



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

Descripción de la Herramienta Escáner Dieléctrico

TESINA

Que para obtener el título de

Ingeniera Geóloga

P R E S E N T A

María del Carmen Xocua Posadas

DIRECTOR DE TESINA

M.I Héctor Ricardo Castrejón Pineda



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2016

Índice	Página
Resumen	1
Abstract	2
Capítulo 1. Introducción	
1.1 Herramientas de Propagación Electromagnética	4
1.2 Sondas de Alta Frecuencia	5
1.2.1 Métodos de Interpretación	7
1.2.1.1 Método tp_0	7
1.2.1.2 Método del Promedio Complejo del Tiempo CTA	8
1.2.2 Registro EPT	9
1.3 Sondas de Mediana Frecuencia	10
1.3.1 Métodos de Interpretación	11
1.4 Nueva Generación de Herramientas Dieléctricas	12
Capítulo 2. Fundamentos Físicos	
2.1 Ondas Electromagnéticas	14
2.1.1 Espectro Electromagnético	15
2.2 Teoría Dieléctrica	16
2.2.1 Conductividad	16
2.2.2 Permitividad	17
2.2.2.1 Permitividad Compleja del Agua	19
2.2.3 Permeabilidad Magnética	19
2.3 Mecanismos de Polarización	20
2.3.1 Dieléctrico	20
2.3.2 Polarización	20
2.3.2.1 Polarización Electrónica	21
2.3.2.2 Polarización por Orientación Molecular	22
2.3.2.3 Polarización Interfacial	23
2.3.2.4 Polarización Iónica	23
2.4 Dispersión Dieléctrica	25
Capítulo 3. Herramienta de Dispersión Dieléctrica Multifrecuencia	
3.1 Descripción de la Herramienta	27

3.1.1 Especificaciones de la Herramienta ADT	31
3.2 Principio de Medición	32
3.3 Flujo de Trabajo	34
3.3.1 Obtención de Datos	34
3.3.2 Modelo Electromagnético Radial.....	35
3.4 Modelos de Interpretación	37
3.4.1 Leyes de Mezclas	38
3.4.1.1 Método del Índice Refractivo Complejo	38
3.4.1.2 Teoría del Medio Efectivo	40
3.4.1.3 Modelo de Dispersión Textural	42
3.5 Registros Geofísicos de Pozos.....	44
3.5.1 Presentación del Registro Dieléctrico.....	45
3.6 Aplicaciones	48
3.7 Consideraciones Prácticas	48
3.7.1 Control de calidad de los registros dieléctricos	48
3.7.2 Algunas Fuentes de Errores más Comunes.....	49
Capítulo 4. Ejemplos de Aplicaciones de Campo	
4.1 Yacimientos Carbonatados.....	50
4.1.1 Rocas Carbonatadas	52
4.1.2 Clasificación de las rocas carbonatadas	55
4.1.2.1 Clasificación de Folk (1959 y 1962).....	55
4.1.2.2 Clasificación de Dunham (1962).....	56
4.1.2.3 Clasificación de Embry & Klován (1971).....	56
4.1.3 Porosidad en Rocas Carbonatadas	57
4.1.3.1 Clasificación de la Porosidad en Rocas Carbonatadas.....	58
4.1.4 Ecuación de Archie en Carbonatos	63
4.1.4.1 Exponente de Cementación	65
4.1.4.2 Exponente de Saturación	66
4.1.5 Evaluación de la Saturación de Aceite Remanente en un Pozo del Medio Oriente	67
4.1.6 Aceite Pesado en Carbonatos.....	70
4.2 Yacimientos Areno-Arcillosos	73
4.2.1 Arenas y Areniscas	73

4.2.1.1 Clasificación de las Areniscas	74
4.2.2 Arenas Arcillosas	75
4.2.3 Arcillas	76
4.2.3.1 Distribución de las Arcillas.....	77
4.2.4 Capacidad de Intercambio Catiónico.....	79
4.2.5 Efectos de las Arcillas en los Registros Geofísicos	81
4.2.6 Exceso de Conductividad.....	82
4.2.7 Dispersión Dieléctrica en Arcillas	83
4.2.8 Yacimiento de petróleo pesado del campo Cymric, California.....	84
4.2.9 Yacimientos Laminados de Resistividad Variable	87
Capítulo 5	
Conclusiones.....	91
Bibliografía	94

Resumen

Las antecesoras de las herramientas dieléctricas son las herramientas de propagación electromagnética, las cuales aparecieron a finales de los años de 1970. Estas fueron desarrolladas ante la necesidad de evaluar la saturación de agua en la zona lavada, independientemente de las herramientas de resistividad, debido a que con éstas últimas no se pueden distinguir entre el agua y el aceite en ambientes de baja salinidad.

Varios dispositivos de propagación electromagnética fueron desarrollados, pero en realidad, ninguno alcanzó una amplia aceptación en la comunidad petrolera, ya que una serie de limitaciones fueron apareciendo conforme eran utilizados; además los métodos de interpretación eran muy complicados y muchas veces arrojaban resultados erróneos. La experiencia obtenida con estas herramientas ha ayudado para el desarrollo de la nueva generación de herramientas dieléctricas.

En este trabajo, se realiza la descripción, características y utilidad de la herramienta **Escáner Dieléctrica** patentada por Schlumberger, que se basa en una investigación del material disponible en libros y artículos relacionado con el tema. El trabajo fue dividido en cinco capítulos a manera que en cada capítulo se adquiriera la información necesaria para un buen entendimiento del tema.

En el primer capítulo se da una breve descripción de la primera generación de herramientas dieléctricas y de la herramienta actual, así como una tabla comparativa entre ellas. En el segundo capítulo se abarcan los conceptos físicos necesarios para poder entender el funcionamiento de estas herramientas.

El capítulo tres se describe la arquitectura de la herramienta, el principio de medición, también se explica la manera en que la herramienta obtiene mediciones y los procesos que conlleva para obtener los parámetros que ofrece la herramienta, finalmente se muestran dos ejemplos de registros dieléctricos.

En el capítulo cuarto se realiza el análisis de cuatro registros dieléctricos para dos tipos de yacimientos: carbonatados y clásticos, en los cuales se emplearon mediciones dieléctricas. Para cada tipo de yacimiento se hace una reseña geológica, la descripción de algunos parámetros

petrofísicos, y las dificultades que cada uno presenta cuando se evalúan por métodos convencionales, y cómo las mediciones dieléctricas pueden ser una solución viable para conocer la saturación de agua en la zona lavada. Cabe aclarar que los registros utilizados en este trabajo son ejemplos internacionales. Finalmente, en el capítulo cinco se dan las conclusiones del tema y finalmente se tiene la bibliografía consultada.

Abstract

The predecessors of the dielectric tools are the electromagnetic propagation tools, which appeared in late 1970. They were developed from the need to evaluate water saturation in the flushed zone, regardless of resistivity tools, because they cannot distinguish between water and oil in low salinity environments.

Several electromagnetic propagation tools were developed, but in fact, none achieved widespread acceptance in the oil community, since a number of limitations were appearing as were used; also the methods of interpretation were very complicated and often gave erroneous results. The experience gained with these tools has helped to develop the new generation of dielectric tools.

In this work a description, features and utility of the Dielectric Scanner Tool were developed, it is based on a research of books and articles related to the topic. This work is divided in five chapters so that each chapter the information necessary for a good understanding of the topic is acquired.

In the first chapter a brief description of first generation of tools and the current tools are given as well as a comparative table of them. The second chapter covers the physical concepts needed to understand how working these tools.

The chapter three is about of configuration of the tool, the measuring principle, how the measurements are made by the tool and the processes involved to obtain the parameters offered by the tool is also explained; finally two examples of dielectrics logs are shown.

In the fourth chapter an analysis for four dielectric logs was carried out, in two types of deposits: clastic and carbonate, in which dielectric measurements were used. For each type of deposit a geological review was made, description of some Petrophysical parameters, also the difficulties

that every deposit presents when are evaluated by conventional methods, showing how the dielectric measurements would be a viable solution for knowing the water saturation of the flushed zone.

It's important mention that the logs used in this work are international examples. In chapter five are given the conclusions and finally, the bibliography is found.

Capítulo 1

Introducción

1.1 Herramientas de Propagación Electromagnética

Las primeras sondas que realizaban mediciones electromagnéticas trabajaban a frecuencias relativamente bajas, de aproximadamente 100 KHz o menos, midiendo únicamente la conductividad sin considerar las propiedades dieléctricas de la formación. Si las mediciones electromagnéticas se realizan a frecuencias más altas, las propiedades dieléctricas aparecen y juegan un rol importante en la interpretación petrofísica. Gracias a una sonda que operaba a altas frecuencias, 1.1 GHz la medición de la permitividad fue posible.

Los primeros dispositivos que realizaron mediciones dieléctricas fueron las herramientas de propagación electromagnética, éstas fueron introducidas a la industria petrolera a finales de 1970 con el propósito principal de determinar la saturación de agua de la zona lavada, S_{xo} , en yacimientos de baja salinidad cuando los registros de resistividad estándares no podían distinguir entre agua y aceite (Arora et al., 2010; Seleznev et al., 2011).

Las herramientas de propagación electromagnética miden el tiempo de propagación y la atenuación de una onda electromagnética, estos dos parámetros están relacionados con la permitividad. La herramienta respondía principalmente al agua contenida en los poros de la zona lavada, ya que el contraste que existe entre la permitividad del agua con la de los demás componentes de la formación es enorme. Por lo que la convertía en una buena opción para calcular S_{xo} independientemente de las mediciones de resistividad. El cálculo de S_{xo} se lograba mediante la comparación de la porosidad de la herramienta ϕ_{EP} con la porosidad total ϕ_T obtenida por otra herramienta.

$$S_{xo} = \phi_{EP} / \phi_T \quad 1.1$$

La herramienta era utilizada principalmente en ambientes donde la salinidad del agua era baja, variable o desconocida; también fue útil en yacimientos de aceite pesado. Las principales aplicaciones consistían en:

- Delinear los intervalos acuíferos, inclusive cuando la formación contenía únicamente agua la herramienta electromagnética podía fungir como una herramienta de porosidad total, $\phi_{EP} = \phi_T$.
- Detectaba hidrocarburos en áreas donde la salinidad era muy baja.
- Movilidad del petróleo la cual podía ser determinada cuando se comparaba S_{xo} y la saturación de agua de la zona virgen.

Diferentes compañías de servicios de registros comercializaron dos tipos de sondas, una de alta frecuencia que investigaba la zona lavada y otra de mediana frecuencia que realizaba mediciones más profundas (Tabla 1.1). En general el principio de las herramientas consistía en enviar una onda electromagnética a uno o dos transmisores y medir el tiempo de tránsito o propagación, t_{pl} , y la atenuación α .

Compañía de servicios	Herramienta de alta frecuencia	Herramienta de mediana frecuencia
Schlumberger	EPT-D (1.1 GHz) ADEPT (1.1 GHz)	DPT (25 MHz)
Baker-Atlas	DIEL (200 MHz)	DIEL (47 MHz)
Halliburton	HFDT	

Tabla 1.1 Herramientas comercializadas por diferentes compañías de servicios de registros (Tomado de Serra, 2008).

1.2 Sondas de Alta Frecuencia

La herramienta de propagación electromagnética (EPT, Electromagnetic Propagation Tool), fue patentada por Schlumberger, era del tipo mandril, el cual consistía de un patín fijado rígidamente en el cuerpo de la sonda, en el cual se encontraba un conjunto de antenas que consistía en dos transmisores (T1, T2) y dos receptores (R1, R2) espaciados estrechamente (4 cm) lo que permitía una resolución vertical muy buena de 5 cm (Figura 1.1). El contacto con la pared del pozo se lograba a través de un brazo mecánico de respaldo, el cual proveía una medición de Caliper, en este brazo se colocaba un dispositivo Microlog ML el cual realizaba mediciones de

resistividad con una alta resolución vertical. Otro brazo de menor tamaño se encontraba del lado del patín y este tenía la función de detectar la rugosidad del agujero.

Los transmisores emitían ondas electromagnéticas hacia la formación a una frecuencia de 1,1 GHz y los receptores medían la atenuación y el tiempo de propagación t_{pl} (que está relacionado directamente con el cambio de fase) de las ondas propagadas.

Las mediciones se realizaban 60 veces por segundo para eliminar efectos de ladeo de la herramienta y efectos del enjarre. Debido a la alta frecuencia en la que trabajaba la sonda, la profundidad de investigación era de naturaleza somera (1-5"), por lo que únicamente se medía la zona lavada.

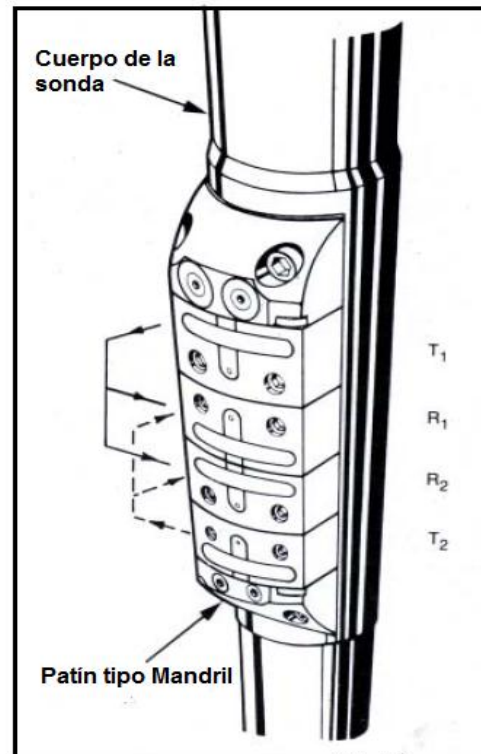


Figura 1.1 Herramienta EPT (Modificada de Schlumberger, 1987).

Posteriormente al conjunto de mediciones obtenidas se le aplicaban inversiones matemáticas para derivar la permitividad dieléctrica, ϵ , la conductividad, σ , y la porosidad ocupada por el agua Φ_w .

Otra herramienta de alta frecuencia es la herramienta de propagación electromagnética adaptable (ADEPT, Adaptable electromagnetic propagation tool) que es una versión adaptada de la herramienta EPT. Contaba con dos modos de operación *endfire array* y *broadside array* (Figura 1.2). El modo *endfire array* era utilizado para mejorar la profundidad de investigación y reducir los efectos por enjarre y *standoff*. El modo *broadside array* era adecuado para condiciones de alta porosidad y salinidad. Tenía una resolución vertical buena y las mediciones no se veían afectadas por la rugosidad del pozo ni por el grosor del enjarre.

Baker Atlas comercializó una herramienta dieléctrica DIEL, la cual operaba a 200 MHz, la profundidad de investigación era de 2-5" y la resolución vertical de 3" y por último Halliburton lanzó la herramienta HFDT, el principio de medición para ambas herramienta es similar a las anteriores.

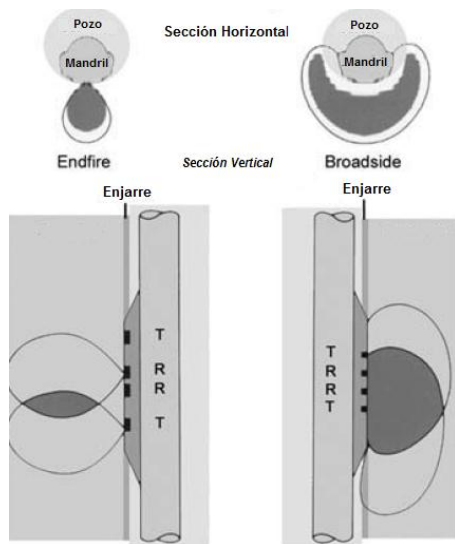


Figura 1.2 Herramienta ADEPT (Modificado de Serra, 2008).

1.2.1 Métodos de Interpretación

Los primeros métodos de interpretación para la herramienta EPT fueron los métodos t_{p0} y Método del Promedio Complejo del Tiempo (CTA, por sus siglas en inglés), los cuales resultaron ser complicados e inexactos para calcular la porosidad ocupada por el agua. Más tarde apareció el método del índice complejo de refracción (CRIM, por sus siglas en inglés), este último método es explicado en el Capítulo tres y es aún utilizado ya que proporciona resultados confiables.

1.2.1.1 Método t_{p0}

Este método se basa en el tiempo de propagación de las ondas electromagnéticas que pasan a través de una formación, donde todos los valores de los tiempos de propagación se consideran como si fueran medidos en una formación sin pérdida (formaciones sin arcilla), por lo que el tiempo de propagación medido t_{pl} , debe relacionarse con condiciones sin pérdidas.

Para lograr esto, se aplica un factor de corrección al tiempo de propagación medido, este factor de corrección es una función de la atenuación de las ondas electromagnéticas en un medio con pérdida, para obtener el tiempo de propagación sin pérdida t_{p0} , tomando en consideración la siguiente ecuación:

$$t_{p0}^2 = t_{pl}^2 - (Ac^2/3064) \quad 1.2$$

Donde A_c es la atenuación corregida para la pérdida de dispersión.

La matriz de una formación se le considera como un medio sin pérdida por lo que ninguna corrección es aplicada, sucede lo contrario en el caso del agua, se aplica una corrección para transformar el tiempo de propagación del agua a un medio sin pérdidas, t_{pwo} .

$$t_{pwo} = 31.1 - 0.029 T \quad 1.3$$

Donde T es la temperatura de la formación en Fahrenheit.

El tiempo de propagación en un medio poroso sin pérdidas, se expresa mediante la suma de los tiempos de propagación de los constituyentes de una formación, esto queda de la siguiente manera:

$$t_{p0} = \emptyset t_{pwo} + (1 - \emptyset) t_{pma} \quad 1.4$$

De la ecuación anterior se deriva la porosidad llena con agua \emptyset_{EPT} :

$$\emptyset_{EPT} = (t_{p0} - t_{pma}) / (t_{pwo} - t_{pma}) \quad 1.5$$

1.2.1.2 Método del Promedio Complejo del Tiempo CTA

El método CTA (Complex Time Average) combina las mediciones de cambio de fase y atenuación para proporcionar la porosidad ocupada por el agua. Para determinar el volumen de agua en la red de poros se escriben dos ecuaciones independientes, una para el cambio de fase y otra para la atenuación de la onda.

$$t_{pl} = \emptyset S_{xo} t_{pw} + \emptyset (1 - S_{xo}) t_{ph} + (1 - \emptyset) t_{ma} \quad 1.6$$

$$A = \emptyset S_{xo} A_w \quad 1.7$$

Donde A es la atenuación, \emptyset la porosidad, A_w la atenuación a través del agua, S_{xo} la saturación de agua en la zona lavada, t_{pl} el tiempo de tránsito con pérdidas (medido por la herramienta), t_{ph} el tiempo de tránsito con pérdidas a través del hidrocarburo, t_{pw} el tiempo de tránsito con pérdidas a través del agua, t_{ma} el tiempo de tránsito a través de la matriz.

1.2.2 Registro EPT

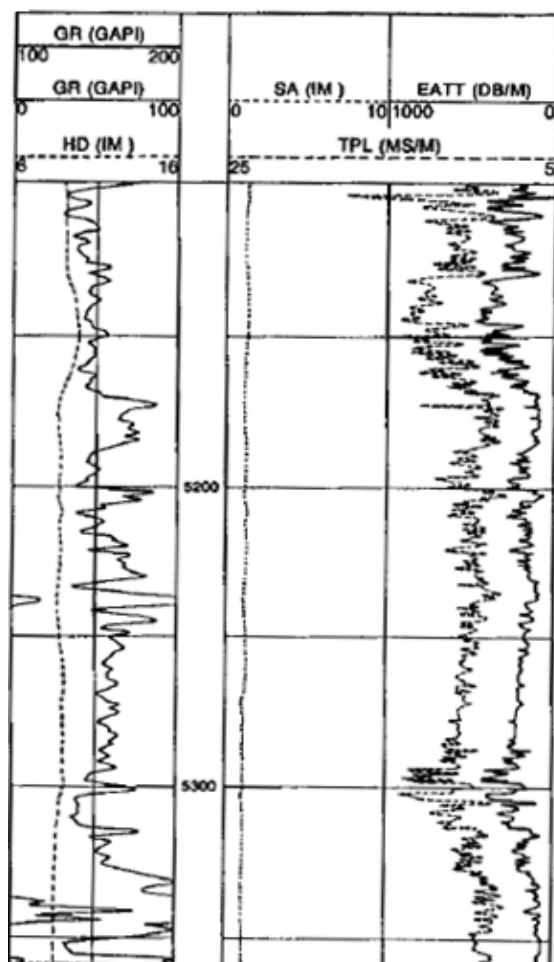


Figura 1.3 Registro EPT (Tomada de Schlumberger, 1987).

Las respuestas de las mediciones efectuadas por la EPT se veían afectadas normalmente por factores ambientales como:

- Tamaño y forma del pozo. El tamaño no tiene un efecto muy grande en las mediciones si el contacto es bueno.
- La rugosidad causa mediciones erráticas debido a la presencia del lodo entre el patín y la formación.
- Lodos de alta salinidad generan una atenuación excesiva de la señal.
- En lodos base aire o aceite la ondas electromagnéticas viajan a gran velocidad.

En la Figura 1.3 se tiene un ejemplo de registro EPT, la permitividad no aparece como tal, sino que se grafica el tiempo de propagación y la atenuación. En el carril 1 se encuentran las curvas de los rayos gamma GR y la del caliper HD.

En el segundo carril aparece otra curva de caliper SA que se utilizaba para supervisar la rugosidad del agujero y la calidad de los datos de la herramienta EPT.

En el carril 2 y 3 se encuentra el tiempo de propagación TPL que es proporcional al cambio de fase β ($t_{pl} = \beta/\omega$) y se mide en nanosegundo/metro y la escala va de 5 a 25.

Finalmente en el carril 3 se encuentra la atenuación EATT y se mide en decibeles/metro y la escala va de 0 a 1000.

- Revoque, no tiene efecto en la medición hasta que el enjarre excede los 3/8" (0.9cm) aproximadamente.
- El procesamiento a una sola frecuencia no consideraba los efectos texturales resultando una sobrestimación de la resistividad de la zona lavada, R_{x0} .

1.3 Sondas de Mediana Frecuencia

Estás herramientas son de tipo mandril, operaban en un rango de 25-47 MHz y tenían una profundidad de investigación de 15-45", esto significa que medía hasta la zona virgen. Estos dispositivos no eran tan sensibles a la rugosidad del pozo como lo eran las herramientas de alta frecuencia, los efectos por ladeo eran mínimos y podían trabajar con lodos de alta resistividad.

Baker Atlas comercializó una sonda que operaba en una posición centralizada en el agujero y realizaba las mediciones a 47 MHz logrando lecturas más allá de la zona invadida. Esta sonda podía ser corrida junto con la sonda de alta frecuencia DIEL y crear un registro dieléctrico dual e incrementaba la eficacia in situ.

La herramienta de propagación profunda o DPT (Deep Propagation Tool) de Schlumberger es un dispositivo de tipo mandril, su frecuencia de operación era de 25 MHz. Esta sonda tenía una antena transmisora la cual irradiaba energía electromagnética hacia la formación. Arriba de la antena transmisora se encontraban cuatro receptores los cuales se agrupaban en dos pares: lejano y cercano (Figura 1.4). La resolución vertical era de 8" y profundidad de investigación 20-45".

Al igual que en la herramienta EPT se emitía una onda electromagnética desde el transmisor y los receptores medían el nivel de la señal y la fase relativa, y a partir de éstas se derivaban la atenuación y el cambio de fase para posteriormente calcular la permitividad de la formación.

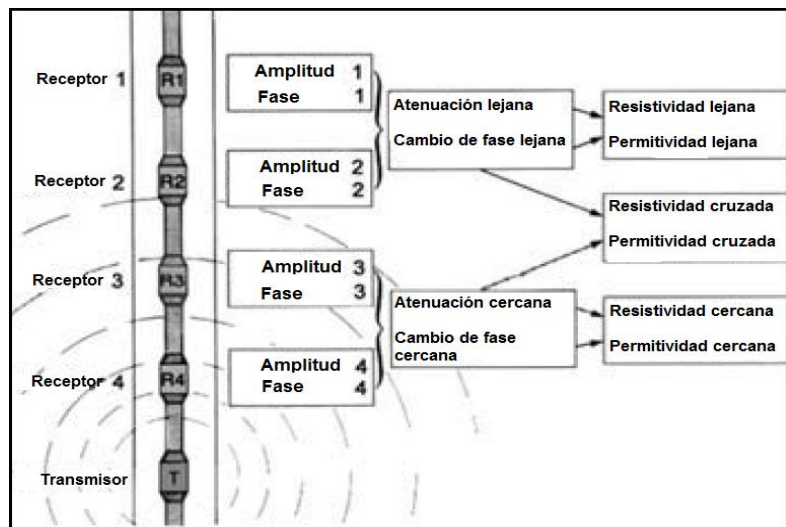


Figura 1.4 Herramienta DPT (Modificado de Serra, 2008).

Según el origen de la señal, se llevan a cabo varios cálculos de la permitividad:

- Las mediciones DPT cercanas, usaban la atenuación y el cambio de fase del par cercano.
- Las mediciones DPT lejanas, usaban la atenuación y el cambio de fase del par lejano.
- Las mediciones DPT cruzadas, usaban la atenuación del par cercano y el cambio de fase provenientes de ambos pares de receptores.
- Las mediciones DTP profundas, usaban una combinación de atenuaciones y cambios de fase para ambos pares de receptores.

1.3.1 Métodos de Interpretación

Para la interpretación se utilizó el método t_{p0} simplificado, el cual se aplicaba en ambientes de agua dulce o de salinidad constante. Se utilizaba únicamente la permitividad dieléctrica medida por la herramienta DPT:

$$\sqrt{\varepsilon_{DPT}} = \phi S_w \sqrt{\varepsilon_w^p} + (1 - S_w) \sqrt{\varepsilon_h} + (1 - \phi) \sqrt{\varepsilon_{ma}} \quad 1.8$$

Donde ε es la permitividad y p es un exponente de polarización. Los subíndices de la permitividad DPT, w, h y ma se refieren a la medición por la herramienta DPT, al agua de la formación, al hidrocarburo y a la matriz respectivamente. Esta ecuación solo era válida en intervalos de porosidad menores al 40%.

El exponente p caracteriza en un término las posibles causas de la dispersión, tal como la textura de las rocas o la salinidad del agua y puede estimarse a partir de la resistividad del agua (Figura 1.5). La resistividad de DPT debería ser siempre igual o menor que en las herramientas de inducción.

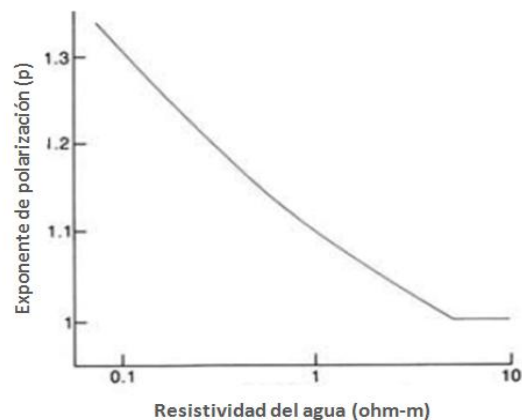


Figura 1.5 Relación entre el exponente de polarización, p , y la resistividad del agua (modificado de Serra, 2008).

1.4 Nueva Generación de Herramientas Dieléctricas

En un principio la primera generación de herramientas dieléctricas despertó un gran interés en la comunidad petrolera, el cual decayó muy rápido debido a las limitaciones que aparecieron conforme se utilizaba. Actualmente se ha desarrollado una nueva generación de herramientas dieléctricas que supera todos los límites de la primera generación y el interés por las mediciones dieléctricas ha sido regenerado.

La herramienta Escáner Dieléctrico (Schlumberger) difiere de las primeras herramientas dieléctricas por la incorporación de un patín articulado que mejora el contacto con la pared del pozo; además, en la cara del patín se encuentra un arreglo de transmisores y receptores que consisten en dos dipolos cruzados, cada uno, generando dos ejes de polarización: transversal y longitudinal, y un par de sensores que miden la temperatura y la permitividad del lodo y del enjarre (Tabla 1.2).

Unos de los avances revolucionarios de estas herramientas es la realización de mediciones dieléctricas a múltiples frecuencias en un rango aproximado de 20 MHz a 1 GHz lo que permite la medición continua de la dispersión dieléctrica, que es la variación de las propiedades dieléctricas de la formación en función de la frecuencia.

Los datos de dispersión dieléctrica adquiridos por la herramienta son procesados para obtener la porosidad ocupada por el agua ϕ_w , la salinidad del agua en la zona lavada; en yacimientos carbonatados permite un análisis textural de la roca para calcular los parámetros m y n de la ecuación de saturación de Archie, y para las rocas areno-arcillosas la capacidad de intercambio catiónico (CIC) y el volumen de arcillas.

La aplicación de esta herramienta ha mostrado ser de gran utilidad en ambientes de baja salinidad, variable y/o desconocida; en ambientes de aceite pesado la herramienta trabaja muy bien ya que tiene una buena precisión en la estimación de la saturación de agua de la zona lavada, y si ésta se compara con la saturación de la zona virgen nos da una estimación del petróleo residual.

La demanda de esta herramienta ha ido en crecimiento debido al surgimiento de más beneficios en su empleo en yacimientos alrededor del mundo, inclusive se ha convertido en una herramienta de elección sobre las principales herramientas de saturación.

Herramienta de Propagación Electromagnética (EPT)	Herramienta Escáner Dieléctrico (ADT)
Patín rígido, mal contacto con la pared del pozo debido a la rugosidad.	Patín articulado, mejora el contacto con la pared del pozo.
El conjunto de antenas consistía en 2 transmisores y dos receptores	El conjunto de antenas consiste en dos transmisores y ocho receptores, cada uno es un dipolo cruzado. Y dos dipolos eléctricos
Mediciones a una sola frecuencia 1,1 GHz.	Mediciones a cuatro frecuencias en un rango de 20MHz a 1 GHZ.
Solo se utilizaban lodos base agua.	Se utilizan lodos base agua y base aceite.
No tenía en cuenta los efectos texturales.	Obtención de información sobre la textura: para rocas carbonatadas permite la obtención de los exponentes m y n; en rocas arcillosas permite la estimación del volumen de arcillas y la capacidad de intercambio catiónico.

