



# UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

"EVOLUCIÓN DE LOS REGISTROS DE RESISTIVIDAD Y SU  
APLICACIÓN EN LA ESTIMACIÓN DE LA SATURACIÓN DE  
FLUIDOS (AGUA E HIDROCARBUROS)"

## T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

**INGENIERO PETROLERO**

P R E S E N T A :

**CARLOS YAIR SÁNCHEZ CORONA**

DIRECTOR DE TESIS:

ING. JOSÉ BERNARDO MARTELL ANDRADE

CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO, D.F.  
MARZO 2012





Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

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

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

## AGRADECIMIENTOS

*A Dios:*

*Gracias por permitirme llegar a esta etapa crucial en mi vida, por iluminar mi camino y darme la fuerza y la sabiduría para convertir este sueño en una realidad.*

*A mis padres:*

*A ti mamá por apoyarme siempre en todas y cada una las etapas de mi vida, por ayudarme a levantarme en cada caída, por darme la vida y por enseñarme que no hay mejor herencia que la educación y el conocimiento.*

*A ti papá por tus consejos, tu apoyo, por transmitirme tu fortaleza, por seguir con nosotros a pesar de esa prueba que Dios nos mandó, por compartirme tu sabiduría, por ser mi mejor amigo.*

*A mi hermanita:*

*Por tu apoyo y compañía, siempre puedes contar conmigo, a pesar de ser la menor siempre me das tu apoyo y consejos como si fueras la mayor, por ser un ejemplo de esfuerzo y dedicación para mí.*

*A mis amig@s:*

*Angie, Biankis, Blanquita, Carlita, Edmundo, Isabel (B. E. P. D) y Tania (mugrosita) por compartir su tiempo conmigo, por todas las experiencias vividas y por su amistad incondicional.*

*A mis amig@s de la Facultad de Ingeniería:*

*Por su compañía, alegría y apoyo otorgado dentro y fuera de las aulas de clase.*

*A mi director de tesis:*

*El Ingeniero José Bernardo Martell Andrade, por apoyarme en esta empresa, por su tiempo y dedicación para que lograra alcanzar esta meta.*

*A mis sinodales:*

*Ing. Manuel Villamar Figueras, Dr. Rafael Herrera Gómez, Ing. Ricardo Castrejón Dineda e Ing. José Agustín Velasco Esquivel, por dedicar parte de su tiempo a la revisión de este trabajo.*

*A mi alma máter:*

*La Universidad Nacional Autónoma de México, por ser una segunda madre para mí, por alimentarme de conocimiento y formarme como profesionista.*

*"Por mi raza hablará el espíritu"*

*Dedicado:*

*A mi familia*

---

---

## ÍNDICE

	Pág.
<b>RESUMEN</b> .....	<b>i</b>
<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>ii</b>

### **CAPÍTULO I            GENERALIDADES DE LOS REGISTROS GEOFÍSICOS**

I.1. BREVE HISTORIA DE LOS REGISTROS GEOFÍSICOS .....	1
I.2. PRINCIPIOS Y CONCEPTOS BÁSICOS DE INTERPRETACIÓN .....	4
I.2.1.    POROSIDAD ( $\phi$ ) .....	4
I.2.1.1.    Porosidad efectiva .....	4
I.2.1.2.    Porosidad absoluta .....	6
I.2.1.3.    Porosidad Primaria .....	6
I.2.1.4.    Porosidad Secundaria .....	6
I.2.2.    SATURACIÓN (S) .....	7
I.2.3.    PERMEABILIDAD (K).....	8
I.2.3.1.    Permeabilidad absoluta.....	8
I.2.3.2.    Permeabilidad efectiva.....	8
I.2.3.3.    Permeabilidad relativa .....	9
I.2.4.    RESISTIVIDAD (R).....	9
I.2.4.1.    Resistividad de las formaciones.....	9
I.2.4.2.    Factor de formación (F) .....	11
I.2.4.3.    Factor de formación y porosidad .....	11
I.2.4.4.    Resistividad de las formaciones parcialmente saturadas .....	12
I.2.5.    PROCESO DE INVASIÓN .....	13
I.2.4.1.    Formaciones con agua como fluido único original .....	13
I.2.4.2.    Formaciones con hidrocarburos.....	15
I.2.4.3.    Agujeros vacíos .....	17
I.2.4.4.    Agujeros ademados.....	17
I.2.4.5.    Importancia de los registros geofísicos en la evaluación de Formaciones .....	18
I.2.6.    FORMACIONES ARCILLOSAS .....	19

### **CAPITULO II            DESARROLLO DE LOS REGISTROS DE RESISTIVIDAD**

II.1.    REGISTROS ELÉCTRICOS CONVENCIONALES .....	23
II.1.1.    Principio de medición.....	23
II.1.2.    Dispositivos de Resistividad.....	23

---

---

II.2.	HERRAMIENTAS LATEROLOG (LL) .....	27
II.2.1.	Principio de medición.....	28
II.3.	DOBLE LATEROLOG (DLL) .....	29
II.4.	HERRAMIENTA DE ENFOQUE ESFÉRICO (SFL) .....	31
II.5.	HERRAMIENTA MICROLOG .....	32
II.6.	HERRAMIENTAS MICROENFOCADAS .....	33
II.6.1.	Microlaterolog (MLL) .....	33
II.6.2.	Proximidad (PL) .....	35
II.6.3.	Microesférico enfocado (MSFL) .....	37
II.7.	REGISTRO DE INDUCCIÓN .....	39
II.7.1.	Principio de medición.....	39
II.7.2.	Factores que afectan una medición inductiva .....	40
II.7.3.	Efecto de piel o efecto pelicular .....	41
II.7.4.	Inductancia Mutua.....	42
II.7.5.	Deconvolución .....	42
II.7.6.	Factor Geométrico.....	42
II.8.	HERRAMIENTA DOBLE INDUCCIÓN .....	43
II.9.	HERRAMIENTA DOBLE INDUCCIÓN FASORIAL .....	43
II.10.	HERRAMIENTA DE ARREGLOS DE INDUCCIÓN (AIT) .....	46
II.10.1.	Principio de medición.....	46
II.10.2.	Descripción de la herramienta .....	47
II.11.	HERRAMIENTA DE INDUCCIÓN ELÉCTRICA TRIAXIAL .....	50
II.11.1.	Principio de medición.....	50

### **CAPÍTULO III EVALUACIÓN DE FORMACIONES**

III.1.	PARÁMETROS DE UN YACIMIENTO.....	54
III.1.1.	PROFUNDIDAD .....	55
III.1.2.	POROSIDAD Y LITOLOGÍA.....	56
III.1.3.	CONTENIDO DE ARCILLA .....	58
III.2.	RESISTIVIDAD DEL AGUA DE FORMACIÓN .....	58
III.2.1.	$R_w$ de catálogos de agua .....	58
III.2.2.	$R_w$ de análisis químicos .....	59
III.2.3.	Obtención de $R_w$ a partir del registro SP .....	59
III.2.4.	Obtención de $R_w$ utilizando la gráfica de Pickett.....	61
III.2.5.	Obtención de $R_w$ a partir de gráficas de resistividad.....	62
III.3.	EVALUACIÓN DE LA SATURACIÓN .....	64
III.3.1.	FORMACIONES LIMPIAS .....	64
III.3.2.	FORMACIONES ARCILLOSAS .....	66
III.3.2.1.	MODELO WAXMAN-SMITS(W <sub>S</sub> ) .....	66

III.3.2.2.	MODELO DE DOBLE AGUA (DUAL WATER o DW) .....	70
III.3.2.3.	MODELO SIMANDOUX.....	72
III.3.2.4.	MODELO DE INDONESIA .....	74

**CAPÍTULO IV EJEMPLOS DE APLICACIÓN EN LA EVALUACIÓN DE LA SATURACIÓN DE FLUIDOS CON REGISTROS DE INDUCCIÓN TRIAXIAL**

IV.1.	APLICACIÓN DEL REGISTRO TRIAXIAL (3DEX) EN LA CUENCA DE CAMPOS DE BRASIL .....	76
IV.1.1.	ADQUISICIÓN Y PROCESAMIENTO DE LOS DATOS DE REGISTROS DE INDUCCIÓN TRIAXIAL (3DEX) .....	78
IV.1.2.	CASOS DE ESTUDIO.....	78
IV.1.2.1.	POZO A.....	78
IV.1.2.1.1.	METODOLOGÍA PETROFÍSICA .....	79
IV.1.2.1.2.	INTERPRETACIÓN PETROFÍSICA DEL POZO A.....	79
IV.1.2.2.	POZO B.....	82
IV.1.2.2.1.	DESCRIPCIÓN DE NÚCLEOS.....	82
IV.1.2.2.2.	ANÁLISIS DE REGISTROS Y NÚCLEOS.....	84
IV.1.2.2.3.	INTERPRETACIÓN PETROFÍSICA DEL POZO B .....	84
IV.1.2.2.4.	COMPARACIÓN CON EL ANÁLISIS ESTÁNDAR .....	84
IV.2.	APLICACIÓN DEL REGISTRO TRIAXIAL (RT SCANNER) EN EL PALEOCANAL DE CHICONTEPEC .....	89
IV.2.1.	UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL PALEOCANAL DE CHICONTEPEC .....	89
IV.2.2.	PROPIEDADES DEL SISTEMA ROCA .....	89
IV.2.3.	ANÁLISIS PETROFÍSICO CON REGISTROS DE INDUCCIÓN CONVECCIONALES Y SU COMPARACION CON REGISTROS TRIAXIALES .....	92
IV.2.4.	ANÁLISIS PETROFÍSICO CON REGISTROS TRIAXIALES CONSIDERANDO LA ANISOTROPÍA DE LA ROCA.....	94
IV.2.5.	RESULTADOS DE LAS PRUEBAS EN EL POZO .....	98

**CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....** 99

**BIBLIOGRAFÍA.....** 101

---

---

**APÉNDICES**

**APÉNDICE A: POTENCIAL ESPONTÁNEO Y RAYOS GAMMA .....103**

**APÉNDICE B: REGISTROS DE POROSIDAD .....107**

**LISTA DE FIGURAS .....113**



---

---

## RESUMEN

El presente trabajo de tesis tiene por objetivo presentar el desarrollo de los registros de resistividad (eléctrico–inductivos) a lo largo de la historia, mostrar las herramientas utilizadas actualmente, la mejora de la configuración de herramientas para evaluar propiedades físicas de la roca como la resistividad, así como los modelos desarrollados para la interpretación cuantitativa de propiedades fundamentales en los estudios de ingeniería de yacimientos, como la evaluación de la saturación de fluidos. Esto permitirá contar con una fuente de información específica, de este tipo de registros, para las personas involucradas en la industria del petróleo.

En el primer capítulo de esta tesis se presenta la evolución de los registros geofísicos en general y la utilidad que tiene cada uno de ellos. Además se definen los conceptos básicos de ingeniería petrolera para la interpretación cuantitativa de los mismos.

En el Capítulo 2, se describen los registros eléctricos e inductivos comúnmente utilizados, desde el eléctrico convencional hasta los registros de inducción de alta resolución y el registro de inducción triaxial, así mismo se describe el principio físico de la herramienta y las propiedades que evalúan cada uno de los sondas dentro de la formación, se comenta de manera resumida las herramientas de resistividad de investigación somera y su aplicación en la evaluación de movilidad de fluidos.

En el Capítulo 3 se presentan los parámetros necesarios para la evaluación de formaciones y los modelos y métodos comúnmente utilizados para el cálculo de la resistividad del agua y modelos para la estimación de la saturación de agua para formaciones limpias y formaciones arcillosas.

El Capítulo 4 describe dos casos de aplicación con la última tecnología desarrollada hasta el momento en cuanto a registros de resistividad se refiere, la importancia que tienen estos en la evaluación de formaciones de secuencias de arena-lutita laminadas y la comparación en la estimación de la saturación de agua con diferentes métodos y herramientas convencionales.

Finalmente se mencionan una serie de conclusiones abordando la importancia de los registros geofísicos en la evaluación de los yacimientos petroleros y resaltando la relevancia de la continua actualización de información de las herramientas necesarias, para un buena caracterización de un yacimiento de hidrocarburos.

---

---

## INTRODUCCIÓN

Se sabe que la humanidad desde sus inicios, ha necesitado, fuentes de energía para poder subsistir y desarrollarse en su medio ambiente. Por lo tanto, el hombre ha desarrollado diferentes formas de obtener la energía que le proporciona la naturaleza, como lo es la eólica, geotérmica, solar, a través de combustibles fósiles, etc.

Actualmente y aun cuando se siguen desarrollando e intentado reemplazar al petróleo, con otras fuentes alternativas de energía, la más usada es la proveniente de combustibles fósiles, no solo en su aplicación en la obtención de energía a través de la combustión de estos, sino en la gran aplicación que tienen los hidrocarburos en diferentes áreas e industrias, de ahí la importancia de comprender las características y comportamiento de los hidrocarburos y del medio en el que son generados y atrapados, de esta forma caracterizarlos de la mejor manera posible con ayuda de herramientas que nos ayudan a su identificación y evaluación.

Los registros geofísicos de pozos son una de las herramientas más útiles y poderosas en la obtención de información petrofísica necesaria para el proceso de caracterización de los yacimientos. Los principales parámetros físicos necesarios en la evaluación de los yacimientos, son: la porosidad, la saturación de hidrocarburos, los espesores de capas permeables, y la permeabilidad. Estos parámetros pueden ser inferidos de los registros eléctricos, nucleares y acústicos.

Hoy en día la tecnología se ha desarrollado de forma importante y a encontrado una aplicación de diversos principios físicos, en la industria del petróleo, también se han desarrollado diversos modelos con base en estos mismos principios físicos que están presentes en una formación con contenido de hidrocarburos. La primera ecuación que se utilizó en la evaluación de la saturación de fluidos fue la propuesta por Archie, pero este método solo se aplica a formaciones limpias, es decir, en formaciones donde el contenido de arcilla es nulo. No obstante las formaciones productoras de hidrocarburos no son totalmente limpias sino que tienen cantidades variables de arcilla, por lo que comúnmente se les llama formaciones arcillosas. Debido a esto, fue necesario desarrollar modelos para interpretar los registros geofísicos tomados en formaciones arcillosas.

El desarrollo de las diferentes herramientas de resistividad ha permitido actualmente llevar a cabo un mejor reconocimiento de las resistividades de la formación, con esto y aunado a los desarrollos de modelos para la interpretación de la información arrojada por los registros de resistividad, se tiene un mejor desempeño en la estimación de propiedades físicas de la roca, como la evaluación de la saturación, la cual se ve reflejado en el incremento y la incorporación de nuevas reservas.

**CAPÍTULO I****GENERALIDADES DE LOS REGISTROS GEOFÍSICOS.**

Un registro de pozo es una representación digital o analógica de una propiedad física que se mide contra la profundidad. La obtención de éste se realiza a partir de una sonda que va recorriendo la trayectoria del pozo y de un equipo superficial que traduce la información enviada por la sonda a través de un cable que se registra en una cinta magnética o película fotográfica.

