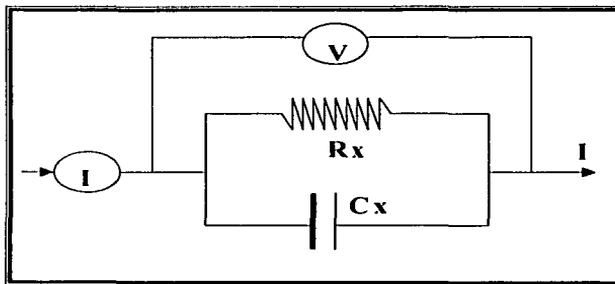


Fig. A.6 Modelo RC en paralelo usado comúnmente para describir el comportamiento eléctrico de las rocas.

Puesto que la impedancia del circuito RC en paralelo de componentes R_X y C_X está dada por:

$$Z = \frac{I}{\frac{I}{R_X} + j\omega C_X} = \left(\frac{I}{R_X} + j\omega C_X \right)^{-1} \quad (\text{A.9})$$

resulta que el fasor de corriente I es:

$$I = \frac{V}{Z} = \frac{V}{R_X} + jI\omega C_X \quad (\text{A.10})$$

Igualando las ecs. (A.9) y (A.10) se obtiene para I_o e I_c las expresiones siguientes:

$$I_o = \frac{V}{R_X} \quad (\text{A.11})$$

$$I_c = I\omega C_X \quad (\text{A.12})$$

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

en donde $\omega = 2\pi f$, que es la frecuencia angular de la señal de voltaje aplicada a la roca y f es la frecuencia en ciclos por segundo.

Dividiendo las Ecs. (A.11) y (A.12) se obtiene para la tangente de pérdida dieléctrica la expresión:

$$\tan \delta = \frac{I_o}{I_c} = \frac{I}{\omega R_X C_X} \quad (\text{A.13})$$

De las ecs. (A.11) y (A.12) resulta que las componentes R_x y C_x del modelo eléctrico de la roca están dadas respectivamente en términos de las corrientes de pérdida y de desplazamiento por:

$$R_x = \frac{V}{I_o} \quad (\text{A.14})$$

$$C_x = \frac{I_c}{\omega V} \quad (\text{A.15})$$

A las componentes R_x y C_x se les denomina respectivamente como la resistencia y la capacitancia de la roca. Sin embargo, debe tenerse en cuenta que no existen valores únicos para estas componentes que caractericen en forma completa a una muestra de roca dada, puesto que la resistencia y la capacitancia de las rocas son general dependientes de la frecuencia, según ha sido determinado experimentalmente por muchos autores. Esto significa que los valores de R_x y C_x que hayan sido determinados para una muestra de roca dada a un cierto valor de frecuencia, no pueden utilizarse para predecir la impedancia, la resistividad compleja, la conductividad compleja, las corrientes de pérdida y de desplazamiento, y el ángulo de fase correspondientes a otro valor de frecuencia. De esta manera, resulta que el circuito RC en paralelo que se emplea para la modelación eléctrica de las rocas tiene la limitante de que no es un modelo predictivo.

Se trata pues de un modelo ilustrativo, cuya utilidad estriba en que permite caracterizar el comportamiento eléctrico de una muestra de roca a una frecuencia dada mediante los parámetros equivalente R_x y C_x , tal que para dicha frecuencia particular, los valores de estos parámetros den lugar a la impedancia, corriente y ángulo de fase, observadas en la muestra de roca.

Las variaciones con la frecuencia que experimentan la resistencia y la capacitancia de una roca según se determinan conforme al esquema del modelo RC en paralelo, se deben a que en el transporte de corriente eléctrica a través de las rocas participan muchos mecanismos, cuyo efecto es altamente dependiente de la frecuencia. Entre estos mecanismos están comprendidos la polarización dieléctrica normal de los minerales no conductores, la polarización de electrodos en las interfases entre los minerales conductores y el electrolito contenido en los poros, y la polarización de membrana. Por ejemplo, dentro de los mecanismos de polarización dieléctrica normal se sabe que la polarización por desplazamiento de electrones ocurre en un intervalo muy amplio de frecuencias, aunque su efecto es significativo sólo a frecuencias muy elevadas ($f > 10^{10}$). Por otra parte, la polarización por electrones, y la polarización por desplazamiento u orientación de moléculas polares, ocurre en un intervalo de frecuencias aún más bajo.

A.3 RESISTIVIDAD Y CONDUCTIVIDAD.