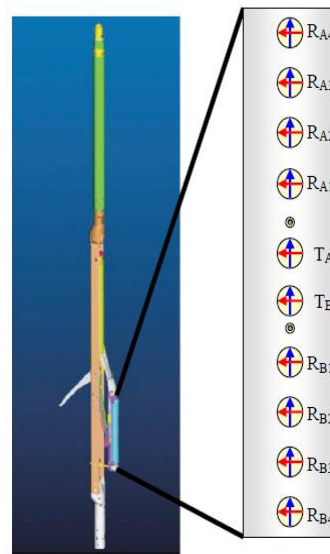
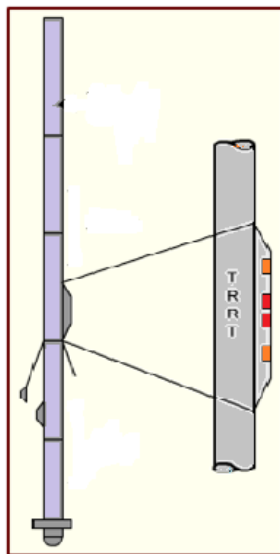


Tabla 1.2 Comparación de la herramienta EPT vs ADT. (Figuras tomadas y modificadas de Mude J., et al, 2010).

Capítulo 2

Fundamentos Físicos

2.1 Ondas Electromagnéticas

Alguna vez se creyó que la electricidad y el magnetismo eran fenómenos separados. Sin embargo, el físico escocés James Clerk Maxwell se dio cuenta que los campos eléctricos y los campos magnéticos se encuentran relacionados y desarrolló una teoría unificada del electromagnetismo. Esta teoría consiste en cuatro ecuaciones, mejor conocidas como “Ecuaciones de Maxwell”, que permiten describir cualquier fenómeno eléctrico y magnético. Una de las predicciones de las ecuaciones de Maxwell es que el movimiento de partículas cargadas eléctricamente debería generar ondas electromagnéticas.

Una onda electromagnética es la combinación de un campo eléctrico \vec{E} y un campo magnético \vec{H} para formar una onda que se propague a través del espacio, normalmente estas ondas no son como las ondas mecánicas que necesitan un medio para propagarse, ya que las electromagnéticas tienen la capacidad de propagarse en el vacío. La explicación a este fenómeno radica en que la onda es transversal, y por lo tanto, los campos eléctrico y magnético son perpendiculares entre sí (Figura 2.1).

Las ondas electromagnéticas son producidas por cargas eléctricas en aceleración y viajan a la velocidad de la luz (300,000 Km/s) en el vacío, las ondas se caracterizan por su frecuencia f y por su longitud de onda λ . La frecuencia f es la cantidad de oscilaciones que ocurren por segundo y se mide en hertzios (Hz); la longitud de onda nos dice cuánto mide una onda, siendo esta la longitud medida entre una cresta y otra, o entre un valle y el siguiente y las unidades son los metros.

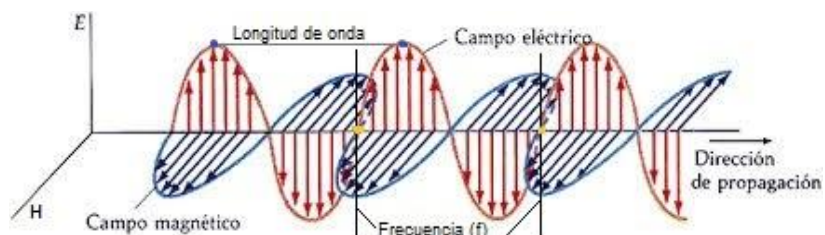


Figura 2.1 Onda electromagnética (Tomado de <http://www.investigacionyciencia.es/blogs/fisica-y-quimica/10/posts/descubrimiento-de-las-ondas-de-radio-la-confirmacin-de-la-teora-electromagntica-10186>), Febrero 2015).

2.1.1 Espectro Electromagnético

Se le llama espectro electromagnético a la distribución energética del conjunto de las ondas electromagnéticas que puedan existir, éstas se pueden ordenar por su frecuencia o longitud de onda. El espectro electromagnético se extiende desde la radiación de menor longitud de onda como son los rayos gamma hasta las ondas electromagnéticas de mayor longitud de onda que corresponde a las ondas de radio (Figura 2.2).

Para su estudio, el espectro electromagnético se divide en segmentos o bandas, aunque esta división resulta ser inexacta:

- Ondas de radio: mayores que 187 mm.
- Microondas: de 187 a 10 mm.
- Infrarrojo: de 1 mm a 750 nm ($1\text{nm} = 1 \times 10^{-9} \text{ m}$).
- Visible: de 750 a 400 nm.
- Ultravioleta: de 400 a 10 nm.
- Rayos X: de 10 a 0.01 nm.
- Rayos Gamma: menores que 0.01 nm.

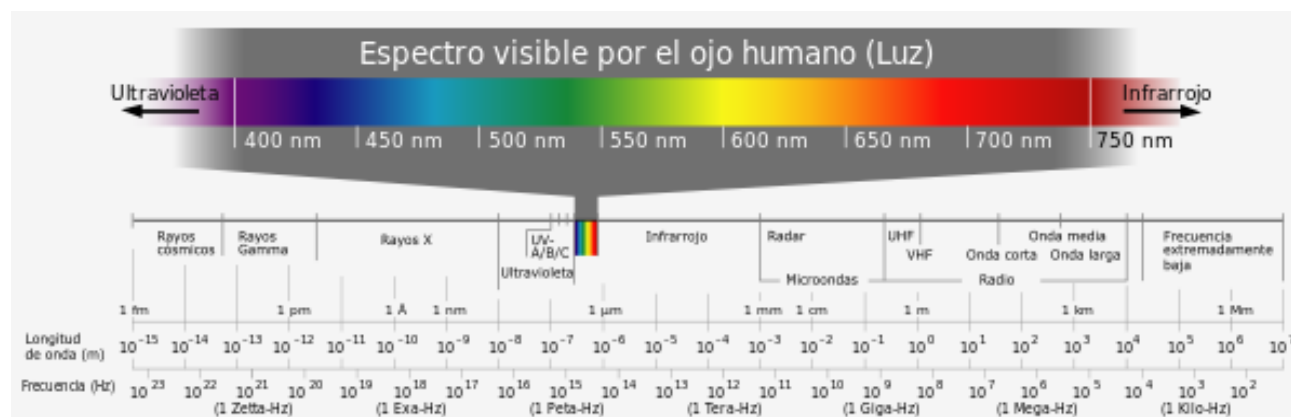


Figura 2.2 Espectro electromagnético (Tomado de <http://ireneadh.blogspot.mx/2010/04/estudio-de-la-optica-en-fisica-si.html>, Febrero 2015).

Se piensa que el límite de la longitud de onda más corta está en las cercanías de la longitud de Planck, mientras que el límite de la longitud de onda más larga es el tamaño del universo mismo, aunque en principio el espectro sea infinito y continuo.

2.2 Teoría Dieléctrica

La propagación de una onda electromagnética a través de un medio se ve alterada por tres parámetros electromagnéticos: la permitividad dieléctrica ϵ , la permeabilidad magnética μ y la conductividad eléctrica σ . Estos parámetros se representan mediante las ecuaciones constitutivas las cuales relacionan la intensidad del campo eléctrico \vec{E} y magnético \vec{H} con el desplazamiento y la inducción magnética, respectivamente:

$$\vec{D} = \epsilon \vec{E} \quad 2.1$$

$$\vec{B} = \mu \vec{H} \quad 2.2$$

$$\vec{J} = \sigma \vec{E} \quad 2.3$$

Donde la primera ecuación relaciona la densidad de flujo eléctrico \vec{D} con la intensidad de campo eléctrico \vec{E} ; la segunda relaciona la densidad de flujo magnético o inducción magnética \vec{B} con la intensidad de campo magnético \vec{H} y la tercera es una constante que relaciona la densidad de conducción de corriente \vec{J} con la intensidad del campo eléctrico \vec{E} . Estas ecuaciones constitutivas representan medios homogéneos e isotrópicos, en el caso de medios anisotrópicos las relaciones se expresan a través de los tensores de la permitividad, permeabilidad y conductividad.

A continuación se hace una descripción de cada parámetro electromagnético, cabe resaltar que el parámetro de interés es la permitividad, ya que a partir de ésta se puede calcular algunas propiedades petrofísicas de una formación.

2.2.1 Conductividad

La conductividad eléctrica de un medio, σ , proporciona una medida de la respuesta de sus cargas libres en presencia de un campo eléctrico externo, siendo el factor de proporcionalidad entre el campo libre aplicado y la densidad de volumen de corriente debido al movimiento de estas cargas libres. Esto proporciona una medida de la capacidad de un material de conducir corriente eléctrica. Según la ley de Ohm: $\vec{J} = \sigma \vec{E}$, la unidad de la conductividad en el S.I. es Siemens/metro. En una formación la conductividad eléctrica, σ , es principalmente una función de

los fluidos que ocupan los poros debido a la existencia de iones disueltos, y la conductividad varía dependiendo de la naturaleza de los iones; también otros factores que afectan la conductividad es la cantidad de poros, la conectividad de éstos, la saturación de agua y los minerales arcillosos.

En general, la conductividad se presenta como un valor complejo:

$$\sigma = \sigma' - i\sigma'' \quad 2.4$$

Donde σ' es la parte real de la conductividad compleja, y determina la amplitud de la corriente en fase con la intensidad del campo eléctrico externo, y $i\sigma''$ es la parte imaginaria de la conductividad compleja, ésta determina la amplitud de la corriente desfasada respecto al campo eléctrico externo y considera el retardo en la respuesta de conducción que presenta un medio en presencia de un campo eléctrico variable con el tiempo.

2.2.2 Permitividad

La permitividad dieléctrica ϵ , se define como la tendencia de un material a polarizarse ante la aplicación de un campo eléctrico o electromagnético y de esa forma anular parcialmente el campo interno del material. Está definido como la razón D/E , donde D es el campo de desplazamiento eléctrico por el medio y E es el campo eléctrico. La unidad de medida en el Sistema Internacional (S.I) es el Faradio por metro F/m.

La permitividad de un material se indica normalmente en relación a la permitividad del material ϵ , y la permitividad del vacío, ϵ_0 , denominándose permitividad relativa ϵ_r (adimensional), también conocida como constante dieléctrica k . En la Tabla 2.1 se muestran las permitividades de algunos materiales. Aunque en realidad no es una constante ya que puede variar con la posición en el medio, la frecuencia del campo aplicado, la humedad o la temperatura, entre otros parámetros. La permitividad se expresa de la siguiente forma:

$$\epsilon_r = \epsilon / \epsilon_0 \quad 2.5$$

Donde la permitividad del vacío ϵ_0 es: 8.85419×10^{-12} F/m.

Minerales, rocas, fluidos	Constante dieléctrica relativa (relativa al vacío)
Anhidrita	6,35
Yeso	4,16
Petróleo	2,0 a 2,4
Gas	1,0
Arenisca	4,65
Dolomía	6,8
Caliza	7,5 a 9,2
Lutita	5 a 25
Coloides secos	5,76
Agua dulce	78,3
Agua	56 a 80

Tabla 2.1 Se muestran las permitividades relativas ϵ_r de los componentes más comunes de una formación, donde la mayoría de los minerales y de los fluidos tienen permitividades dieléctricas muy bajas, a excepción del agua (Tomado de Schlumberger, 2011).

Para la caracterización completa de un medio se utiliza la permitividad compleja ϵ^* (Constante dieléctrica compleja k^*), ésta consta de una parte real y una imaginaria:

$$\epsilon^* = \epsilon' - \epsilon'' \quad 2.6$$

Donde ϵ' es la parte real y representa el mecanismo de polarización más el posible almacenamiento de energía en el movimiento traslacional de las cargas móviles que puedan existir, y $i\epsilon''$ es la parte imaginaria e incluye todo los procesos de pérdida de energía existente, es un factor de pérdidas dieléctricas. La permitividad compleja también puede ser presentada de la siguiente manera:

$$\epsilon^* = \epsilon_r + i \sigma / \omega \epsilon_0 \quad 2.7$$

Donde la permitividad relativa, ϵ_r , es la parte real de la permitividad, y la parte imaginaria i está representada por la conductividad, σ , la frecuencia angular, ω , en radianes por segundo (rad/s) y la permitividad del vacío, ϵ_0 .

La permitividad y la conductividad están interrelacionadas entre sí. La parte real de la permitividad y la parte imaginaria de la conductividad generan una corriente que varía en fase con el campo eléctrico aplicado, mientras que la parte imaginaria de la permitividad y la parte real de la conductividad generan una corriente desfasada respecto al campo eléctrico.

En el caso de las mediciones dieléctricas en yacimientos petroleros, es de gran interés la parte real de la permitividad compleja, ya que puede estimarse el nivel de saturación de agua en la formación como se explica en el Capítulo 3. La herramienta Escáner Dieléctrica mide la permitividad relativa y la conductividad, que forman parte de la relación de la permitividad compleja de la formación.

2.2.2.1 Permitividad Compleja del Agua

La mayoría de los fluidos y minerales que se encuentran en las rocas de los yacimientos petrolíferos poseen permitividades bastante bajas a exclusión del agua que es la única sustancia dipolar en las rocas sedimentarias de los yacimientos y es muy susceptible a la polarización, por lo que representa el mayor contribuyente de la permitividad dieléctrica de una formación.

La permitividad compleja del agua depende de:

- Variación de la Frecuencia: para las moléculas de agua es más difícil orientarse en la dirección de un campo eléctrico que cambia rápidamente por lo que hay una reducción de la permitividad.
- Temperatura: la agitación térmica reduce la interacción entre las moléculas de agua y el campo eléctrico.
- Presión: la presión incrementa la concentración de las moléculas por unidad de volumen y por eso incrementa la permitividad.
- Salinidad: varios mecanismos actúan simultáneamente para reducir la permitividad del agua cuando la salinidad incrementa.

2.2.3 Permeabilidad Magnética

La permeabilidad magnética, μ , es el grado de magnetización de un material en respuesta a un campo magnético aplicado. La permeabilidad magnética está dada por la relación entre la

inducción magnética, B , y la intensidad del campo magnético, H , y se mide en Henrios/metro (H/m).

$$\mu = \frac{B}{H} \quad 2.8$$

La permeabilidad magnética también puede ser expresada de la siguiente manera:

$$\mu = \mu_r \mu_0 \quad 2.9$$

Donde μ_r es la permitividad relativa (adimensional) y μ_0 es la permeabilidad magnética del vacío ($\mu_0 = 4\pi \times 10^{-7}$ H/m).

En el caso de las rocas sedimentarias de una formación la permeabilidad magnética, μ , es despreciable debido que los minerales que conforman este tipo de rocas no son magnéticos.

2.3 Mecanismos de Polarización

2.3.1 Dieléctrico

Un material dieléctrico es aquel cuya conductividad es muy pequeña o nula y su respuesta magnética es muy débil; pueden ser caracterizados por la permitividad compleja. La estructura interna de un dieléctrico se caracteriza por la fuerte interacción entre las partículas atómicas y moleculares de forma que la aplicación de un campo eléctrico externo no modifica prácticamente la distribución de cargas, produciendo, tan sólo, una pequeña reordenación que se caracteriza por la aparición de dipolo eléctricos, a este fenómeno se le conoce como polarización del dieléctrico y puede incluir varios mecanismos.

2.3.2 Polarización

Cuando los materiales dieléctricos son sometidos a un campo eléctrico, las cargas positivas son desplazadas con respecto de las cargas negativas, lo que da lugar a la formación de dipolos eléctricos que son dos cargas puntuales de cargas opuestas y separadas. Cada dipolo tiene un

momento dipolar P y se define como el producto de las cargas opuestas de magnitud q por la distancia que existe entre ellas δ :

$$\mathbf{P} = q\delta. \quad 2.10$$

La polarización se define como el alineamiento de los momentos dipolares atómicos o moleculares al aplicar un campo eléctrico externo. Este fenómeno se caracteriza por el vector de polarización \vec{P} que se define como el momento dipolar total por unidad de volumen, que depende del campo eléctrico aplicado según la expresión:

$$\vec{P} = \epsilon_0 \chi_e \vec{E} \quad 2.11$$

Donde χ_e es la susceptibilidad eléctrica, que es una magnitud adimensional que está relacionada con la permitividad por la propia definición del vector desplazamiento \vec{D} , el cual es una combinación lineal del vector \vec{E} y \vec{P} :

$$\vec{D} = \epsilon_0 \vec{E} + \vec{P} = \epsilon_0(1 + \chi_e) \vec{E} = \epsilon \vec{E} \quad 2.12$$

Existen cuatro mecanismos de polarización de los materiales:

- Polarización electrónica
- Orientación molecular
- Polarización interfacial
- Polarización iónica

De los cuales sólo tres mecanismos pueden estar relacionados con las propiedades petrofísicas, éstos son explicados más adelante. A continuación se hace una descripción de cada mecanismo de polarización.

2.3.2.1 Polarización Electrónica

El origen de este mecanismo de polarización radica en las nubes electrónicas que rodean el núcleo de los átomos. En la situación inicial el centro de la nube coincide con la posición del

núcleo, por lo tanto el momento dipolar del átomo es nulo, cuando se aplica un campo eléctrico externo ocurre un desplazamiento de la nube electrónica cargada negativamente con respecto al núcleo positivo de un átomo, generando un momento dipolar (Figura 2.4).

La polarización electrónica es observada dentro del rango de frecuencias de 10^{16} Hz (Figura 2.5). Este tipo de polarización es la fuente dominante del comportamiento dieléctrico de la mayoría de los constituyentes de la matriz de las rocas de los yacimientos petrolíferos, tal como son el cuarzo, calcita y dolomita, con excepción de las arcillas.

2.3.2.2 Polarización por Orientación Molecular

La polarización por orientación molecular tiene su origen en el efecto de orientación que ejerce el campo eléctrico sobre los momentos dipolares de las moléculas. En ausencia de un campo eléctrico externo los momentos dipolares se encuentran orientados al azar pero cuando se aplica un campo eléctrico las moléculas tienden a orientarse en la dirección del campo aplicado (Figura 2.4).

La orientación de las moléculas polares bajo la influencia de un campo eléctrico aplicado no es instantánea, requiere de un tiempo finito debido al momento molecular de inercia, por lo que resulta una resistencia al alineamiento cuando el campo cambia de dirección.

Un factor que afecta a este mecanismo de polarización es la agitación térmica, este factor tiende a orientar a las moléculas al azar impidiendo la alineación total de las moléculas con respecto al campo eléctrico, por lo tanto a temperaturas más altas resulta más difícil la orientación de los dipolos. La magnitud de la polarización por orientación molecular es el resultado del tipo de molécula polar y su temperatura.

Las moléculas de agua presentan mayor susceptibilidad a la polarización orientada debido a que son dipolares, las moléculas del agua presentan un acomodo asimétrico de sus átomos, el centro de las cargas positivas y negativas no coinciden, por lo que la molécula de agua actúa como un dipolo eléctrico permanentemente. La polarización de estas moléculas ocurre en frecuencias de hasta 10^{11} Hz aproximadamente (Figura 2.5).

2.3.2.3 Polarización Interfacial

También conocida como efecto Maxwell-Wagner, la polarización interfacial tiene origen en la aparición de cargas en las superficies irregulares de ciertos minerales. Alrededor de estas superficies, las cargas positivas se acumulan y de lado contrario lo hacen las cargas negativas, donde el efecto es similar a la de los condensadores (Figura 2.4). A bajas frecuencias, cuando el campo cambia lentamente las cargas pueden seguir la variación y crear un efecto dieléctrico observable. Conforme la frecuencia del campo eléctrico aumenta, se vuelve difícil para las cargas moverse alrededor y los efectos dieléctricos disminuyen.

Este mecanismo de polarización ocurre en su mayoría en frecuencias de 10^8 Hz, pero también puede estar presente hasta los 10^9 Hz (Figura 2.5). La polarización interfacial de las rocas de un yacimiento petrolero se ve afectada por la forma de los poros, por la presencia de minerales arcillosos y la forma de éstos, por la salmuera y petróleo contenidos en la red de poros y en las arcillas.

2.3.2.4 Polarización Iónica

También conocido como relajación iónica, este tipo de polarización solo ocurre en los materiales iónicos, un campo eléctrico actúa desplazando los cationes en una dirección y los aniones en la dirección opuesta, lo que origina un momento dipolar neto (Figura 2.4), este mecanismo de polarización ocurre en el rango de 10^{12} a 10^{13} Hz. Su contribución es despreciable en la aplicación al campo petrolero (Figura 2.5).

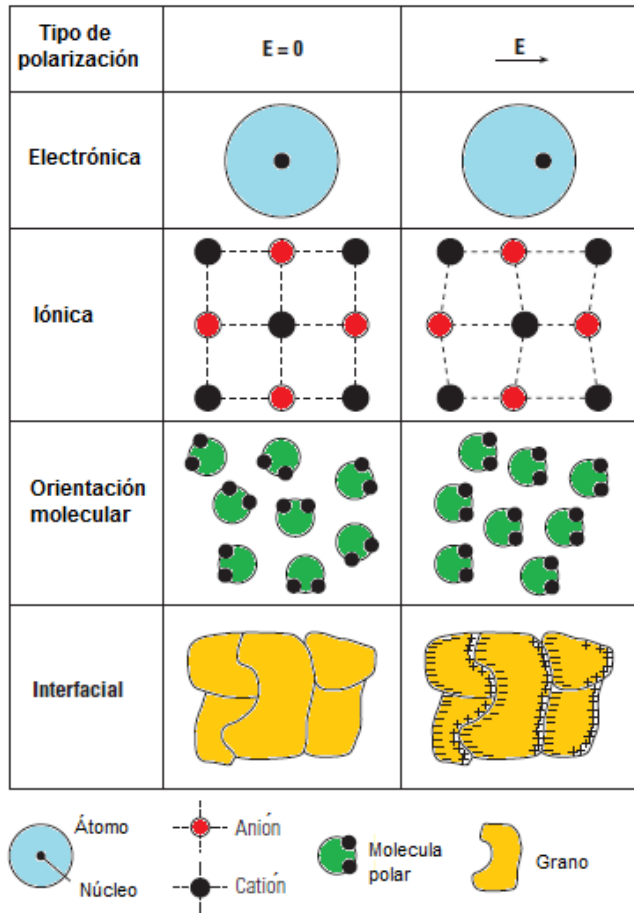
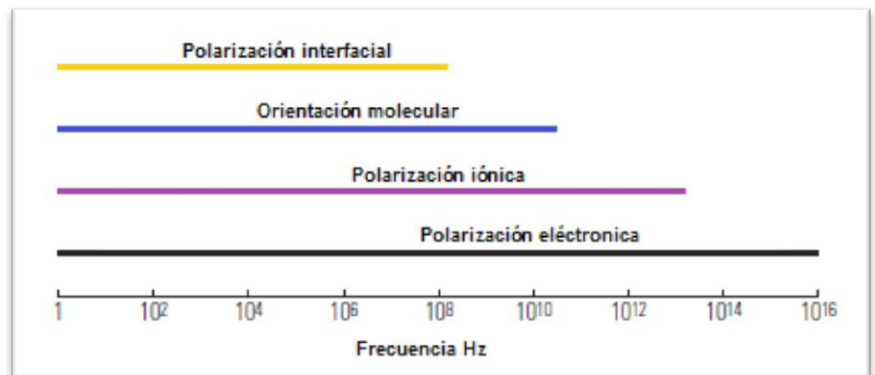


Figura 2.4 Mecanismos de polarización. Se observa las partículas antes de la aplicación de un campo eléctrico externo (lado izquierdo) y después de que un campo eléctrico ha sido aplicado (lado derecho). Los únicos mecanismos que contribuyen a la permitividad dieléctrica y conductividad son la polarización electrónica, interfacial y la orientación molecular (Modificado de Orłowska, 2003).

Figura 2.5 El que ocurra cada mecanismo depende de la frecuencia del campo eléctrico aplicado, y cada tipo de polarización desaparecerá más allá de una cierta frecuencia (Modificado de Ellis & Singer, 2008).



2.4 Dispersión Dieléctrica

La dispersión dieléctrica es la variación de las propiedades dieléctricas de la formación en función de la frecuencia. Dicho fenómeno se debe a que cada tipo de dipolo tiene diferente tiempo de respuesta, por lo que ocasiona una variación de la permitividad con respecto a la frecuencia.

Cuando se efectúan mediciones electromagnéticas en rocas parcialmente saturadas, se puede observar la dispersión de la permitividad dieléctrica y de la conductividad eléctrica que están influenciadas por una variedad de propiedades petrofísicas (Toumelin et al., 2008).

Existen dos fenómenos principales que afectan la dispersión de la conductividad y permitividad dieléctrica en las rocas saturadas (Sen and Chew 1983): el primer fenómeno se debe al efecto de Maxwell-Wagner y el segundo a la doble capa eléctrica en arcillas.

El efecto Maxwell-Wagner consiste en la acumulación de cargas en la interfase de dos medios, para el caso de las rocas las cargas eléctricas se acumulan entre la interfase del agua y la roca (o hidrocarburo), entre esas superficies cargadas, el agua se polariza en forma de un dipolo macroscópico y alcanza el equilibrio a bajas frecuencias.

Sin embargo, cuando la frecuencia incrementa la orientación de los dipolos macroscópicos no pueden seguir el campo aplicado debido a la viscosidad del fluido, por lo que resulta una disipación de la energía. La conductividad aumenta y la permitividad dieléctrica se reduce (Figura 2.6).

El segundo fenómeno es la doble capa eléctrica en arcillas, la presencia de arcillas hidratadas mejora la dispersión dieléctrica a bajas frecuencias, como una función del tamaño de la arcilla y la carga superficial. Este comportamiento se explica por la reorganización de los cationes presentes dentro de la doble capa iónica

Recientemente se ha desarrollado una herramienta de propagación electromagnética que trabaja en un rango de frecuencias de MHz-GHz, la cual es capaz de medir la dispersión dieléctrica. En el rango de los MHz las mediciones son sensibles a la forma del poro, distribución del fluido, salinidad del fluido y a la presencia de arcillas; y para los GHz las mediciones son sensibles a la porosidad, forma del poro y saturación del fluido.

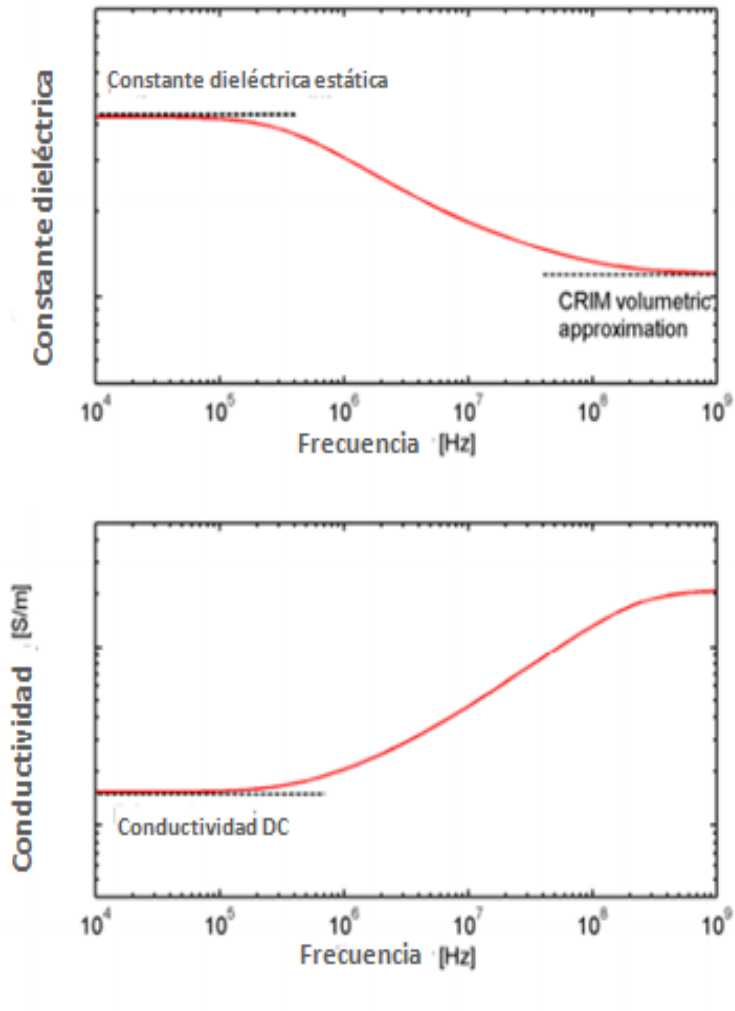


Figura 2.6 El efecto Maxwell-Wagner crea una dispersión tipo sigmoide de la conductividad y de la permitividad (Modificada de Toumelin et al., 2009).

Capítulo 3

Herramienta de Dispersión Dieléctrica Multifrecuencia

3.1 Descripción de la Herramienta

La herramienta Escáner Dieléctrica (ADT, Array Dielectric Tool), es la nueva generación de herramientas dieléctricas introducida por Schlumberger en el 2007 (Clarke et al., 2013). Esta sonda emite ondas electromagnéticas hacia la formación a múltiples frecuencias y midiendo de manera continua la permitividad relativa y la conductividad, para posteriormente derivar la saturación y salinidad del agua; así como también los parámetros texturales de la roca.

Debido al gran contraste que hay entre la permitividad del agua y la de los demás constituyentes de la formación, la herramienta ADT responde principalmente al agua contenida en los poros de la formación independientemente de que éstos se encuentren conectados o no, por lo que se ha convertido en un método alternativo para medir la saturación de agua independientemente de las mediciones de resistividad; principalmente en los casos donde el agua de la formación es de baja salinidad o variable; también es importante en la evaluación de las formaciones de salinidad desconocida como podría ser el caso de proyectos de recuperación secundaria donde la inyección de agua ha alterado la salinidad del agua de la formación.

La sonda trabaja a cuatro frecuencias en un rango de 20MHz a 1GHZ, cada frecuencia es etiquetada como F0, F1, F2 Y F3. Las mediciones a bajas frecuencias son sensibles a la conductividad pero conforme incrementa la frecuencia las propiedades dieléctricas aparecen y predominan, por este motivo el rango de frecuencias fue elegido para medir de manera simultánea la conductividad y la permitividad de una formación (Mosse., et al 2009), y a su vez aprovechar los mecanismos de polarización interfacial, molecular y electrónica.

Esta herramienta ofrece la medición de la **dispersión dieléctrica**, la cual es posible por el amplio rango de frecuencias en el que la herramienta trabaja. Para el caso de los carbonatos, la dispersión dieléctrica está relacionado con los exponentes de cementación m y de saturación n , que son utilizados en la ecuación de saturación de Archie; para las arenas arcillosas la dispersión se relaciona con el volumen de arcillas mediante la capacidad de intercambio catiónico (CIC).