**I.1. BREVE HISTORIA DE LOS REGISTROS GEOFÍSICOS.**

En el año 1669 se realizaron las primeras mediciones hechas en pozos, en ese año se realizaron lecturas de las rocas. Fue en 1830 cuando se efectuaron medidas de mayor confianza por medio de termómetros que se salían del rango; pero no es sino hasta 1924, cuando C.E. Van Orstrand reportó medidas exactas por medio de termómetros de máxima. En la actualidad se ocupan termistores para obtener dichas lecturas. Estos registros son comúnmente utilizados en el área de producción petrolera y geotermia.

Los primeros experimentos de prospección del subsuelo se llevaron a cabo en 1912 por Conrad 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.

El primer registro eléctrico se realizó en el año de 1927, en el pequeño campo petrolero de Pechelbronn, Alsacia, provincia del noreste de Francia. Este registro, una gráfica única de la resistividad eléctrica de las formaciones rocosas atravesadas por el pozo, se realizó por el método de "estaciones". El instrumento de medición de fondo (llamado sonda), se detenía en intervalos periódicos en el agujero, se hacían mediciones, y la resistividad calculada se trazaba manualmente en una gráfica. Este procedimiento se repetía de estación en estación hasta que se grabara todo el registro. Una parte de este primer registro se muestra en la Fig. I.1.

El registro de resistividad eléctrica se introdujo comercialmente en Venezuela, en el año de 1929, Estados Unidos y Rusia y, un poco más tarde, en las Indias Orientales Holandesas. Rápidamente se reconoció en la industria petrolera la utilidad de la medición de la resistividad para propósitos de correlación y para la identificación de las capas potenciales portadoras de hidrocarburo.

Para el año de 1931, la medición del potencial espontáneo (SP) se incluyó con la curva de resistividad en el registro eléctrico. En ese mismo año, los hermanos Schlumberger, Marcel y Conrad, perfeccionaron un método de registro continuo y se desarrolló el primer trazador gráfico.

En 1932, los hermanos Schlumberger introdujeron al mercado un nuevo tipo de arreglo, con el cual mejoraron la calidad de la curva, conocida como normal, debido a que detallaba bien los límites de las capas, pero disminuía el radio de investigación. Asimismo, en 1934 desarrollaron otros dispositivos, como la curva normal larga, con los cuales trataron de tener un mayor radio de investigación. La conjunción de estos tres dispositivos junto con el registro de potencial natural integra lo que hoy se conoce como registro eléctrico (convencional).

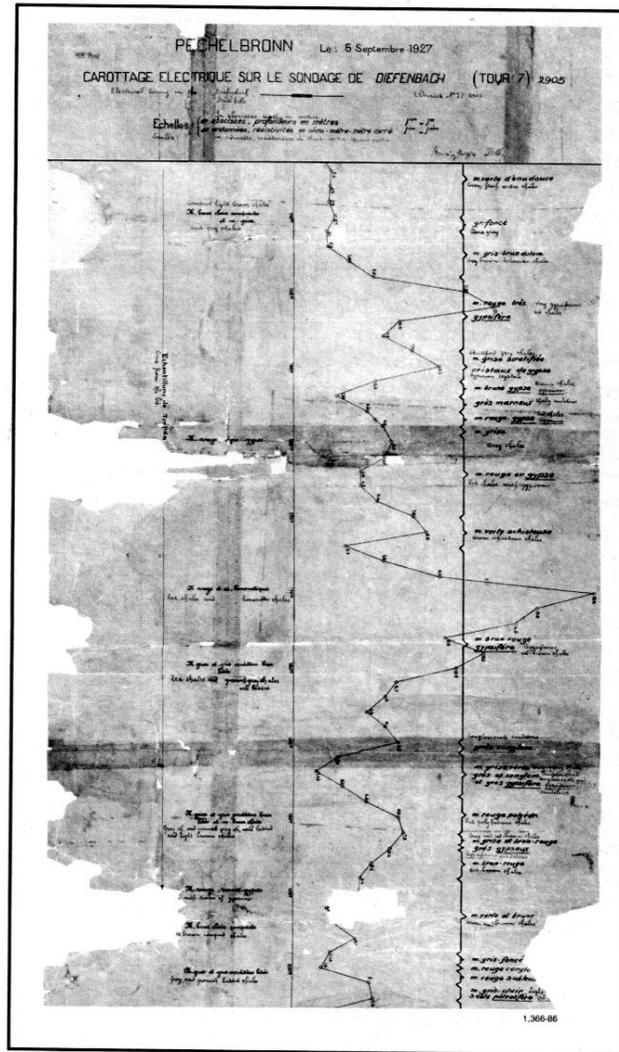


Fig. I.1. Primer registro eléctrico, 1927<sup>15</sup>.

Los primeros registros en pozos perforados en México fueron tomados a partir de 1936 por las Cías. Royal Dutch Shell y la British Petroleum, usando equipos patentados por Schlumberger, operados manualmente. Se registraban tres curvas, una de potencial natural y dos de resistividad, una denominada normal con espaciamiento corto de 0.4 m. y otra inversa con espaciamiento mayor a 5.70 m. que permitían diferenciar mejor las formaciones, su contenido era conocer el grado de invasión del lodo de perforación. Los geólogos de la Cía. Aguila (SHELL) entrenaban los

ingenieros mexicanos. Después de la expropiación en 1938, surge el embargo de México hacia los Estados Unidos e Inglaterra.

En 1939 se comenzó a trabajar con las propiedades radiactivas de las rocas. En esa época el conocimiento de esta propiedad era muy pobre y se utilizaba el registro de rayos gamma para determinar cualitativamente la litología (arcillosidad de las rocas) y para la correlación geológica, la ventaja de este instrumento fue que se pudo tomar en agujero ademado y llegó a ser de gran utilidad en pozos donde nunca antes se había corrido un registro.

Para el año de 1941 se observó que los registros eléctricos eran inadecuados para encontrar zonas porosas en calizas masivas y se introdujo el *registro de neutrones*, el cual basa su principio en emitir neutrones que interactúan con el hidrógeno de la formación, relacionándolo directamente con la porosidad

En 1948, se utilizó corriente alterna para registrar pozos que se corrían con lodos base aceite, a esto se le denominó *registro de inducción*. Como el problema no implicaba invasión por filtrado de lodo acuoso, la profundidad de investigación de esta herramienta era reducida. Desarrollos más modernos de tal registro han permitido también su uso en lodos con agua dulce. La profundidad de investigación del registro de inducción se ha incrementado gradualmente con los años, a fin de minimizar el efecto de invasión y de capas laterales.

Un problema que se presentaba era la falta de información en la vecindad del pozo, pero con la introducción del *registro microlog* en 1949, se pudo obtener el factor de formación de las rocas en el lugar de la medición, por medio de electrodos con un espaciamiento muy pequeño, los cuales tendrían contacto con las paredes del pozo a través de un patín. Con este instrumento se pudo conocer también el diámetro del agujero y determinar zonas en las que existiera enjarre.

En ese mismo año se desarrolló el *registro laterolog*, que trata de medir la resistividad verdadera de la formación en lodos muy salados o conductivos. El principio en que se basa es el de enfocar la corriente por medio de un gran número de electrodos, con el propósito de tener mayor resolución vertical en capas delgadas. Por estas fechas también se comenzaron a medir las propiedades acústicas de las rocas, cuantificando el tiempo de tránsito de estas mismas y relacionándolo con su porosidad. En la actualidad es una herramienta indispensable en la evaluación de formaciones.

En 1952 se desarrollaron los *registros micro enfocados* con el propósito de medir la resistividad de la zona lavada o la influencia de la resistividad del filtrado de lodo.

Otra herramienta que infiere la porosidad se desarrolló en 1953 con el nombre de *registro de densidad*. Con dicha herramienta pudo precisarse la densidad de la roca en el lugar, ayudando al geofísico a determinar tanto las variaciones de ésta con la profundidad en la prospección gravimétrica como la porosidad de la misma. La herramienta ha evolucionado en la forma de realizar las lecturas y últimamente se utiliza el *registro litodensidad*, el cual da ya una idea de la litología.

En 1958 apareció el *registro de proximidad* para determinar directamente la resistividad de la zona lavada. En nuestros días se cuenta con herramientas que miden, de una forma casi directa, los

valores de resistividad verdadera de la formación. El *registro de doble inducción* (1963), que es una composición de varios tipos de sondas del arreglo de Inducción Convencional, mide a dos radios de investigación, lo mismo que el *registro doble laterolog*, ocupándose en formaciones compactas.

En 1970 dio comienzo la era del procesamiento de los registros. El uso de las computadoras hizo posible analizar con mayor detalle la información brindada por los registros. Existen centros de procesos localizados en lugares estratégicos a donde llega la información por teléfono, radio o satélite. En las unidades superficiales se han acondicionado computadoras para dar una interpretación rápida en el lugar de la obtención del registro. Al mismo tiempo, las herramientas de registro se combinan para obtener la mayor información posible en una sola corrida.

En la actualidad se han desarrollado herramientas con el propósito de conocer mejor las propiedades físicas de las rocas, así como determinar algunos parámetros indispensables para evaluar los yacimientos, motivo por el cual es la realización de esta tesis y mostrar los cambios y mejoras en la evaluación de formaciones.

## **I.2. PRINCIPIOS Y CONCEPTOS BASICOS DE INTERPRETACIÓN.**

Con el fin de comprender la interpretación cuantitativa de los registros de resistividad, es necesario conocer algunas nociones fundamentales. Esto debido a que el principal objetivo de la interpretación cuantitativa es la determinación de la porosidad y saturación de fluidos de las rocas, en el caso de los registros de resistividad su mayor aplicación es la de estimar la saturación de fluidos.

### **I.2.1. POROSIDAD ( $\phi$ ).**

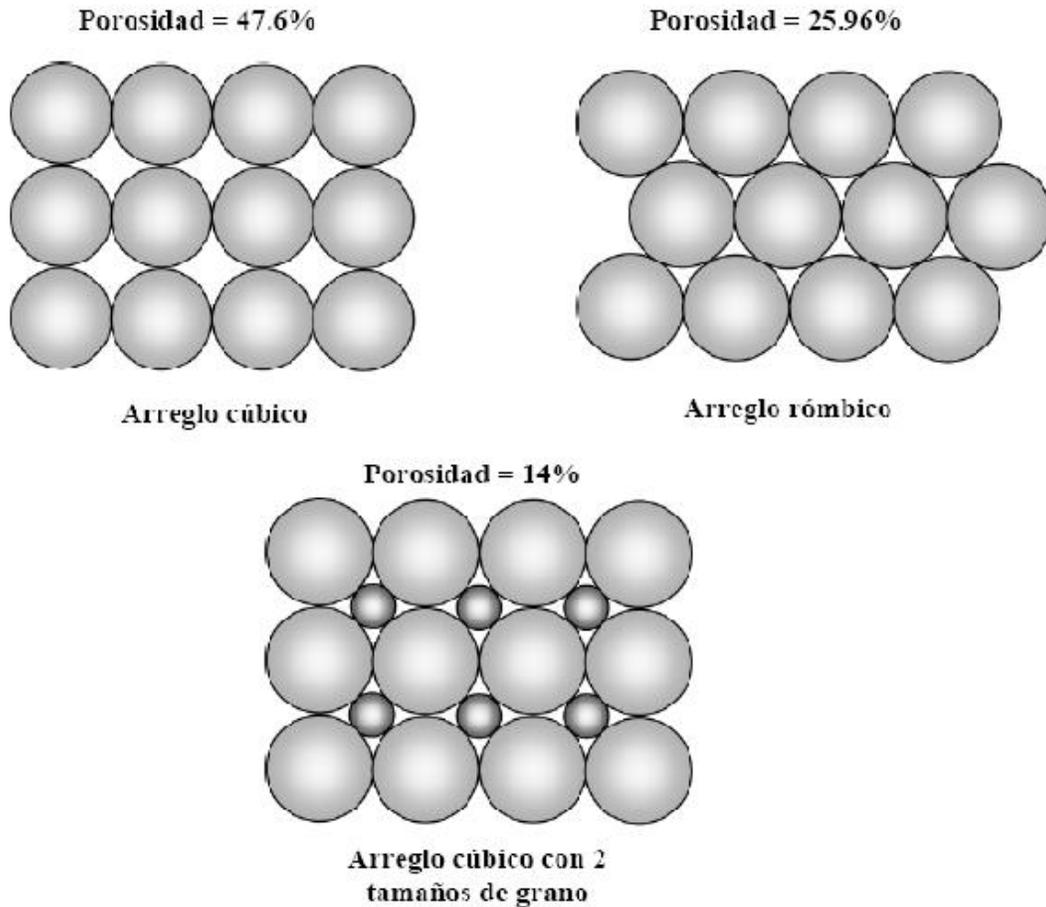
La porosidad de una roca es una medida de la cantidad de los espacios internos que son capaces de almacenar fluidos. También se define como la relación que existe entre los espacios en rocas llenos con algún fluido y el volumen total de esta.

La porosidad se obtiene a partir del análisis de núcleos de laboratorio o indirectamente a partir de registros geofísicos (sónico, densidad y neutrón), pero la porosidad con registros geofísicos es aproximadamente la porosidad total.

#### **I.2.1.1. Porosidad efectiva.**

Es la relación del volumen total de poros comunicados entre el volumen total de roca, y se expresa de la siguiente forma:

$$\phi = \frac{V_{pc}}{V_t} \frac{[m^3 \text{ de poros comunicados}]}{[m^3 \text{ de roca}]} \quad \text{I. 1}$$

Fig.I.2. Diferentes tipos de arreglos de porosidad <sup>8</sup>.

Cabe señalar que regularmente la porosidad ( $\phi$ ) es utilizada en fracción, pero si se requiere en porcentaje basta con multiplicarla por 100.

Para rocas con porosidad intergranular, tales como arenas, la porosidad efectiva se acerca mucho a la porosidad total, sin embargo para rocas altamente cementadas o rocas con vóculos, tales como caliza en la cual hay mucha variación entre la porosidad efectiva y la total. En las lutitas, la porosidad total puede acercarse al 40%, pero la porosidad efectiva es usualmente menor al 2%. En general, la porosidad en rocas no fracturadas esta en el rango de 5 a 30% y en la mayoría de los casos la porosidad no es menor del 20%.

**I.2.1.2. Porosidad absoluta.**

Es la relación del volumen total de poros (comunicados y no comunicados) entre el volumen total de roca, y puede ser expresada de la siguiente forma:

$$\phi = \frac{V_p}{V_t} \frac{[m^3 \text{ de poros comunicados} + \text{poros no comunicados}]}{[m^3 \text{ de roca}]} \quad \text{I.2}$$

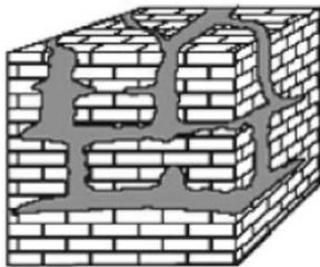
La porosidad es primaria o secundaria, dependiendo del proceso en el cual se origina, teniendo así la siguiente clasificación:

**I.2.1.3. Porosidad Primaria.**

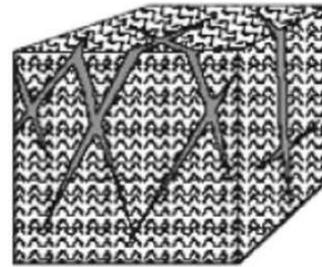
También conocida como intergranular, es aquella que depende en gran parte de las características de empaquetamiento de los granos o clastos y de la variación en la forma y tamaño de los granos, inherente al origen de la roca misma. Es el resultado de los procesos originales de formación del medio poroso tales como depositación, compactación, recristalización, etc.