Los principales parámetros intensivos que se emplean para describir el comportamiento eléctrico de las rocas son la resistividad y la conductividad. Estos parámetros se definen de la manera siguiente en función de la resistencia (R_x) y de la capacitancia (C_x) de la roca (en el supuesto de que tanto la resistencia como la capacitancia, se refieren a una muestra de roca de longitud L y área A de sección transversal):

Resistividad convencional (ρ_x):

$$\rho_x = R_x \frac{A}{L} \quad (\text{A.16})$$

Conductividad convencional (σ_x):

$$\sigma_x = \frac{l}{\rho_x} \quad (\text{A.17})$$

En donde:

A: es el área de la sección transversal de la roca con respecto a la dirección de flujo de la corriente eléctrica.

L: Longitud de la roca (distancia entre los extremos a los que se aplica la señal de voltaje).

APÉNDICE B.**B.1 DETERMINACIÓN DE LA RESISTIVIDAD DEL AGUA DE FORMACIÓN.**

El agua de formación, a veces llamada agua connata o agua intersticial, es el agua no contaminada por el lodo de perforación que satura la porosidad de la roca. La resistividad de esta agua de formación, R_w , es un parámetro importante para la interpretación, ya que se requiere para el cálculo de saturaciones (de agua o de hidrocarburos), a partir de los registros básicos de resistividad.

Los valores de R_w pueden variar ampliamente de un pozo a otro en el mismo yacimiento, porque este parámetro, R_w , es afectado por la salinidad, la temperatura y por el ambiente deposicional. Se han desarrollado varios métodos para la determinación de R_w , incluyendo: análisis químicos de muestras de agua producida, mediciones directas en celdas de resistividad, catálogos de agua, la curva de potencial espontáneo (SP), y diferentes cálculos y diagramas de resistividad-porosidad.

B.2 OBTENCIÓN DE LA R_w DE CATÁLOGOS DE AGUA.

En muchas regiones productoras de petróleo se han publicado catálogos de agua que enumeran los datos de resistividad para muchas aguas de formación, obtenidos de diferentes campos y horizontes productores de la región. La fuente de los valores R_w puede ser la medición de una muestra de agua obtenida de la producción, de una prueba de producción o de una prueba de perforación y, en algunos casos, de los registros geofísicos de pozos.

B.3 OBTENCIÓN DE LA R_w DE ANÁLISIS QUÍMICOS.

Aunque siempre es preferible la medición directa de la resistividad del agua de formación de una muestra de agua producida, algunas veces sólo se dispone de un análisis químico de la muestra de agua.

Existen métodos para estimar la resistividad eléctrica de una solución a partir de su análisis químico. La carta Gen-8, Fig. B.1, describe uno de estos métodos que utiliza coeficientes de ponderación para convertir las concentraciones de iones individuales en concentraciones equivalentes de cloruro de sodio (NaCl).

A partir de la estimación de la concentración equivalente de NaCl, se puede obtener de la carta Gen-9, Fig. B.2, la R_w a cualquier temperatura deseada.

B.4 OBTENCIÓN DE LA R_w DEL REGISTRO SP.

En muchos casos se puede encontrar fácilmente un buen valor de R_w a partir de la curva de SP registrada en formaciones limpias (sin arcilla). El valor de SP estático (SSP) en una formación limpia se relaciona con las actividades químicas del agua de formación y del filtrado de lodo.

Para las soluciones de NaCl, $K=71$ a 77°F (25°C), K varía en proporción directa a la temperatura.

$$K = 61 + 0.133(T_{\circ F}) \tag{B.1}$$

$$K = 65 + 0.24(T_{\circ C}) \tag{B.2}$$

Para soluciones puras de NaCl que no estén muy concentradas, las resistividades son inversamente proporcionales a las actividades. Sin embargo, esta proporcionalidad inversa no permanece exacta en altas concentraciones o para todos los tipos de agua. Por lo tanto, se emplean las resistividades equivalentes R_{we} y R_{mfe} , que por definición son inversamente proporcionales a las actividades.

R_{we} es la resistividad equivalente del filtrado de agua y R_{mfe} es la resistividad equivalente del filtrado de lodo. En términos de resistividad se dice que:

$$SSP = -K \log \frac{R_{mfe}}{R_{we}} \quad (B.3)$$

B.5 OBTENCIÓN DE LA R_w POR MEDICIÓN DIRECTA.

Esta medición fue realizada con el equipo mencionado en el capítulo IV y calculada por el método de los dos electrodos; el procedimiento es el siguiente:

A una manga de neopreno se le colocó un dispersor de cada uno de sus lados con un aislante y un electrodo, llenándola previamente de salmuera con una concentración de 50,000 ppm, obteniéndose los resultados siguientes.