El diseño de la herramienta dieléctrica (Figura 3.1) consiste en un patín cilíndrico totalmente articulado el cual es empujado mediante un brazo calibrador optimizando el contacto con la pared del pozo por lo que los efectos ambientales se ven minimizados.

En la cara del patín se encuentra un arreglo de antenas que consiste en dos transmisores, ocho receptores y dos dipolos eléctricos.

Los dos transmisores se encuentran en el centro del patín y los ocho receptores alineados con los transmisores de manera simétrica, cada una de estas antenas es un dipolo cruzado que tiene dipolos magnéticos colocados a 90° una de la otra y están altamente aislados, lo que genera dos modos de polarización longitudinal (flecha azul) y transversal (flecha roja).

Los dipolos eléctricos se encuentran entre del arreglo de transmisor- receptor $TA-R_{XA1}$ y $TB-R_{XB1}$, éstos tienen la función de determinar las propiedades dieléctricas del lodo y del enjarre.

Los arreglos longitudinales y transversales no son sensibles a los mismos componentes de la formación, la polarización longitudinal sólo reacciona a la

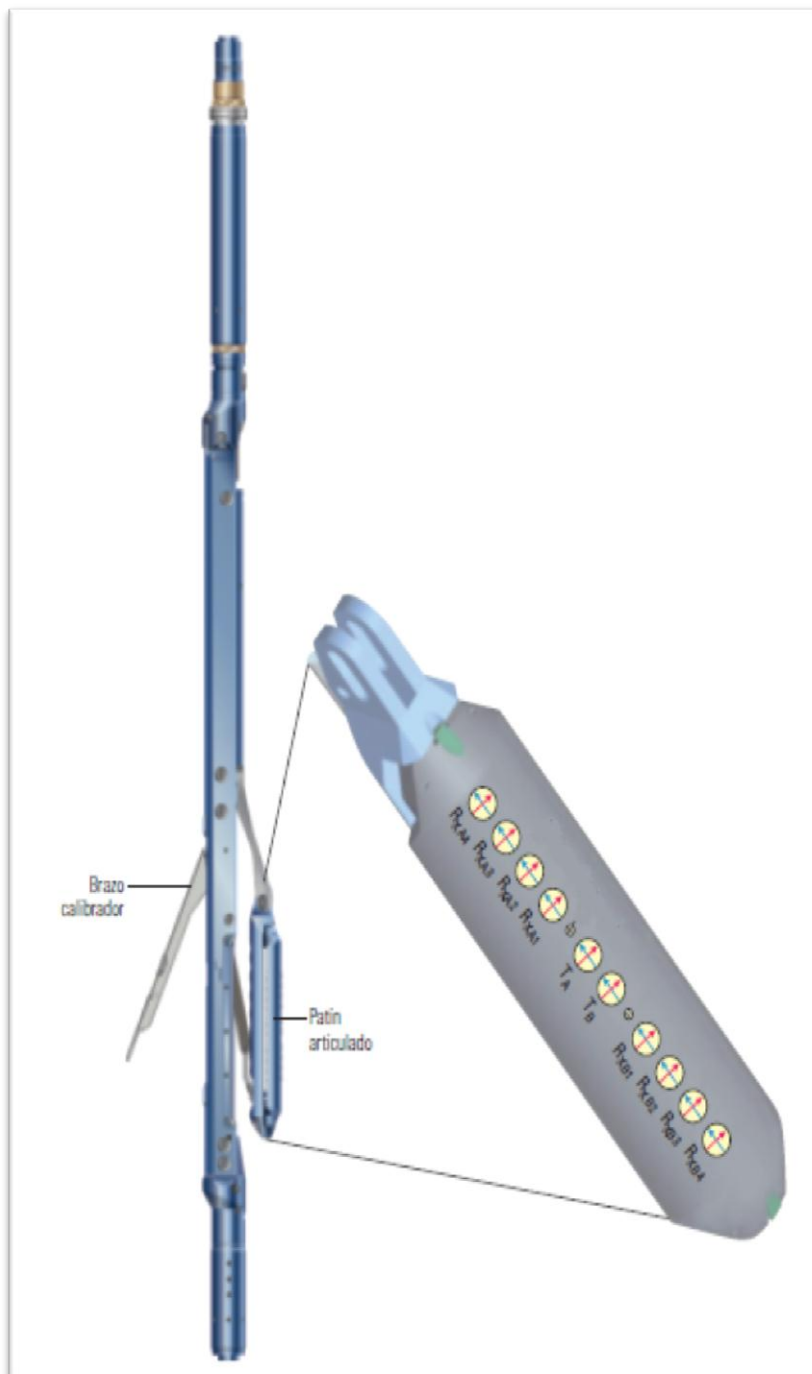


Figura 3.1 Herramienta Escáner dieléctrico. (Tomado de Schlumberger, 2011).

permitividad y conductividad que están en un plano ortogonal al eje de la herramienta, mientras que la polarización transversal reacciona a la permitividad y conductividad horizontal y vertical. Estos dos modos de polarización permiten evaluar la anisotropía de la formación (Figura 3.2).

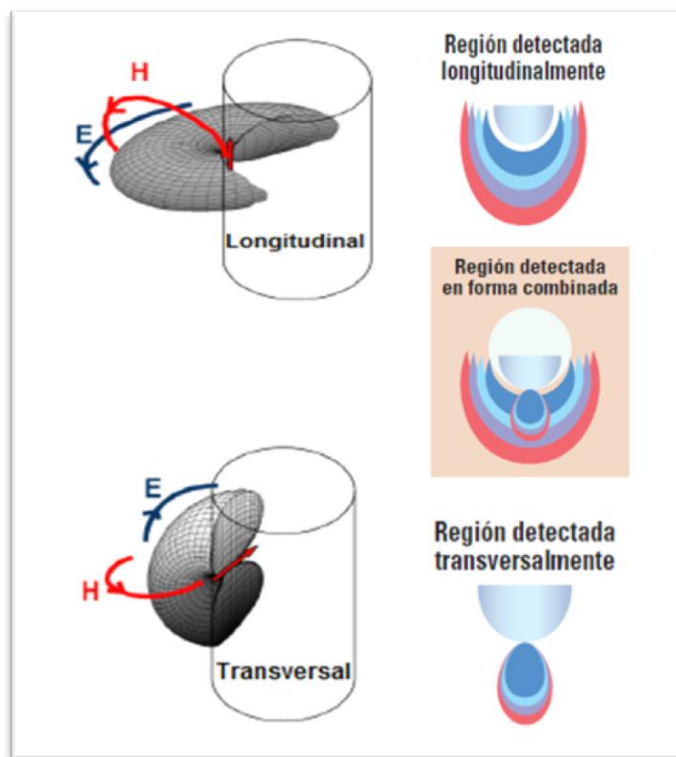


Figura 3.2 Cada modo de polarización genera una orientación específica de campo y una forma de región detectada. Las bandas en colores representan las múltiples profundidades de investigación. Las regiones detectadas por los dos modos se superponen (centro) y la diferencia de estas ayudan a identificar la anisotropía (Modificado de Schlumberger, 2011).

Los dipolos eléctricos proporcionan dos modos de operación. El modo propagación, realiza la medición transversal somera y estima las propiedades del lodo. El modo reflexión, mide las propiedades dieléctricas del lodo y del enjarre que se encuentran enfrente de patín. La herramienta también registra la presión, la temperatura y el diámetro del pozo; la temperatura y la presión son medidas con unos sensores incluidos en la herramienta, estas mediciones permiten la corrección por los efectos ambientales (Little et al., 2010).

La profundidad de investigación de la herramienta depende de la distancia entre los transmisores y los receptores, ésta varía de 2.5 a 10.2 cm, por lo que mide con alta precisión el volumen de agua en la zona lavada. La distancia que existe entre los dos transmisores define la resolución

vertical que es de 2.5 cm, lo que resulta de gran utilidad en yacimientos laminados donde las herramientas de resistividad estándares no tienen buena resolución.

La información entregada por la herramienta se clasifica en 3 categorías (Figura 3.3):

1. Análisis radial de los fluidos
 - Saturación y salinidad del agua
 - Saturación de hidrocarburo e hidrocarburo residual
2. Análisis textural
 - CIC
 - Exponente de cementación m
3. Análisis de estructuras geológicas
 - Capas delgadas
 - Anisotropía

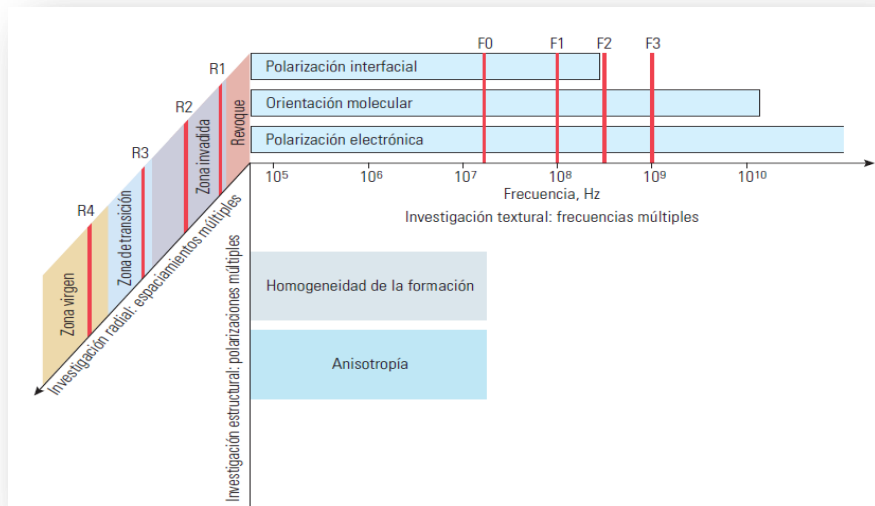


Figura 3.3 La herramienta permite investigar tres áreas principales: textural, radial y estructural. La investigación radial es posible por las múltiples frecuencias en la que la herramienta opera. Debido al espaciado que existe entre los transmisores y receptores se logra una investigación radial que incluye enjarre y la zona invadida, y dependiendo de la profundidad de la invasión puede abarcar la zona de transición y la zona virgen. La investigación estructural se logra mediante los dos modos de polarización, evaluando la homogeneidad o la anisotropía de la formación (Modificado de Schlumberger, 2011).

3.1.1 Especificaciones de la Herramienta ADT

<i>Herramienta ADT</i>	<i>Especificaciones</i>
	<ul style="list-style-type: none"> • Salidas Permitividad relativa y conductividad • Velocidad (tasa de muestreo): 1,097 m/h • Resolución vertical 2.5 cm • Profundidad de investigación: 2,5 a 10 cm • Exactitud: $\epsilon_r \pm 1\%$; $\sigma \pm 1\%$ • Rango de medición: ϵ_r 1 – 100; σ 0.1 – 3,000 mS • Compatibilidad con la mayoría de las herramientas de pozo abierto • Temperatura máxima: 177 °C • Presión máxima: 172 MPa • Tamaño mínimo del diámetro del pozo: 14 cm • Tamaño máximo del diámetro del pozo: 55.9 cm • Lodos de perforación base agua y base aceite • Longitud de la herramienta: 3.44 m • Peso: 119 kg • Máxima tensión: 222,411 N

Tabla 3.1 Especificaciones de la herramienta dieléctrica ADT (Tomado y modificado de Schlumberger, 2013).

3.2 Principio de Medición

Cuando las ondas electromagnéticas viajan a través del vacío ningún cambio existe en éstas; sin embargo, cuando las ondas se propagan en una formación se ven afectadas por el medio que atraviesan, resultando una atenuación en la amplitud de la onda y un cambio en la velocidad, el cual corresponde a un cambio de fase.

Las herramientas dieléctricas no pueden medir directamente la permitividad dieléctrica de una formación, en realidad lo que mide es el cambio de fase y la atenuación de las ondas electromagnéticas mientras viajan a través de una formación desde los transmisores a los receptores, los cuales están relacionados con la conductividad y la permitividad dieléctrica.

La atenuación y cambio de fase están en función de la frecuencia inicial ω , la permitividad dieléctrica del medio, la conductividad eléctrica del medio, y el espaciamiento entre transmisor y receptor r (Figura 3.4). A altas frecuencias la atenuación está relacionada con la conductividad, y el cambio de fase está relacionado con la permitividad (Arora et al., 2010). En el caso de los materiales con permitividades dieléctricas bajas como la matriz de la formación hay efectos mínimos en las ondas electromagnéticas de retorno, en el caso del agua sucede lo contrario debido a que su permitividad dieléctrica es demasiado alta y provoca un efecto importante en las ondas de retorno.

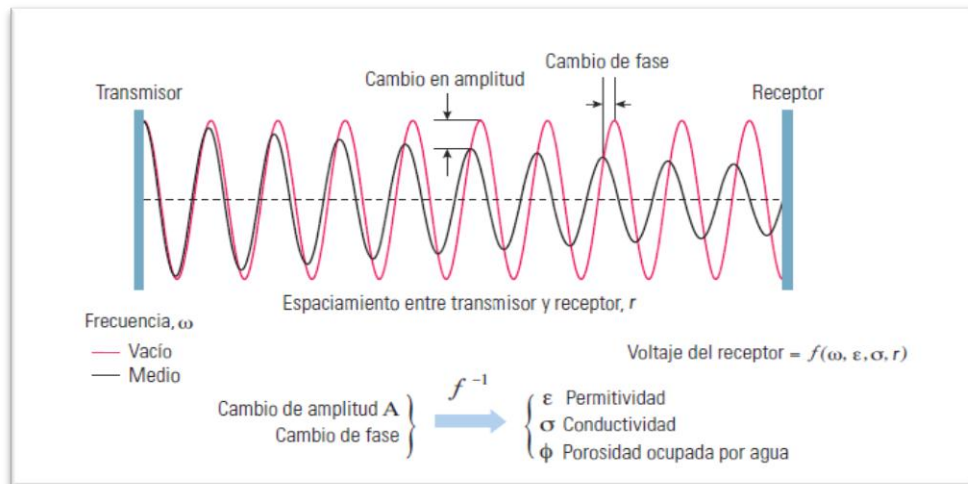


Figura 3.4 La herramienta dieléctrica transmite una onda electromagnética hacia la formación, la onda sufre cambios de amplitud y de fase, los cuales son medidos en el receptor (Tomado de Schlumberger, 2011).

Para entender lo que ocurre en una onda electromagnética dentro de un material dieléctrico. Analizaremos la ecuación de onda que viaja en x dirección a través de un medio caracterizado por una permeabilidad magnética, conductividad y permitividad dieléctrica. La siguiente ecuación representa una onda electromagnética:

$$E(x, t) = E_0 e^{i(kx - \omega t)} \quad \mathbf{3.1}$$

Donde E_0 es el campo eléctrico, ω es la frecuencia angular, t es el tiempo, x es la dirección, k es el coeficiente de propagación compleja.

$$k = \sqrt{i\omega\mu(\sigma + i\omega\varepsilon)} = \alpha + i\beta \quad \mathbf{3.2}$$

El cual se divide en dos partes una real y otra imaginaria. La parte real corresponde a la atenuación α y está dada en Np/m y la parte imaginaria que representa el cambio de fase β dado en rad/m. La relación entre α y β de una onda plana pueden observarse mediante la sustitución de $k = \alpha + i\beta$ en la ecuación 3.1:

$$E(x, t) = E_0 e^{-\beta x} e^{i(\alpha x - \omega t)} \quad \mathbf{3.3}$$

Para el caso de una onda plana es posible extraer la conductividad y la permitividad dieléctrica a partir de los valores medidos de α y β :

$$k^2 = (\alpha + i\beta)^2 = \omega^2\varepsilon + i\omega\mu\sigma \quad \mathbf{3.4}$$

Esta ecuación se separa en la parte real y en la imaginaria, obteniendo la permitividad y la conductividad:

$$\varepsilon = \frac{\alpha^2 - \beta^2}{\omega^2 \mu} \quad \mathbf{3.5}$$

$$\sigma = \frac{2\alpha\beta}{\omega\mu} \quad \mathbf{3.6}$$

3.3 Flujo de Trabajo

Para una interpretación petrofísica eficiente de la formación se utiliza el *software* Dielectric Pro de Schlumberger, el cual provee un buen control de calidad y construye un perfil radial a partir de los datos adquiridos por la herramienta dieléctrica. El proceso de interpretación se basa en un flujo de trabajo (Figura 3.5), en el cual la primera fase consiste en la obtención de datos de campo, a los cuales posteriormente en una segunda fase se les aplicará una inversión de un modelo geométrico para obtener ϵ y σ . Finalmente, se selecciona un modelo petrofísico para la determinar la porosidad ocupada por el agua, la salinidad del agua y los parámetros petrofísicos. Para estos modelos son necesarios datos de porosidad total y la permitividad de la matriz adquiridos por otras herramientas.

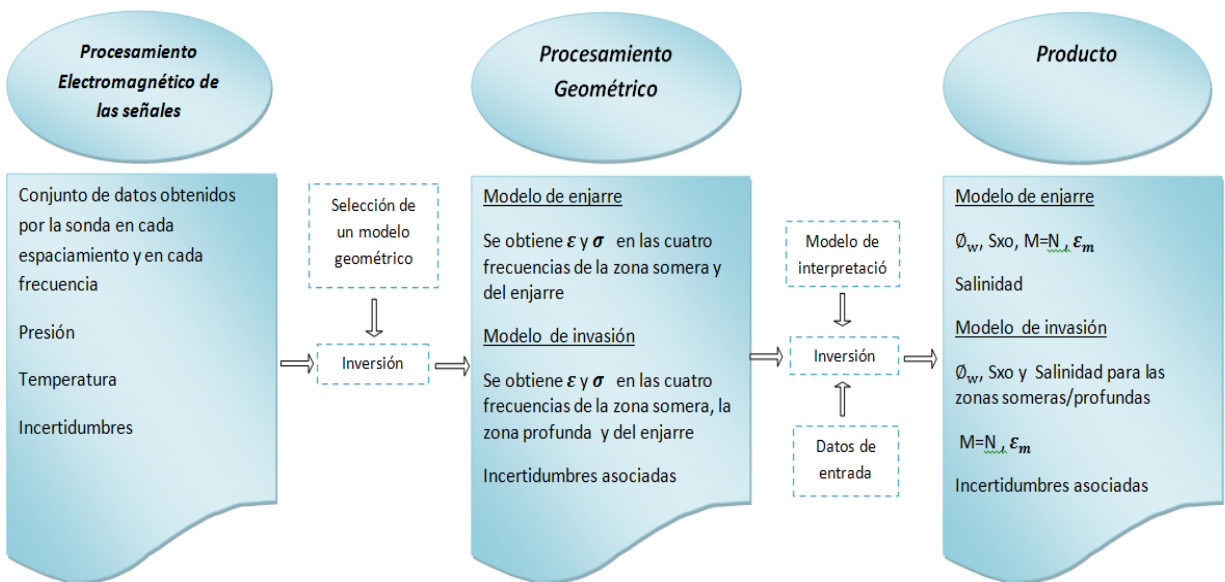


Figura 3.5 Flujo de trabajo para las mediciones dieléctricas.

3.3.1 Obtención de Datos

La herramienta dieléctrica realiza las mediciones de la siguiente manera: el transmisor TA emite una onda electromagnética al receptor RA1 e inmediatamente se envía otra onda electromagnética del transmisor TB al mismo receptor RA1 (Figura 3.6), el receptor mide el

cambio de atenuación y de fase de la primera onda emitida con respecto a la segunda onda. Este procedimiento se realiza con los cuatro pares de receptores más el par de sensores de revoque en las cuatro frecuencias.

Los dipolos longitudinales de los cuatro pares de receptores están asociados con los transmisores longitudinales, mientras los dipolos transversales más el par de sensores de revoque están asociados con los transmisores transversales. Por lo tanto nueve mediciones son hechas para cada frecuencia. Finalmente cada ciclo de medición consta de 36 cambios de fase y 36 de atenuación.

$$5 \text{ (Pares transversal)} * 2 (\alpha, \beta) * 4 \text{ (frecuencias)} = 40$$

$$4 \text{ (Pares longitudinal)} * 2 (\alpha, \beta) * 4 \text{ (frecuencias)} = 32$$

$$40 + 32 = 72 \text{ mediciones}$$

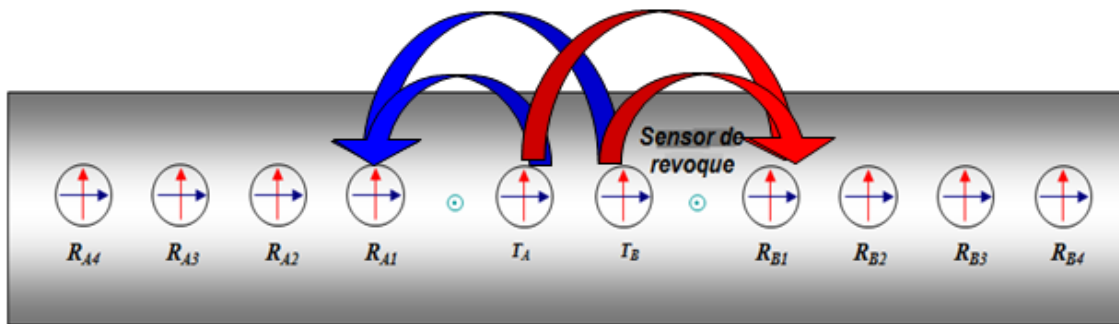


Figura 3.6 Dos ondas electromagnéticas emitidas por los diferentes transmisores se miden en un mismo receptor, esto se repite para cada receptor. La multiplicidad de mediciones permite compensar las mediciones por efectos del pozo, y un algoritmo de control puede extraer los pares desequilibrados y eliminarlos (Modificado de Dip G., 2014).

3.3.2 Modelo Electromagnético Radial

A partir del conjunto de datos medidos de atenuación y cambio de fase se modela la región cercana al pozo, es decir se representa a la formación atravesada por un pozo mediante capas concéntricas, las cuales representan el enjarre, la zona lavada, la zona de transición y la zona virgen Figura (3.7). En general, la respuesta radial depende de las propiedades de la formación a lo largo de todo el volumen de medición.

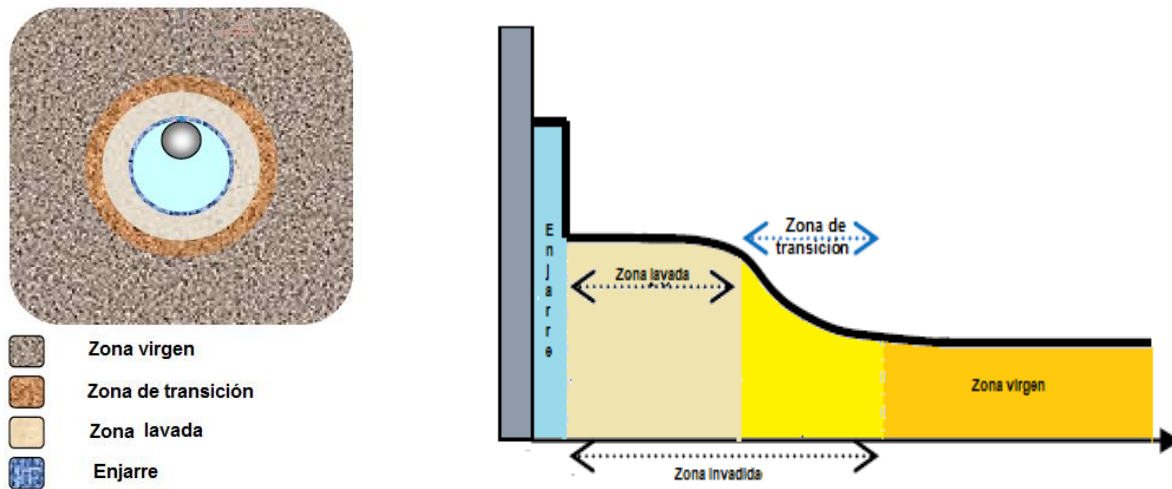


Figura 3.7 Modelo electromagnético radial de una formación y un corte de éste. Las propiedades de la zona invadida se pueden etiquetar como someras (*sh*) y a las de la zona virgen como profundas (*de*); la geometría de la zona de transición puede tener una variedad de perfiles (Modificado de Mosse et al, 2009).

El modelo radial relaciona las propiedades de la formación, tanto eléctricas como geométricas a partir de las mediciones de AT y PS en todos los espaciamientos y frecuencias. El modelo radial se lee de la siguiente manera:

$$(AT, PS)_{F,S} = f_{F,S}(\varepsilon_{de,F}^*, \varepsilon_{sh,F}^*, \varepsilon_{mc,F}^*, \varepsilon_{mud,F}^*, h_{ra}, h_{sh}, h_{mc}, bh) \quad 3.6$$

Donde F es la frecuencia, S el espaciamiento entre receptores, bh representa el diámetro del pozo, h es la función del perfil de invasión, la permitividad compleja ε^* , y los subcriptos *sh, ra de* son para diferenciar la zona somera, la de transición y la profunda, *mc* es el enjarre, *mud* es el lodo.

A partir de la inversión del modelo electromagnético radial se obtienen los valores de la permitividad y de la conductividad en cada frecuencia. Posterior a esto, se aplica una inversión petrofísica para transformar la permitividad y la conductividad en los parámetros petrofísicos deseados (Figura 3.8).

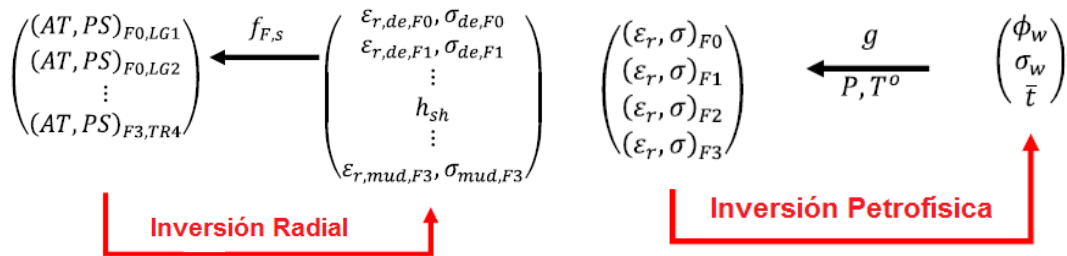


Figura 3.8 Esquema de una inversión radial (Izquierda). Las atenuaciones y cambios de fase en cada frecuencia se les aplica una inversión radial arrojando como resultados la permitividad y conductividad en cada frecuencia, posterior a esto se aplica una petrofísica (derecha), (Modificado de Mosse et al, 2009).

Existen varios modelos petrofísicos disponibles para la interpretación de las propiedades electromagnéticas de la formación, que permiten obtener la porosidad ocupada por el agua, salinidad del agua y parámetros texturales de la roca, de esto se habla en la siguiente sección.

3.4 Modelos de Interpretación

En este apartado se hace una breve descripción de los más recientes modelos utilizados para estimar las saturaciones de hidrocarburo y del agua en las formaciones geológicas utilizando las microondas.

Existen varios modelos para obtener los parámetros petrofísicos deseados a partir de las mediciones dieléctricas. Con la primera generación de herramientas dieléctricas los métodos utilizados fueron el Método de Promedio Complejo del Tiempo y el Método t_{p0} ; estos dos métodos presentaban muchas limitaciones, por lo que más tarde se desarrollaron las leyes de mezclas para una caracterización más adecuada de los yacimientos.

Existen varias leyes de mezclas propuestas por diferentes autores, pero en este trabajo solo se hablará del Método de Índice de Reflexión Compleja. Actualmente este método es uno de los más utilizados para la interpretación petrofísica, ya que se obtiene información confiable a frecuencias de 1 GHz. Debido a las múltiples frecuencias en las que trabaja la nueva generación de herramientas, nuevos modelos han sido creados para tener en cuenta el fenómeno de la dispersión dieléctrica; en este trabajo se hablará de un Modelo Textural el cual toma en cuenta dicho fenómeno y brinda información confiable.

3.4.1 Leyes de Mezclas

Para la industria petrolera es de gran interés la respuesta dieléctrica de las rocas cuyos poros están saturados con salmuera (agua) y/o petróleo. Para este caso el objetivo práctico es inferir las cantidades relativas de aceite y de salmuera en los poros de la roca a partir del conocimiento de la permitividad compleja y de la porosidad de la roca.

Esta tarea se facilita mediante el uso de las leyes de mezclas, que son una relación analítica que relaciona la permitividad dieléctrica compleja de un medio con las permitividades y la fracción volumétrica de cada componente de la formación.

La constante dieléctrica de una roca porosa es una función de las constantes dieléctricas de todos los constituyentes, la geometría, la fracción volumétrica de cada componente y las interacciones electroquímicas que existe entre ellos. Existen dos enfoques de las leyes de mezclas. Uno se basa en la teoría del medio efectivo y el otro está basada en el *powder law* (Ellis & Singer, 2008). Aunque existe una amplia variedad de leyes de mezclas que han sido propuestas por varios autores, es irreal que exista una fórmula de mezcla que sea apropiada para todas las rocas.

3.4.1.1 Método del Índice Refractivo Complejo

El Método del Índice Refractivo Complejo (CRIM) es comúnmente usado en la interpretación de las mediciones dieléctricas hechas en los pozos de petróleo y gas. Se puede calcular la constante dieléctrica compleja de una formación a partir de las constantes dieléctricas de todos los componentes y de la fracción volumétrica de cada uno de ellos, éstas se relacionan mediante la siguiente expresión:

$$\sqrt{k^*} = \sum_i V_i \sqrt{k_i^*} \quad 3.7$$

Donde k^* es la constante dieléctrica compleja del medio, k_i^* es la constante dieléctrica compleja de cada componente del medio y V_i es la fracción de volumen de cada componente. La ecuación 3.7 se desarrolla para el caso de una roca con algún nivel de saturación de agua, donde la saturación es la fracción volumétrica del espacio del poro ocupado con agua, el resto está

ocupado por hidrocarburos. El sistema está compuesto de matriz (m), agua (w) e hidrocarburos (h), con porosidad Φ ; k^* es dada por:

$$\sqrt{k^*} = (1 - \Phi) \sqrt{\varepsilon_m} + S_w \Phi \sqrt{\varepsilon_w^*} + (1 - S_w) \Phi \sqrt{\varepsilon_h} \quad 3.8$$

Las constantes dieléctricas de la matriz de la formación y del hidrocarburo son tratadas como reales, debido que esos componentes son considerados como aisladores, la porosidad es obtenida de alguna herramienta de porosidad.