**I.2.1.4. Porosidad Secundaria.**

Se debe a procesos posteriores que experimenta el mismo medio poroso (disolución de material calcáreo por corrientes subterráneas, fracturamiento, dolomitización, etc.) después de que los sedimentos han sido convertidos en roca. La porosidad secundaria o post-depósito (después del depósito), es más diversa en morfología y su génesis es más compleja que la primaria.



Cavernas en Calcitas



Granito Fracturado

Fig. I.3. Porosidad de fracturas y fisuras. Influyen en el aumento de la permeabilidad de la roca<sup>8</sup>.

### I.2.2. SATURACIÓN (S).

La saturación de una formación es la fracción del volumen poroso que ocupa un líquido. Con base en esto, la saturación del agua se define como la fracción o porcentaje del volumen poroso que contiene agua de formación.

Cuando existe sólo agua en los poros, la formación tiene una saturación de agua del 100%.

El símbolo de la saturación es la letra S y para denotar la saturación de un líquido en particular se utilizan varios subíndices, por ejemplo:

- $S_w$  Saturación de agua.
- $S_o$  Saturación de petróleo.
- $S_{hc}$  Saturación de hidrocarburos

La saturación de petróleo o gas es la fracción del volumen poroso que los contiene. De este modo, la suma de todas las saturaciones de una determinada roca de formación debe ser igual al 100%.

$$S_f = \frac{V_f}{V_p} = \frac{\text{Volumen del fluido (aceite, gas o agua) del medio poroso}}{\text{Volumen de espacios comunicados del medio poroso}} \quad \text{I.3}$$

Los poros en un yacimiento siempre están saturados de fluidos. La suma de todas las saturaciones de fluidos de una roca en un yacimiento debe ser igual al 100% o a 1, si semejan fracciones.

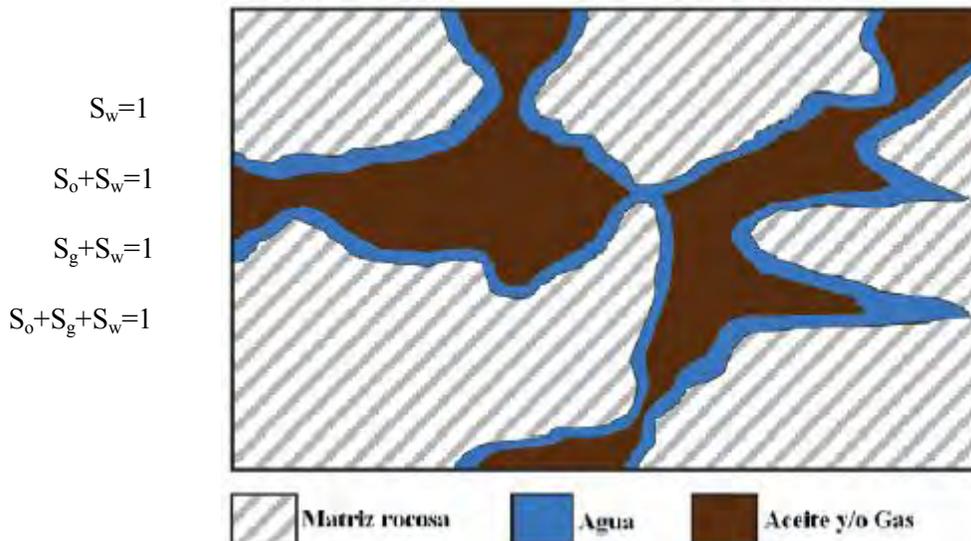


Fig. I.4. Saturación de fluidos en un medio poroso<sup>8</sup>.

**I.2.3. PERMEABILIDAD (K).**

Donde exista un gradiente hidráulico de poros interconectados o rocas fracturadas, la migración de fluidos puede ocurrir. El código API establece que la permeabilidad (K) es una propiedad del medio poroso y también una medida, tanto de la capacidad del medio para transmitir fluidos como de la magnitud del flujo de fluidos por unidad de gradiente hidráulico.

En otras palabras, permeabilidad es la medición de la facilidad con que los líquidos fluyen a través de una formación.

La unidad de permeabilidad es el "*darcy*", un darcy es la permeabilidad de un medio poroso si a través de este fluye un solo fluido de 1 cp. De viscosidad, a un gasto de  $1\text{cm}^3/\text{s}$ , a través de un área de  $1\text{cm}^2$  y con un gradiente de presión de  $1\text{atm}/\text{cm}$ . Por lo general el darcy es alto por lo cual se utiliza la milésima parte de este el cual se denomina milidarcy (md).

Una roca debe tener fracturas, capilares o poros interconectados para ser permeable. Así, existe cierta relación entre la porosidad y la permeabilidad. Por lo general, una permeabilidad mayor se acompaña de una porosidad mayor; sin embargo, esto no es una regla absoluta.

Las lutitas y ciertas clases de arena tienen altas porosidades; sin embargo, sus granos son tan pequeños que los caminos que permiten el paso de líquidos son escasos y tortuosos, por ello sus permeabilidades pueden ser bajas. Otras formaciones, como la caliza representan pequeñas fracturas o fisuras de gran extensión. La porosidad de esta formación es baja, pero la permeabilidad de una fractura es grande. En consecuencia, las calizas fracturadas tienen baja porosidad, pero permeabilidad alta.

**I.2.3.1. Permeabilidad absoluta.**

Es una medida de la habilidad que tiene la roca para dejar pasar fluidos a través de la misma, independientemente del fluido que se trate. Es una propiedad que depende exclusivamente de la roca.

**I.2.3.2. Permeabilidad efectiva.**

Cuando coexisten dos o más fluidos en la roca, lo mismos se interfieren entre sí al intentar fluir a través de la misma. En consecuencia la permeabilidad efectiva a cada fluido disminuye respecto de la permeabilidad absoluta de la roca. La permeabilidad efectiva se refiere siempre a un determinado fluido (agua, aceite o gas). La permeabilidad efectiva tiende a la absoluta cuando la roca está saturada con un sólo fluido.

**I.2.3.3. Permeabilidad relativa.**

Se define como la relación entre la permeabilidad efectiva y la absoluta. Tiene un valor que varía entre 0 y 1.

**I.2.4. RESISTIVIDAD (R).**

La resistividad eléctrica de una sustancia es la capacidad de impedir el fluido de corriente eléctrica a través de sí misma. La unidad utilizada en los registros es ohm-m<sup>2</sup>/m, generalmente expresado en ohm-m. La conductividad eléctrica es el recíproco de la resistividad y se expresa en milimhos/m.

$$Resistividad = \frac{1000}{Conductividad}$$

**I.2.4.1. Resistividad de las formaciones.**

La mayoría de las formaciones que se registran para buscar saturaciones potenciales de petróleo y gas, se componen de rocas que al estar secas, no conducen corriente eléctrica; esto es, la matriz de roca tiene una conductividad nula o resistividad infinitamente alta.

Una corriente eléctrica fluye sólo a través del agua intersticial que satura la estructura porosa de la formación, solamente si el agua intersticial contiene sales disueltas.

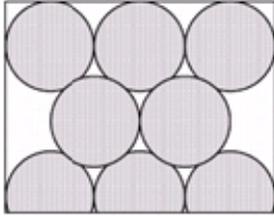
Las sales se disocian en cationes de carga positiva (Na<sup>+</sup>, Ca<sup>++</sup>, etcétera) y aniones de carga negativa (Cl<sup>-</sup>, SO<sub>4</sub><sup>-</sup>, etcétera), bajo la influencia de un campo eléctrico, esos iones se mueven transportando una corriente eléctrica a través de la solución. Si las condiciones permanecen estables, mientras mayor sea la concentración salina, menor es la resistividad del agua de formación y por lo tanto de la formación.

Mientras la porosidad de la formación es mayor, por lo tanto mayor es la cantidad de agua de formación, la resistividad es menor. La medición de la resistividad es básica para la obtención de saturación; en especial la determinación de saturación en la parte no invadida del yacimiento.

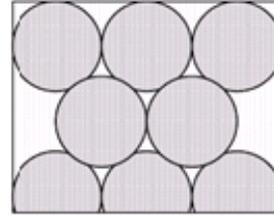
La medición de la resistividad, junto con la de resistividad del agua y la porosidad se utiliza para obtener los valores de saturación de agua. La resistividad en la formación arenosa cae en el rango de 0.2 a 10 ohms-m, mientras que en formaciones calcáreas, la resistividad es más alta, del orden de 100 a 300 ohms-m.

Los factores que afectan la resistividad son: cantidad de sal en el agua. Como regla general, la cantidad de sal en el agua aumenta con la profundidad, por lo tanto a medida que aumenta la cantidad de sal en el agua, la resistividad disminuye esto se debe a que la cantidad de iones aumenta.

A medida que se tiene mayor saturación de agua, la resistividad es menor, por ejemplo: la formación que contiene hidrocarburos contiene una saturación de agua baja o da una alta resistividad.



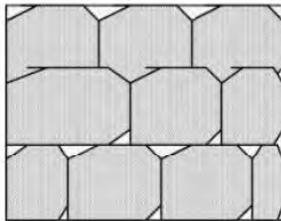
Concentración moderada de sal,  
 Conductividad media.  
 RESISTIVIDAD MEDIA



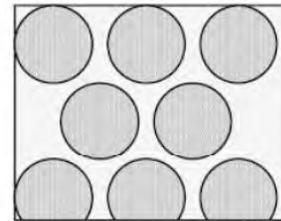
Concentración alta de sal,  
 Conductividad alta.  
 RESISTIVIDAD BAJA

Fig. I.5. Relación de de resistividad-conductividad con respecto a la concentración de sal<sup>5</sup>.

En cuanto a la porosidad si esta es grande, la resistividad es baja, debido a que en estas condiciones se tiene mayor cantidad de agua para un mismo porcentaje de saturación de agua.



Poca porosidad,  
 Poca conductividad  
 RESISTIVIDAD ALTA



Alta porosidad,  
 Alta conductividad.  
 RESISTIVIDAD BAJA

Fig. I.6. Relación de de resistividad-conductividad con respecto a la porosidad de la formación<sup>5</sup>.

La temperatura a medida que aumenta la resistividad de la formación disminuye, debido a que los iones que transportan electricidad se mueven con mayor rapidez.

Otro factor que afecta es la litología, en el cual si la formación es arenisca, la resistividad es menor que si la formación es carbonato. El camino que tiene que seguir la corriente en los carbonatos es

mayor. Cabe mencionar que cuando la formación es arcillosa, los valores de resistividad se verán alterados por la cantidad y distribución de la arcilla.

#### **I.2.4.2. Factor de formación (F).**

En el año de 1942 se desarrolló este concepto por G. E. Archie, los cuales constituyen dos de los principales fundamentos para llevar a cabo una interpretación cuantitativa de los registros geofísicos.

Este concepto es producto de experimentos que desarrolló Archie en laboratorio, los cuales se hicieron con muestras de yacimientos de arenas y areniscas, cabe mencionar que contribuyeron algunos otros autores.

Ha sido establecido experimentalmente que la resistividad de una formación limpia, es decir, una formación en donde se considera al contenido de arcilla prácticamente despreciable, por lo tanto es posible definir el factor de formación (F) como la relación o el cociente que resulta de dividir la resistividad de una roca saturada al 100% con agua salada entre la resistividad del agua que la satura, por lo tanto podemos decir que el factor de formación queda representada por la siguiente ecuación:

$$F = \frac{R_o}{R_w} \quad \text{I.5}$$

donde:

$R_o$ : resistividad de la formación 100% saturada con agua salada.

$R_w$ : resistividad del agua salada que satura la roca.

#### **I.2.4.3. Factor de formación y porosidad.**

Cuando se tiene una porosidad determinada, la proporción  $R_o/R_w$  permanece casi constante para todos los valores de  $R_w$  por debajo de aproximadamente 1 ohm-metro. En el caso de aguas más dulces y con mayor resistividad, el valor de  $F$  puede disminuir a medida que aumenta la  $R_w$ . Este fenómeno se atribuye a una mayor influencia de la conductancia superficial de la roca. En el caso de un agua de salinidad dada, mientras mayor sea la porosidad de una formación, menor será la resistividad de la formación  $R_o$ , y también el factor de formación  $F$ . Por lo tanto, el factor de formación está altamente relacionado con la porosidad. Es también función de la estructura porosa y de la distribución del tamaño de poros. Archie, propuso una fórmula que relaciona la porosidad con el factor de formación  $F$ :

$$F = \frac{a}{\phi^m} \quad \text{I.6}$$

Donde el exponente  $m$  es el factor de cementación. El exponente de cementación y la constante  $a$  se determinan en forma empírica. La experiencia de campo ha propiciado una aceptación general de las siguientes relaciones *factor – porosidad de la formación* (dependiendo de la litología o estructura porosa):

$$F = \frac{0.62}{\phi^{2.5}} \quad \text{I.7}$$

La ecuación siguiente es utilizada para arenas

$$F = \frac{1}{\phi^2} \quad \text{I.8}$$

La ecuación I.7 es utilizada para formaciones compactadas. La ec. I.7 se conoce como la fórmula de Humble; mientras que la ecuación I.8, como el factor de formación de Archie. Para eliminar el exponente fraccional de cementación, algunas veces la formula de Humble se escribe:

$$F = \frac{0.81}{\phi^2} \quad \text{I.9}$$

Las dos ecuaciones anteriores (ec. I.8 y ec. I.9), dan resultados muy parecidos. Para el caso de carbonatos, se tienen mejores resultados si se usa la ecuación  $F = 1/\phi^2$  y para rocas compactas u oolíticas  $F = 1/\phi^{2.2}$  a  $F = 1/\phi^{2.5}$ .

#### I.2.4.3. Resistividad de las formaciones parcialmente saturadas.

Esta propiedad se presenta cuando el gas y el aceite están presentes en una roca de tipo porosa en conjunto con una cierta cantidad de agua salada, por lo que su resistividad será mayor que  $R_o$ , esto se debe a que existe una cantidad de agua salada que esta interactuando con los poros de la roca y la cual permite que fluya una corriente eléctrica, este cantidad de agua podemos determinarla como  $S_w$ .

La resistividad que esté presente en una roca parcialmente saturada con agua, no solo depende de  $S_w$ , también depende de la distribución del espacio poroso. La distribución de la fase fluido dentro de las rocas depende de las propiedades de mojabilidad al cual este sometida dicha roca, de la dirección de flujo y a su vez del tipo de porosidad, ya sea intergranular, vugular o ambas.

La expresión que relaciona la saturación de agua congénita ( $S_w$ ) y la resistividad verdadera ( $R_t$ ), es la de Archie, que nuevamente se puede expresar en diferentes formas:

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{R_o}{R_t}} \quad \text{I.10}$$

Donde  $n$  es conocido como el exponente de saturación y algunos autores tienden a igualar este valor con el mismo de exponente de cementación, por lo tanto el valor general de  $n=2.0$

### **I.2.5. PROCESO DE INVASIÓN.**

En la perforación de un pozo por lo regular se utiliza un lodo, llamado lodo de perforación, cuyas finalidades principales son la eliminación de los cortes que va efectuando la barrena y el control de las presiones de las formaciones que se puedan encontrar durante la perforación

Es necesario para poder entender este concepto conocer las principales funciones de un lodo de perforación, como lo son lubricar la barrena, suspender y eliminar los recortes de la formación que va dejando la barrena en el agujero, así como también crear un enjarre y lograr controlar las presiones que se puedan ir encontrando conforme avanza la perforación. En esta tercera función el papel más importante que juega el lodo es el de ejercer una presión hidrostática en el fondo del agujero y durante todo el agujero descubierto con el objetivo de contrarrestar las presiones que presente el pozo, esta presión hidrostática debe ser ligeramente mayor a la de formación, independientemente de los intervalos que se vayan atravesando.