Tabla B.1 Datos obtenidos de la medición de la R_w de forma directa.

<i>P. Confinamiento</i>	<i>V_i</i>	<i>V_{rk}</i>	<i>Angulo_i</i>	<i>Angulo_{rk}</i>
500	5.40	75.00	1.92	78.06
1000	5.34	72.60	1.88	78.01
1500	5.37	69.00	1.87	72.21
2000	5.37	66.00	1.85	72.23
2500	5.37	65.00	1.87	72.43
3000	5.36	64.00	1.85	72.53
3500	5.36	63.90	1.84	72.27
4000	5.36	63.00	1.84	72.22
4500	5.36	63.00	1.83	72.28
5000	5.35	63.00	1.83	72.65

Mediante los cálculos respectivos se obtuvieron los resultados siguientes:

Tabla B.2 Resultados obtenidos de la medición de la R_w en forma directa.

<i>P. Confinamiento</i>	<i>Resistividad</i>
500	0.249
1000	0.243
1500	0.160
2000	0.153
2500	0.152
3000	0.151
3500	0.149
4000	0.146
4500	0.147
5000	0.150

TESIS CON FALLA DE ORIGEN

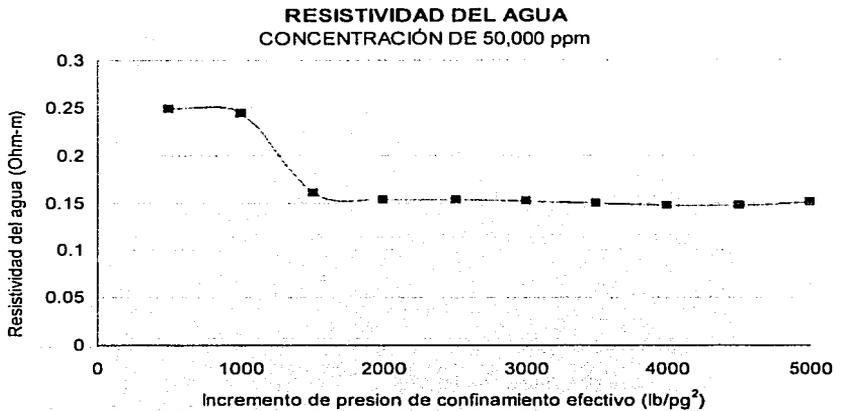


Fig. B.3 Comportamiento de la resistividad del agua como función del incremento de presión de confinamiento efectivo.

En la Fig. B.3 puede observarse que a 500 y 1000 lb/pg² se mantiene casi constante la resistividad; sin embargo a 1500 lb/pg² baja considerablemente de 0.25 a 0.16 Ohm-m, y de 1500 a 5000 lb/pg² baja de 0.16 a 0.14 Ohm-m respectivamente, manteniéndose casi constante.

Por otro lado se comparó el resultado promedio obtenido de 0.166 Ohm-m con la carta Gen-9 y los resultados fueron los siguientes.

Tabla B.3 Comparación de los resultados de la R_s.

Medición Directa	Carta Gen-9
0.166 Ohm-m	0.160 Ohm-m

Se puede observar que los resultados obtenidos son muy semejantes, con lo que se podría considerar aceptable esta prueba.

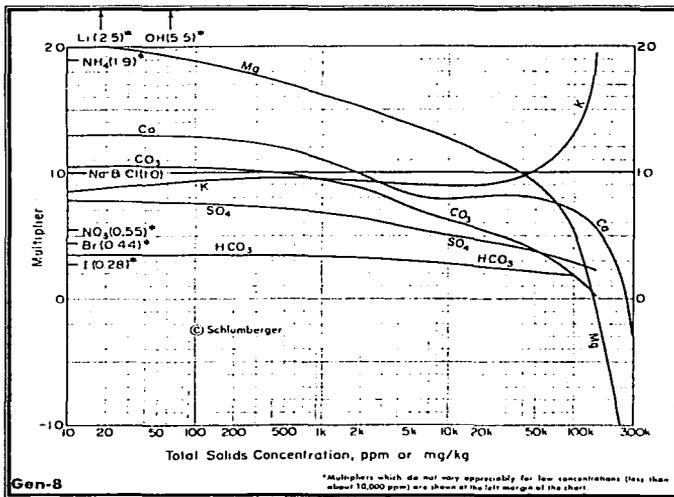


Fig. B.1 Carta Gen-8 (Schlumberger).