El método CRIM ha demostrado ser muy efectivo para frecuencias aproximadamente de 1GHz, ya que en ese rango la polarización interfacial puede ser ignorada, y la permitividad responde al volumen total de agua en la formación.

Para demostrar la efectividad del método, Seleznev et al., (2004) efectuaron una serie de mediciones de las propiedades dieléctricas en muestras de carbonatos a 1 GHz y se compararon con los valores calculados con diferentes leyes de mezclas, y se concluyó que el método CRIM da resultados satisfactorios en carbonatos (Figura 3.9).

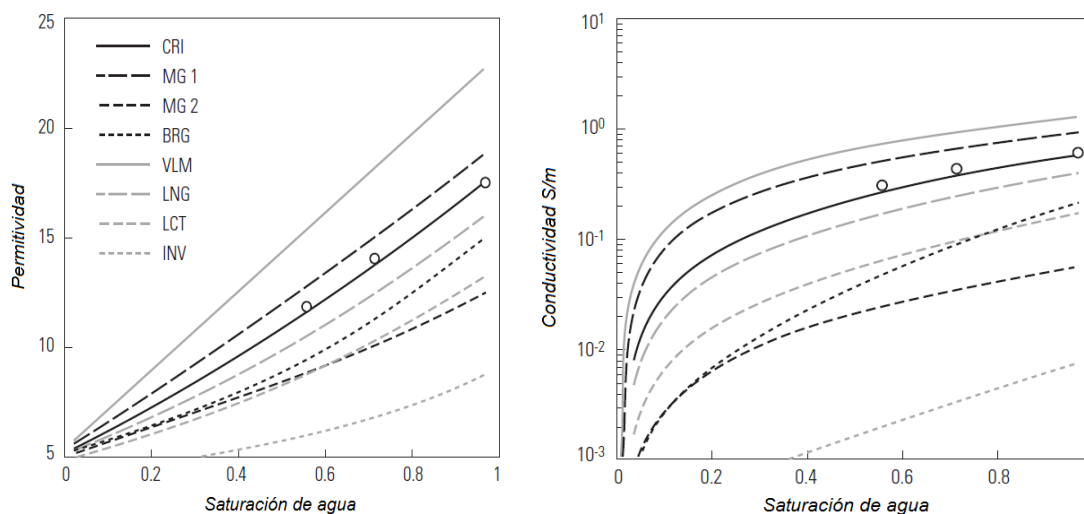


Figura. 3.9 Las mediciones obtenidas en laboratorio (círculos) de permitividad y la conductividad de un ejemplar de carbonato parcialmente saturado es comparado con diferentes modelos de mezclas: El CRIM es el modelo del índice de refracción complejo; MG1 es el modelo de Maxwell-Garnett en el cual el agua define el medio huésped; MG2 en el cual una fase sólida define el medio huésped; BRG es el modelo de Bruggeman; VLM modelo volumétrico; LNG es el modelo de Looyenga; LCT es el modelo de Lichtenecker; INV es el modelo de inversión con un exponente de -1 (Tomado de Ellis & Singer, 2008).

La desventaja de este método es que no es preciso a bajas frecuencias ya que no se toman en cuenta los parámetros relacionados con la textura y las interacciones electroquímicas que existe entre los componentes de la roca. En cambio, en las leyes de mezclas basadas en la teoría del medio efectivo es posible tomar en cuenta los parámetros texturales.

3.4.1.2 Teoría del Medio Efectivo

La teoría del medio efectivo o la aproximación del medio efectivo (EMT o EMA, por sus siglas en inglés) es un enfoque alternativo para calcular k' de un medio heterogéneo a través de una aproximación diferencial para derivar una expresión para las propiedades dieléctricas de una roca parcialmente saturada (Knight & Endres, 1990). La EMT, a diferencia del CRIM, estudia la manera en que la geometría de los componentes influye en las propiedades eléctricas y dieléctricas de las rocas.

La EMT consiste en homogeneizar un medio heterogéneo, es decir representar todos los componentes de un medio a través de elementos geométricos incrustados en un fondo homogéneo (denominado medio huésped) con una permitividad ϵ_0 . Las formas geométricas utilizadas para representar los componentes del medio son formas esféricas y/o elípticas. Cada componente tiene su permitividad ϵ_n ($n = 1, 2, \dots$), así como también su fracción volumétrica de cada uno, y serán menores comparadas con el volumen del medio huésped.

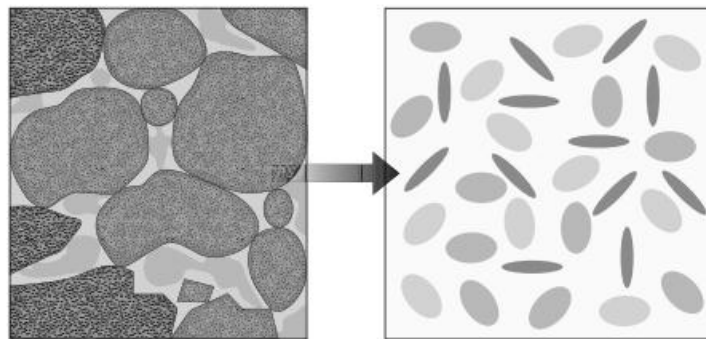


Figura 3.10 Representación de un medio a través de figuras geométricas que representan los componentes de la formación, en un fondo. Existen varias suposiciones de qué componente podría representar el fondo y qué componentes podrían representar las incrustaciones, por ejemplo: poros insertados en una matriz (Modificado de Ellis & Singer, 2008).

Desde su invención, la EMT ha sido la base para un gran número de estudios de medios macroscópicos heterogéneos. En la literatura existe un gran número de autores con respecto a las teorías del medio efectivo, pero las más utilizadas son las fórmulas de Maxwell-Garnett y Bruggeman.

El caso más simple de Maxwell-Garnett, para una suspensión con incrustaciones esféricas fuertemente diluida:

$$\varepsilon^* = \varepsilon_h + 3f \varepsilon_h \frac{\varepsilon_s - \varepsilon_h}{\varepsilon_s + 2\varepsilon_h - f(\varepsilon_s - \varepsilon_h)} \quad \mathbf{3.9}$$

Donde ε_h es la permitividad del medio huésped, ε_s es la permitividad de las esferas incrustadas, f la fracción de volumen del medio, ε^* es la permitividad equivalente de la mezcla.

La expresión más simple de la aproximación de Bruggeman consiste en una mezcla de dos fases con incrustaciones esféricas y un fondo con permitividad ε^* definido por auto consistencia:

$$f \frac{\varepsilon^* - \varepsilon_1}{2\varepsilon^* + \varepsilon_1} + (1 - f) \frac{\varepsilon^* - \varepsilon_2}{2\varepsilon^* + \varepsilon_2} = 0 \quad \mathbf{3.10}$$

Donde f es la fracción de volumen de la fase 1 con permitividad ε_1 , $1 - f$ es la fracción de volumen de la segunda fase con permitividad ε_2 .

En general, el fundamento matemático para la predicción de las propiedades dieléctricas es el promedio volumétrico de la intensidad del campo eléctrico E y el desplazamiento eléctrico D . Este enfoque requiere estimar campo eléctrico interior E_i dentro de las inclusiones incrustadas en un medio homogéneo infinito con permitividad compleja ε^* y sujeta a un campo aplicado E_0 . Los valores de la permitividad y del campo eléctrico son especificados de tal manera que simula la interacción entre inclusiones en la composición del sistema.

Las ecuaciones 3.9 y 3.10 representan aproximaciones obtenidas para medios representados por esferas, para el caso de inclusiones elipsoidales estas ecuaciones deben ser ampliadas para una caracterización óptima de un medio.

3.4.1.3 Modelo de Dispersión Textural

El CRIM es el mejor modelo de mezcla, pero no puede reconstruir la dispersión dieléctrica en un amplio rango de frecuencias. Ante la necesidad de explicar la variación de las propiedades dieléctricas de las rocas en función de la frecuencia, se ha desarrollado un modelo de dispersión textural, el cual analiza la variación textural de las rocas carbonatadas en un amplio rango de frecuencias. Estas rocas presentan una estructura muy compleja por lo que su evaluación petrofísica es todo un reto.

En este modelo se incorporan las geometrías de los granos y de los poros, para reflejar la influencia de la textura en la dispersión dieléctrica. Las entradas para el modelo textural son la porosidad total y permitividad de la matriz obtenidas por otras fuentes, la presión, la temperatura, la permitividad y la conductividad a cada frecuencia; los resultados que arroja el modelo son la saturación de agua, la constante dieléctrica de la formación, la conductividad del agua y el exponente de cementación m . El exponente m se obtiene de manera continua y precisa, generalmente este obtenido a través de mediciones en núcleos pero es un proceso que lleva mucho tiempo.

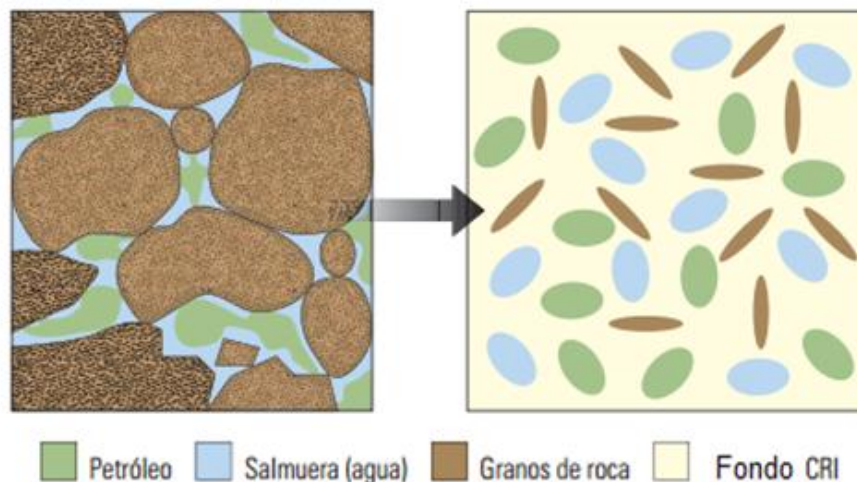


Figura 3.11 Representación gráfica del Modelo de Dispersión Textural. Se asume que el fondo obedece a la ley de mezcla CRIM en la cual las inclusiones en forma de elipsoides representan los granos, el agua y el hidrocarburo y se encuentran distribuidas de manera aleatoria (Tomado de Schlumberger, 2007).

Para validar los modelos, se adquirieron datos experimentales de la conductividad y de la permitividad dieléctrica de un conjunto de rocas con texturas diferentes, las mediciones se realizaron en un amplio rango de frecuencias. Luego se utilizó el modelo textural para ajustar sus mediciones.

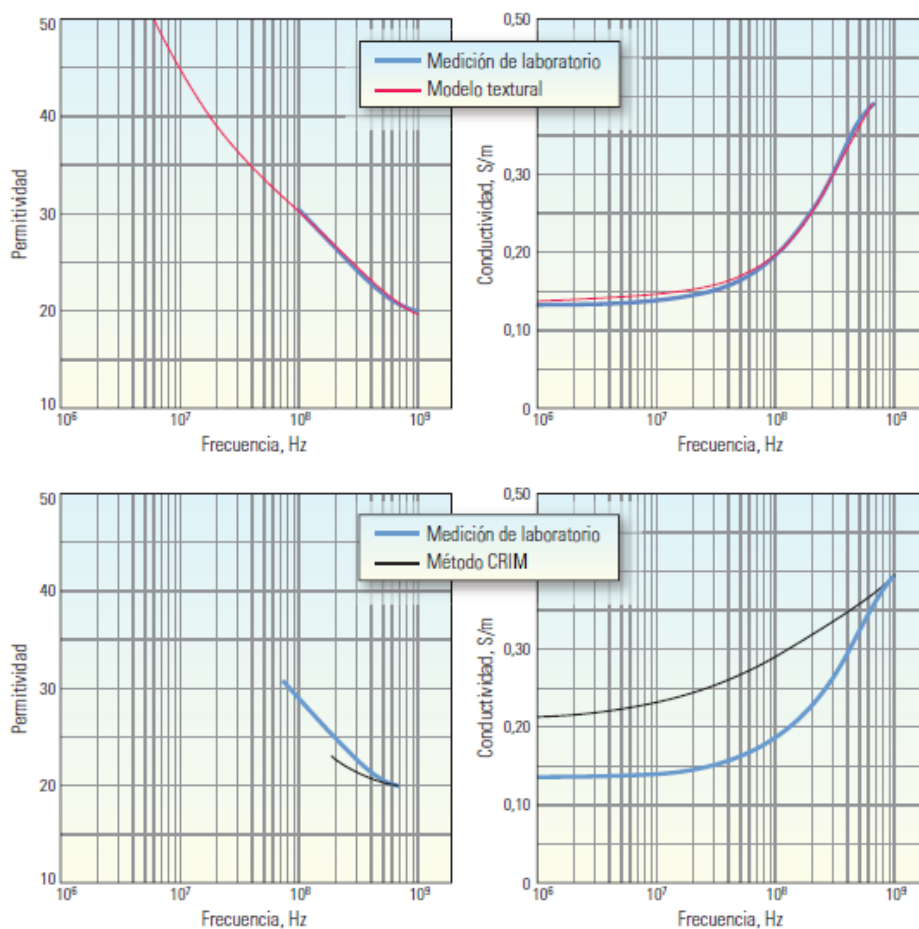


Figura. 3.12 Comparación del modelo textural y el método CRIM. A una muestra de carbonato se le realizaron las mediciones de permitividad y conductividad en laboratorio, después se compararon estas mediciones con las del método CRIM (abajo, negro) y con el método de dispersión textural (arriba, rojo). Con el método CRIM se observa que solo existe coincidencia con los datos de laboratorio a 1 GHz, en cambio con el modelo de dispersión textural los datos coinciden de manera casi perfecta. (Tomado de Schlumberger, 2011).

Los efectos de dispersión no están limitados a las rocas carbonatadas, sino también se pueden aplicar a las areniscas arcillosas. Sin embargo, los modelos de dispersión para estas rocas son diferentes a los utilizados en carbonatos debido a que las arcillas inducen comportamientos de dispersión específicos.

3.5 Registros Geofísicos de Pozos

Es un gráfico X-Y donde el eje Y representa la profundidad del pozo y el eje X representa los valores de algunos parámetros de la formación y del pozo como son la porosidad, densidad, tiempo de tránsito, resistividad, diámetro del agujero, etc.

Un registro consiste en una serie de mediciones obtenidas por una sonda con varios sensores o antenas transmisoras y receptores que se introducen a un pozo y que se mueve a una velocidad constante, y mediante un cable al cual la sonda está conectada envía señales que son registradas en la superficie para determinar las curvas de cada parámetro medido. En un registro se observa cómo los parámetros físicos medidos van cambiando con la profundidad en función de las rocas atravesada por el pozo.

Dentro de los registros de exploración, los primeros experimentos de prospección del subsuelo se llevaron a cabo en 1912 por Conrad y Marcel Schlumberger, y consistieron en enviar una corriente eléctrica introduciéndola al subsuelo entre dos varillas metálicas, y en dibujar sobre un plano las líneas de potencial constante observadas en la superficie. Las formas de éstas indicaron la naturaleza y configuración geométrica de los distintos cuerpos atravesados por el campo eléctrico. Oficialmente, el primer registro se realizó el 5 de Septiembre de 1927 por Henri Doll, Charles Sheibli, Roger Jost, en un campo petrolero de Pechelbronn, Alsace-Lorraine, Francia; donde se aplicó el método desarrollado por los hermanos Schlumberger.

El principal objetivo de la mayoría de los registros de pozos se enfoca en la industria petrolera, para determinar si una formación contiene hidrocarburos así como también las características litológicas de la formación que los contiene. Aunque también son de gran utilidad en otras áreas como son la Hidrogeología, Geotermia, Minería, Geotecnia y Ambiental. En general, las aplicaciones que tienen los registros son:

- Correlación y límites entre capas
- Diferenciación entre rocas duras y blandas
- Localización de cuerpos porosos y permeables
- Determinación de contactos agua-hidrocarburo
- Determinación cualitativa de la porosidad e índice de saturación de los fluidos
- Determinación de la productividad de un pozo

- Determinación de litología
- Determinación de porosidad secundaria
- Delineamiento de características estructurales sedimentarias
- Determinación del volumen de arcilla
- Permeabilidad
- Salinidad del agua de formación
- Medida del diámetro del agujero, geometría y trayectoria del pozo
- Determinación de daños a la tubería del pozo
- Determinación de la calidad de la cementación
- Determinación de corrosión de tuberías
- Medición de temperatura
- Medición de gastos de fluidos
- Simulación matemática de yacimientos
- Correlación y apoyo a secciones y cubos sísmicos de reflexión continua

3.5.1 Presentación del Registro Dieléctrico

Los registros dieléctricos representan los productos finales obtenidos a partir de los modelos de inversión que se aplicaron a los datos crudos adquiridos en las mediciones. Estos productos son la salinidad del agua, la porosidad ocupada por el agua, índices texturales m y n , resistividad ADT y la dispersión de la permitividad y de la conductividad, cada uno de estos representados por una curva y en diferentes carriles (Figura 3.13 y 3.14). La herramienta dieléctrica puede ser corrida en combinación con la mayoría de las herramientas de registros de cable convencionales (Clarke et al., 2013).

Sí se realizan comparaciones de algunas curvas de los registros ADT con otras curvas obtenidas por otras herramientas en un mismo carril, se obtienen información crucial para la interpretación del pozo. Como es el caso de la curva de porosidad total obtenida por la herramienta densidad-neutrón y la curva de la porosidad ocupada por el agua obtenida por ADT, la diferencia de estas dos nos indica la saturación de petróleo residual. La comparación de las curvas de resistividad con la resistividad por ADT da información acerca de la presencia de hidrocarburos. La anisotropía de la formación puede ser evaluada comparando las diferencias entre las permitividades y las conductividades.

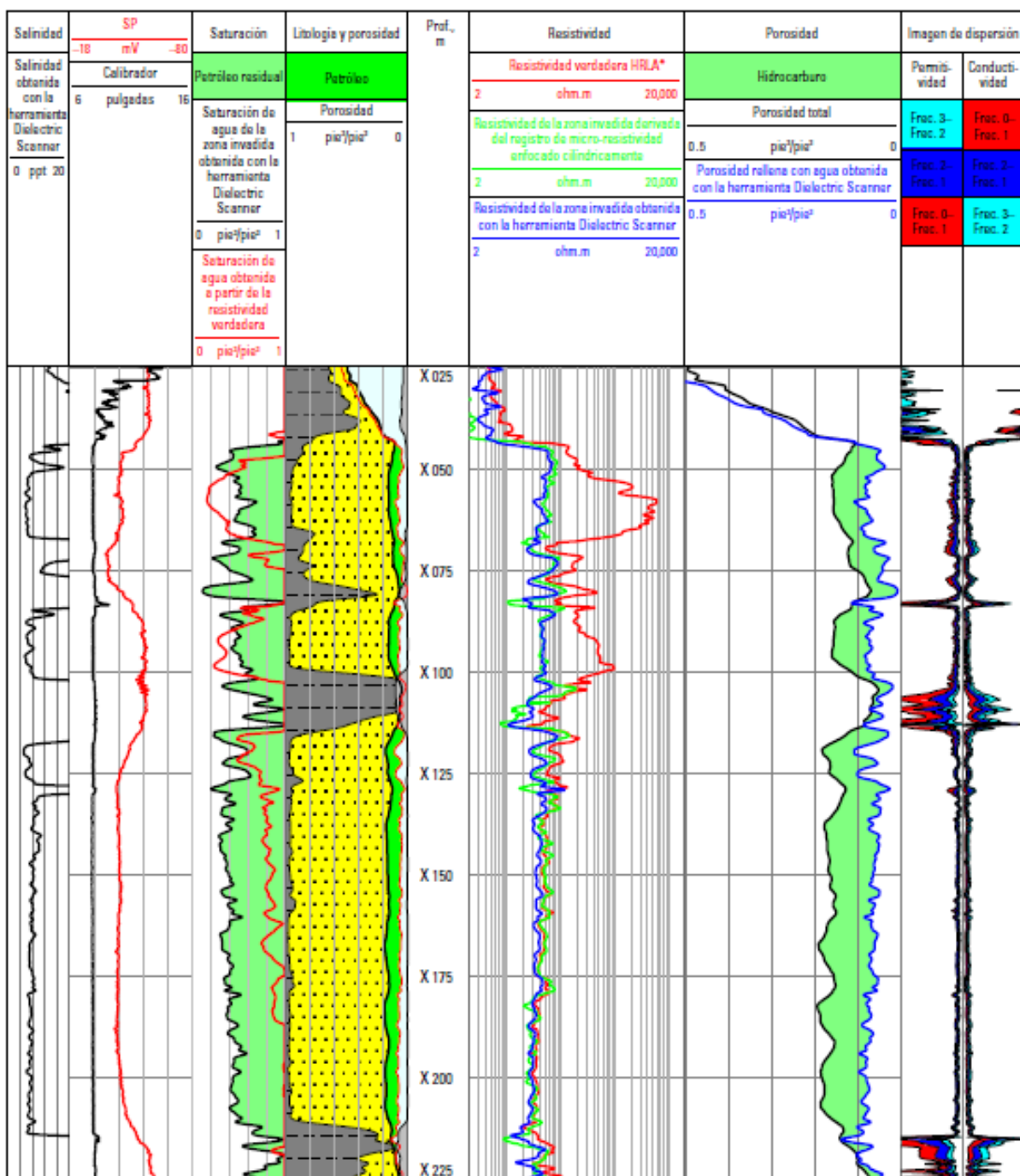


Figura 3.13 Registro dieléctrico de un yacimiento de arenas de baja resistividad. El volumen de hidrocarburos residuales (sombreada de verde) es determinado a partir de la diferencia de la porosidad total y la porosidad obtenida por la herramienta dieléctrica (Carril 6). Los efectos de la dispersión se pueden visualizar comparando las permitividades y conductividades calculadas a partir de los pares de frecuencias (Carril 7), (Tomado de Schlumberger, 2010).

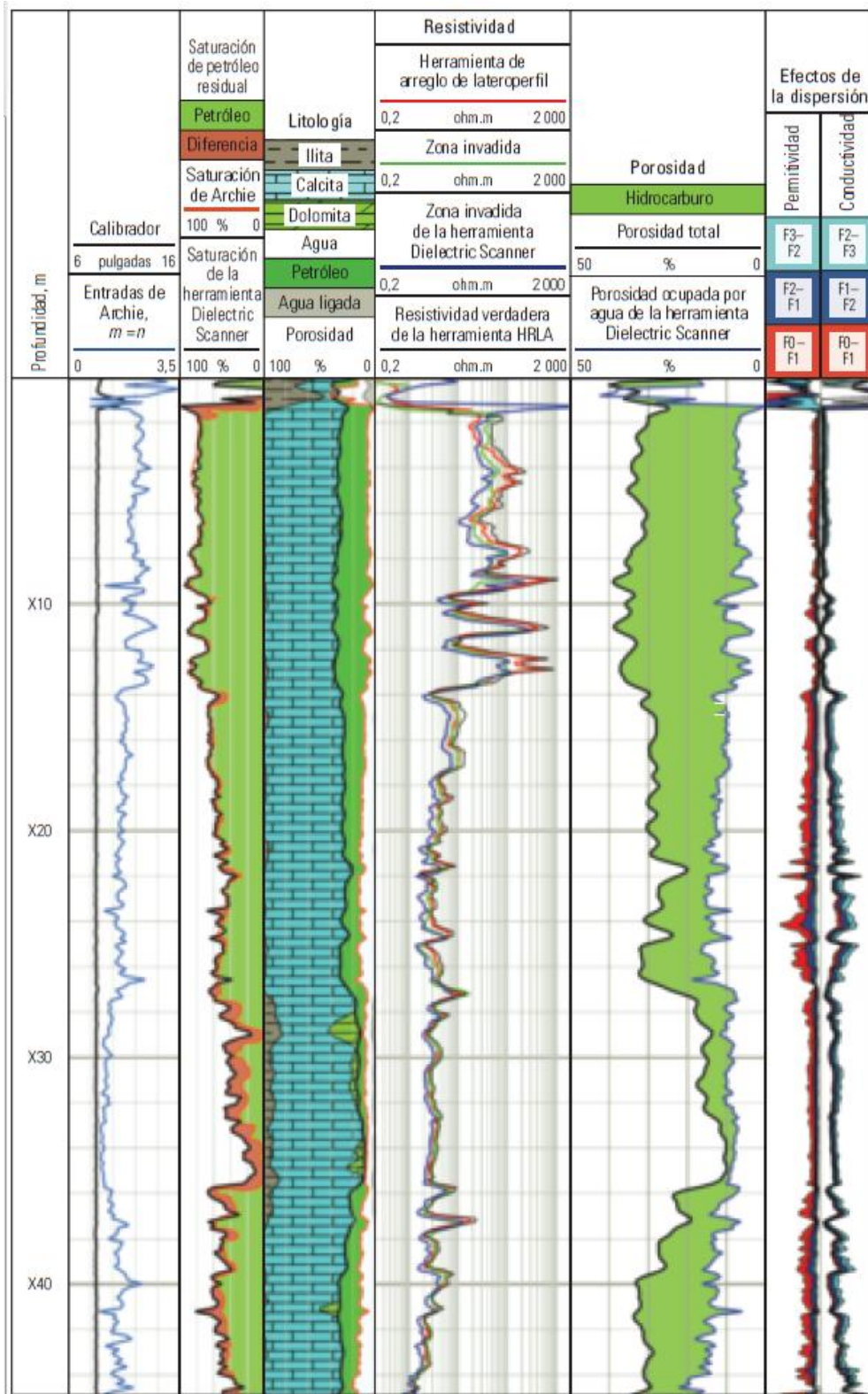


Figura 3.14 Registro dieléctrico de un yacimiento carbonatado en el Medio Oriente combinado con registros de LithoDensity-Array porosity-HRLA (Tomado de Schlumberger, 2010).

3.6 Aplicaciones

Las nuevas herramientas dieléctricas son ideales para una mejor evaluación de los yacimientos carbonatados, formaciones de agua dulce o de salinidad desconocida, yacimientos laminados de areniscas y lutitas, y yacimientos de aceite pesado. A continuación se mencionan las aplicaciones de esta herramienta:

- Medición del volumen del agua independientemente de la resistividad del agua R_w .
- Detección de hidrocarburos en áreas de agua dulce donde los valores de los registros eléctricos no pueden distinguir entre el agua y el aceite.
- Determinación de la cantidad de hidrocarburo movable en yacimientos de aceite pesado o en situaciones de invasión somera.
- Volumen de hidrocarburo residual.
- Determinación fiable de la saturación de aceite remanente.
- Volumen de hidrocarburo en formaciones de arenas arcillosas y laminadas de baja resistividad.
- Una alta resolución de porosidad ocupada por el agua para análisis de capas delgadas.
- Registro continuo del exponente m y n de la ecuación de Archie lo que permite el análisis textural de las rocas carbonatadas.
- Medición de la capacidad de intercambio catiónico que considera el efecto del volumen de arcillas en rocas clásticas.
- Determinación de la salinidad del agua.
- Delineación de formaciones acuíferas.

3.7 Consideraciones Prácticas

3.7.1 Control de calidad de los registros dieléctricos

Los controles de calidad son:

- La comparación de la resistividad dieléctrica y la resistividad de alguna herramienta de medición somera.
- La comparación de la porosidad dieléctrica rellena de agua con la porosidad total en las zonas húmedas conocidas.

- Comparación de la zona invadida saturada por agua, S_{xo} , de la herramienta dieléctrica con la S_{xo} de otra herramienta de lectura somera si está disponible. Aunque no coincidan perfectamente, ambos deben mostrar una tendencia similar.
- La comparación de la salinidad del agua obtenida por una inversión con la salinidad del agua esperada, por ejemplo se puede aplicar en zonas con buena porosidad y con hidrocarburos ligeros, donde se espera que el filtrado de lodo lave la mayoría del hidrocarburo movable y agua, la salinidad obtenida por una inversión debe ser cercana a la salinidad del filtrado de lodo.
- Inspección de las permitividades y conductividades aparentes obtenidas a partir de la transformada de la atenuación y del cambio de fase de cada par receptor-transmisor en cada frecuencia. Si las permitividades y conductividades aparentes se superponen para los diferentes espaciamientos de los receptores a una frecuencia dada, se puede concluir que la formación es homogénea dentro de la profundidad de investigación. Si las permitividades y/o conductividades aparentes muestran una separación para los diferentes espaciamientos de los receptores a una dada frecuencia, se puede inferir que no hay homogeneidad.

Los derrumbes de pozo y la rugosidad pueden tener efectos adversos en la lectura somera de los registros dieléctricos, así que hay que observar la curva del *caliper* cuando se realiza el control calidad inicial de los datos. Las mediciones del *caliper* también son requeridas para verificar la acumulación del enjarre el cual tendrá un efecto en las correcciones del pozo y en la selección del algoritmo del procesamiento.

3.7.2 Algunas Fuentes de Errores más Comunes

Existen tres principales fuentes de errores cuando se calcula la porosidad rellena por agua a partir de las mediciones dieléctricas: la exactitud de las mediciones de la herramienta, la exactitud de los parámetros de entrada y la estabilidad del algoritmo de inversión. La exactitud de la permitividad relativa de las herramientas modernas es $\pm 1\%$, equivalente a ± 0.2 p.u. en porosidad rellena de agua. La exactitud de la conductividad es $\pm 1\%$ o ± 5 S/m. Los errores de los parámetros de entrada se deben a la falta de precisión para describir las propiedades de la formación y de los fluidos para la interpretación dieléctrica, entre los parámetros más relevantes se mencionan los siguientes:

- Permittividad de la matriz. Este parámetro es calculado con base en la estimación de la mineralogía de la roca. Si la litología es compleja y/o no descrita de manera apropiada, la estimación de la porosidad ocupada por el agua es menos confiable. Se recomienda para los casos de litología compleja, correr una herramienta tipo espectroscopia elemental para evitar esta significativa fuente de error.
- El modelo de agua. La permitividad compleja del agua es una función de la frecuencia, la temperatura, la presión y la salinidad. Actualmente los modelos de agua están basados únicamente en salmueras de NaCl. La presencia de otros químicos, como son, CaCl₂, KCl o KOOH en el lodo del pozo pueden tener algunos efectos desconocidos y simplemente no se toman en cuenta.
- La porosidad total. Las herramientas dieléctricas no proveen la porosidad total requerida para la estimación de la saturación de aceite remanente (ROS), por lo que la porosidad total tiene que ser suministrada externamente. Los errores en el cálculo de la porosidad total a partir otras herramientas, como son densidad-neutrón o NMR, afectará la estimación final de ROS.