Dadas las condiciones mencionadas anteriormente, el uso del lodo de perforación puede traer como consecuencia que en las formaciones porosas y permeables se produzca una filtración de la fase líquida que compone a dicho lodo de perforación, dentro de la formación, lo que es mejor conocido como “filtrado del lodo”, como resultado de este fenómeno que es la filtración, las partículas sólidas se van quedando en la pared del pozo, dando origen a la formación de una película de lodo llamado “enjarre o revoque”.

Es importante señalar que al principio de un ritmo de filtración, esta filtración alcanza su valor máximo y conforme va avanzando el tiempo, el filtrado va disminuyendo ya que el espesor del enjarre va aumentando y evita la entrada de filtrado.

A continuación se analizarán dos casos en el proceso de invasión de fluidos debido a que el comportamiento de la filtración dentro del sistema roca-fluidos, desde el punto de vista eléctrico, es un poco diferente si la formación originalmente contiene únicamente agua que si contiene además hidrocarburos.

#### **I.2.5.1. Formaciones con agua como fluido único original.**

En la figura I.7 que representa un corte de un pozo y de una zona vecina, en una formación que solo tiene contenido de agua, si vamos del centro del pozo hacia adentro de la formación podemos apreciar y distinguir las diferentes zonas de filtrado.

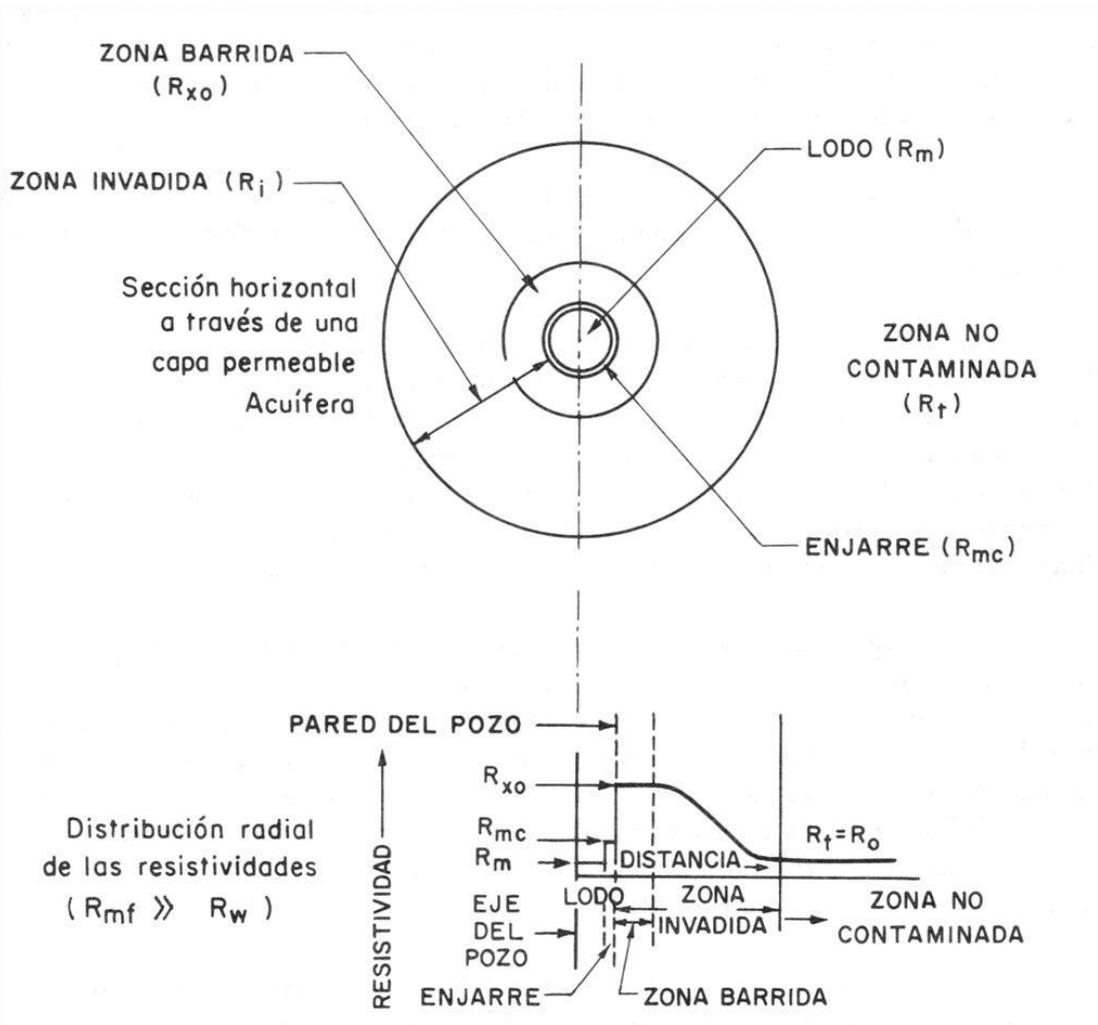


Fig. I.7. Esquematación de un corte horizontal sin presencia de hidrocarburos<sup>15</sup>.

donde :

$R_m$ : Resistividad del lodo de perforación.

$R_{mc}$ : Resistividad del enjarre o revoque.

$R_{xo}$ : Resistividad de la zona barrida o lavada.

$R_i$ : Resistividad de la zona invadida (transicional).

$R_o$ : Resistividad de la zona no invadida (virgen o no contaminada por filtrado).

En esta figura (fig. I.7) se esquematiza un perfil de la variación de las resistividades de las diferentes zonas, partiendo desde el centro o eje del pozo hacia adentro de la formación, y suponiendo como un caso muy general que la resistividad del filtrado del lodo es mayor que la resistividad del agua de la formación a la temperatura misma que se encuentra el intervalo en observación.

Las zonas mencionadas anteriormente poseen características individuales de resistividad, las cuales son:

La zona barrida o lavada ( $R_{xo}$ ), es la zona donde ha ocurrido el máximo desplazamiento de agua de la formación debido al filtrado del lodo, por lo tanto la resistividad de esta zona es más alta que la de la zona no contaminada; es por eso que esta zona es de mucha importancia durante la interpretación cuantitativa de los registros eléctricos ya que los valores de resistividad, que son obtenidos por las mediciones de las microsondas, facilitan la obtención del factor de formación, que para este caso en particular quedaría expresado de la siguiente forma:

$$F = \frac{R_{xo}}{R_{mf}} \quad \text{I. 11}$$

La zona invadida ( $R_i$ ) la cual comprende también la zona barrida antes descrita y se define como la zona que abarca la invasión de filtrado de lodo; partiendo de la pared del pozo hacia dentro de la formación, cada vez existirá menor invasión de filtrado del lodo, así gradualmente hasta llegar a una zona totalmente no contaminada con resistividad ( $R_o$ ).

Por lo tanto podemos decir que los límites de esta zona son  $R_{xo}$  y  $R_o$ .

La zona no invadida o no contaminada ( $R_o$ ) tienen comienzo donde termina la zona invadida y puede ser definida como la zona donde la invasión no tiene influencia alguna, por lo tanto podemos decir que su resistividad será la resistividad verdadera de la formación que se encuentra invadida al 100% con agua salada.

### **I.2.5.2. Formaciones con hidrocarburos.**

En la figura I.8, se esquematiza un corte horizontal de un pozo, que a diferencia del caso anterior, este se refiere a una formación que tiene contenido de hidrocarburos, así mismo se muestra en la figura los diferentes perfiles de saturación de fluidos, así como de resistividad.

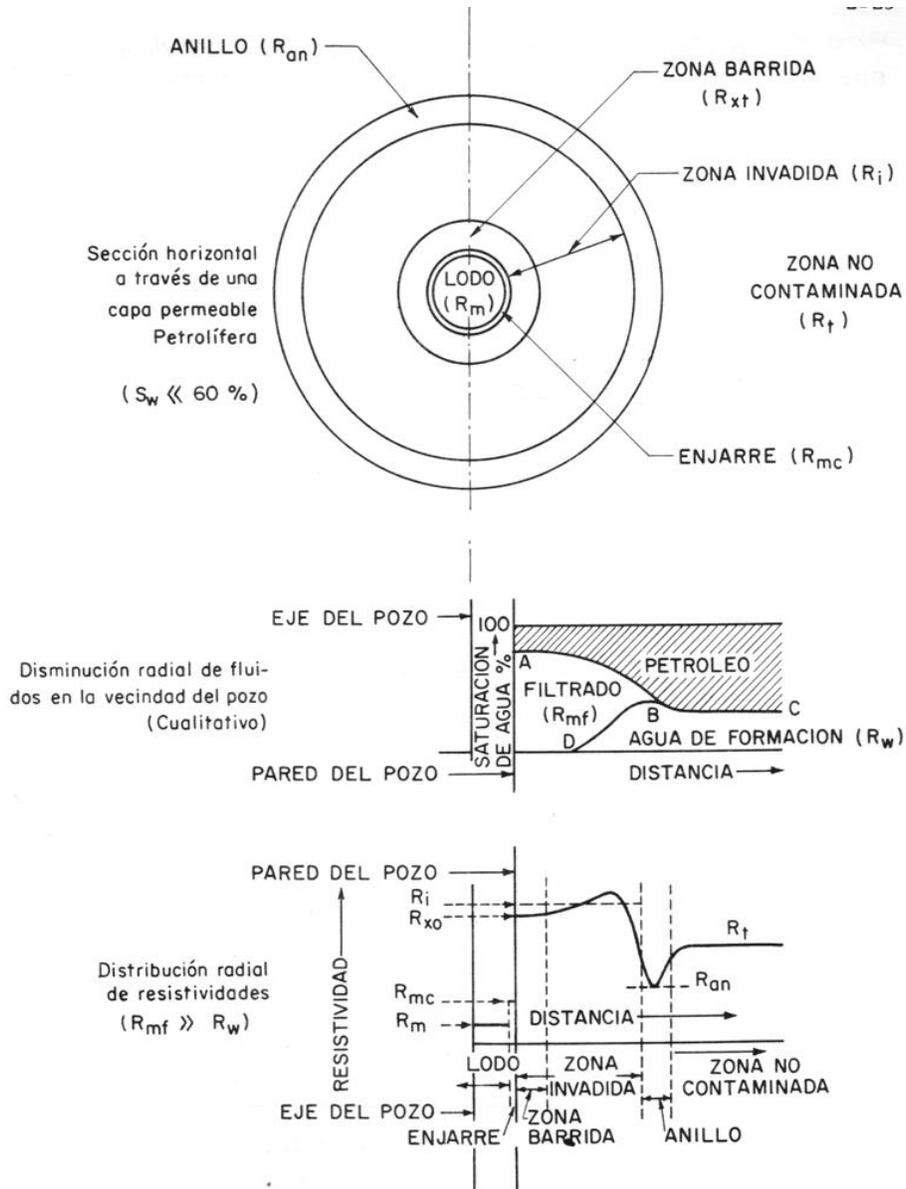


Fig. I.8. Esquematación de un corte horizontal con presencia de hidrocarburos<sup>15</sup>.

Para este caso se distinguen las mismas zonas que en el caso anterior, con la diferencia que existe presencia de hidrocarburos.

Para la zona barrida ( $R_{xo}$ ), se tendrá además de filtrado del lodo de perforación, un contenido de hidrocarburos residuales, ya que el desplazamiento de los hidrocarburos por el agua del filtrado del lodo no es efectivo al 100%, en el perfil de resistividades de la fig. I.8 se muestra un modelo totalmente idealizado de la distribución que tendrían los fluidos dentro de la formación, si la

permeabilidad de esta formación fuera muy grande e igual en todas direcciones. Si este no es el caso entonces el aceite residual puede encontrarse distribuido dispersamente en toda la zona barrida.

La zona invadida ( $R_i$ ) tiene cualitativamente los mismos límites que en el caso de la formación invadida al 100% de agua, en ocasiones puede existir un anillo de baja resistividad a cierta distancia de la pared del pozo dentro de la formación, lo cual corresponde al confinamiento del agua intersticial de la formación que fue desplazada por el filtrado del lodo; ahora, si el anillo no existe, el cambio de resistividad de  $R_{xo}$  a  $R_t$  será gradual. La resistividad  $R_{xo}$  con respecto a  $R_t$  será variable, pudiendo manifestarse menor, del mismo orden o bien mayor que  $R_t$ .

La zona no invadida ( $R_t$ ), comienza donde finaliza la zona invadida, la resistividad de esta zona será representativa de la resistividad verdadera de la formación con contenido de hidrocarburos.

Es importante señalar que no todos los registros geofísicos de pozo se toman en agujero descubierto y llenos de lodo, sino que también existe la posibilidad de que los pozos se encuentren parcialmente llenos con lodo de perforación o en su defecto se encuentren totalmente vacíos, pudiendo estar ademados o no ademados. Estos conceptos se explican continuación.

#### **I.2.5.3. Agujeros vacíos.**

Es aquel agujero o pozo que no contiene ningún tipo de fluido en su interior, donde en vez de éste puede existir la presencia de aire o gas (generalmente pozos muy someros), bajo estas condiciones no se tendrá invasión de filtrado del lodo ni de enjarre.

#### **I.2.5.3. Agujeros ademados.**

Un agujero ademado es aquel que se encuentra cubierto con tubería de ademe, es decir ya tiene o cuenta con una tubería de revestimiento, y el espacio anular entre la tubería de ademe y la pared del agujero puede haber presencia de cemento o lodo, pues como se sabe la tubería de revestimiento puede estar llena de gas, lodo, aceite o bien estar solamente parcialmente llena con cualquiera de estos fluidos; como se muestra en la figura I.9.

Por último se tiene que mencionar que cuando un pozo se termina y se pone en producción, la invasión de filtrado del lodo que sufrió durante su perforación, tiende a desaparecer gradualmente hasta restaurar las condiciones iniciales antes de la invasión.

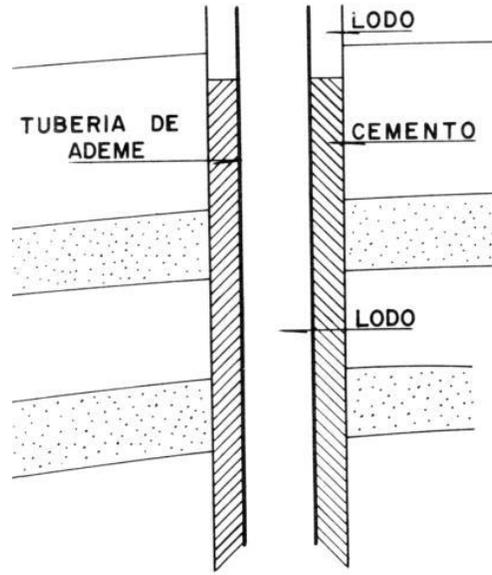


Fig. I.9. Esquema de un agujero ademado<sup>2</sup>.