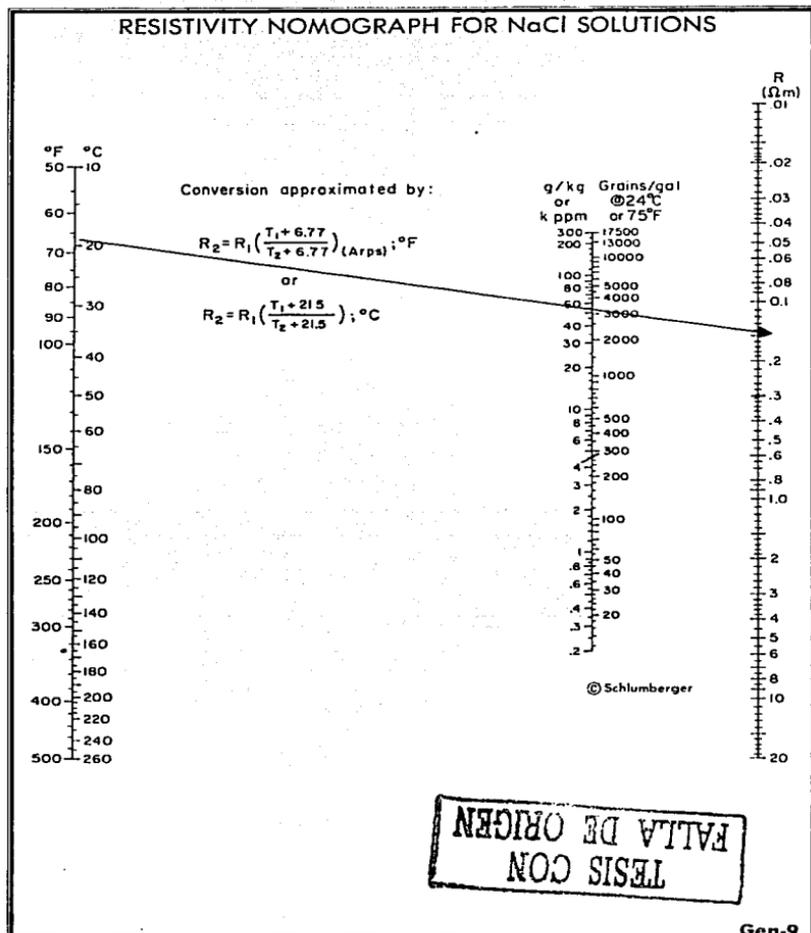


Fig. B.2 Carta Gen-9 (Schlumberger).

- AGUILERA, R.
"NATURALLY FRACTURED RESERVOIRS".
PENWELL BOOKS PUBLISHING COMPANY, NEW YORK, 1982.

- REISS, L. H.
"THE RESERVOIR ENGINEERING ASPECTS OF FRACTURED FORMATIONS".
EDITIONS TECHNIP, IFP.

- PIRSON, S. J.
"INGENIERÍA DE YACIMIENTOS PETROLÍFEROS".
EDICIONES OMEGA S. A.

- CRAFT, B. C.; HAWKINS, M. F., Jr.
"APPLIED PETROLEUM RESERVOIR ENGINEERING".
PRENTICE-HALL, N. J., E. U., 1968.

- LINK, P. K.
"BASIC PETROLEUM GEOLOGY".
OGCI PUBLICATIONS.

- NELSON, R. A.
"GEOLOGIC ANÁLISIS OF NATURALLY FRACTURED RESERVOIRS".
GULF PUBLISHING COMPANY

- ANDERSON, G.
"CORING AND CORE ANÁLISIS" (HANDBOOK).
PENWELL BOOKS.

- LI VAN GOLF-RACHT, T. D.
DEVELOPMENTS IN PETROLEUM SCIENCE "No. 12. FUNDAMENTALS
OF FRACTURED RESERVOIR ENGINEERING".
ELSEVIER.

- LI SERWAY, R. A.
"FÍSICA" TOMO II.
McGRAW-HILL.

- LI SEARS, F. W.
"FÍSICA UNIVERSITARIA" Vol. 2.
ADDISON WESLEY.

- LI RESNICK, R.
"FÍSICA" Vol. 2.
COMPAÑÍA EDITORIAL CONTINENTAL S. A. DE C. V. MÉXICO.

- LI SERRA, O.
"FUNDAMENTALS OF WELL-LOG INTERPRETATION. "1.- THE ACQUISITION OF
LOGGING DATA".
ELSEVIER.

- LI WELL SURVEYING CORPORATION.
"GRÁFICOS PARA LA INTERPRETACIÓN DE PERFILES".
SCHLUMBERGER.