El mismo proceso de inversión puede ser una fuente de error, la estimación de la porosidad ocupada por el agua va de la mano con la estimación de la salinidad del agua. La inversión simultánea puede convertirse inestable cuando la salinidad del agua de la zona explorada por las herramientas (usualmente filtrado de lodo) es relativamente alta.

En resumen, la inexactitud de la permitividad de la matriz parece ser una fuente potencial de error. Si la mineralogía es compleja un esfuerzo extra debe hacerse para caracterizarla de manera correcta.

Capítulo 4

Ejemplos de Aplicaciones de Campo

4.1 Yacimientos Carbonatados

Más del 85% del consumo energético mundial se satisface mediante combustibles fósiles. Los yacimientos carbonatados son de gran importancia económica debido a que estos poseen el 60% de las reservas mundiales de petróleo y el 40% de reservas de gas del mundo. El medio

oriente posee el 62% de las reservas de petróleo convencionales probadas en el mundo, y aproximadamente el 70% de estas reservas se alojan en yacimientos carbonatados (World Energy Outlook, 2007; BP Statistical Review, 2011). En la Figura 4.1 se muestra las reservas mundiales de petróleo en rocas carbonatadas.

La evaluación de yacimientos carbonatados debería ser una tarea sencilla debido a su mineralogía tan simple, pero resulta ser todo lo contrario, ya que las rocas carbonatadas presentan alta heterogeneidad en su textura y en la red de poros, que son el resultado de su historia depositacional y su posterior diagénesis. La heterogeneidad produce un gran impacto sobre la respuesta de las mediciones de los registros.

Las técnicas desarrolladas inicialmente para caracterizar los yacimientos en areniscas han sido aplicadas a los yacimientos carbonatados, sin embargo, este tipo de yacimientos poseen características muy diferentes. Se necesitan tecnología y métodos de interpretación exclusivos para este tipo de yacimientos para optimizar la caracterización, la producción y el manejo del yacimiento.

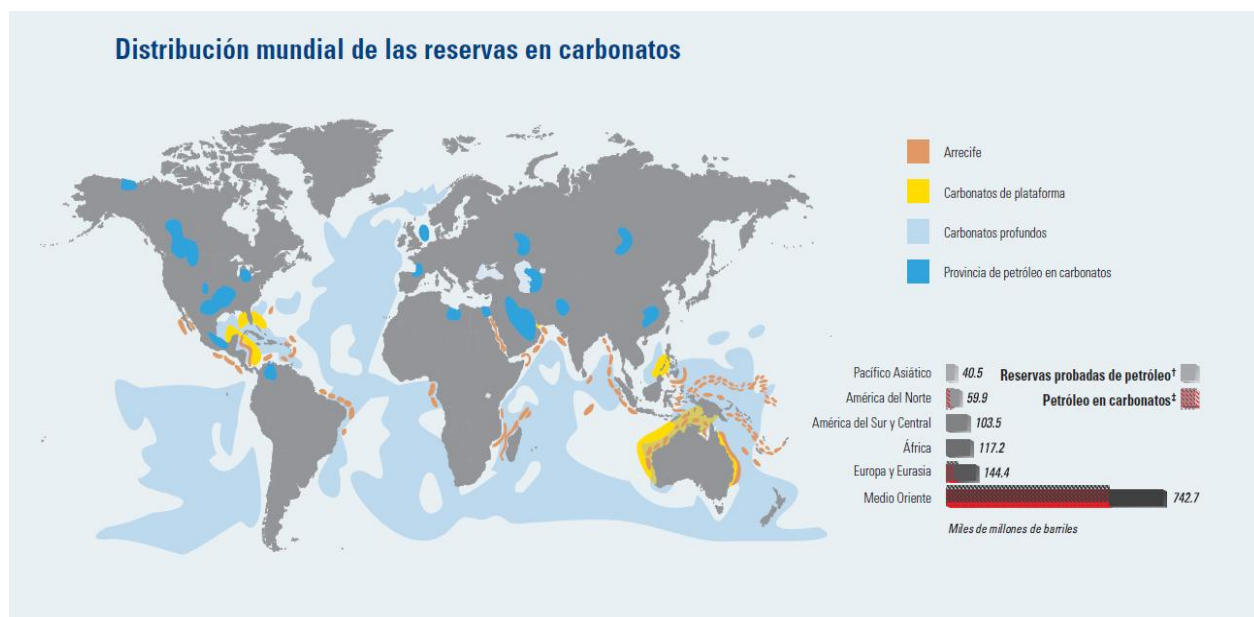


Figura 4.1 Mapa de provincias petroleras y reservas mundiales en carbonatos (Tomado de Slb Market Analysis, 2007).

4.1.1 Rocas Carbonatadas

Las rocas carbonatadas son aquellas formadas por sedimentos carbonatados autóctonos, es decir que provienen del mismo lugar donde se produce la acumulación final del sedimento, o próximo a él (Figura 4.2). Estas rocas son desarrolladas fundamentalmente por actividad biológica y en menor medida por la precipitación inorgánica. Normalmente son formadas en ambientes marinos que van de aguas claras, someras y cálidas, hasta cuencas oceánicas profundas (excepto llanuras abisales y trincheras oceánicas).

La mayoría de los sedimentos carbonatados tienen un origen biogénico, es decir, están conformados por algas calcáreas, corales, fragmentos esqueléticos de organismos marinos desde foraminíferos hasta moluscos. La producción de sedimentos dependerá de la actividad biogénica del lugar, si la productividad orgánica es alta la sedimentación de los carbonatos será alta; la actividad orgánica se ve influenciada por las variaciones en la temperatura así como también la profundidad, la luz y la agitación del agua. También es importante la configuración de la cuenca y la energía, ya que son controles dominantes en la depositación de los carbonatos.



Figura 4.2 Ejemplar de una roca carbonatada. (Tomado de <http://geology.com/rocks/limestone.shtml>, enero 2016).

Los minerales que predominan en las rocas carbonatadas son la **calcita** (CaCO_3), alta y baja en Magnesio (Mg), **dolomía** [$\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$] y **aragonito** (CaCO_3); este último solo se encuentra en sedimentos recientes, debido a su inestabilidad se disuelve o se convierte a una calcita más estable. Sucede todo lo contrario para las rocas carbonatadas antiguas donde los carbonatos predominantes son la calcita baja en Mg y la dolomía. La calcita alta en Mg y el aragonito son susceptibles a cambios diagenéticos; la dolomita es normalmente un mineral secundario por reemplazamiento de carbonato de calcio.

La calcita y el aragonito son precipitados tanto orgánicamente como inorgánicamente; gran parte del aragonito es de origen orgánico ya que es el principal componente de los esqueletos de organismos invertebrados y el principal precipitado de cierto tipo de algas. La dolomita puede

formarse por precipitación directa en ambientes marinos especiales o en sedimentos carbonatados y en calizas por procesos diagenéticos muy tempranos o tardíos (dolomitización). Dependiendo del mineral que se encuentre en mayor proporción en la roca definirá el nombre de ésta. El nombre de caliza es asignado para las rocas compuestas en su mayoría por calcita, las dolomitas para las rocas compuestas por dolomía; pero también es posible la existencia de los dos minerales en una misma roca y el nombre será asignado dependiendo del porcentaje de cada mineral en la roca. El primer nombre se le atribuye al mineral que predomina seguido del otro mineral que se encuentra en menor proporción (Figura 4.3).

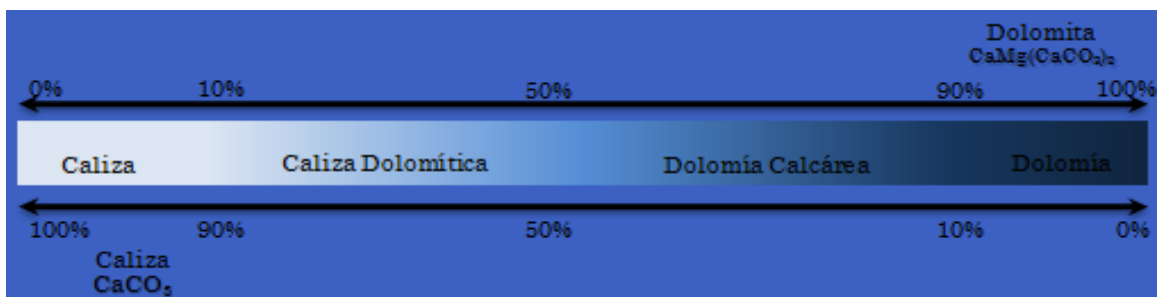


Figura 4.3 El nombre de la roca carbonatada será definido dependiendo del porcentaje de los minerales que ésta contenga. (Tomado de <http://gaia.geologia.uson.mx/academicos/amontijo/carbonatadas/Introduccion.htm>), enero 2016).

Los componentes de las rocas carbonatadas son muy variables, sin embargo, se pueden clasificar en dos grupos: aloquímicos y ortoquímicos. Los componentes aloquímicos son cualquier grano de CaCO₃ que una vez formado (dentro de la cuenca) es transportado y depositado como un clasto. Por el contrario, los componentes ortoquímicos no son transportados ni depositados como clastos, es decir se encuentran donde se formaron, como por ejemplo la matriz de micrita y el cemento esparítico (Figura 4.4).

Los **aloquímicos** consisten principalmente en fragmentos de organismos que vivieron durante la sedimentación o partículas producidas mecánicamente. Los aloquímicos se agrupan en:

- **Componentes biogénicos o esqueléticos**, que son productos de la fragmentación de macro y microorganismos, por ejemplo, fragmentos de moluscos, ostrácodos, algas y foraminíferos.
- **No biogénicos o no esqueléticos**, originados ya sea por la abrasión mecánica del sedimento o producidos durante la sedimentación por procesos físicos y/o químicos, por ejemplo: intraclastos, bioclastos, peloides, oncoides y ooides.

Los **ortoquímicos**: son producto de la precipitación química directa en el agua al momento de la sedimentación o durante de la diagénesis. Los principales productos ortoquímicos son la matriz y el cementante.

- La **Matriz** se define como la parte de la roca en donde todos los sedimentos aloquímicos se encuentran contenidos o el material de grano fino de una roca y está constituida principalmente de micrita. La **micrita** es una calcita microcristalina de menos de 5 micras de diámetro.
- El **Cemento** consiste en material químicamente precipitado que rellena los poros situados entre los sedimentos y está constituido principalmente de esparita. La **esparita** caracterizada por cristales de calcita, generalmente mayores de 10 micras de diámetro.

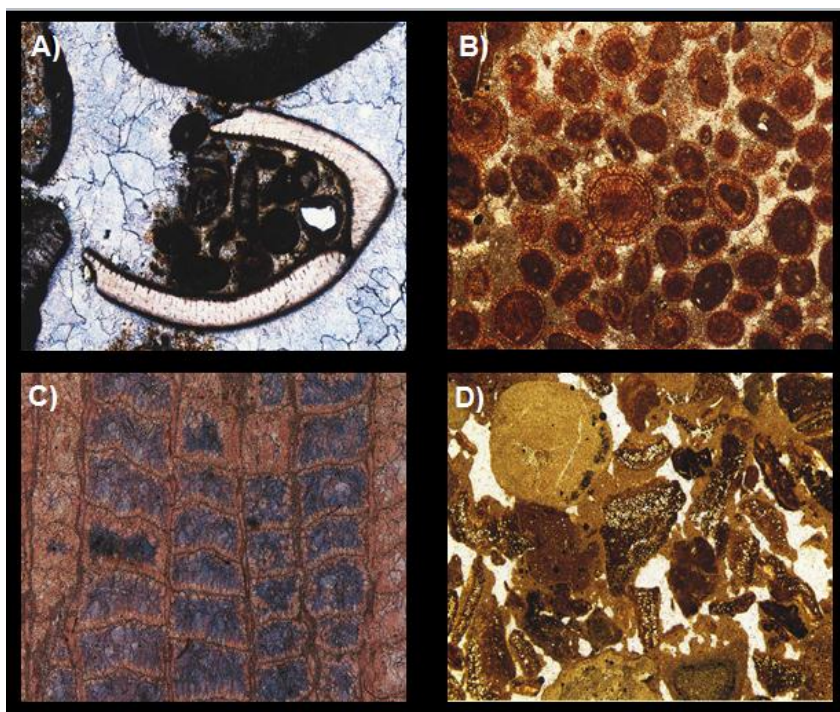


Figura 4.4 Componentes aloquímicos y ortoquímicos en lámina delgada. A) Lámina delgada teñida, Jurásico Superior, Cap Rhir, Marruecos: aumento: x31, LPNA. Fragmento de braquiópodo rodeado de micrita de calcita ferrosa (teñido de azul). B) Lámina delgada teñida, unidad oolítica inferior, Jurásico Medio, Leckhampton Hill, Gloucestershire, Inglaterra, Gran Bretaña; aumento: x 32, LPNA. Muestra con ooides con estructuras radial y concéntrica bien desarrolladas. Los núcleos son granos de carbonato micrítico. C) Lámina delgada teñida, caliza Devónica de Torquay, Brixham, Devon, Inglaterra, Gran Bretaña; aumento: x 16, LPNA. Sección longitudinal de un coral tabular, inicialmente las cavidades fueron rellenas de cemento esparítico de calcita no ferrosa (teñida en rosa) y finalmente, con calcita ferrosa (teñida en azul). D) Lámina delgada sin teñir, Carbonífero Superior, Metallic Tileries, Chesterton, Staffordshire Inglaterra, Gran Bretaña: aumento: x20, LPNA. Muestra con fragmentos de algas y peloides micríticos incluidos dentro de una mezcla de micrita (marrón-verdoso) y esparita (incolora) (Tomadas de Mackenzie et al, 1984).

4.1.2 Clasificación de las rocas carbonatadas

4.1.2.1 Clasificación de Folk (1959 y 1962)

En la primera clasificación de Folk (1959), reconoce dos grupos de constituyentes para las calizas: aloquímicos y ortoquímicos, estos últimos integrados por la matriz (micrita) y el cemento (esparita). En los aloquímicos distingue cuatro categorías: peloides, ooides, bioclastos e intraclastos. Las dos familias principales de su clasificación son: 1) Calizas esparíticas con aloquímicos; 2) Calizas micríticas con aloquímicos.

Así, la denominación de una caliza se hace en función de la naturaleza del material que rellena los espacios entre los granos (micrita o esparita), utilizando como prefijo la siglas correspondiente al aloquímico mayoritario (pel-, oo-, bio-, intra-). Ejemplos: pelmicrita, bioesparita, etc. También cuando sea necesario se pueden combinar los prefijos., por ejemplo: biopelmicrita. Las calizas compuestas sólo por micrita, sin aloquímicos, se denominan calizas micríticas. El término dismicrita se utiliza para calizas micríticas con pequeños parches esparíticos. Las calizas de origen orgánico (arrecifales, estromatolíticas) se denominan biolititas. Posteriormente, Folk (1962) modifica esta clasificación, incluyendo varios tipos posibles de texturas (Figura 4.5).

Proporciones volumétricas de aloquímicos		> 10 % de aloquímicos		< 10 % de aloquímicos		Rocas arrecifales y biohermales sin modificar
		Calcita esparítica > micrita	Micrita > calcita esparítica	1-10 % de aloquímicos	< 1 % de aloquímicos	
< 25 % de intraclastos < 25 % de ooides. Relación en volumen bioclastos:peloides	> 25 % de intraclastos	INTRAESPARITA	INTRAMICRITA	Componentes aloquímicos más abundantes	Intraclastos MICRITA CON INTRACLASTOS	MICRITA o, si se observan zonas esparíticas, DISMICRITA
	> 25 % de ooides	OOESPARITA	OOMICRITA		Ooides MICRITA CON OOIDES	
	> 3:1	BIOESPARITA	BIOMICRITA		Bioclastos MICRITA FOSILÍFERA	
	de 3:1 a 1:3	BIOPELESPARITA	BIOPELMICRITA		Peloides MICRITA CON PELOIDES	
	< 1:3	PELESPARITA	PELMICRITA			BIOLITITO

Figura 4.5 Clasificación de Folk (1959, 1962), (Tomado de MacKenzie et al, 1984).

4.1.2.2 Clasificación de Dunham (1962)

Es una clasificación textural que se basa en el porcentaje de los granos y de matriz existentes en la roca, así como también la manera en que éstos coexisten: soportada por granos o soportada por la matriz. Las calizas que conservan la textura depositacional se subdividen en: mudstone (matriz-soportada, con menos de un 10% de aloquímicos); wackestone (matriz-soportada, con más de un 10% de aloquímicos); packstone (grano-soportada, con matriz entre los aloquímicos); grainstone (caliza grano-soportada, sin matriz); boundstone, es una caliza cuyos componentes estaban unidos entre sí por actividad orgánica durante la sedimentación, por ejemplo: corales y algas; y caliza cristalina con textura depositacional no reconocible, como consecuencia de procesos de recrystalización (Figura 4.6). Esta clasificación provee algunos indicios de la energía de depositación.





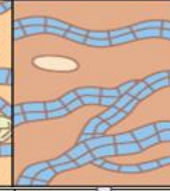
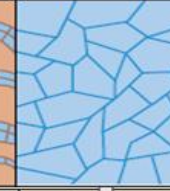
Mudstone	Wackestone	Packstone	Grainstone	Boundstone	Cristalina
					
Menos de 10% de granos	Más de 10% de granos	Esta soportada por granos	Carece de lodo y está soportada por granos	Los componentes originales estaban unidos	Textura depositacional no reconocible
Esta soportada por lodo					
Contiene lodo, arcilla y carbonatos de tamaño de limo fino					
Los componentes originales no estaban ligados durante la deposición					
Textura depositacional reconocible					

Figura 4.6 Clasificación de Dunham (1962), (Tomado y modificado de Schlumberger, 2001).

4.1.2.3 Clasificación de Embry & Klovan (1971)

Esta clasificación complementa la clasificación de Dunham (1962). Se añadieron términos para el tamaño de grano y tipo de crecimiento orgánico. En esta clasificación se conservan los términos referidos a calizas compuestas por partículas alóctonas < 2 mm: mudstone, wackestone, packstone y grainstone, pero se añaden dos nuevos términos para calizas

integradas por partículas > 2 mm: **floatstone** (matriz-soportada, en la que más de un 10% de las partículas son > 2mm) y **rudstone** (caliza grano-soportada en la que más de un 10% de las partículas son > 2 mm). El término boundstone de Dunham (1962), para las calizas con componentes autóctonos se sustituye por tres nuevos términos: **bafflestone**, caliza en la que los organismos están ligados durante la sedimentación por actividad orgánica, dando lugar a una pantalla que atrapa material fino; **bindstone**, caliza que contiene fósiles tabulares o laminares incrustados formando intercalaciones durante su depositación; **framestone**, caliza formada por organismos que construyen armazones rígidos, como los corales (Figura 4.7).




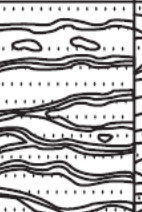

Alóctonos		Autóctonos		
Componentes originales no unidos durante el depósito		Componentes orgánicamente unidos durante el depósito		
> 10% granos > 2 mm		Organismos que atrapan sedimento	Organismos que ligan e incrustan	Organismos que construyen una estructura rígida
Matriz soportada	Grano soportada > 2mm			
Floatstone	Rudstone	Bafflestone	Bindstone	Framestone
				

Figura 4.7 La clasificación de Embry & Klovan complementan la clasificación de Dunham (1962) (Tomado y modificado de Ahr, 2008).

4.1.3 Porosidad en Rocas Carbonatadas

Usualmente los granos que conforman una roca nunca encajan del todo bien, debido al alto grado de irregularidad de las formas de estos dando lugar a espacios o intersticios vacíos entre los granos, estos espacios están ocupados por fluidos (líquidos y/o gases). Entonces, se puede

definir la porosidad, \emptyset , como la relación entre el volumen de espacios vacíos o poros que hay dentro de las rocas y el volumen total de la roca:

$$\emptyset = \frac{\text{Vol. de los poros}}{\text{Vol. total de la roca}} \quad 4.1$$

La porosidad es adimensional y puede ser expresada en porcentaje o en fracción. La ecuación anterior describe la porosidad total, \emptyset_T , es decir que incluye todos los poros, estén interconectados o no. Desde el punto de vista petrolero es de gran importancia la porosidad efectiva, \emptyset_e , que es la relación entre el volumen total de poros interconectados y el volumen total de la roca.

$$\emptyset_e = \frac{\text{Vol. de poros interconectados}}{\text{Vol. total de la roca}} \times 100\% \quad 4.2$$

La porosidad de las rocas se puede clasificar de acuerdo al tiempo en que se desarrolló como: porosidad primaria y porosidad secundaria. La porosidad formada durante los procesos de depositación de los sedimentos se le denomina **porosidad primaria**. La porosidad generada después de la litificación de la roca se le conoce como **porosidad secundaria**.

La porosidad en rocas carbonatadas es típicamente heterogénea en todas las escalas debido a sus innumerables procesos diagenéticos que modifican la porosidad depositacional original. A través de diferentes procesos diagenéticos, la porosidad será destruida y creada. Algunos procesos que afectan la porosidad de las rocas carbonatadas son:

- Disolución, cementación, recristalización, dolomitización, reemplazamiento mineral.
- Lixiviación de los granos mediante los fluidos que contiene los poros dando una mejora de la calidad del depósito mediante la disolución o la disminución de la calidad del depósito mediante la cementación.
- Compactación por enterramiento, la estilolitización y el fracturamiento crean zonas muy permeables.

4.1.3.1 Clasificación de la Porosidad en Rocas Carbonatadas

Existen diferentes clasificaciones para la porosidad en rocas carbonatadas. La primera clasificación fue propuesta por Archie (1952), se basó en descripciones texturales de las rocas

del depósito junto con el carácter de cualquier porosidad visible; Choquette & Pray (1970) propusieron una clasificación basada en la fábrica de la roca; Lucia (1983) relaciona las propiedades petrofísicas y genéticas de las rocas y, finalmente, una nueva clasificación de Ahr et al, basada en las características depositacionales, diagenéticas y porosidad por fractura; desde el enfoque petrofísico esta clasificación representa una alternativa más útil.

La clasificación de porosidad de **Archie (1952)** está basada en descripciones texturales de rocas según el carácter de cualquier porosidad visible. Determinó tres características texturales llamadas Tipo I, II y III, y cuatro clases para porosidad visible identificadas como A, B, C y D. La clase A no tiene porosidad visible con un aumento de 10X, la clase B tiene poros visibles entre 1 y 10 micras, la clase C tiene poros visibles mayores a las 10 micras pero menores a los 2 mm. La clase D incluye poros que pueden observarse directamente en la muestra (Ahr, 2008).

Archie describió los carbonatos **Tipo I** como rocas cristalinas, duras, densas con superficies lisas y bordes afilados, estas rocas corresponden a una caliza tipo mudstone. Los carbonatos **Tipo II** son descritas como rocas arcillosas con granos no más grandes de 50 micras de diámetro, y están compuestas principalmente de gránulos finos o de organismos marinos. Un ejemplo de esta roca es una caliza tipo creta. Finalmente, los carbonatos **Tipo III** tienen una apariencia granular o sacaroidea, varios carbonatos de grano fino exhiben pequeños mosaicos cristalinos y que reflejan la luz como cristales de azúcar. Un ejemplo de estas rocas son las calizas tipo grainstone y packstone.

La clasificación de Archie no solo contribuyó a la estimación de la porosidad sino que también relacionó las propiedades petrofísicas como presión capilar, propiedades eléctricas y características de la saturación para diferentes tipos de rocas. Esta clasificación no tiene relación con modelos geológicos ya que las descripciones no están definidas en términos depositacionales o diagenéticos.

La clasificación de **Choquette & Pray (1970)** está basada en la relación entre los poros y la fábrica de la roca, por lo tanto es en gran parte de naturaleza descriptiva. Choquette & Pray reconocieron 15 tipos de porosidad básica y las organizaron en tres clases, dependiendo si son de fábrica selectiva, fábrica no selectiva y fábrica selectiva o no. En esta clasificación incorporaron tiempo y modo de origen (Figura 4.8).

El origen de los poros de la fábrica selectiva puede ser depositacional, diagenético o ambos. La porosidad de fábrica no selectiva incluye fracturas y/o cavidades por disolución de varios tamaños que cortan a través de la roca. La fábrica selectiva o no, es una categoría que incluye principalmente características penetrantes tales como perforaciones o madrigueras de plantas y animales (Ahr, 2008).

Condicionada por fábrica		No condicionada por fábrica		Condicionada o no por fábrica	
	Interpartícula BP		Fractura FR		Brechoide
	Intrapartícula WP				
	Intercristalina BC		Canal CH*		Perforaciones
	Móldica MO		Vúgulos VUG*		Galerías
	Fenestral FE				
	Abrigo "Shelter" SH		Caverna CV*		Grietas de desecación
	De crecimiento GF	* El término caverna se aplica a los poros de grandes dimensiones (del tamaño de una persona o mayor), tengan morfología de canales o de vúgulos.			

Figura 4.8 Clasificación de la porosidad de Choquette & Pray (1970). La porosidad condicionada por fábrica es formada durante procesos depositacionales y post-depositacionales. Los tipos de porosidad formados en procesos depositacionales son la porosidad intrapartícula, interpartícula, de crecimiento y shelter; la porosidad intercrystalina, móldica y fenestral se forman en procesos post-depositacionales. La porosidad no condicionada por fábrica se forma consiste en vúgulos, cavernas y canales los cuales se forman por disolución de los granos, las fracturas son producidas por esfuerzos que sufrieron las rocas, todos estas son post-depositacionales. Finalmente, la porosidad condicionada o no por la fábrica es formada en procesos post-depositacionales. La porosidad tipo galerías y perforaciones son creadas por rupturas hechas por organismos. Las grietas de desecación son creadas debido a la deshidratación del material y la porosidad tipo brechoide es formada por la ruptura física de las rocas (Tomado y modificado de Schlumberger, 1995).

En la clasificación de **Lucia (1983)**, se hace hincapié en los aspectos petrofísicos de los espacios porosos en las rocas mediante la comparación entre las descripciones de la fábrica de la roca con mediciones de laboratorio de la porosidad, la permeabilidad, la capilaridad y los valores del exponente de cementación. En esta clasificación divide la porosidad en dos grupo: en porosidad interpartícula y porosidad vugular, este último se subdivide en dos grupos: vúgulos interconectados y vúgulos separados (Figura 4.9 y 4.10). La **porosidad interpartícula** es el espacio poroso ubicado entre los granos o cristales, ésta puede ser descrita en términos del tamaño de partícula y la selección (variación del tamaño de partículas). La **porosidad vugular** fue definida por Lucia como el espacio poroso que existe entre los granos o cristales y de tamaño significativamente más grande que los granos o cristales.

Según Lucia todos los poros están conectados de alguna manera y si se añade vúgulos a la porosidad interpartícula altera la manera en que los poros están conectados. Los **vúgulos separados** son definidos como los poros que están interconectados únicamente a través de la porosidad interpartícula. Los **vúgulos conectados** son definidos como el espacio poroso que forma un sistema interconectado independientemente de la porosidad interpartícula.

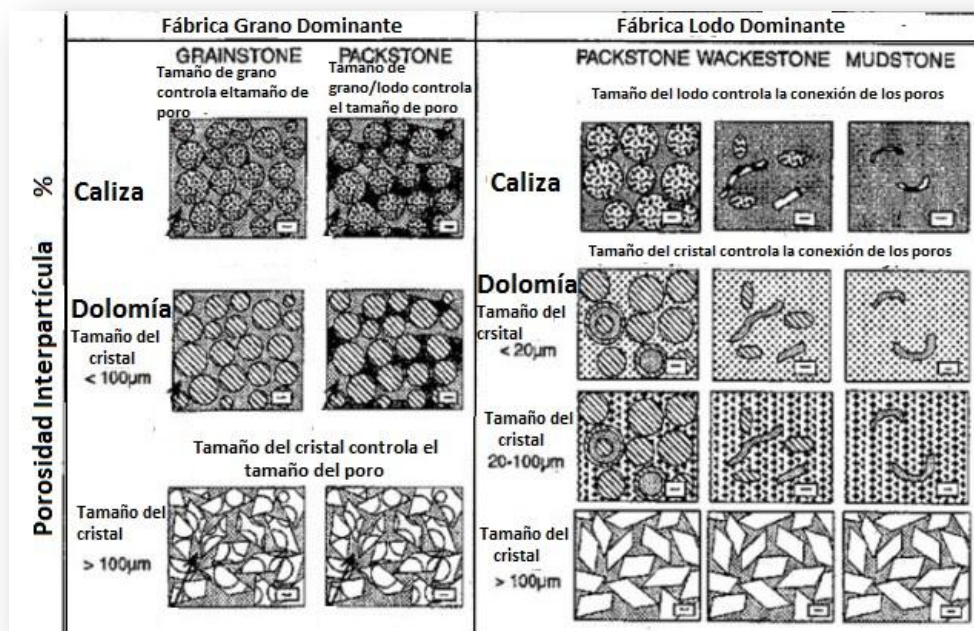


Figura 4.9 Porosidad tipo interpartícula según Lucia (Modificado de <https://www.spec2000.net/12-phibasics.htm>, marzo 2016).



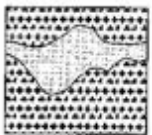

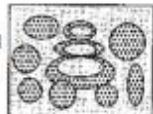
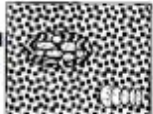


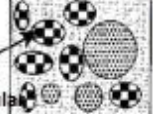


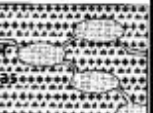
Vúgulos Separados		Vúgulos Conectados	
Fábrica Grano Dominante	Fábrica Lodo Dominante	Fábrica Grano y Lodo Dominante	
Ejemplo	Ejemplo	Ejemplo	Ejemplo
Porosidad Mórdica 	Porosidad Mórdica 	Cavernas 	Fracturas 
Porosidad Intrafósil 	Porosidad Intrafósil 	Brechas 	Fracturas agrandadas por solución 
Micro-porosidad Intergranular 	Porosidad tipo Shelter 	Porosidad Fenestral 	Porosidad Mórdica conectada por micro-fracturas 

Figura 4.10 Porosidad tipo Vugular según Lucia (Modificado de <https://www.spec2000.net/12-phibasics.htm>, marzo 2016).