### I.2.6. Importancia de los registros geofísicos en la evaluación de formaciones.

El desarrollo tecnológico de los diferentes registros geofísicos a lo largo de la historia, proporciona herramientas cada vez más precisas para la obtención de datos petrofísicos útiles en la caracterización de un yacimiento. La importancia de los registros geofísicos de pozos, radica en la interpretación de estos con la finalidad de lograr determinar o discernir entre uno y otro de acuerdo a lo que se requiera investigar u obtener información, en el caso particular de esta tesis la obtención de la saturación de fluidos, aun así se debe tener en cuenta que los registros geofísicos permiten determinar diversas propiedades para evaluar una formación productora, a continuación se enlista la utilidad de los registros en general:

- Correlacionar e identificar los límites entre las capas.
- Diferenciar entre rocas bien o mal consolidadas.
- Determinar cuerpos permeables.
- Determinar el contacto agua-hidrocarburos
- Determinar cuantitativamente la  $\phi$  y  $S_w$ .
- Determinar la capacidad productiva (movilidad de hidrocarburos).
- Pronosticar los fluidos a producir.
- Determinar la litología.
- Determinar la porosidad secundaria.
- Delinear las características estructurales y sedimentarias.
- Determinar el volumen de arcilla y la permeabilidad.
- Conocer la salinidad del agua de formación.
- Determinar la calidad de la cementación.
- Determinar daños en las tuberías.
- Determinar si existe y qué tan fuerte es la corrosión en tuberías.

- Localizar los coples.
- Conocer la temperatura.
- Medir las desviaciones.

### **I.2.6. ANISOTROPÍA.**

La anisotropía (opuesta de isotropía) es la propiedad general de la materia según la cual determinadas propiedades físicas, tales como: elasticidad, temperatura, conductividad, velocidad de propagación de la luz, etc. varían según la dirección en que son examinadas. Algo anisótropo podrá presentar diferentes características según la dirección. La anisotropía de los materiales es más acusada en los sólidos cristalinos, debido a su estructura atómica y molecular regular. La anisotropía en esta tesis se tratará desde el punto de vista de la conducción de la electricidad a través de la roca en diferentes direcciones, en este caso se hablará de anisotropía de la resistividad de la formación.

### **I.2.7. FORMACIONES ARCILLOSAS.**

Es importante señalar que en los principios y conceptos básicos que se han mencionado en esta tesis hasta ahora, se ha considerado que en las rocas el único medio conductor de la corriente eléctrica es el agua que contienen las formaciones. Sin embargo no todas las rocas son aislantes perfectos al estar secas. Muchos minerales, como la galena y la calcopirita, tienen conductividades altas y conducen la corriente eléctrica al encontrarse completamente secas.

Obviamente, las ecuaciones de resistividad y de saturación de agua, que suponen que el líquido que satura a la roca es el único medio eléctricamente conductor, no se aplican cuando la matriz de roca también es conductiva. Por fortuna, en la mayoría de los lugares con potencial de petróleo, es raro encontrar una cantidad significativa de material conductor en una roca de yacimiento potencial; sin embargo, cuando la roca contenga mineral conductor, la interpretación del registro debe tomar en cuenta dicha conductividad.

Sin embargo, las arcillas y lutitas no son raras, y contribuyen a la conductividad de la formación. La lutita muestra conductividad debido al electrolito que contiene y debido a un proceso de intercambio de iones por medio del cual éstos se mueven bajo la influencia de un campo eléctrico aplicado entre lugares de intercambio en la superficie de las partículas de arcilla, El efecto de la arcillosidad en la conductividad de la arena arcillosa es con frecuencia muy desproporcionado en relación a la cantidad de lutita. El efecto real depende de la cantidad, tipo y distribución relativa de las lutitas y de la naturaleza y cantidades relativas de aguas de formación.

La evaluación de las formaciones arcillosas, por lo general arenas arcillosas, es hasta cierto punto compleja. La lutita modifica todas las mediciones de registro, y se requieren correcciones debido al contenido de lutita.

A través de los años, los investigadores han propuesto varios modelos de interpretación para el caso de arenas arcillosas. En ciertos casos, el modelo se basa en la lutita presente en una geometría específica dentro de una arena arcillosa; por ejemplo, la lutita puede estar presente en forma de láminas delgadas entre las capas de la arena limpia, o como granos o nódulos en la estructura de la matriz de arena; o puede encontrarse dispersa, a través del sistema poroso, en forma de acumulaciones que se adhieren o recubren los granos de arena.

Otros modelos de arenas arcillosas se basan en ciertas características específicas de la lutita, como su capacidad de intercambio de cationes o área superficial. Sin importar su concepto básico, la mayoría de los modelos de interpretación de arenas arcillosas emplean una técnica promediada por peso con el propósito de evaluar las contribuciones relativas de las fases arenosa y arcillosa al proceso total de la arena arcillosa.

**CAPÍTULO II****DESARROLLO DE LOS REGISTROS DE RESISTIVIDAD**

Un parámetro clave para determinar la saturación de hidrocarburos es la resistividad de la formación. La electricidad pasa a través de una formación sólo debido al agua conductiva que contenga dicha formación. Con muy pocas excepciones, como el sulfuro metálico y la grafita, la roca seca es un buen aislante eléctrico. Además, las rocas perfectamente secas rara vez se encuentran. Por lo tanto, las formaciones subterráneas tienen resistividades mensurables y finitas debido al agua dentro de sus poros o al agua intersticial absorbida por una arcilla.

La resistividad de una formación depende de:

- La cantidad de agua presente.
- La resistividad de agua de formación,
- La geometría estructural de los poros.

La resistividad de una sustancia, es la resistencia medida entre lados opuestos de un cubo unitario de la sustancia a una temperatura específica. El metro es la unidad de longitud y el ohm es la unidad de resistencia eléctrica. La resistividad se expresa en forma abreviada así:

$$R = r \cdot \frac{A}{L} \quad \text{II. 1}$$

Donde:

R es la resistividad en ohm- metros,

r es la resistencia en ohm,

A es el área en metros cuadrados,

L es la longitud en metros.

Las unidades de resistividad son el ohm- metros cuadrados por metro, o simplemente ohm-metros (ohm-m).

Las primeras herramientas de resistividad estaban compuestas por la combinación de cuatro electrodos (dos de corriente y dos de potencial) a diferentes espaciamientos. El espaciamiento de estos electrodos dio varias profundidades de penetración de corriente.

Las herramientas modernas incluyen varios electrodos que enfocan la corriente dentro de la formación y que reducen los efectos de capas adyacentes y de agujero. Dependiendo del

espaciamiento entre electrodos, se obtendrán diferentes profundidades de investigación. Estos sistemas son los llamados *laterolog*, que son efectivos en situaciones donde la resistividad del lodo es menor que la del agua de formación y se utilizan en lodos salados. Aunque el tamaño del agujero y el espesor de la capa no afectan considerablemente su respuesta, estos efectos son lo bastante pequeños que los datos obtenidos se consideran como verdaderos. Asimismo, estos registros han sido de gran utilidad en carbonatos.

La resistividad también se mide con herramientas que tienen bobinas. La ventaja de este sistema es que se pueden obtener datos en agujero vacío o en lodos base aceite. A estas herramientas se les conoce como *registros de inducción*.

Los registros de inducción utilizan un conjunto de bobinas para enfocar la corriente eléctrica en la formación. La separación de las bobinas proporciona diferentes profundidades de investigación, con las cuales se pueden observar efectos de invasión. Este tipo de registros son eficaces en formaciones de baja resistividad y se utilizan en secuencias de arena-lutita. Los sistemas de doble de inducción son más efectivos. Los efectos de agujero son mínimos, excepto cuando el lodo es muy salado. Asimismo, las herramientas de inducción miden la conductividad.

Existen varias herramientas que van en patines y sirven para obtener un valor pegado a la pared del pozo. Estas herramientas obtienen los microrregistros *microlog*, *microlaterolog*, *microesférico enfocado* y *proximidad*. Tienen muy poca profundidad de investigación y están diseñadas para medir la resistividad de la zona lavada,  $R_{xo}$ . A este tipo de registros se les conoce como *herramientas resistivas de porosidad*, porque la relación de resistividades  $R_{xo}$  y la resistividad del filtrado del lodo  $R_{mf}$  proporciona el factor de formación. Son útiles para determinar fracturamiento.

En función de la propiedad petrofísica que se busca medir en agujero descubierto, los registros de resistividad se pueden clasificar de la siguiente forma:

#### **Investigación profunda ( $R_t$ )**

- Eléctrico
- Eléctrico enfocado
- Doble eléctrico enfocado
- Inducción
- Inducción de alta resolución
- Inducción triaxial

#### **Investigación próxima a la pared del pozo ( $R_{xo}$ )**

- Micro eléctrico
- Micro enfocado
- Micro proximidad
- Micro enfocado esférico

## II.1. REGISTROS ELÉCTRICOS CONVENCIONALES.

La resistividad de formación se mide ya sea al mandar corriente a la formación y medir la facilidad con que fluye la electricidad, o al inducir una corriente eléctrica en la formación y medir qué tan grande es.

Las resistividades de formación por lo general varían de 0.2 a 1000 ohm-m, Resistividades superiores a 1000 ohm-m son poco comunes en formaciones permeables pero se observan en formaciones impermeables de muy baja porosidad (por ejemplo las evaporitas).

En los primeros veinticinco años del uso del registro de pozos, los únicos registros de resistividad disponibles fueron los sondeos eléctricos convencionales. Se llevaron a cabo miles de ellos cada año por todo el mundo (Fig. II.3). Desde entonces, se han desarrollado métodos de medición de resistividad más sofisticados a fin de medir la resistividad de la zona lavada,  $R_{xo}$ , y la resistividad real de la zona virgen,  $R_t$ .

El sondeo eléctrico convencional (ES) consistía, por lo general, de un SP y dispositivos normales de 16 pulgadas, normal de 64 pulgadas, y lateral de 18 pies 8 pulgadas. Ya que el registro eléctrico convencional (ES) es el único disponible en muchos pozos antiguos, el principio de medición y respuesta son cubiertos en esta sección. Un ejemplo de estos primeros registros se pueden observar en las figuras II.3 y II.4.

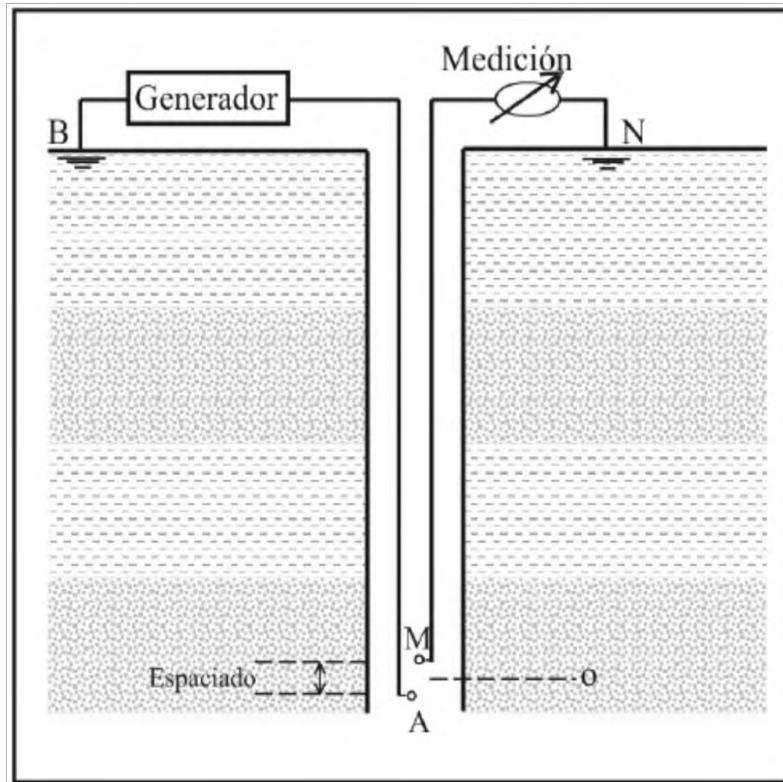
### II.1.1. Principio de medición.

Se introducían corrientes en la formación, por medio de electrodos de corriente, y se medían los voltajes entre los electrodos de medición. Estos voltajes proporcionaban la resistividad para cada dispositivo.

En una formación homogénea e isótropa de extensión infinita, las superficies equipotenciales que rodean un solo electrodo emisor de corriente (A), son esferas. El voltaje entre un electrodo (M) situado en una de esas esferas y uno en el infinito es proporcional a la resistividad de la formación homogénea y el voltaje medido puede graduarse en una escala en unidades de resistividad.

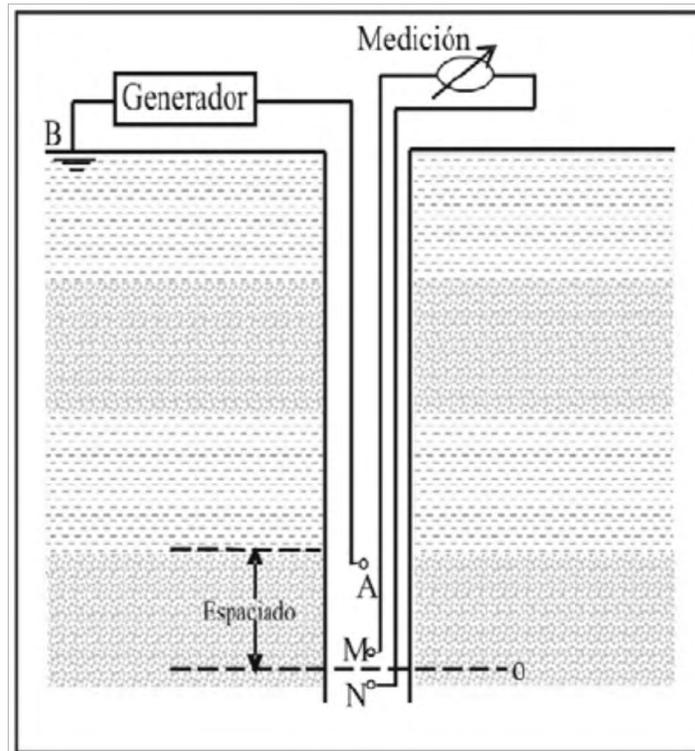
### II.1.2. Dispositivos de Resistividad.

En el dispositivo normal (Fig. II.1), se pasa una corriente de intensidad constante entre dos electrodos, A y B, La diferencia de potencial resultante se mide entre los otros dos electrodos, M y N. Los electrodos A y M se encuentran en la sonda. En teoría, B y N se localizan a una distancia infinita. En la práctica, B es el blindaje del cable, y N es un electrodo en la brida (el extremo inferior del cable que está cubierto de aislante) y están lejos de A y M, La distancia AM se conoce como el espaciamento (16 pulg., espaciamento para el normal corto, 64 pulg., para el normal largo), y el punto de la medición está en O, la mitad de la distancia entre A y M.

Fig. II.1. Instrumento normal<sup>7</sup>.