- LI PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN.
"LOS PRINCIPALES CAMPOS DE PETRÓLEO Y GAS DE MÉXICO".
VOL. 2; LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS DE MÉXICO.

- 1. MONICARD, R. P.
"PROPERTIES OF RESERVOIR ROCKS: CORE ANÁLISIS".
GULF PUBLISHING COMPANY, EDITIONS TECHINIP (IFP).

- 2. ARROYO, F. A.
"BASES TEÓRICAS DE INTERPRETACIÓN DE REGISTRO GEOFÍSICOS DE POZOS".
F. I., DICT. DEPTO. DE GEOFÍSICA, UNAM.

- 3. SCHLUMBERGER.
"PRINCIPIOS Y APLICACIONES DE LA INTERPRETACIÓN DE REGISTROS".
1989.

- 4. KULL, T.
"CORING AND CORE ANÁLISIS".
PETEX.

- 5. STEARNS, D. W.; FIREDMAN, M.
"RESERVOIRS IN FRACTURED ROCK".
CENTER OF TECTONOPHYSICS, COLLEGE STATION, TEXAS 77843.

- 6. RUST, C. P.
"ELECTRICAL RESISTIVITY MEASUREMENTS ON RESERVOIR ROCK SAMPLES BY
THE TWO-ELECTRODE AND FOUR-ELECTRODE METHODS".
MAGNOLIA PETROLEUM CO., DALLAS, TEX.
PETROLEUM TRANSACTIONS, IAME. VOL. 195, 1952.

- ARCHIE, G. E.
"THE ELECTRICAL RESISTIVITY LOG AS AN AID IN DETERMINING SOME RESERVOIR CHARACTERISTICS".
TRANS AIME, VOL. 186, 1942.

- DUNLAP, H. F.; BILHARTZ, H. L.; SHULER, E.; BAILEY, C. R.
"THE RELATION BETWEEN ELECTRICAL RESISTIVITY AND BRINE SATURATION IN RESERVOIR ROCKS".
TRANS AIME, T.P. 2711, 1949.

- HERNÁNDEZ PÉREZ, M. F.
"CARACTERIZACIÓN DE ROCAS DE YACIMIENTOS PETROLEROS CON NÚCLEOS A DIÁMETRO COMPLETO".
TESIS PROFESIONAL (ING. PETROLERO), IPN, 1997.

- WARREN, J. E. AND ROOT, P. J.
"THE BEHAVIOR OF NATURALLY FRACTURED RESERVOIRS".
SPE JOURNAL, AIME, 1963.

- FLEURY, M.
RESISTIVITY IN CARBONATES: NEW INSIGHTS.
(IFP), SPE 77719.

- MARTÍNEZ DE LA ROSA, J. J.
"APLICACIÓN DEL MÉTODO POTENCIOMÉTRICO A LA MEDICIÓN DE RESISTIVIDAD DE ROCAS POROSAS SATURADAS".
REVISTA DE IMP, (1972).

- 1. M. I. RAFAEL HERRERA GÓMEZ.
TESIS DOCTORAL:
"ESTUDIO PETROFÍSICO DE MUESTRAS DE NÚCLEOS DE DIÁMETRO COMPLETO
CON DOBLE POROSIDAD".
UNAM, DEPEI, 2000.

- 2. M. I. CONTRERAS LÓPEZ, E.
"DESARROLLO E INTEGRACIÓN DE UN SISTEMA EXPERIMENTAL PARA MEDIR
LA RESISTIVIDAD Y OTRAS PROPIEDADES ELÉCTRICAS EN MUESTRAS DE ROCA
SOMETIDAS A CONDICIONES DEL SUBSUELO".
IIE, DIVISIÓN FUENTES DE ENERGÍA, DEPTO. DE GEOTERMIA, 1992.

- 3. CRUZ H., J.; PÉREZ R., C.; ISLAS J., R.; MERCADO D., A.
"FORMATION RESISTIVITY OF VUGGY FRACTURED MEDIA: EXPERIMENTAL
APPROACH".
INSTITUTO MEXICANO DEL PETRÓLEO.

- 4. MEJIA D., GÓMEZ S., OSORNO M., RODRÍGUEZ N.
"FLUJO DE FLUIDOS EN MEDIOS POROSOS".
UNAM, FI, DICT, 1984.

- 5. AMYX, J. W.; BASS, D. M. JR.; WHITING, R. L.
"PETROLEUM RESERVOIR ENGINEERING" (PHYSICAL PROPERTIES).
McGRAW-HILL, NEW YORK, 1960.