Ahr *et al* (2005) propuso una **Clasificación Genética** para la porosidad en los carbonatos, en la cual define que la porosidad es creada mediante tres procesos independientes, que son: 1) procesos depositacionales, 2) procesos diagenéticos y 3) fractura mecánica. Los diferentes tipos de poros híbridos existen debido a que más de un mecanismo puede afectar la formación de un sistema poroso dado en diferentes etapas durante su historia genética. Esta clasificación genética se presenta a través de un triángulo, en el cual cada extremo representa un proceso que da a lugar a la porosidad y a lo largo de sus lados aparecen los diferentes tipos de poro híbridos posibles (Figura 4.11). La porosidad depositacional que ha sido alterada por diagénesis es clasificada como una de los tres tipos de poros híbridos: híbridos de procesos diagenéticos y depositacionales, híbridos de procesos diagenéticos y de fractura e híbridos de procesos depositacionales y de fractura. Si las características depositacionales son dominantes pero son un poco modificadas por la diagénesis, las facies depositacionales siguen siendo un índice fiable para la porosidad.

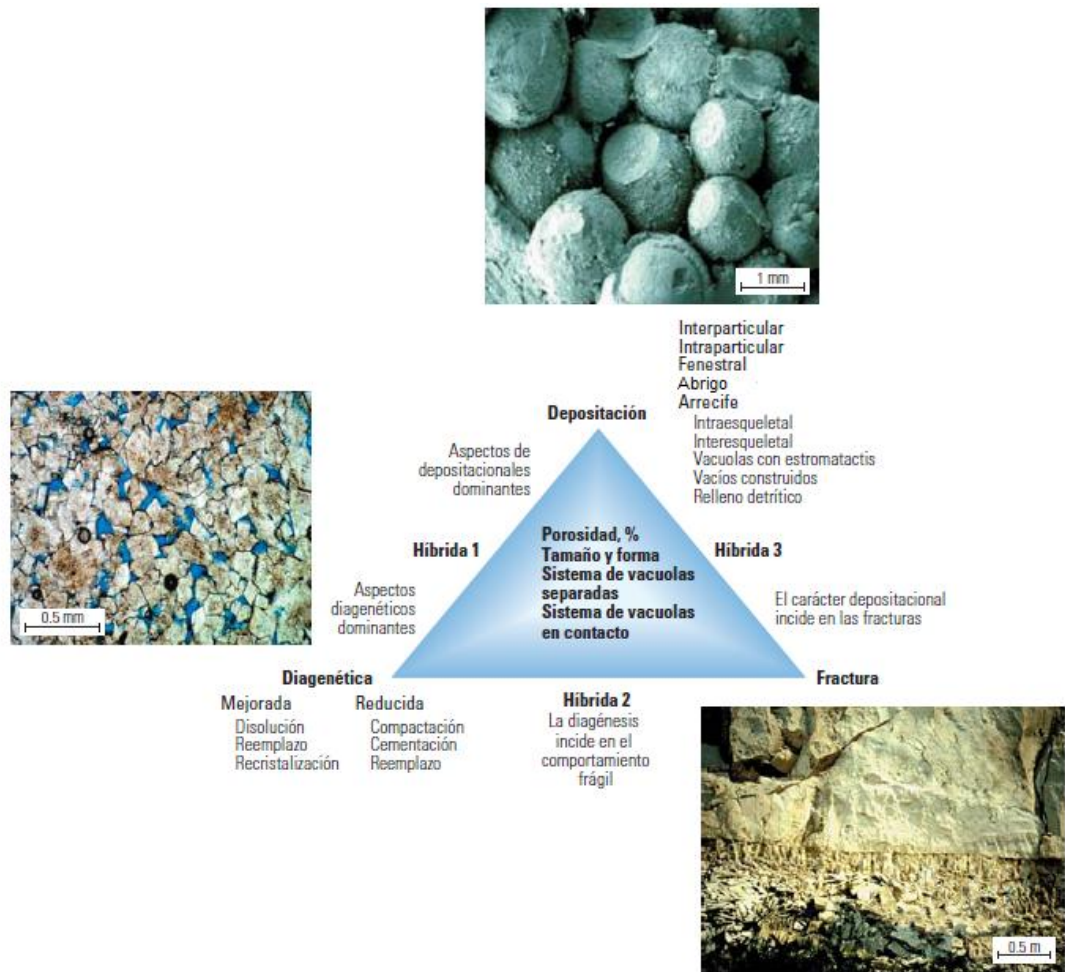


Figura 4.11 Clasificación genética de Ahr et al, 2005. Cada extremo del triángulo representa cada uno de los procesos que da lugar a la porosidad, aunque estos son independientes entre ellos una roca puede sufrir más de un procesos lo que da lugar a la formación de poros híbridos. Por ejemplo: la porosidad deposicional alterada por la diagénesis pero con características de fábrica y texturales depositacionales aun predominantes se clasifica como porosidad Híbrida 1. Entre los miembros extremos existe una enorme variedad de poros híbridos posibles. Un análisis completo de la porosidad debe incluir la porosidad total presente y la cantidad de vórgulos separados y conectados. (Tomado y modificado de Schlumberger, 2005).

4.1.4 Ecuación de Archie en Carbonatos

Gus Archie introdujo su ecuación en 1942, la cual permitió la interpretación moderna de registros geofísicos. Esta ecuación empírica fue derivada de arenas limpias (sin arcilla) saturadas solo con agua salada, sobre un rango razonable de porosidades y saturaciones.

Primero definió el factor de formación, F , como la relación que existe entre la resistividad de una muestra de roca saturada 100% con agua salada, R_o , entre la resistividad del agua, R_w , que satura dicha roca:

$$F = R_o/R_w \quad \text{Ecu. 4.3}$$

Archie encontró que el factor de formación está inversamente relacionado a la porosidad:

$$F = a/\phi^m \quad \text{Ecu. 4.4}$$

Donde a es el factor de tortuosidad y m es el exponente de cementación. Después consideró la resistividad de las rocas parcialmente saturadas, donde los poros contienen una fase conductiva (agua salada) y una fase no conductiva (hidrocarburos). La resistividad no solo es una función del factor de formación y de la resistividad del agua sino también de la saturación de agua S_w y propuso una segunda ecuación:

$$S_w = (R_o/R_t)^{1/n} \quad \text{Ecu. 4.5}$$

Donde R_t es la resistividad verdadera de la formación y n es el exponente de saturación. Archie combinó las ecuaciones anteriores para dar a lugar la ecuación de la saturación de agua:

$$S_w = (F R_w/R_t)^{1/n} = \left(\frac{a R_w}{\phi^m R_t}\right)^{1/n} \quad \text{Ecu. 4.6}$$

Los parámetros de Archie a , m y n a veces son asumidos como valores constantes, para simplificar las mediciones petrofísicas, usualmente se asignan los valores de 1, 2 y 2 respectivamente. Aunque en realidad estos parámetros no son constantes, particularmente en yacimientos heterogéneos. La estimación inexacta de los parámetros causa errores significativos en el cálculo de la saturación de agua cuando se utiliza Archie y conduce a discrepancias entre los resultados de la interpretación de registros y pruebas de producción.

Aunque la mayoría de los métodos para calcular la saturación de agua utilizan alguna forma de la ecuación de Archie, se reconoce que existen problemas cuando se utiliza en carbonatos. La naturaleza compleja de los carbonatos hace la determinación de esas variables todo un reto. Otros aspectos incluyen la complejidad de la matriz, la forma de los poros, heterogeneidad del tamaño del poro, la variabilidad en la salinidad del agua de la formación y la incertidumbre en la medición de la resistividad verdadera de la formación (Sharma et al., 2012).

4.1.4.1 Exponente de Cementación

Analíticamente el exponente de cementación, m , representa el valor de la pendiente de la ecuación (4.4) en escala logarítmica, mientras que en un sentido físico representa la eficiencia de un sistema poroso saturado con salmuera para conducir la electricidad. El exponente m varía con el tamaño de grano, la distribución de grano, la tortuosidad y la cementación de la roca.

El exponente m para las rocas carbonatadas puede tomar valores que van desde 1.7 a 2.6. Esto depende del tipo de porosidad que tenga la roca. Los petrofísicos subdividen los tipos de porosidad de las rocas carbonatadas en: interpartícula, de fractura y vugular. La porosidad interpartícula es un término exclusivo para la porosidad intergranular e intercrystalina y a veces se puede referir como porosidad de la matriz. (Doveton, 2014).

El sistema más simple de porosidad consiste en la porosidad interpartícula, cuando este sistema de porosidad se encuentra en conjunto con fracturas o vúgulos se denomina sistema de porosidad doble. Finalmente, la combinación de los tres tipos de porosidades forma un sistema de porosidad triple.

Para los carbonatos con porosidad interpartícula el valor de $m = 2$ es una buena opción, pero cuando se añade vúgulos o fracturas al sistema de porosidad interpartícula el exponente m cambia. Las fracturas proveen caminos adicionales a la conductividad eléctrica a través de la roca, en teoría las rocas que están compuestas totalmente por fracturas orientadas paralelamente a la corriente de flujo proveerán un circuito eléctrico lineal y el exponente de porosidad esperado sería la unidad. Consecuentemente el exponente m para sistemas de porosidad doble con fracturas debería tomar un valor entre 1 y 2.

La adición de vúgulos a los carbonatos afecta el factor de formación, el cual variará de acuerdo al grado de la conectividad de los vúgulos. Los vúgulos no conectados no contribuyen a la conductividad eléctrica, así que el exponente de porosidad toma valores más altos que 2 (Figura 4.12).

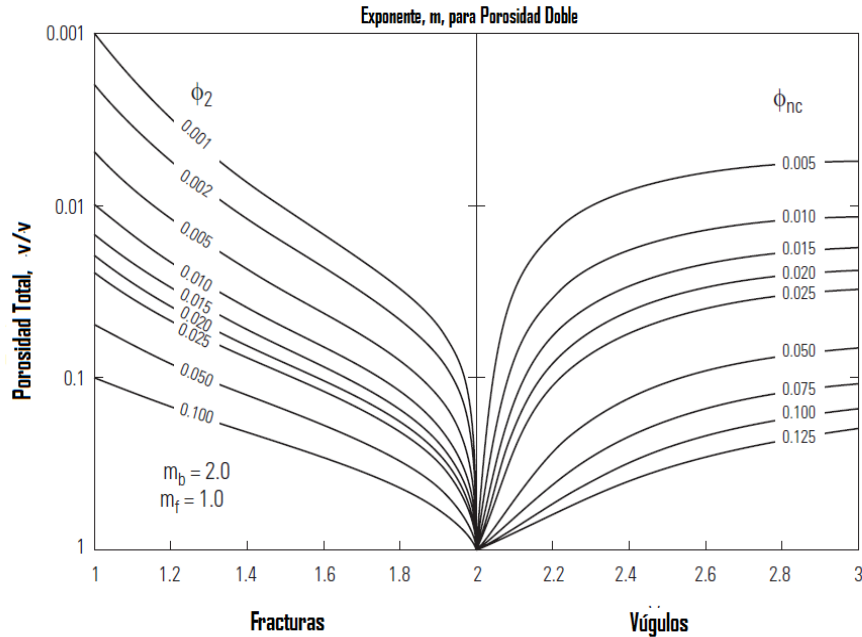


Figura 4. 12 Gráfica de los diferentes valores de m de una caliza con porosidad doble. El eje x representa la porosidad intergranular con un valor de $m=2$. Si la porosidad intergranular está acompañada por fracturas los valores tienden a ser menores que 2 (lado izquierdo); el valor de m incrementa con la presencia de vùgulos. (Tomado y modificado de Ellis & Singer, 2008).

4.1.4.2 Exponente de Saturación

El exponente de saturación, n , es la pendiente de una gráfica logarítmica de R_t/R_o contra S_w , y describe la eficiencia de un sistema de poros parcialmente saturados por agua salada para conducir la electricidad en presencia de una fase no conductiva. El exponente n se verá afectado principalmente por el tipo de mojabilidad que tenga la roca. La mojabilidad es la tendencia de un fluido a adherirse a una superficie sólida en presencia de otros fluidos inmiscibles, tratando de ocupar la mayor área de contacto posible con dicho sólido, para este caso la mojabilidad puede ser por agua, por petróleo o ambas.

La salmuera provee un camino conductivo continuo a través de la roca. En situaciones cuando la mojabilidad de las rocas es por agua e inclusive si la saturación de agua es baja, el agua inmóvil mantiene una película continua en la superficie de los granos para la conducción. Para el caso de las rocas con mojabilidad por petróleo, el agua de la formación queda atrapada en glóbulos y

filamentos aislados que no contribuyen en el flujo eléctrico, por lo que hay un incremento en la resistividad del sistema y los valores de exponente n serán altos (Figura 4.13).

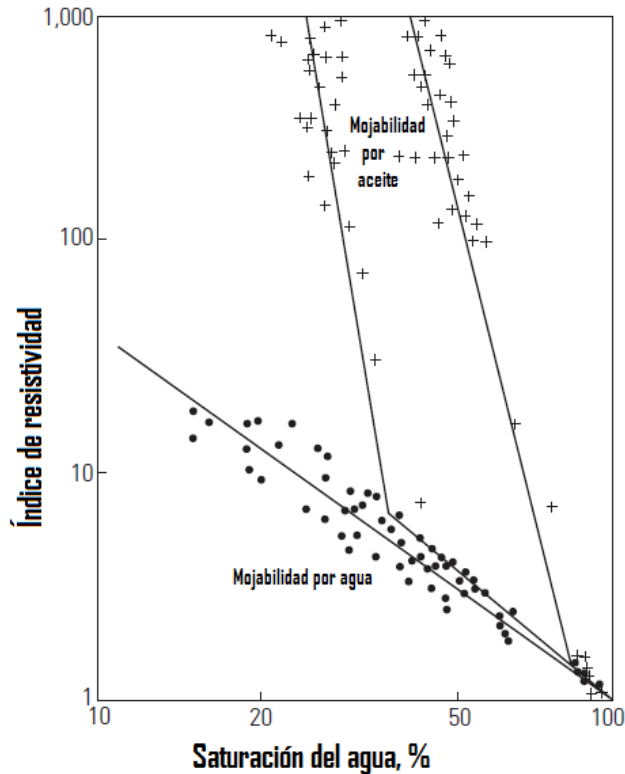


Figura 4. 13 El exponente, n, está relacionado con el índice de resistividad y la saturación de agua, en la gráfica se muestra los diferentes valores de n que toman unas muestras de carbonatos que han sido impregnados con diferentes cantidades de agua y petróleo, los valores de n son más altos para rocas con mojabilidad por petróleo. (Tomado y modificado de Ellis & Singer, 2008).

4.1.5 Evaluación de la Saturación de Aceite Remanente en un Pozo del Medio Oriente

Este ejemplo de campo es de un yacimiento carbonatado con aceite ligero ubicado Arabia Saudita. El objetivo principal es cuantificar la saturación de aceite remanente (ROS). Se entiende por ROS a la fracción de aceite que queda después de procesos de desplazamiento o de producción, esta fracción de aceite es inmóvil.

La manera más fácil de calcular ROS es utilizando la ecuación de saturación de Archie en la zona invadida:

$$ROS = 1 - S_{xo} \quad 4.7$$

Donde S_{xo} se obtiene mediante registros de resistividad. Sin embargo debido a la incertidumbre de los parámetros a , m y n , y el valor de la salinidad, las saturaciones calculadas de esta manera son limitadas como un indicador de movilidad de hidrocarburo.

Este parámetro se puede estimar a partir de mediciones en núcleos y en registros de pozos. Los registros utilizados para la estimación de ROS son: registros de resistividad (R_{xo}), resonancia magnética nuclear (NMR), captura de pulsos de neutrones (PNC), registros Carbono-Oxígeno (C/O) y registros dieléctricos.

Una técnica popular para estimar ROS es la técnica NMR LIL (Log-Inject-Log), la cual consiste en correr la herramienta NMR en un pozo perforado con lodo base agua para medir la porosidad y obtener información acerca de la distribución del tamaño de los poros y del volumen los fluidos ligados y libres. Posteriormente, terminado este proceso, el lodo se satura con una solución de cloruro de manganeso ($MnCl_2$) y se corre por segunda vez la herramienta para obtener nuevas mediciones.

La adición de $MnCl_2$ al lodo de perforación tiene como objetivo acortar la señal del agua en la distribución T2, mientras que la señal del aceite permanecerá fuerte generando una distribución bimodal y así poder diferenciar entre el agua y el aceite. Las señales del agua y el aceite son separadas a través de un *cutoff*.

La técnica MNR LIL ha sido aplicada de manera exitosa en muchos pozos del Medio Oriente, pero también tiene sus limitaciones y desventajas. Las desventajas son el incremento de los costos de operación debido a los registros adicionales, los químicos utilizados en el lodo y al equipo de perforación. La desventaja de esta técnica es que solo funciona en pozos con aceite ligero.

En la figura 4.14 se muestra un pozo que estuvo bajo un programa de inyección de agua, esta agua tiene una salinidad menor que el agua congénita (50 ppm vs 230 ppm), la salinidad actual es desconocida por lo tanto los registros de resistividad no son del todo confiables. Se aplicó la técnica NMR LIL a la par con la herramienta dieléctrica para estimar el valor de ROS. En el carril 1 se despliegan los registros de resistividad profunda de una herramienta de inducción (curva roja), de micro resistividad somera (curva verde) y finalmente R_{xo} de la herramienta dieléctrica (curva azul). En estas dos últimas curvas coinciden en su mayoría por lo se comprueba la certidumbre de las mediciones dieléctricas.

Los carriles 2 y 3 se muestran las mediciones de la porosidad ocupada por el agua obtenida por la herramienta dieléctrica (curva azul) y el volumen de agua obtenida por la técnica NMR LIL (curva roja), los cuales presentan buena concordancia. En el carril 3 podemos observar que el lodo saturado con $MnCl_2$ no tuvo mucho efecto sobre las mediciones dieléctricas. En el carril 5 se observa la distribución T2 obtenida por la herramienta NMR (primera corrida) con un cutoff a los 220 microsegundos, El carril 6 muestra la distribución T2 obtenida después de correr la herramienta por segunda vez, la distribución T2 muestra claramente la división entre el agua y el aceite y se hace un cutoff a los 100 microsegundos.

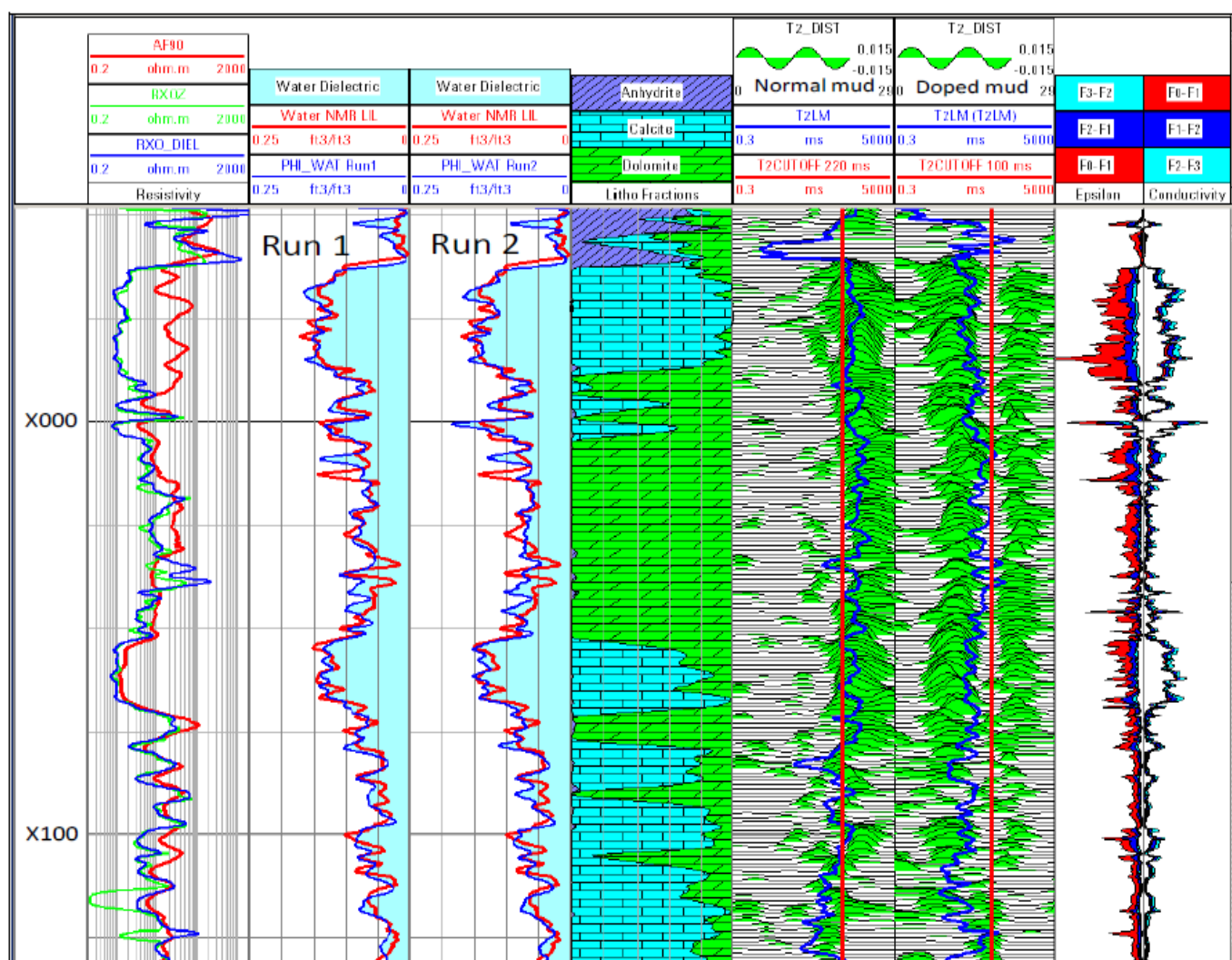


Figura 4.14 Registro dieléctrico de un pozo carbonatado en Arabia Saudita (Tomado de Schmitt D., et al., 2011)

4.1.6 Aceite Pesado en Carbonatos

Este ejemplo es de un pozo en un yacimiento carbonatado con aceite pesado, ubicado en el Medio Oriente (no se tiene ubicación específica). Las rocas carbonatadas presentan alta porosidad, lo que da lugar a una variación de los exponentes m y n , y de no ser estimados correctamente los cálculos de la saturación de agua serán incorrectos. En este pozo el objetivo principal fue la cuantificación de petróleo residual, es decir, el petróleo que no ha sido desplazado por la invasión del filtrado del lodo, independientemente de mediciones de resistividad; también la obtención de los parámetros texturales para aplicarlos a la ecuación de saturación de agua de Archie.

Para lograr los objetivos se corrió la herramienta Escáner Dieléctrica junto con las herramientas LithoDensity-Array Porosity- HRLA. En la Figura 4.15 se despliega el registro de este pozo. En el carril 1 aparece la curva del *caliper*, la cual muestra que la pared del pozo es totalmente recta; también se despliega en el carril 1 la curva de los parámetros texturales m y n cuyos valores varían entre 1.5 a 2.5, éstos fueron obtenidos a partir de los datos de dispersión.

En el carril 2 se observa la saturación de agua obtenida por la herramienta dieléctrica (curva negra) y la saturación obtenida por Archie (curva roja), esta última usó valores de m y n constantes por lo que en algunos intervalos difiere de la saturación obtenida por métodos dieléctricos (sombreado de rojo). En la figura 4.16 se hace una comparación más detallada de las saturaciones obtenidas por estos dos métodos.

Continuando con la Figura 4.15. En el carril 3 se observa la composición mineralógica del pozo. En el carril 4 se despliegan las curvas de la resistividad de la zona invadida obtenida por la herramienta HRLA (curva roja y negra), la resistividad somera de la herramienta LithoDensity (curva verde) y la resistividad de la herramienta dieléctrica (curva azul) obtenida de la conductividad dieléctrica.

En el carril 5 se estima el volumen de petróleo residual mediante la diferencia de la curva de la porosidad total (curva negra) y la curva de la porosidad ocupada por el agua (curva azul), el área entre las dos curvas representa el petróleo residual (sombreado de verde), y parece indicar un volumen grande de éste. Finalmente, en el carril 6 aparecen los efectos de la dispersión. Las variaciones de la permitividad y conductividad dieléctrica están representadas por diferentes colores para las diferentes frecuencias.

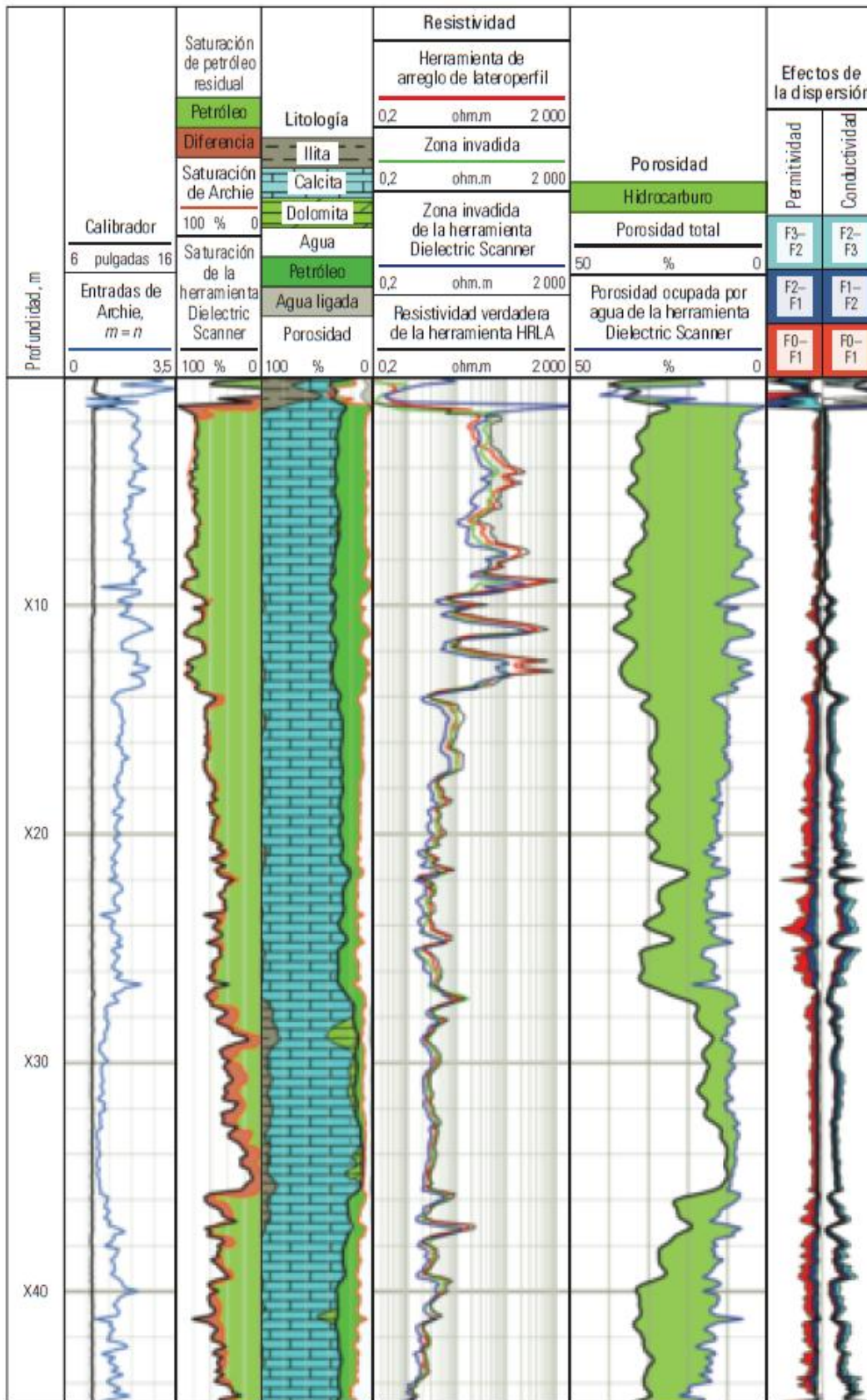


Figura 4.15 Registro dieléctrico en un pozo carbonatado con aceite pesado (Tomado de Schlumberger, 2011).

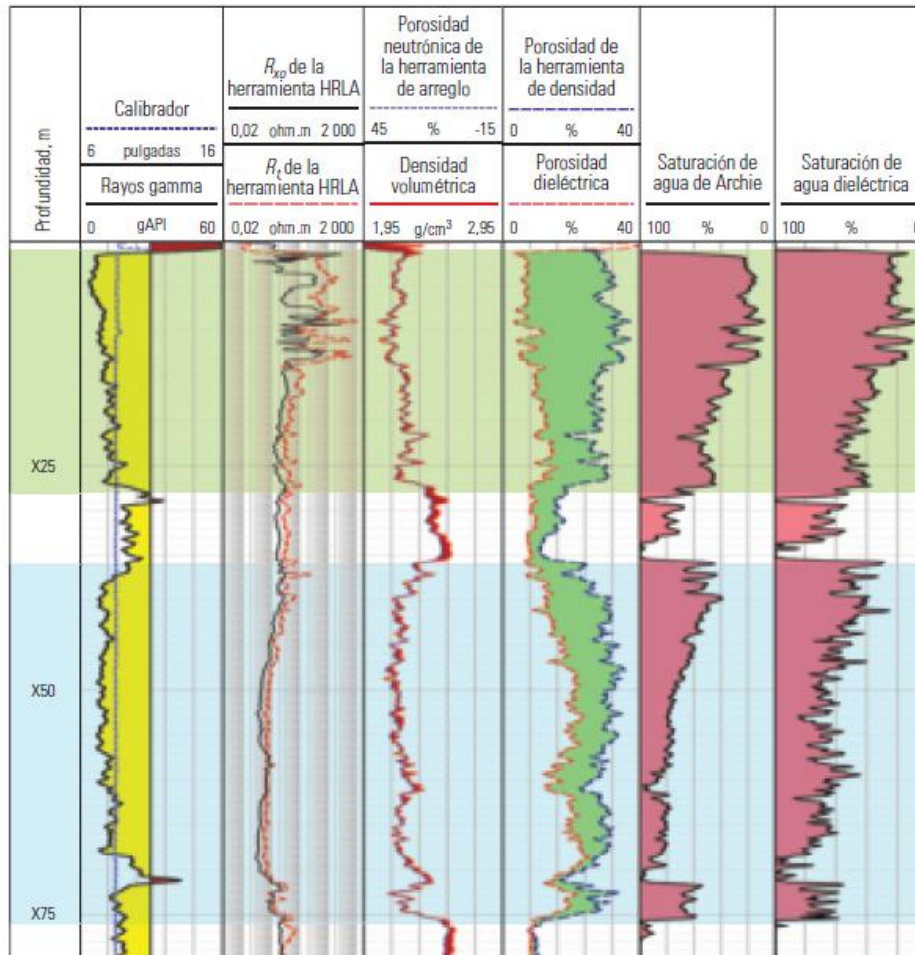


Figura 4. 16 Comparación de la saturación de agua obtenida por Archie y con métodos dieléctricos (Tomado de Schlumberger, 2011).