En el dispositivo lateral básico (Fig. II.2), se pasa una corriente constante entre A y B, se mide la diferencia de potencial entre M y N, localizados en dos superficies equipotenciales, esféricas y concéntricas, que se centran en A. De este modo, el voltaje medido es proporcional al gradiente de potencial entre M y N. El punto de medición está en O, a la mitad de la distancia entre M y N. El espaciamiento AO es de  $18' 8''$ . La sonda que se usa en la práctica difiere, de la que se muestra en la Fig. II.2 por el hecho de que se intercambian las posiciones de los electrodos de medición y de corriente. Esta sonda recíproca graba los mismos valores de resistividad como la sonda básica descrita anteriormente. Del mismo modo, todos los electrodos están dentro del pozo con N localizado a  $50' 10''$ . sobre M.

En general, cuanto mayor sea el espaciamiento, mayor es la investigación dentro de la formación, Así, de los registros de resistividad (ES), el lateral de  $18' 8''$ , tiene la mayor profundidad de investigación y el normal de  $16''$ , la más somera, Sin embargo, en la práctica, la resistividad aparente,  $R_a$ , que registra cada dispositivo, se ve afectada por las resistividades y dimensiones geométricas de todos los medios alrededor del dispositivo (agujere, zonas invadida y no contaminada y capas adyacentes).

Fig. II.2. Instrumento lateral<sup>7</sup>.

La interpretación que proporciona este registro es la resistividad verdadera de la formación ( $R_t$  de la zona virgen), la resistividad de la zona invadida ( $R_i$ ), determinación de zonas con hidrocarburos, contactos agua hidrocarburos, correlaciones pozo a pozo. En combinación con el registro de potencial natural y microlog, se puede cuantificar la porosidad y saturación del agua en formaciones porosas y permeables.

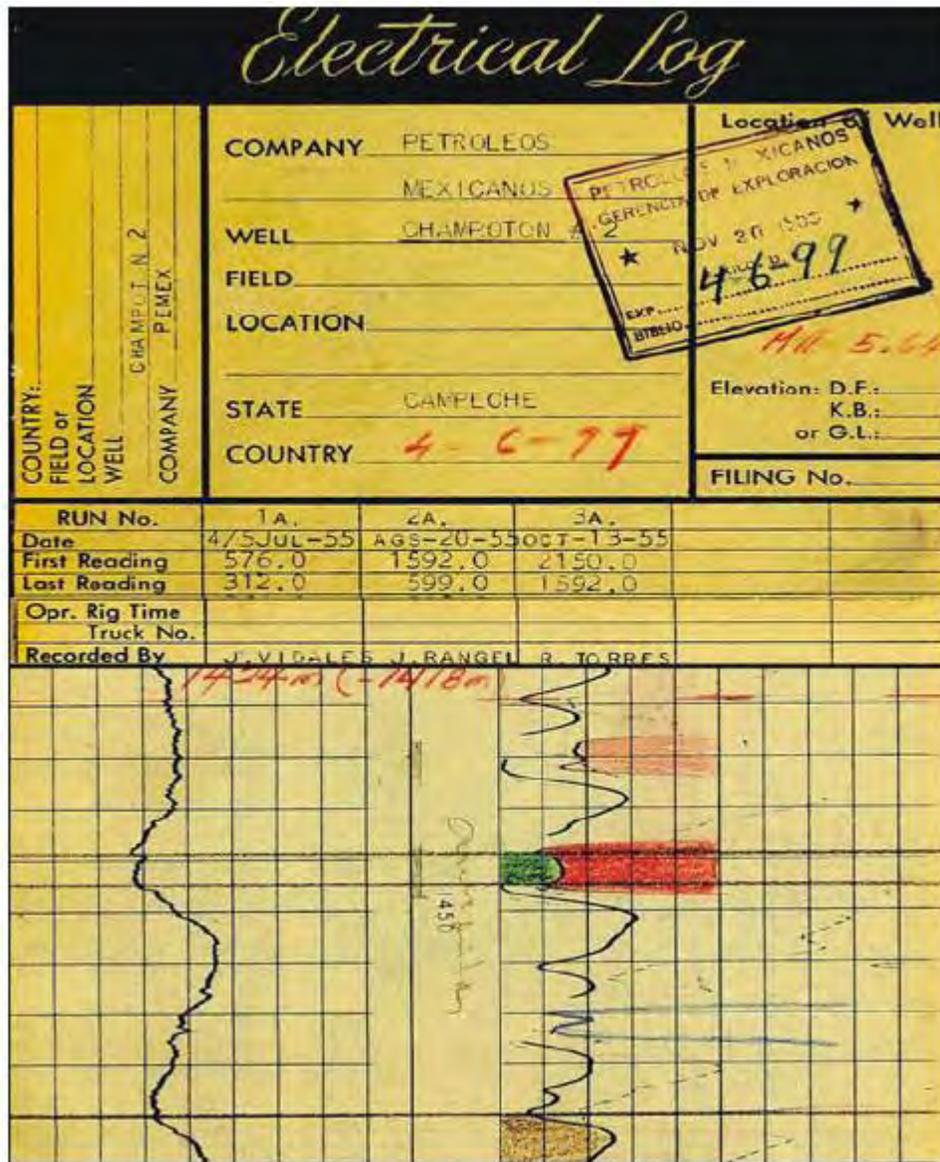


Fig. II.3. Registro eléctrico de 1955, pozo Champotón 2<sup>7</sup>.

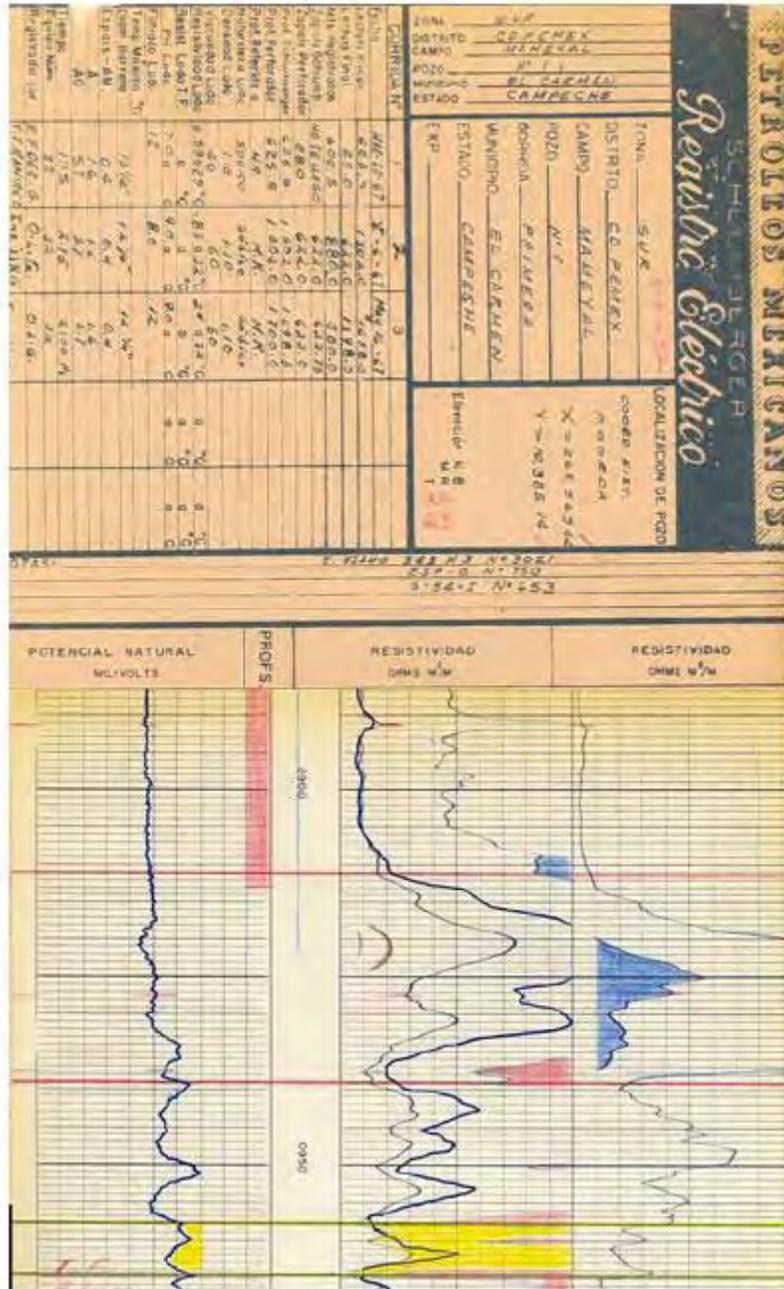


Fig. II.4. Registro de 1967, tomado en el campo Mameyal<sup>7</sup>.

## II.2. HERRAMIENTAS LATEROLOG (LL).

Estas herramientas utilizan un sistema de electrodos múltiples arreglados para que fueren la corriente dentro de la formación. Requieren fluido conductor de corriente eléctrica en el pozo. Se induce una corriente eléctrica a la formación, forzándola a que fluya en una franja plana y

perpendicular al eje de la sonda. El espesor de la franja define la resolución vertical. La información registrada se gráfica en escala logarítmica para abarcar un amplio rango de resistividades.

Las ventajas que presentan este tipo de herramientas es que operan en lodos muy salados, tienen excelente resolución vertical e independencia de capas adyacentes. Existen dos arreglos típicos: el laterolog 3 que emplea un sistema de tres electrodos y el otro que utiliza 7 ó 9 electrodos, designándosele LLd y LLs. Ambos operan bajo el mismo principio. (Fig. II.5).

### II.2.1. Principio de medición.

El método de medición de la resistividad llamado laterolog, opera bajo un principio de forzar la corriente del electrodo radialmente dentro de la formación que se está registrando, como si fuera una lamina delgada de corriente la que penetra en la formación, de esta manera se disminuyen los efectos del agujero y de las capas circundantes.

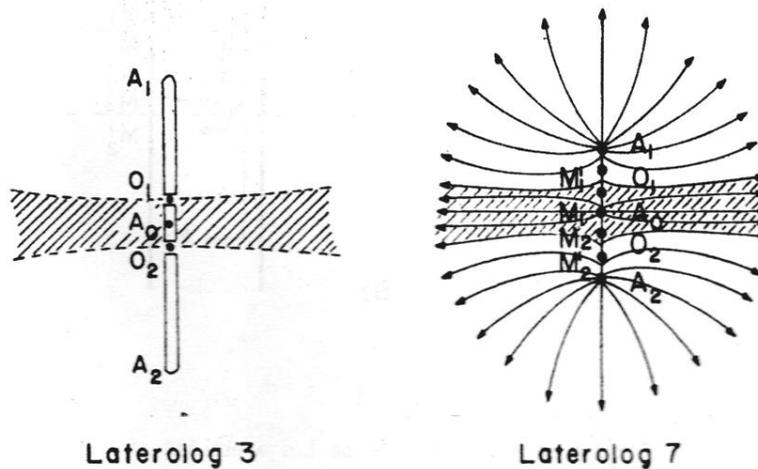


Fig. II.5. Arreglos básicos de las herramientas laterolog<sup>4</sup>.

Estos registros de resistividad se obtienen simultáneamente con una curva de potencial espontáneo o una curva de rayos gamma., para fines de correlación litológica.

Como se mencionó anteriormente existen varios tipos de registros Laterolog, donde la diferencia principal radica en el radio de investigación de la sonda y son comúnmente conocidos como: Laterolog 7, Laterolog 3, y Laterolog 8; los dos primeros son de radio de investigación profunda y el tercero es de investigación somera.

Gracias a estos registros es posible obtener perfiles más detallados de las capas y valores de resistividad verdaderos ( $R_t$ ) en los caso donde  $R_t > 1/3 R_{xo}$ , siempre y cuando la invasión no sea muy profunda.

El uso de estos registros es en formaciones delgadas, cuando el cociente de resistividad de la formación entre la resistividad del lodo es alto y cuando hay mucho contraste entre la resistividad de la capa y la resistividad de las formaciones adyacentes.

Este registro se usa cuando no hay mucha información, como lo es en pozos exploratorios, pues el Laterolog permite distinguir formaciones que contiene agua o bien formaciones que contiene hidrocarburos.

### II.3. DOBLE LATEROLOG (DLL).

El sistema de enfocamiento doble Laterolog se diseñó para eliminar problemas y defectos de los sistemas LL3 y LL7. Tiene la ventaja de leer a mayor profundidad, además de tener integrada una curva de investigación somera. Utiliza nueve electrodos, como se ilustra en la figura II.6

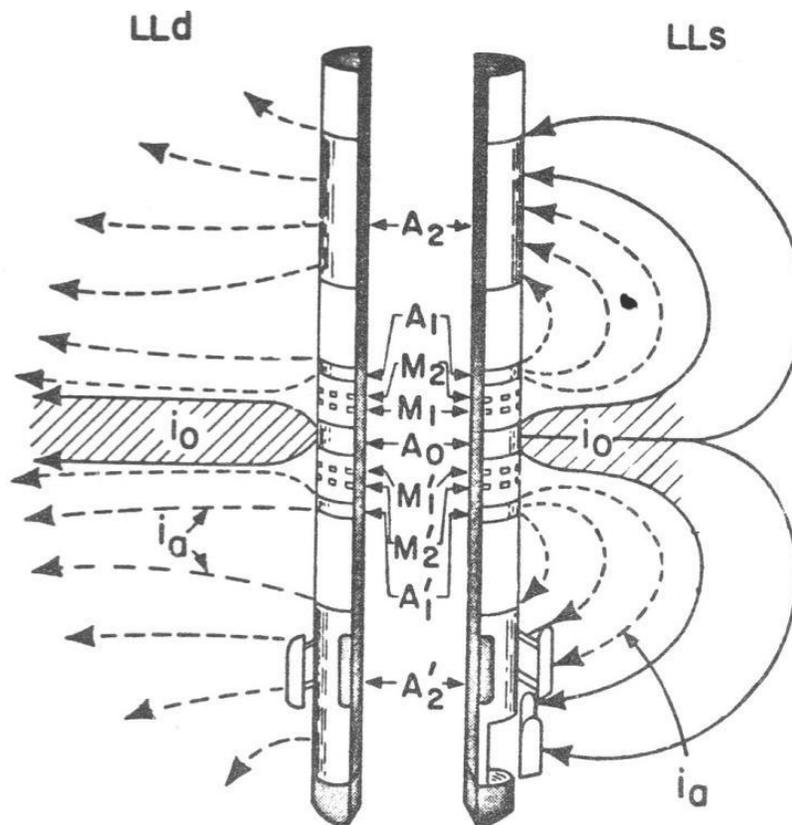


Fig. II.6. Esquema del registro laterolog<sup>4</sup>.

La herramienta DLL está compuesta por un laterolog profundo (LLd) y un laterolog somero (LLs) que se registran simultáneamente. El LLd es semejante al LL7, utiliza dos conjuntos de electrodos (A1 y A2) que producen un mayor enfocamiento y radio de investigación. El LLs mide  $R_i$ , también

semejante al LL7, sólo que la corriente de A0 regresa a A1, reduciendo la profundidad de investigación. La figura II.11 muestra un diagrama esquemático de la sonda.

La profundidad de investigación de la sonda LLd es mayor que la que se obtiene con la sonda LL3 y LL7, ya que la distancia entre los electrodos principales A y A' es de 28 pies.