En la Figura 4.16 se compara la saturación obtenida con la ecuación de Archie (carril 5) y la obtenida por la herramienta dieléctrica (carril 6). En el cálculo de la saturación del agua con la ecuación de Archie se utilizó un valor de n elevado para rocas con mojabilidad por petróleo, el cual fue obtenido por núcleo de pozos cercanos, en cambio la saturación por métodos dieléctricos si tuvo en cuenta la variación de los parámetros de la ecuación de Archie.

En el intervalo superior (sombreado de verde) las dos saturaciones muestran una buena concordancia, por lo que se concluye que el valor de n es adecuado para este intervalo. En el intervalo inferior (sombreado de azul) las dos saturaciones muestran pequeñas variaciones, esto se debe a que el valor de n no es adecuado, ya que se encuentra una zona de transición de petróleo a agua, por lo que se debe usar un valor más bajo.

4.2 Yacimientos Areno-Arcillosos

El análisis de formaciones areno-arcillosas resulta ser todo un reto para los geólogos y petrofísicos. El reto principal es identificar a partir de núcleos y registros el grado de arcillosidad en la formación y como ésta afecta la calidad de los yacimientos. Para la evaluación de estos yacimientos se requiere del conocimiento de la cantidad de arcillas y en qué magnitud afecta a las mediciones.

4.2.1 Arenas y Areniscas

Las areniscas son rocas sedimentarias clásticas conformadas por partículas de arena cuyo tamaño varía de 0.063 a 2 mm, aunque también pueden contener partículas de tamaños variables que van desde arcillas, limos hasta gravas. Las areniscas son las rocas sedimentarias más abundantes en la corteza terrestre después de las lutitas y comprenden el 25 % de la superficie. Estas rocas son de gran importancia ya que tienen la capacidad de almacenar petróleo, gas y agua.



Figura 4. 17 Muestra de arenisca (Tomado de <http://geology.com/rocks/sandstone.shtml>, enero 2016).

Las areniscas están constituidas por fragmentos transportados resultantes de la alteración de las rocas ígneas, metamórficas y sedimentarias preexistentes. Entre los principales componentes como granos en las arenas están el cuarzo, feldspatos, fragmentos líticos, minerales máficos, micas y otros minerales accesorios (Figura 4.17). Las arenas son depositadas en diferentes ambientes: ríos, deltas, estuarios, planicies de marea, playas, plataformas continentales, cuencas turbidíticas.

Cuando los sedimentos de arena llegan a su depósito final (después de haber experimentado cierto transporte), aún es un material suelto. Para que ese sedimento llegue a convertirse en una arenisca, debe pasar por un proceso de transformación: la **diagénesis**, ésta comienza desde el momento mismo del depósito final del sedimento con el reacomodamiento de sus partículas, el proceso continua con la fase de consolidación y compactación. Los cementantes más comunes en las areniscas son la calcita, sílice, arcillas y limos.

Para inferir en la historia de formación de las areniscas es necesario estudiar su textura, la mineralogía y las estructuras sedimentarias primarias. La **textura** de las rocas se refiere a las propiedades de los granos de una roca, es decir, al tamaño y sus variaciones de los granos (selección), morfología de los granos (esfericidad y redondez) y así como al arreglo interno de las partículas de una roca o su fábrica, la textura refleja en gran parte las condiciones de depósito de los sedimentos.

La **selección** en las rocas clásticas se refiere a las variaciones en el tamaño de grano y está relacionado en las características del medio de transporte y con la distancia. Se dice que una roca bien seleccionada es la que en su mayoría tiene granos del mismo tamaño; cuando los granos no tienen semejanza en el tamaño se dice que la roca está mal seleccionada. Por ejemplo, los sedimentos arenosos transportados por el viento serán mejor seleccionados que los sedimentos arenosos transportados por una corriente de turbidez.

La morfología de los granos se refiere a la redondez y esfericidad de los granos. La **esfericidad** se refiere a la forma de los clastos, siendo la forma ideal comparable con una esfera, esta propiedad está relacionada con la estructura cristalográfica del mineral que conforma el clasto. La **redondez** tiene que ver con el grado de angulosidad de los vértices y aristas de un clasto independientemente de su forma, esta característica está relacionada con la distancia y tiempo de transporte. Mientras los granos son transportados en corrientes de agua o viento, éstos colisionan entre sí, por lo que los bordes angulosos se van redondeando, conforme más tiempo y distancia viajen los granos, más redondeados serán éstos.

La **fábrica** es la propiedad que se relaciona con el alineamiento y la orientación espacial de los elementos que componen la roca, y el **empaquetamiento** se relaciona con el grado de contacto que presentan los clastos entre sí.

4.2.1.1 Clasificación de las Areniscas

La clasificación de las areniscas de Pettijohn (1957) está basada en la relación entre la composición y la cantidad relativa de los granos, así como el contenido de limos y arcillas (matriz). La composición de los granos para esta clasificación son tres: cuarzo (Q), feldespatos (Fs) y fragmentos líticos (FR), dependiendo del porcentaje de sus componentes se derivará el

nombre de la roca (Figura 4.18). Dos grupos de rocas pueden ser considerados dependiendo del porcentaje de matriz presente, sí las rocas contienen menos del 15 % de matriz se denominan arenitas, para las rocas con un contenido de matriz del 15 al 75 % se les llama grauwacas. Para las rocas que contienen más del 75% de matriz se le conoce como lutitas.

Existen cinco tipos de arenitas fundamentales en esta clasificación que son: cuarzo-arenitas también conocida como ortocuarzitas, arcosas, sub-arcosas, arenitas líticas y sub-litoarenitas. Para el caso de las grauwacas son tres tipos: cuarzo-grauwaca, grauwaca feldespática y grauwaca lítica.

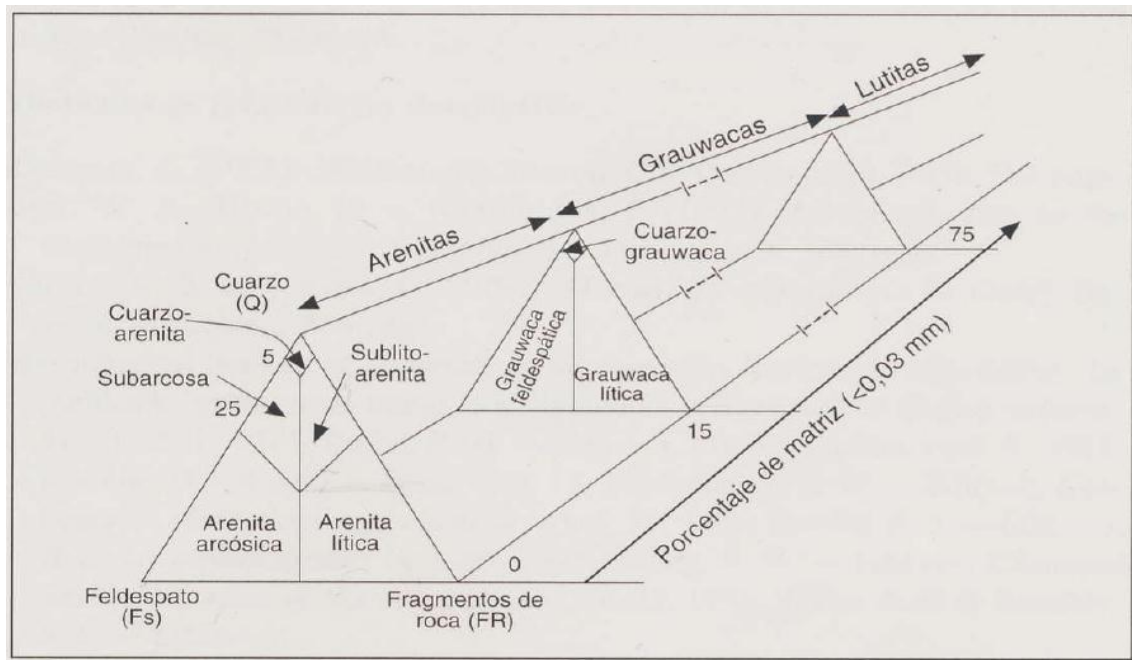


Figura 4.18 Clasificación de areniscas de Pettijohn (1957), (Tomado de Adams A., et al, 1984).

4.2.2 Arenas Arcillosas

Se le considera arenas limpias a las que están libres de arcillas o con un contenido menor al 1% pero raramente son limpias, ya que la mayoría de las arenas contienen arcilla. La presencia de arcilla en las rocas de los yacimientos es un factor perturbador en la evaluación de la formación, debido a que afecta la calidad del yacimiento así como sus propiedades físicas. Los efectos más comunes en una formación por presencia de arcillas son:

- Reducción de la porosidad efectiva, a menudo de manera significativa.
- Disminución la permeabilidad, a veces drásticamente.
- Disminución de la resistividad.
- Influencia en la respuesta de los registros.

El estudio de las arcillas es importante porque existen diferentes tipos y cada una de ellas tiene diferentes efectos sobre la formación.

4.2.3 Arcillas

Para los intérpretes de registros los términos arcilla y lutita han sido usados de manera indistinta, aunque hablando en términos geológicos lutita se refiere a la roca formada por partículas del tamaño de las arcillas (menores de 0.0625mm) y limo. Las lutitas son una mezcla de minerales de arcilla y limos, los cuales fueron depositados en ambientes de baja energía principalmente por asentamiento en aguas tranquilas. Los limos consisten en partículas finas compuestas en su mayoría por sílice con pequeñas cantidades de carbonatos y otros minerales no arcillosos. La composición típica de una lutita consiste en un 50% de minerales arcillosos, 25% de sílice, 10% de feldespato, 3% de carbonatos, 1% de óxidos de hierro, 1% de materia orgánica y 1% de otros minerales (Dewan,1983).

Los minerales de arcilla pueden clasificarse en términos de estructura y mineralogía en cinco grupos: montmorillonita, mica, clorita, caolinita y vermiculita. La composición de las arcillas consiste principalmente en silicatos de aluminio hidratados con pequeñas cantidades de Magnesio (Mg), Fierro (Fe), Potasio (K) y otros elementos. La estructura de los minerales arcillosos son de forma laminar, esta forma geométrica es el resultado de la unidad estructural fundamental, la cual contiene aluminio (Al) y silicio (Si), existen dos unidades estructurales: tetraédrica y octaédrica. La unidad tetraédrica consiste en un átomo de Si en el centro rodeado de átomos de Oxígeno (O), y la unidad octaédrica usualmente el átomo central es Al, a veces Mg o Fe y al alrededor átomos de O e iones de hidroxilo (OH) (Figura 4.19).

Las arcillas asociadas a las arenas arcillosas pueden ser tanto de origen detrítico como de origen autigénico. Las arcillas de origen detrítico proceden de la alteración de rocas preexistentes y se depositan junto con las arenas. Las arcillas de origen autigénico son las que se forman después de la depositación, es decir durante la diagénesis a partir de la alteración de micas, feldespatos y fragmentos de rocas.

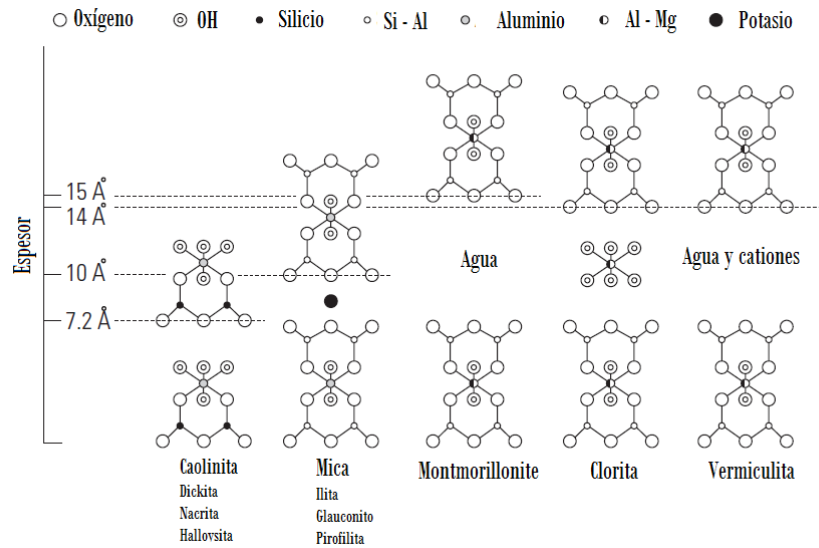


Figura 4.19 Unidades estructurales de los cinco grupos de arcillas más comunes. (Modificado de Ellis & Singer, 2008).

4.2.3.1 Distribución de las Arcillas

Los tipos más comunes de arcillas encontradas en las rocas sedimentarias son la caolinita, clorita, ilita (grupo de la mica) y montmorillonita y pueden estar distribuidas en los yacimientos en tres maneras: arcilla laminar, arcilla estructural y arcilla dispersa (Figura 4.20).

Arcilla laminar, son intercalaciones de capas arcillosas y arenosas. La porosidad efectiva y la permeabilidad de las capas arcillosas son cero, pero la porosidad y la permeabilidad de las capas arenosas se ven poco afectadas por este tipo de arcilla. La problemática es que varias herramientas de registros no tienen una resolución vertical adecuada para diferenciar entre las capas de arenas de las arcillosas, y las lecturas son promediadas sobre las intercalaciones dando una reducción en la lectura de la porosidad de las arenas. Para la producción de petróleo es tolerable un porcentaje de 30-40% de arcillas laminadas. Este tipo de arcilla es de origen detrítico y generalmente es una mezcla de dos o más minerales arcillosos.

Arcilla estructural, consiste en granos o nódulos (del tamaño de una arena) de fragmentos de arcillas litificadas que han sido mezcladas con los granos de arena para formar parte de la

matriz, por lo tanto no altera las propiedades de la formación (porosidad y permeabilidad). Este tipo de arcillas no ocurren comúnmente en cantidades que afecten la formación.

Arcilla dispersa, se encuentra diseminada en toda la arena, llenando parcialmente los intersticios o cubriendo los granos de arena, lo que genera una disminución de la porosidad total y efectiva. Este tipo de arcilla es muy dañina ya que puede reducir la porosidad efectiva y particularmente la permeabilidad a valores no producibles de petróleo, pero si la arcilla dispersa se encuentra en cantidades muy pequeñas puede ser benéfica en la producción de hidrocarburos, ya que las arcillas se hidratan al contacto con el agua permitiendo que el hidrocarburo fluya de manera más fácil. Mucha de la arcilla dispersa es de origen autigénica y se caracteriza de tres maneras: partículas discretas, revestimiento de poros y puenteo de poros (Figura 4.21).

Las **partículas discretas**, consisten principalmente en cristales de caolinita apilados cara a cara formando largos agregados de cristales en las partes intersticiales, reduciendo un poco el volumen de poro y la permeabilidad. El **revestimiento de poros** consiste en minerales delgados de clorita que revisten la pared de los granos de arena, reduciendo significativamente la permeabilidad. Finalmente, el **puenteo de poros** es similar al anterior, solo que los minerales delgados de illita se extienden hacia dentro del poro y crea un efecto de puente, la reducción de la porosidad es significativa y la reducción de la permeabilidad es drástica.

La mayoría de las arenas contienen arcillas dispersas, y la cantidad máxima tolerable en los poros de las arenas es aproximadamente del 40%. Todas estas maneras de distribución pueden ocurrir simultáneamente en la misma formación.

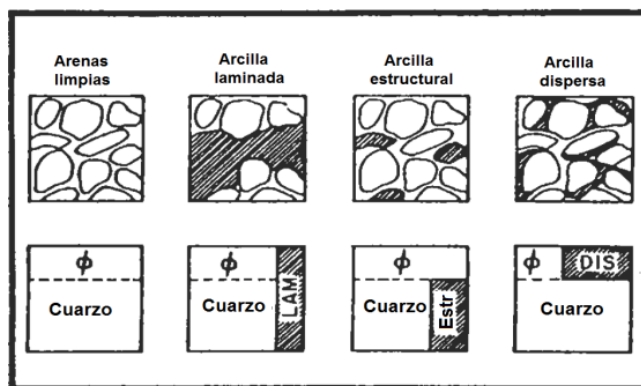


Figura 4. 20 Tipos de distribución de las arcillas (Modificado de Djebbar T., et al, 2004).

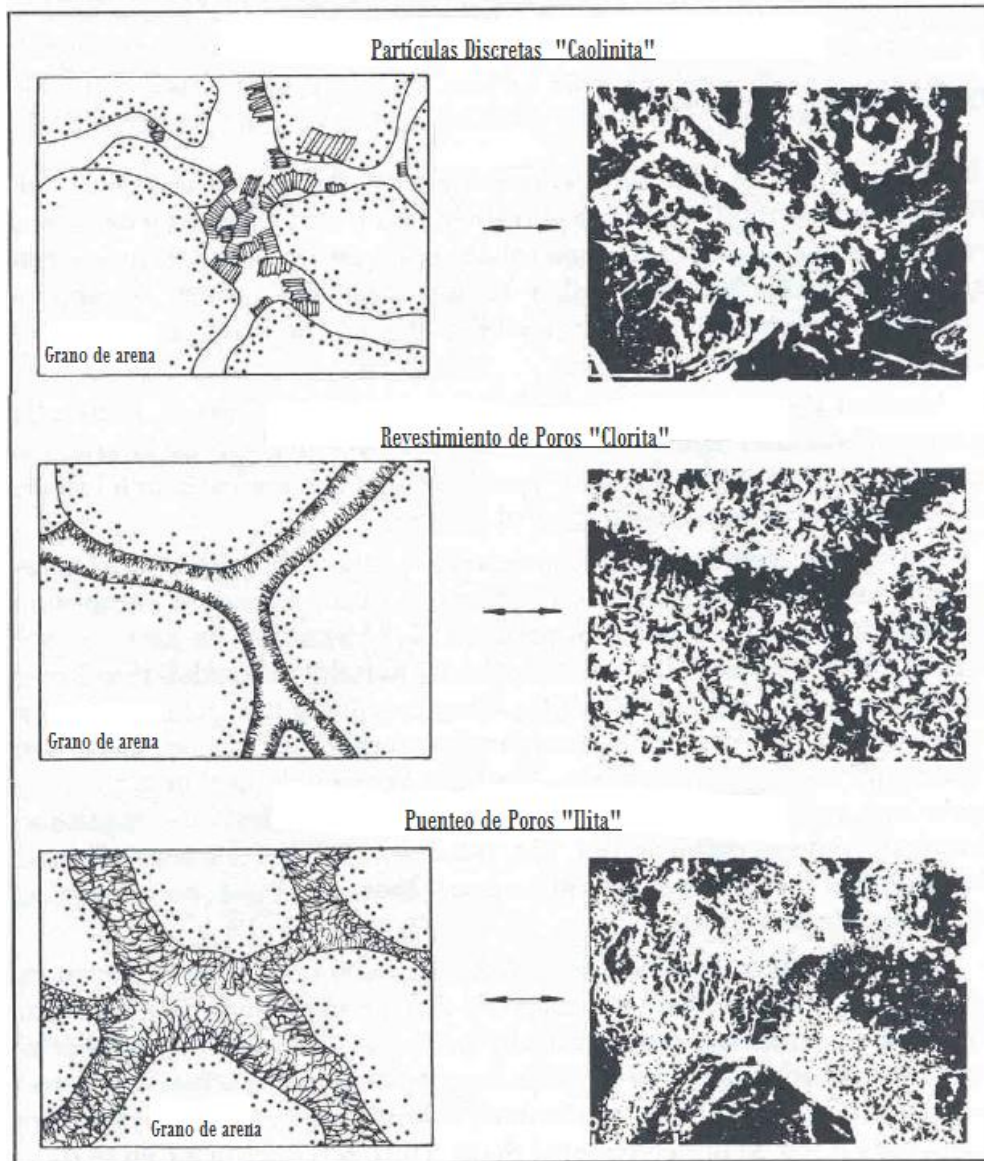


Figura 4.21 Distribución espacial de las arcillas discretas, (Modificado de Dewan, 1983).

4.2.4 Capacidad de Intercambio Catiónico

La capacidad de intercambio catiónico (CIC) es la medición de la capacidad que tiene un mineral de arcilla para alojar en su superficie cationes hasta lograr un balance eléctrico, y se expresa en miliequivalentes por 100 gramos de roca seca (mq/100grs). Los cristales de arcillas están cargados negativamente, como resultado de la sustitución de iones dentro de la estructura

cristalina de la arcilla. En cristales tetraédricos el Si^{+4} es parcialmente remplazado por Al^{+3} y en cristales octaédricos Al^{+3} por Mg^{+2} tal sustitución por átomos con valencias menores da como resultado un exceso de carga negativa.

Cuando la arcilla entra en contacto con una solución salina ésta adsorbe moléculas de agua y cationes (Na, Ca, Mg) para compensar el exceso de negatividad. La acumulación de moléculas de agua y cationes forma una capa que cubre la arcilla, y se le conoce como capa de Stern o plano interno de Helmholtz. Adicional a ésta se forma otra capa conocida como capa difusa. La combinación de la capa de Stern y la capa difusa se le conoce como capa eléctrica doble (Figura 4.22)

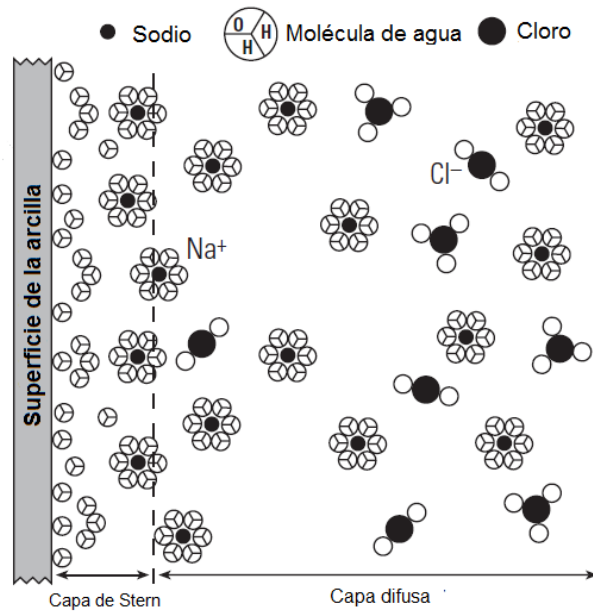


Figura 4.22 Cuando la arcilla está en contacto con una solución salina, las moléculas de H_2O son adsorbidas formando una capa, seguido de otra capa de cationes de Na^+ hidratados, los aniones de Cl^- se repelen. Una doble capa eléctrica se forma. (Modificado de Ellis & Singer, 2008).

Un método para medir el cambio catiónico es mediante la saturación de un ejemplar de arcilla con agua salada y posteriormente pasarlo en una solución de Cloruro de Bario (BaCl_2), los cationes de Ba sustituirán a los cationes de Na. La medición de la CIC es una manera de evaluar la arcillosidad de una formación.

La CIC es diferente para cada tipo de arcilla y está relacionado con el área superficial, las arcillas con mayor área superficial tendrán valores más altos de intercambio catiónico, En la Tabla 4.1, se muestran los valores de la CIC y del área superficial de las arcillas encontradas comúnmente en las formaciones.

Tipo de Arcilla	CIC (meq/100 grs.)	Área superficial (m ² /g)
Montmorillonita	80 - 150	82 - 767
Ilita	10 - 40	97 - 113
Clorita	4 - 40	42
Caolinita	3 - 15	3 - 5

Tabla 4.1 Valores de la capacidad de intercambio catiónico y el área superficial de los cuatro tipos de arcillas encontradas en los yacimientos. (Modificada de Singer & Ellis, 2008).

4.2.5 Efectos de las Arcillas en los Registros Geofísicos

El efecto de las arcillas en los registros geofísicos de pozos dependerá del tipo de arcilla, la cantidad y la manera de distribución en la roca. La presencia de minerales arcillosos en una formación puede causar lecturas demasiado altas de la porosidad indicada por las herramientas de densidad, neutrón y sónica. Esto es debido a la limitación de la calibración de las herramientas de densidad cuando las arcillas están presentes; en las herramientas neutrón la alta concentración de hidrógeno en las arcillas podría traducirse como una alta porosidad; y en las herramientas sónicas el tiempo de transito de las arcillas es alto.

Los efectos de las arcillas sobre las respuestas de los registros de resistividad son los más significantes en la interpretación. Para una formación areno-arcillosa con hidrocarburos la resistividad puede ser muy parecida a la de una arena limpia saturada con agua, esto complica la identificación de hidrocarburos alojados en este tipo de yacimientos. Si se aplica la ecuación de saturación de Archie no proporcionará la saturación de agua correctamente. De hecho, las saturaciones de agua obtenidas a partir de esta ecuación tienden a sobreestimar la saturación de agua, y pasar por alto intervalos con hidrocarburos. Para calcular la saturación de agua es necesario emplear algún modelo que tenga en cuenta la conductividad adicional causada por las arcillas, como el modelo de doble agua, el modelo Indonesia, el modelo Waxman y Smits, etc.

4.2.6 Exceso de Conductividad

La presencia de arcillas en las rocas da lugar a un aumento en la conductividad (baja resistividad) en la formación. Dicho fenómeno está relacionado a la capacidad que tienen las arcillas de adsorber el agua de los poros a su superficie, así como también cationes (normalmente sodio). Esta agua ligada contribuye a la conductividad eléctrica en adición de la conductividad electrolítica del agua de formación. La contribución de las arcillas a la conductividad depende de:

- Tipo de arcilla
- Contenido de arcilla (volumen)
- Distribución de la arcilla (laminar, dispersa, estructural)

En la Figura 4.23 se muestra la conductividad de una arena saturada completamente con agua, C_o , como una función de la conductividad del agua que satura la roca, C_w . Si la arena es limpia, mostrará una línea recta que pasa a través del origen con pendiente $1/F$, como lo predice la relación que define el factor de formación. Si se añade arcilla a la matriz de la roca manteniendo la misma porosidad efectiva, la línea se desplazará hacia arriba con respecto a la línea de arenas limpias, debido al exceso de conductividad generada por las arcillas.

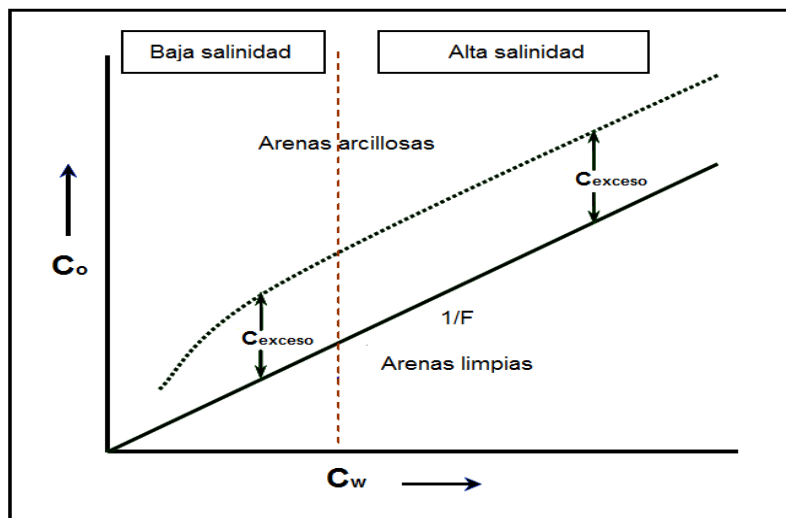


Figura 4.23 Las arcillas proveen una conductividad adicional, la cual es constante, excepto cuando la salinidad es muy baja. (Modificado de Kurniawan, 2005).

4.2.7 Dispersión Dieléctrica en Arcillas

La dispersión dieléctrica no solo se observa en las rocas carbonatadas, sino también en las rocas clásticas. El fenómeno de la dispersión está fuertemente influenciado por la textura en rocas carbonatadas, para el caso de rocas clásticas dicho fenómeno está relacionado a la capacidad de intercambio catiónico de las arcillas.

Como se vio anteriormente, cada tipo de arcilla tiene diferente capacidad de intercambio catiónico y está estrechamente relacionada al área superficial de cada una de éstas, la dispersión dieléctrica es más evidente en arcillas con área superficial grande, ya que volumen de agua que se adhiere es mucho mayor que las arcillas con áreas superficiales menores (Figura 4.24). Esta agua ligada también se polariza ante un campo eléctrico y contribuye en la respuesta dieléctrica, aunque en menor medida a comparación del agua de los poros.

Los mecanismos de polarización que contribuyen a la dispersión en las arcillas son la polarización interfacial (Maxwell-Garnett) y polarización electroquímica, también conocida como efecto de doble capa. La correlación de la dispersión dieléctrica, el contenido y tipo de arcillas se puede utilizar para calcular la capacidad de intercambio catiónico y cuantificar el contenido de arcilla en las rocas del yacimiento a partir de datos dieléctricos.

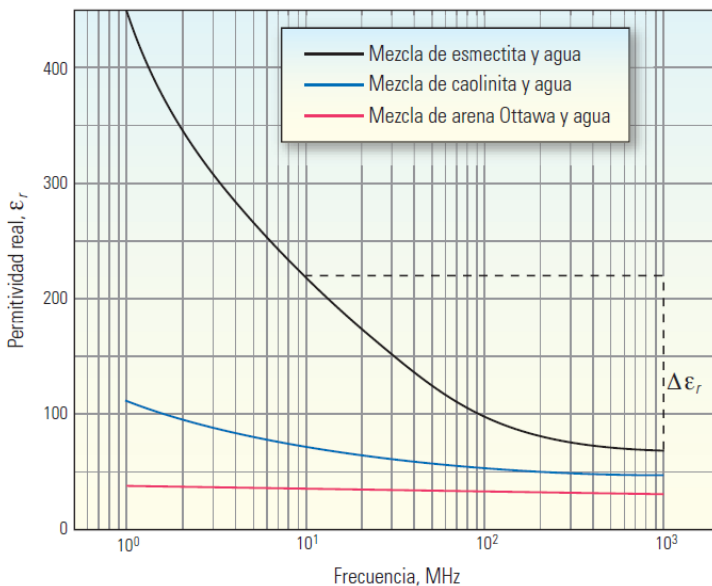


Figura 4.24 La mezcla de arenas y agua muestran una dispersión pequeña, en la mezcla de caolinita y agua los efectos dispersivos están presentes pero es más notorio para la mezcla de esmectita (Montmorillonita) y agua, ya que la esmectita tiene un área superficial mayor por lo tanto el volumen de agua ligada es más grande que el de la caolinita (Tomado de Schlumberger, 2011).

4.2.8 Yacimiento de petróleo pesado del campo Cymric, California

En este ejemplo de campo se hace una comparación entre las mediciones obtenidas por la herramienta EPT y la nueva herramienta Escáner Dieléctrico en un pozo del campo Cymric. El campo Cymric, se ubica en el margen suroeste del Valle San Joaquín, California, Estados Unidos de América (Figura 4.25). Uno de los intervalos de mayor producción es la formación Tulare, que corresponde a las edades desde el Plioceno hasta el Pleistoceno y en su mayoría son depósitos de areniscas fluvio-deltaicas mal consolidadas y limitadas por lutitas. Las arenas productoras se encuentran a una profundidad de 15m hasta 490m. La porosidad promedio es de 34%, la permeabilidad va de 2 000 a 3000 millidarcies (md) y la saturación de petróleo va de 55% a 65%, y su densidad varía de 9 a 14 grados API.



Figura 4.25 Ubicación del campo petrolífero Cymric (Tomado en https://en.wikipedia.org/wiki/Cymric_Oil_Field, febrero 2016).

Este campo ha sido sometido a la inyección de vapor por varios años lo que ha provocado cambios en la salinidad original del agua de formación, esto origina problemas en el cálculo de la saturación de agua mediante datos de resistividad.

En el pozo se corrió el conjunto de registro de Platform Express junto con la herramienta EPT y ADT, también se obtuvieron núcleos laterales en el intervalo de producción para evaluar la porosidad, permeabilidad y la saturación de los fluidos. Las saturaciones obtenidas por los núcleos y las herramientas dieléctricas representan a la saturación de la zona invadida cerca del pozo, aunque en este tipo de yacimientos la saturación de la zona invadida es muy parecida a la de la zona virgen, ya que no existe un desplazamiento grande de petróleo.

Para constatar la movilidad de petróleo mediante la herramienta Escáner Dieléctrico, se utilizan las cuatro profundidades de investigación. Si las mediciones de la porosidad ocupada por el agua resultan ser las mismas en la zona lavada que en la zona virgen, entonces esto indica que la movilidad de hidrocarburo es nula. Si la porosidad ocupada por el agua difiere de la zona lavada, entonces hay movilidad de hidrocarburos.

La rugosidad en los pozos es común en este tipo de yacimientos, ya que los granos de arena se mantienen unidos por el petróleo viscoso y después de haber extracción parte de éste el pozo se vuelve inestable. La rugosidad afecta severamente a las mediciones de la herramienta EPT ya que ésta no logra un buen contacto con la pared del pozo, lo que genera una lectura errónea en la porosidad ocupada por el agua.

En la figura 4.26 se observa, en el carril 1, la curva del caliper indicando la rugosidad del pozo, las profundidades están dadas en pies (ft). En el carril 2, se observa la separación de las curvas de resistividad convencional R_{xo} y la de resistividad por inducción en el intervalo de 690-710 y 740 -750 ft. Esta separación de curvas es asociada a los derrumbes dentro del pozo. La curva de resistividad derivada de la herramienta dieléctrica muestra buena concordancia con las otras dos curvas de resistividad, excepto en los intervalos donde hay derrumbes.

En el carril 3 se observa la saturación de agua obtenida por la herramienta Escáner Dieléctrico y por los núcleos laterales, en la mayoría de los intervalos coinciden por lo que se comprueba la eficacia de las mediciones dieléctricas. En el carril 4 aparece la composición litológica del pozo, el volumen de agua ligada, el volumen de agua irreducible y el volumen del hidrocarburo. En el carril 5 se despliega la porosidad total junto con la porosidad obtenida por los testigos laterales y la porosidad ocupada por el agua de la herramienta dieléctrica, la parte sombreada de verde representa el volumen de hidrocarburo residual.

En el carril 6 se hace comparación de las mediciones de porosidad ocupada por el agua de las dos herramientas dieléctricas, en su mayoría presentan buena coincidencia, excepto en las zona de derrumbes, donde la herramienta EPT midió una porosidad ocupada por el agua más elevada que la herramienta ADT debido al mal contacto de la pared del pozo. Estas mediciones fueron rectificadas por las mediciones de la herramienta ADT, de no haber sido así, se podría perder zonas productoras.

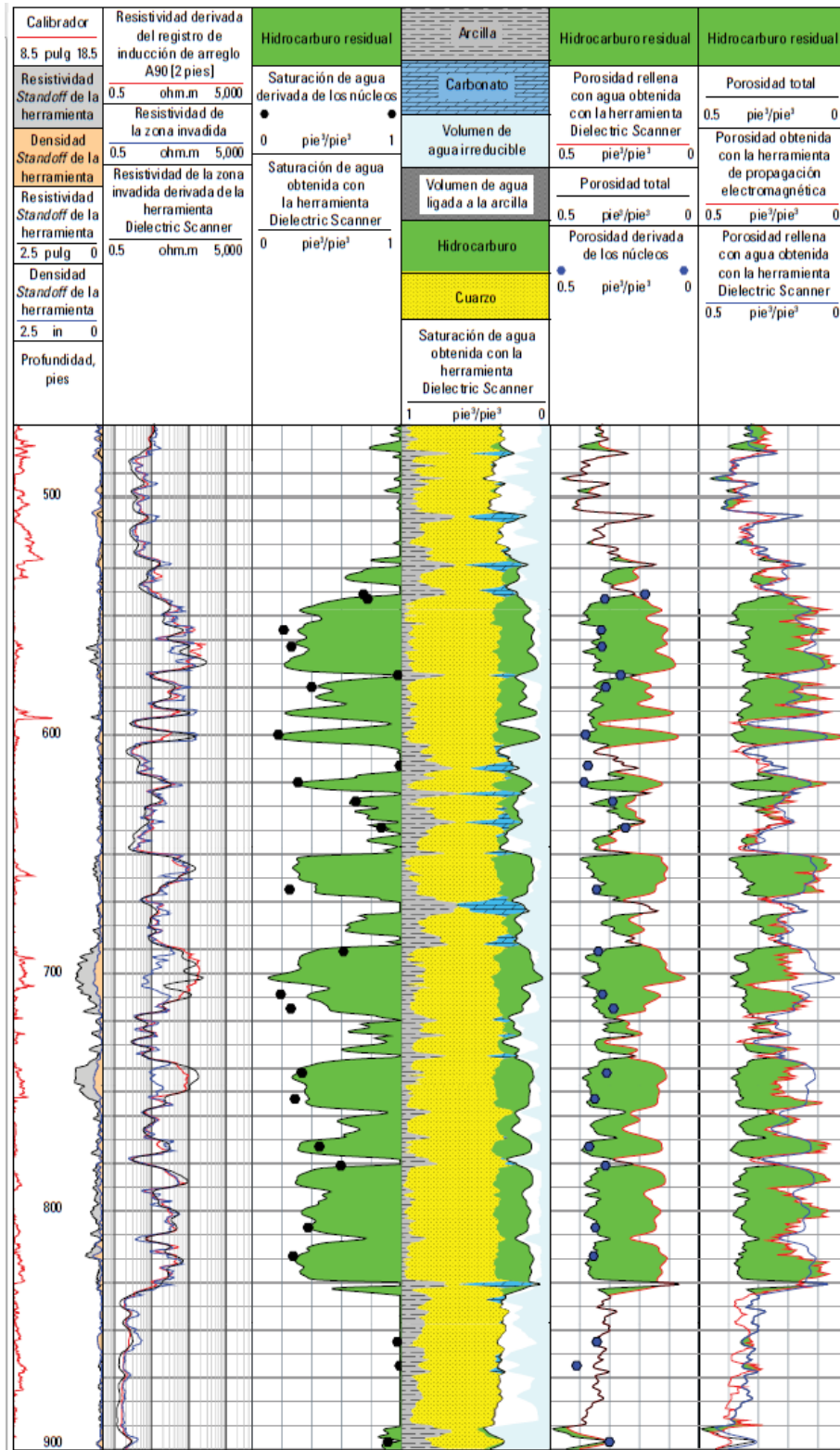


Figura 4.26 Comparación entre mediciones de la herramienta EPT vs ADT en el pozo Cymric (Tomado de Schlumberger 2010).

4.2.9 Yacimientos Laminados de Resistividad Variable

Este ejemplo es de un pozo ubicado en la Faja Petrolífera del Orinoco en Venezuela, esta faja es una zona rica en petróleo pesado y extra pesado, ubicada al sur de los estados Guárico, Anzoátegui y Monagas en Venezuela (Figura 4.27). Comprende una extensión de 55.314 km² y un área de explotación actual de 11.593 km², está dividida en cuatro grandes áreas, siendo éstas de oeste a este: Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo (PDVSA, 2005).



Figura 4.27 Faja del Orinoco (Tomado de <http://www.ingenieriadepetroleo.com/faja-petrolifera-orinoco-actualidad.html>, febrero 2016).

Este pozo muestra una complicada estratigrafía, se pueden encontrar areniscas homogéneas de espesores grandes y cambiar rápidamente a intercalaciones discontinuas de areniscas con lutitas. La presencia de arcillas provocó una reducción de la resistividad en los intervalos productores de hidrocarburos, por lo tanto la evaluación mediante métodos de resistividad es complicada. Este pozo tuvo una producción temprana de agua por lo que los objetivos eran la identificación y eliminación de los intervalos productores de agua, así como también identificar intervalos de petróleo movable que se habían pasado por alto.

Se corrió el servicio de dispersión dieléctrica junto con los registros de la sonda Platform Express con una herramienta de arreglo lateroperfil de alta resolución, HRLA, y la herramienta de resonancia magnética nuclear.

En la figura 4.28 se observa el registro del pozo. En el carril 1 se observa las curvas de los registros del caliper, potencial espontáneo y los valores de ϵ (permitividad) de la matriz. El caliper indica que la rugosidad del pozo era muy grande, lo que es típico en este tipo de yacimiento. En la curva SP a la profundidad de X400 a X570 ft, se observan algunas pequeñas deflexiones de la curva hacia el lado izquierdo debido a que la resistividad del lodo es mayor a la resistividad del agua de la formación; por debajo de este intervalo la curva SP se comporta como una línea recta. En la curva de la permitividad de la matriz se observa la variación de ésta con respecto a la litología, los valores más altos pertenecen a los intervalos arcillosos y los más bajos a las arenas.

En el carril 2 se despliegan las curvas de la saturación de agua somera y la saturación de agua profunda medidas por la herramienta Escáner Dieléctrico. En el carril 3 se muestra la litología del pozo, se puede observar claramente las intercalaciones de areniscas y lutitas así como los espesores de cada uno. En el carril 4 se encuentran las curvas del standoff obtenidas por la herramienta de densidad y por la de herramienta de resistividad, también se incluye el espesor del revoque medido por la herramienta dieléctrica.

En el carril 5 aparecen las curvas de la resistividades medidas a diferentes profundidades. El intervalo de X, 430 a X, 500 ft, se observan valores altos de la resistividad debido a la presencia de hidrocarburo, debajo de este intervalo la resistividad va disminuyendo. En el carril 6 se despliegan las curvas de la porosidad ocupada por el agua medidas por la herramienta dieléctrica a dos profundidades: somera y profunda y la porosidad total. La diferencia entre las mediciones de la porosidad profunda y somera corresponde al petróleo desplazado (sombreado en amarillo), y la diferencia entre la porosidad total con la porosidad ocupada por el agua somera da un índice del hidrocarburo residual (Sombreado en verde).

Finalmente, en el carril 7 aparece la distribución de T_1 de la herramienta de resonancia nuclear. Se observa una distribución bimodal muy marcada en el intervalo de X, 400 a X, 650 ft, indicando la presencia de hidrocarburo móvil. Debajo de este intervalo la señal disminuye y es difícil distinguir el petróleo del agua.

En el pozo se tenía la incertidumbre con respecto a la existencia de otros intervalos de petróleo debajo del intervalo X, 430 a X, 500 ft, aunque los registros de resistividad y de resonancia magnética indican que no hay petróleo. Este problema se resolvió mediante un análisis con los datos de saturación de agua (carril 2), y de la porosidad ocupada por el agua (carril 6), obtenidos con la herramienta dieléctrica. Se descubrieron dos intervalos con petróleo móvil a una profundidad de X, 550- X, 650 ft y X, 690- X, 720 ft, los cuales habían sido enmascarados por la baja resistividad de las rocas.

También fueron obtenidos núcleos laterales en las siguientes profundidades: X 818 ft, saturado con agua; X, 701.5 ft, saturado con agua y aceite; X, 574 ft y X, 447 ft saturados con aceite. Los datos de los núcleos laterales mostraron gran concordancia con los datos dieléctricos.

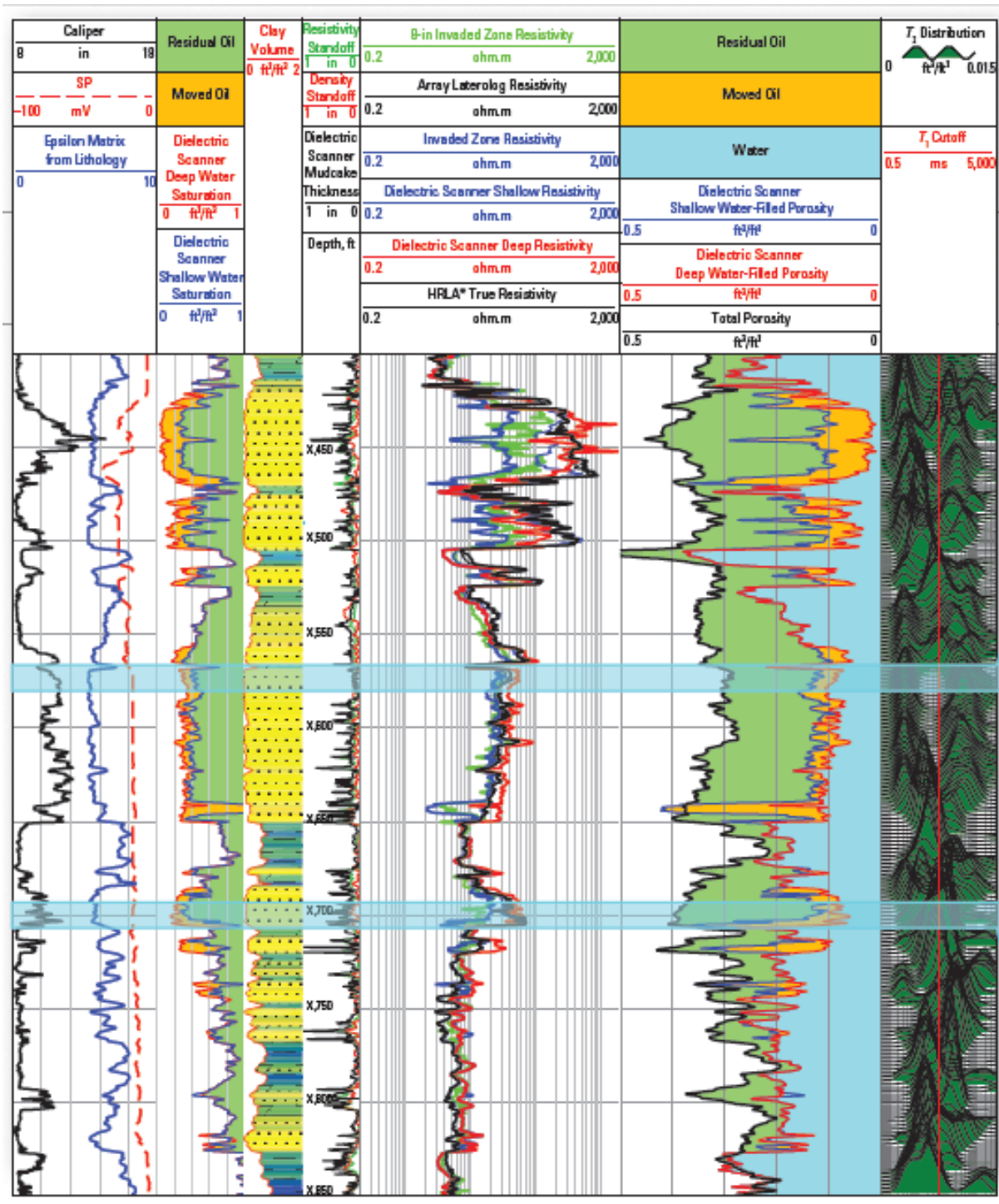


Figura 4.28 Registro dieléctrico en un yacimiento areno-arcilloso con resistividad variable (Tomado de Schlumberger, 2013).

Capítulo 5

Conclusiones

- Las primeras herramientas dieléctricas conocidas también como herramientas de propagación electromagnéticas, EPT, aparecen en la década de los 70 del siglo pasado, con el objetivo de medir la saturación de agua independiente de las mediciones de resistividad.
- La sonda EPT era del tipo mandril, consistía en un patín fijo en cual se encontraba dos transmisores y dos receptores. Las mediciones eran efectuadas en una frecuencia de 1,1 GHz y la profundidad de investigación era somera.
- La herramienta medía la atenuación y el cambio de fase de las ondas electromagnéticas que emitía a la formación, posteriormente a esto se aplicaba una inversión matemática para obtener la conductividad y permitividad dieléctrica.
- Los primeros métodos de interpretación para datos dieléctricos fueron: el Método de Promedio Complejo del Tiempo, el Método t_{po} (la interpretación de estos dos resultó ser muy complicada), y el Método de índice de Reflexión Compleja, el cual es utilizado actualmente.
- Las primeras herramientas dieléctricas al igual que las actuales, son utilizadas principalmente en formaciones de agua dulce, de salinidad variable y/o desconocida y en yacimientos de petróleo pesado.
- El cálculo de la saturación de agua por métodos dieléctricos se basa en el contraste de la permitividad dieléctrica entre el agua y los otros contribuyentes de la formación.
- En el ámbito petrolero la herramienta EPT nunca ganó una amplia aceptación, debido a la existencia de muchos errores ambientales y a la complicada interpretación de sus mediciones.
- La experiencia que se obtuvo con la primera generación de herramientas dieléctricas ha contribuido para el desarrollo de la nueva generación de herramientas dieléctricas.
- La herramienta Escáner Dieléctrica consiste en un patín articulado, en el cual se encuentran ocho receptores y dos transmisores, cada uno es un dipolo magnético. También hay un par de dipolos eléctricos y un sensor de presión y temperatura.

- La herramienta realiza mediciones a cuatro frecuencias en un rango de 20 MHz a 1 GHz, este rango de frecuencias fue seleccionado para aprovechar los mecanismos de polarización que contribuyen en la permitividad dieléctrica.
- La profundidad de investigación va de 2.5 cm a 10.2 cm y la resolución vertical es de 2.5cm, lo que la hace idónea para yacimientos finamente laminados.
- La herramienta tiene tres rangos de investigación: textural, radial y estructuras geológicas.
- Esta herramienta incluye una técnica de dispersión dieléctrica, lo que permite obtener de manera continua los exponentes n y m en rocas carbonatadas y la capacidad de intercambio catiónico en rocas clásticas.
- La dispersión dieléctrica en rocas carbonatadas está relacionada a la complejidad textural causada por los procesos de depositación y de diagénesis.
- Los exponentes n y m son parámetros de la ecuación de saturación de agua de Archie, y es importante estimarlos correctamente de no ser así el cálculo de la saturación de agua será errónea.
- Usualmente los valores de m y n son obtenidos a través de mediciones en núcleos, la desventaja es que esto lleva mucho tiempo y el costo es elevado. Una alternativa es obtenerlos a partir del análisis de dispersión dieléctrica.
- Los yacimientos clásticos también presentan fenómenos de dispersión, pero éstos se deben a la presencia de arcillas.
- La dispersión dieléctrica en arcillas está relacionada a la película de agua adsorbida en la superficie de ellas, entre más volumen de agua adsorbida mayor será la dispersión.
- Dos mecanismos de polarización están relacionados con la dispersión, estos son: la polarización electroquímica, también conocida como efecto de doble agua, y la polarización interfacial (Efecto Maxwell-Garnett).
- El análisis de la dispersión dieléctrica en arcillas permite estimar la capacidad de intercambio catiónico, que es utilizada para calcular el volumen de arcilla en el yacimiento.
- Para verificar la precisión de las mediciones dieléctricas se han hecho comparaciones de la porosidad ocupada por el agua y la saturación de agua con mediciones obtenidas mediante núcleos, y en su mayoría presenta buena concordancia, por lo tanto las mediciones dieléctricas son un método confiable.

- La diferencia entre la curva de la porosidad total obtenida por herramientas de densidad-neutrón y la curva de la porosidad ocupada por el agua obtenida con la herramienta dieléctrica indica el volumen de hidrocarburo residual.
- En yacimientos de petróleo pesado o en situaciones de invasión somera, las mediciones son hechas en la zona invadida y en la zona virgen, permitiendo la determinación del contenido de petróleo movable.
- La resistividad variable en yacimientos arcillosos hace difícil la identificación de intervalos petrolíferos e inclusive pueden ser ignorados, con la aplicación de la herramienta dieléctrica los intervalos productivos pueden ser identificados independientemente de la resistividad.

Bibliografía

- Adams A. E., MacKenzie W S., Guilford C. 1984. "Atlas de Rocas Sedimentarias"
- Ahr W. M., 2008. "GEOLOGY OF CARBONATE RESERVOIRS: The identification, Description, and Characterization of Hydrocarbon Reservoirs in Carbonate Rocks".
- Ballay R E., 2012. "The m exponent in Carbonate Petrophysics"
- Bean, C., Cole, S., Boyle, K., Kho, D., Neville, T.J., 2013. "New Wireline Dielectric Dispersion Logging Tool Result in Fluvio-Deltaic Sands Drilled With Oil-Based Mud". SPWLA 54th Annual Logging Symposium.
- Brahmakulam, J., Faivre, O., Ishibashi, M., Boyd, D., Al Daghar, K., Farouk, A., El Din, S.S., 2011. "Applications of a Multi-Frequency Dielectric Measurement in the Cretaceous Carbonates of the Middle East". SPWLA-INDIA 3rd Annual Logging Symposium.
- Cabrera M., 2012. "Dielectric Scanner (ADT): La Nueva Medición Petrofísica con Cable Aplicaciones para la Determinación de SOR y ROS". Presentación en Ciudad del Carmen. Abril.
- Crain. E. R. "Porosity Basics". [En línea]. Crain's Petrophysical Handbook., 2000. [Fecha de consulta: 15-Marzo-2016]. Disponible en: <https://www.spec2000.net/12-phibasics.htm>
- Collier, H. A., "Assessment of the Dielectric Tool as a Porosity Log". Abilene Christian University, Abilene, Texas.
- Cymric Oil Field, (s, f). En Wikipedia. [Fecha de consulta: 10-Febrero-2016]. Disponible en: https://en.wikipedia.org/wiki/Cymric_Oil_Field
- Dewan J. T., 1983. "Essentials of Modern Open-Hole Log Interpretation" Tulsa, Oklahoma.
- Dip G., 2014. "Array Dielectric Tool ADT". Presentación en la Facultad de Ingeniería. UNAM. Ciudad de México.
- Djebbar Tiab & Erle C. Donaldson, 2004. "Petrophysics". Second edition. Elsevier.
- Doveton John. H, 2014. "Principles of Mathematical Petrophysics". Kansas.
- Física Óptica. "Espectro Electromagnético". [En línea]. 2010. [Fecha de consulta: 27-Febrero-2015]. Disponible en <http://ireneadh.blogspot.mx/2010/04/estudio-de-la-optica-en-fisica-si.html>
- Geoscience New and Information. "Limestone: What is Limestone and How Is It Used". [En línea].2016. [Fecha de consulta: 07-Enero-2016]. Disponible en: <http://geology.com/rocks/limestone.shtml>
- Geoscience New and Information. "Sandstone: A clastic sedimentary rock composed of sand-size grains of mineral, rock, or organic material". [En línea].2016. [Fecha de consulta: 09-Enero-2016]. Disponible en: <http://geology.com/rocks/sandstone.shtml>
- Giordano, S., 2003. "Effective Medium Theory for Dispersions of Dielectric Ellipsoids". Journal of Electrostatics n° 58.

- Investigación y Ciencia. “Descubrimiento de las ondas de radio: la confirmación de la Teoría Electromagnética”. [En línea]. 2009. [Fecha de consulta: 16-Febrero-2015]. Disponible en: <http://www.investigacionyciencia.es/blogs/fisica-y-quimica/10/posts/descubrimiento-de-las-ondas-de-radio-la-confirmacin-de-la-teora-electromagntica-10186>
- Knight, R., Endres, A., 1990. “A New Concept in Modeling the Dielectric Response of Sandstones: Defining a Watted Rock and Bulk Water System”. GEOPHYSICS. Vol. 55.
- Kurniawan, 2005. “Shaly Sand Interpretation Using CEC Dependent Petrophysical Parameters”. Tesis de Doctorado. Louisiana State University.
- Little, J.D., Julander, D.R., Knauer, L.C., Aultman, J.T., Hemingway, J.L., 2010 “Dielectric Dispersion Measurements in California Heavy Oil Reservoirs”. SPWLA 51st Annual Logging Symposium.
- Miranda J. M., Sebastián J I., Sierra M., Margineda j., 2002. “Ingeniería de Microondas. Técnicas Experimentales”. Pearson, Madrid.
- Montijo González A., et al. “Calizas bajo el microscopio: Introducción”. [En línea]. Universidad de Sonora. Departamento de Geología., 2012. [Fecha de consulta: 05-Enero-2016]. Disponible en: <http://gaia.geologia.uson.mx/academicos/amontijo/carbonatadas/Introduccion.htm>
- Mosse, L., Carmona, R., Decoster, E., Faivre, O., Hizem, M., 2009. “Dielectric Dispersion Logging in Heavy Oil: A Case Study from the Orinoco Belt”. SPWLA 50th Annual Logging Symposium.
- Mude, J., Arora, S., McDonald, T., Edwards, J., 2010. “Wireline Dielectric Measurements Make a Comeback: Applications in Oman for a New Generation Dielectric Log Measurement”. SPWLA 51st Annual Logging Symposium.
- Myers, M.T., 1996. “A Pore Geometry Dependent Dispersion Model for the Dielectric Constant”. SCA Conference Paper Number 9626.
- Myers, M.T., 1991. “A Saturation Interpretation Model for the Dielectric Constant of Shaly Sands”. SCA Conference Paper Number 9118.
- Orłowska S., 2003. “Conception et Prediction des Caracteristiques Dielectriques des Materiaux Composites a Deux et Trois Phases par la Modelisation et la Validation Experimentale”. Tesis de Doctorado. L'ECOLE DOCTORALE ELECTRONIQUE, ELECTROTECHNIQUE, AUTOMATIQUE DE LYON.
- Osorio R., “Faja Petrolífera del Orinoco En la Actualidad”. [En línea]. Petroblogger., 2013. [Fecha de consulta: 16-Febrero-2016]. Disponible en: <http://www.ingenieriadepetroleo.com/faja-petrolifera-orinoco-actualidad.html>
- Pirrone, M., Bona, N., Galli, M.T., Pampuri, F., Faivre, O., Han, M., Hizem, M., Mosse, L., 2011. “An Innovative Dielectric Dispersion Measurement for Better Evaluation of Thin Layered Reservoirs Applied in a South Italy Well”. Offshore Mediterranean Conference and Exhibition in Ravenna, Italy.
- Rodríguez A., Abreu R., “A Mixing Law to Model the Dielectric Properties of Porous Media”. SPE 21096.

- Schmitt D., Al-Harb A., Saldungaray P., Akkurt R., Zhang T., 2011. "Revisiting Dielectric Logging in Saudi Arabia: Recent Experiences and Applications in Development and Exploration Wells". Saudi Aramco Journal of Technology.
- Schlumberger, 1987. "Principios/Aplicaciones de la Interpretación de los Registros".
- Schlumberger, 1995. "Classic Interpretation Problems: Evaluating Carbonates". Oilfield Review.
- Schlumberger, "2005, "Confrontado el Intrincado Tema de los Carbonatos". Oilfield Review.
- Schlumberger, 2007. "Los fundamentos de la mojabilidad". Oilfield Review.
- Schlumberger, 2010. "La herramienta Dielectric Scanner confirma una saturación residual de hidrocarburos del 95%". Caso de estudio.
- Schlumberger, 2010. "La Sonda Dielectric Scanner revela petróleo liviano en una zona de baja de resistividad de América del Sur".
- Schlumberger, 2010. "Valores precisos de resistividad y saturación de hidrocarburos en zonas lavadas". Caso de estudio.
- Schlumberger, 2001. "Evaluación de Yacimientos Carbonatados". Oilfield Review.
- Schlumberger, 2011. "Irradiación de las Rocas" Oilfield Review, 23, n° 1.
- Schlumberger, 2013. "Dielectric Scanner Multifrequency Dielectric Dispersion Service". Brochure.
- Schön, J.H., 2011. "Physical Properties of Rocks, a Handbook". Elsevier B.V.
- Serra O., 2008. "Well Logging Handbook". Paris, Francia.
- Sen, P.N., Chew, W.C., 1983. "The Frequency Dependent Dielectric and Conductivity Response of Sedimentary Rocks". Journal of Microwave Power.
- Sharma A., Jain T., Kapoor H., 2012. "Solutions to Problems Faced in Well Log Analysis in Carbonate Reservoir Systems Due To Multiple Porosities and Lithologies" Search and Discovery Article n° 41063.
- Stroud, D., 1998. "The Effective Medium Approximations: Some Recent Developments". Superlattices and Microstructures, Vol. 23 No. ¾.
- Ramamoorthy R., "Evaluating Remaining Oil Saturation in Middle East Carbonates". Presentación. Schlumberger Wireline Middle East, Abu Dhabi, U.A.E.
- Toumelin, E., Torres-Verdín, C., Bona, N., 2008. "Improving Petrophysical Interpretation with Wide-Band Electromagnetic Measurements". SPE Journal.
- Toumelin, E., Torres-Verdín, C., 2009. "Pore-Scale Simulation of KHZ_GHZ Electromagnetic Dispersion of Rocks: Effects of Rock Morphology, Pore Connectivity, and Electrical Double Layers". SPWLA 50th Annual Logging Symposium.