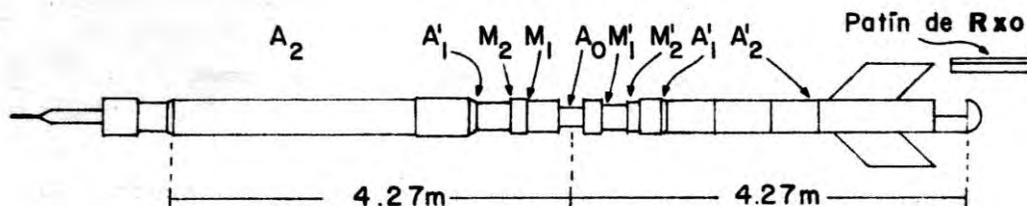


Fig. II.7. Diagrama de la sonda doble Laterolog<sup>4</sup>.

El objetivo principal es obtener  $R_t$  en función de tres datos, ya que las mediciones de resistividad de registros aislados de penetración profunda no eliminan por completo los efectos de la zona invadida; su uso se presenta cuando el rango de precisión de los registros de inducción no es suficiente.

La herramienta Doble Laterolog proporciona dos mediciones con la mayor profundidad de investigación, de tres mediciones necesarias que se requieren para tratar de determinar la resistividad de la zona invadida ( $R_{xo}$ ) y de la zona virgen ( $R_t$ ), a éstas se les conocen como Lateral Somera (LLs) y Lateral Profunda (LLd). En este registro se puede obtener simultáneamente un laterolog profundo (LLd), un laterolog somero (LLs) y un microregistro de enfoque esférico; También es posible obtener simultáneamente registros de potencial espontáneo, rayos gamma, calibración.

La tercera medición requerida se puede obtener de correr la herramienta de Enfoque Esférico o Microesférico (MSFL) en forma independiente o combinada.

En la herramienta DLL se permite que varíe tanto el voltaje emitido como la corriente (pero manteniendo el producto potencial constante), con lo cual brinda un rango de mediciones. La figura 7 muestra un ejemplo del registro.

### Aplicaciones principales

1. Resistividad en la zona virgen y zona lavada
2. Perfiles de invasión

3. Correlación
4. Detección de vista rápida de hidrocarburos
5. Control de profundidad
6. Indicador de hidrocarburos móviles

#### II.4. HERRAMIENTA DE ENFOQUE ESFÉRICO (SFL).

Una modificación de los registros de comente enfocada es el Registro de Enfoque Esférico (SFL). Tiene una profundidad de investigación más somera que el Laterolog 8 ó que la normal corta, a los que sustituye con ventaja, eliminando en su mayor parte los efectos de agujero que afectan a registros de este último tipo. El equipo subsuperficial con que se toma este registro, va montado en una sonda mediante la cual se pueden tomar simultáneamente los registros de inducción, potencial natural compensado por ruido, y un registro acústico (véase apéndice A y B). En la Figura II.9 se puede apreciar un esquema comparativo de los electrodos entre diferentes herramientas laterolog y la herramienta de enfoque esférico.

Tiene una profundidad de investigación más somera que el LL8, elimina efectos de agujero. Utiliza un sistema de enfoque esférico en el cual se producen caídas de potencial en el agujero, tales como las que ocurrirían si el agujero fuera parte de un medio homogéneo que tuviera la resistividad de la formación. Las superficies equipotenciales que se generan por este equipo no son completamente esféricas (figura II.8), de este modo se puede lograr que la profundidad de investigación sea somera.

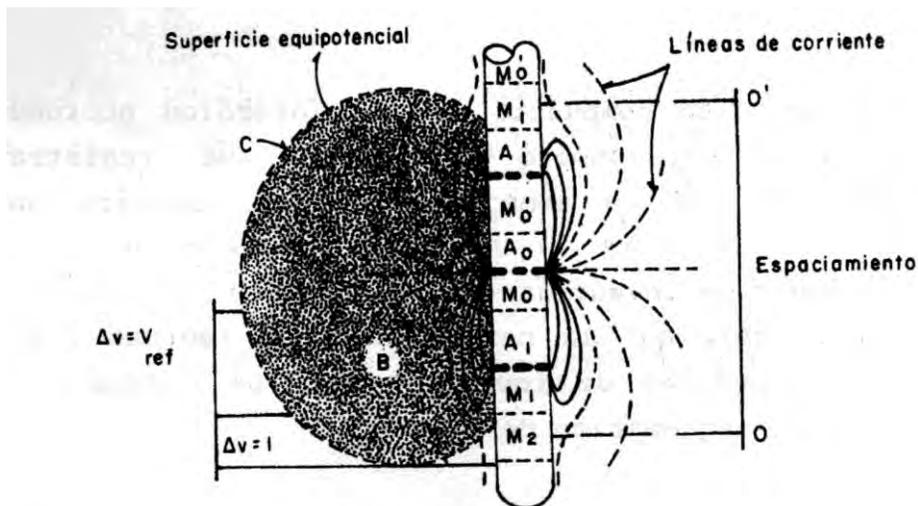


Fig. II.8. Esquema de las líneas de corriente del registro esférico enfocado<sup>4</sup>.

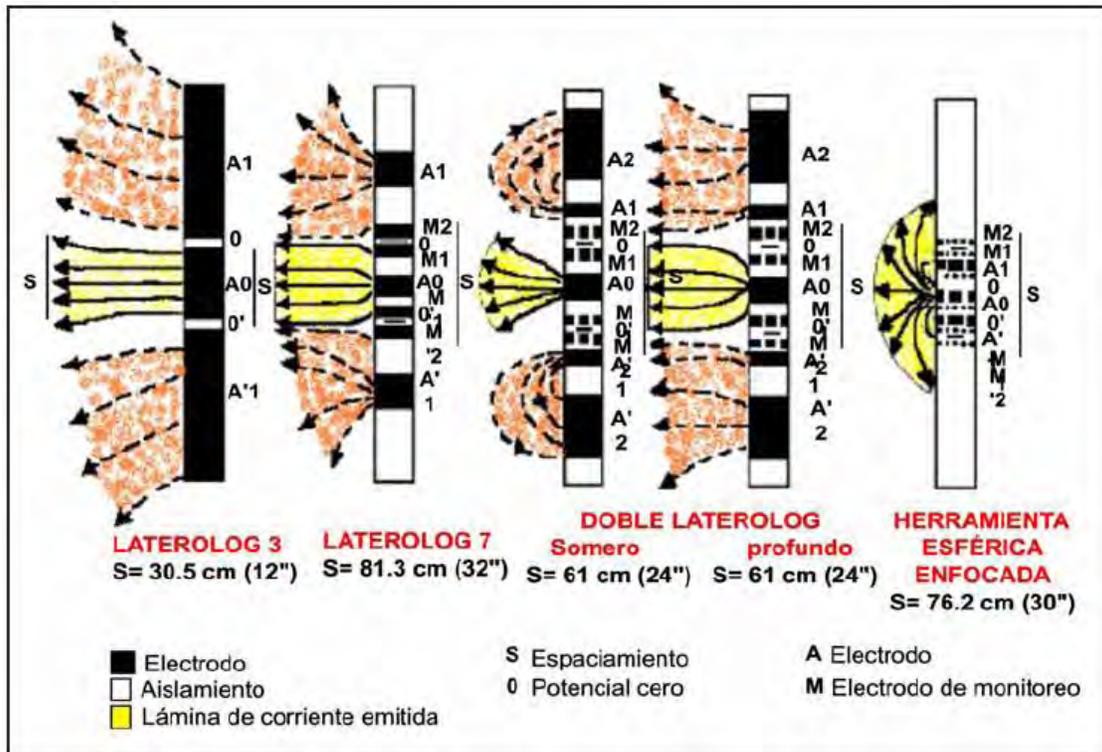


Fig. II.9. Comparativo de las herramientas Laterolog 3, Laterolog 7, Doble Laterolog y SFL<sup>7</sup>.

### II.5. HERRAMIENTA MICROLOG.

Es una herramienta instalada en un patín que está pegado a la pared del pozo. Obtiene dos medidas de resistividad: micronormal 2" y microinversa 1" x 1" (figura II.10). Con estas curvas se pueden determinar zonas porosas y permeables de acuerdo con la deflexión que tengan; cuantifica Rxo. Su funcionamiento es similar al registro eléctrico convencional (ES).

Tres electrodos tipo botón van montados en un patín de hule, cuya superficie se presiona contra la pared del agujero por un sistema de presión de tipo hidráulico.

Los electrodos están separados 1" y se combinan eléctricamente en dos configuraciones que operan de manera simultánea, como se indicó anteriormente.

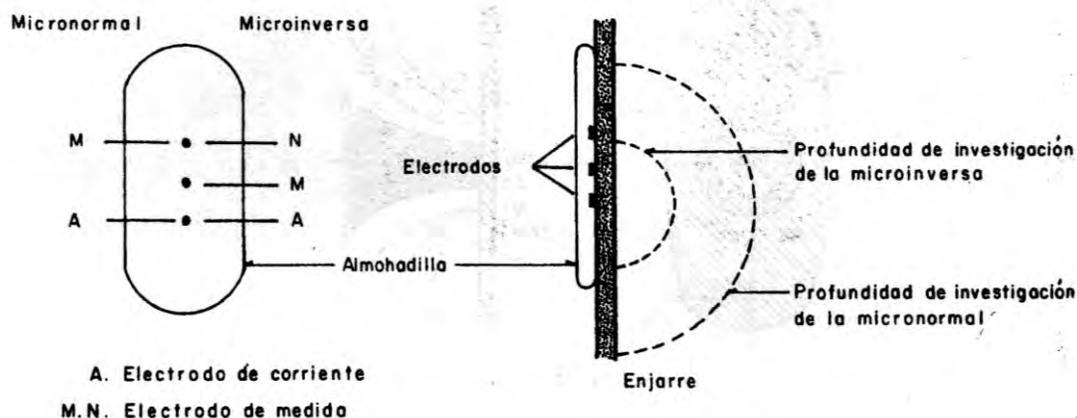


Fig. II.10. Esquema del dispositivo Microlog<sup>4</sup>.

## II.6. HERRAMIENTAS MICROENFOCADAS.

Este tipo de registros tiene como objetivo principal la obtención de valores más precisos de la resistividad de la zona barrida por el filtrado de lodo,  $R_{xo}$ , que es una de las variables que intervienen en la interpretación cuantitativa de los registros. Esencialmente, el método para obtener estos registros consiste en enviar una corriente enfocada dentro de la formación, a través de electrodos concéntricos espaciados a muy corta distancia y que van colocados en un patín construido de material aislante que se aplica contra la pared del pozo (Fig. II.11). Las herramientas de microrresistividad se diseñaron con el propósito de eliminar los problemas que presentaba la herramienta microlog. Existen tres modelos de estas herramientas que operan en función del tipo de lodo y de las condiciones de agujero que existan.

### II.6.1. Microlaterolog (MLL).

Con el registro microlog se pueden obtener valores aproximados de  $R_{xo}$ ; sin embargo, cuando la porosidad de las formaciones es menor de 15% aproximadamente, los valores de  $R_{xo}$  que se obtienen con este registro no son muy exactos. Esto se debe a la influencia de la película de lodo, que es mayor cuanto más grueso es el enjarre. Por otra parte, en lodos salados ocurre una situación semejante, aún cuando el enjarre sea muy delgado. Un ejemplo del registro microlog se puede observar en la figura II.12.

El registro microlaterolog (MLL) es un micro-registro de corriente enfocada cuyo objetivo es obtener valores de  $R_{xo}$  más precisos que el Microlog, práctica mente en cualquier tipo de formación, directamente si el enjarre no es demasiado grueso o aplicando una corrección sencilla en el caso de enjarres gruesos.

Su principio de funcionamiento es semejante al LL7. El arreglo de electrodos está montado en un patín de hule (figura II.11). El electrodo central  $A_0$  está rodeado por tres anillos concéntricos que constituyen los electrodos  $M_1$ ,  $M_2$  y  $A_1$ .

Una corriente constante lo fluye de  $A_0$  para regresar en el conector. La corriente variable permite que  $M_1$  y  $M_2$  tengan el mismo potencial, forzando a que la corriente lo fluya perpendicular a la cara del dispositivo a una distancia muy corta. Como lo es constante, el potencial  $V_0$  de  $M_1$  y  $M_2$  es proporcional a la resistividad de la formación.

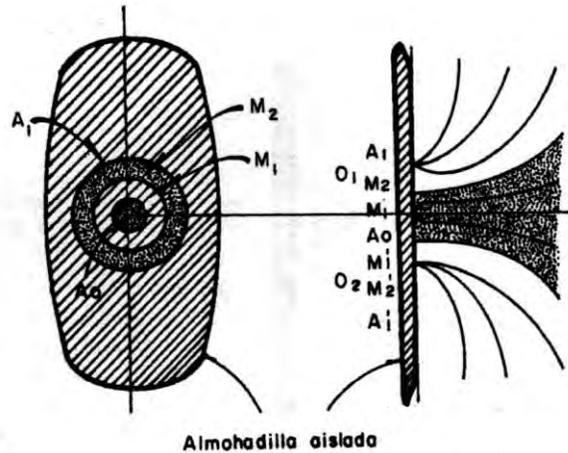


Fig.II.11. Esquema del dispositivo microlaterolog<sup>2</sup>.

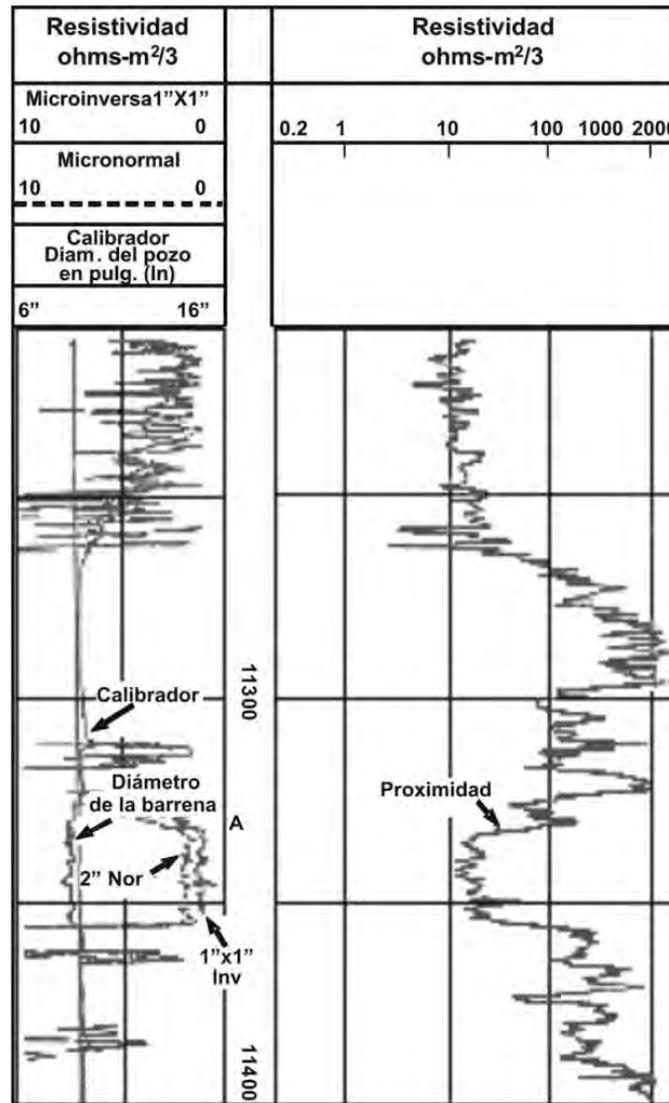


Fig. II.12. Presentación del registro microlog<sup>7</sup>.

**II.6.2. Proximidad (PL).**

Lo sonda y el principio de medida del registro de Proximidad, que se designo como PL, son similares a los del Microlaterolog. Los electrodos también van montados en un patín que se aplica contra la pared del agujero, pero de dimensiones un poco mayores (Fig. II.13). La diferencia fundamental con el Microlaterolog está en que el espaciamento entre electrodos es mayor, lo cual permite obtener valores de Rxo eliminando prácticamente la influencia del enjarre, pero sin el detalle del Microlog o del Microlaterolog. En la figura II.14 se aprecia un registro de microproximidad.

Esta herramienta trabaja de manera similar al dispositivo LL3. Utiliza electrodos rectangulares con un centro común montados en un patín de hule (Fig.II.13)

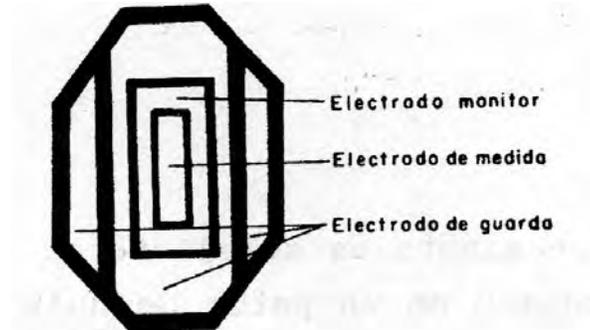


Fig.II.13. Esquema del dispositivo de proximidad<sup>2</sup>.

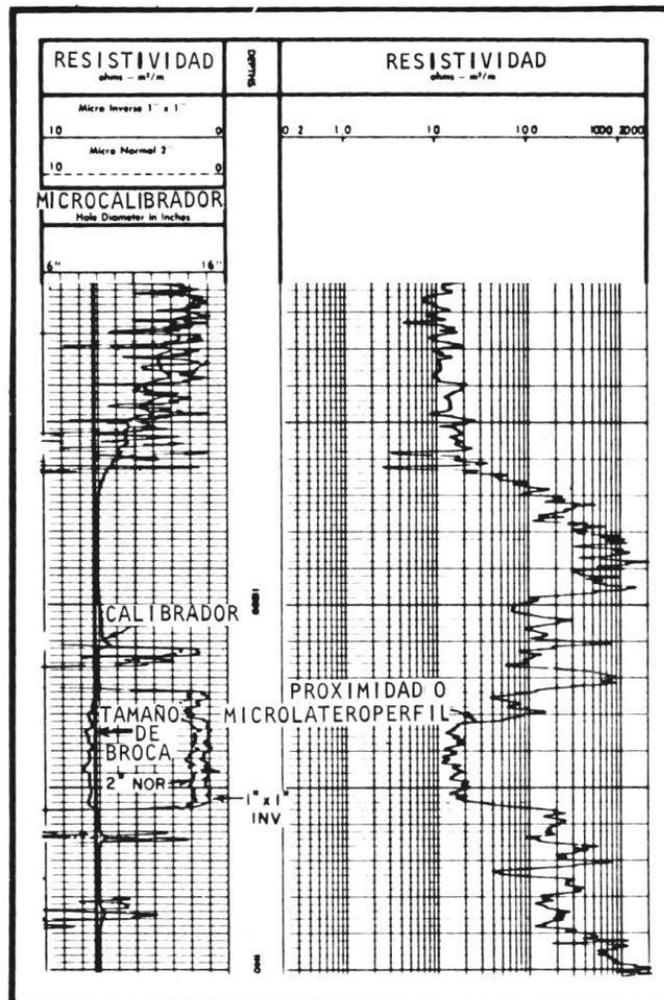


Fig.II.14. Presentación del registro microproximidad<sup>3</sup>.

### II.6.3. Microesférico enfocado (MSFL).

La resistividad de la zona barrida que mide el Microlaterolog no está afectada por la resistividad de la zona no invadida,  $R_t$ , pero, si el enjarre es muy grueso, puede estar muy afectada por este. La resistividad que mide el registro de Proximidad está menos influenciada por el enjarre, pero la mayor profundidad de Investigación de este registro hace que dicha resistividad pueda estar influenciada por la zona no invadida; requiere que la invasión sea más profunda. El llamado Microregistro de Enfoque Esférico (MSFL), tiene aproximadamente la misma profundidad de investigación que el Microlaterolog, pero está menos influenciado por el efecto del enjarre del lodo. Este registro, actualmente se toma en conjunto con el Doble Laterolog (Fig.II.16) mencionado anteriormente.

El MSFL es un arreglo a pequeña escala de la herramienta SFL y va montada en un patín de hule (figura II.15). Tiene dos ventajas sobre la MLL y PL, las cuales son las siguientes:

- Es menos sensitiva al enjarre que el MLL y lee más someramente que la PL.
- Puede combinarse con otras herramientas como la DLL, DIL, mientras que la MLL y PL requieren de correrse por separado.

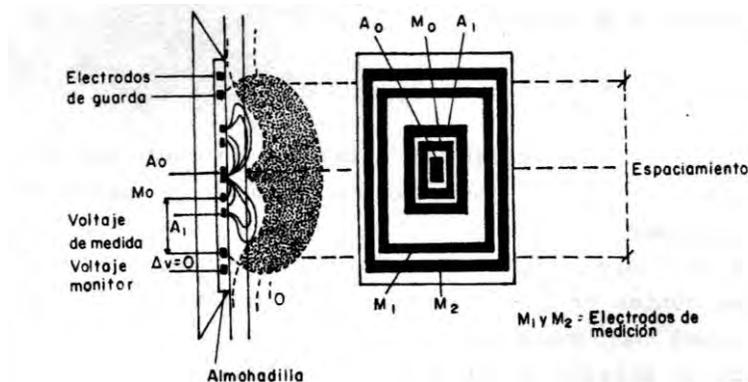


Fig.II.15. Arreglo de los electrodos del registro micro esférico enfocado<sup>2</sup>.

Esta herramienta surge de la necesidad de conocer  $R_{xo}$  para realizar correcciones a las lecturas de otras herramientas y tener un valor adecuado de  $R_t$ .

Durante el desarrollo de las herramientas de registros se han pasado por varias etapas hasta llegar al SRT ( Spherically Focused Resistivity Tool). Previos a esta generación podemos citar microlog, microlate-ology proximidad.

La herramienta actual se conoce genéricamente como registro microesférico enfocado (Micro Spherical Focused Log). Se basa en el principio de enfoque esférico usado en los equipos de inducción pero con un espaciamiento de electrodos mucho menor. En este caso los electrodos se ubican en un patín de hule que se apoya directamente sobre la pared del pozo. El arreglo

microesférico reduce el efecto adverso del enjarre del fluido del pozo. De esta manera se mantiene una adecuada profundidad de investigación. La figura II.16 muestra un ejemplo del registro.

**Principales aplicaciones**

1. Resistividad de la zona lavada.
2. Localización de poros y zonas permeables.
3. Indicador de hidrocarburo móvil.
4. Calibrador.

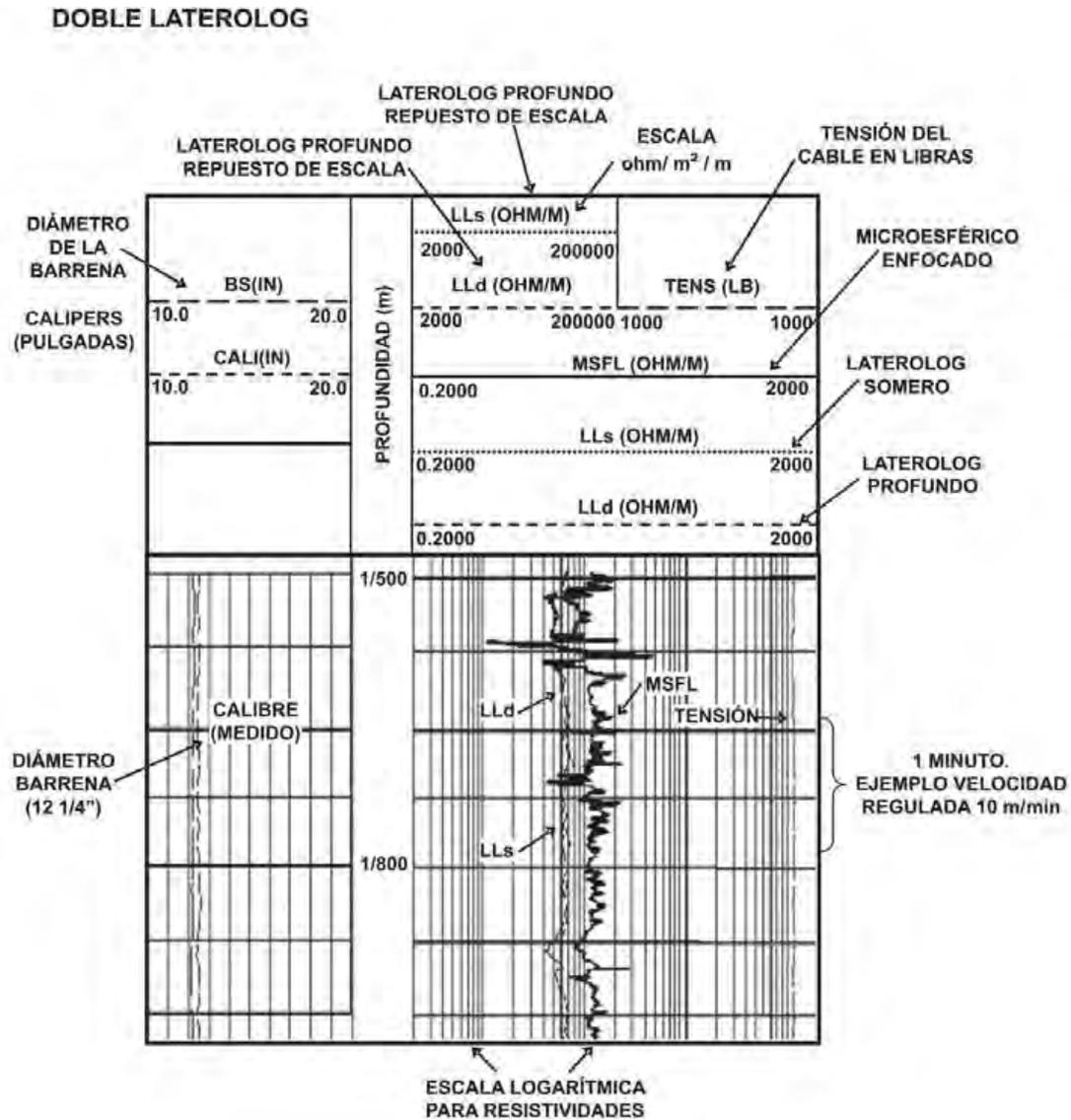


Fig. II.16. Presentación un registro doble laterolog y microesférico<sup>7</sup>.

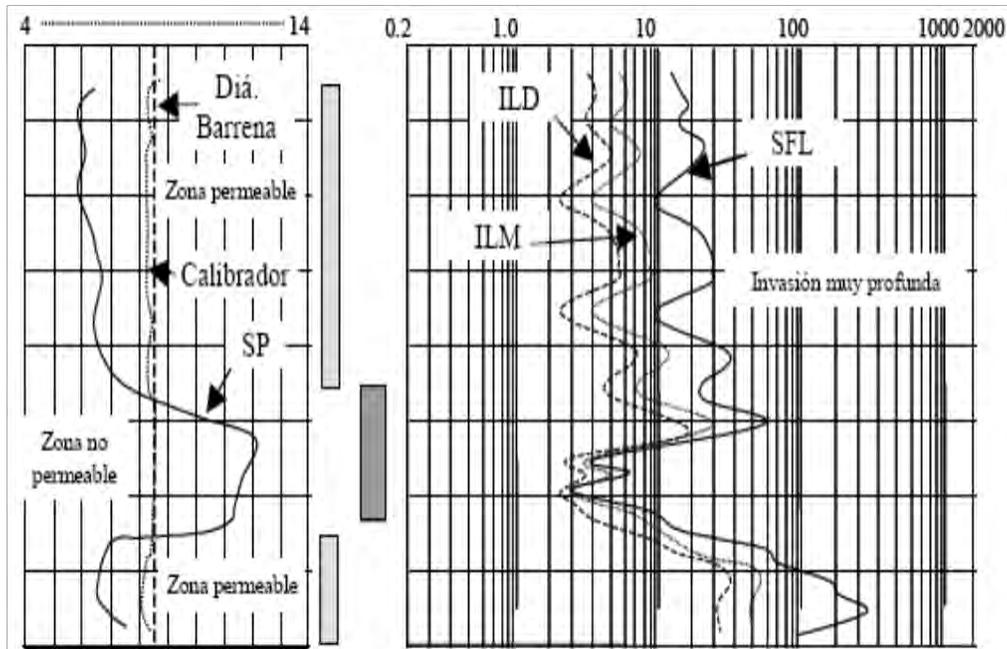


Fig.II.17. Registro microesferico enfocado<sup>7</sup>.

## II.7. REGISTRO DE INDUCCIÓN.

En un principio la herramienta de registro de inducción se desarrolló para medir la resistividad de la formación en pozos que contienen lodos con base aceite y en agujeros perforados neumáticamente. Los instrumentos de electrodos no funcionan en lodos no conductivos. Los intentos de utilizar electrodos para registrar en esos tipos de fluido, no resultaron satisfactorios.

Con la experiencia pronto se demostró que el registro de inducción tenía muchas ventajas sobre el registro eléctrico convencional (ES) cuando se aplicaba en pozos de registro perforados con lodos en base agua. Diseñados para una investigación profunda, los registros de inducción pueden enfocarse con el propósito de minimizar las influencias del agujero, las formaciones adyacentes y la zona invadida. En la figura II.17 se aprecia las curvas de un registro de inducción a diferentes profundidades de investigación.

### II.7.1. Principio de medición.

Hoy en día, las herramientas de inducción poseen muchas bobinas transmisoras y receptoras. No obstante, el principio de medición puede comprenderse considerando solo una bobina transmisora y otra receptora.

Se envía una corriente alterna de alta frecuencia y de intensidad constante a través de la bobina transmisora. Se crea un campo magnético alterno que induce corrientes hacia la formación

alrededor del agujero. Estas corrientes fluyen en anillos de forma circular que son coaxiales con la bobina de transmisión, y crean a su vez un campo magnético que induce un voltaje en la bobina receptora. El principio del sistema de inducción se ilustra en la figura II.18

Debido a que la corriente alterna en la bobina transmisora es de amplitud y frecuencia constantes, las corrientes del anillo son directamente proporcionales a la conductividad de la formación. El voltaje inducido en la bobina receptora es proporcional a las corrientes de anillo y así, a la conductividad de la formación.

Así mismo hay un acoplamiento directo entre las bobinas transmisora y receptora. La señal que se origina de este acoplamiento se elimina con el uso de bobinas "compensadoras".

Esta herramienta funciona mejor cuando el fluido del pozo es aislante, incluso aire o gas. La herramienta también trabaja bien cuando el agujero contiene lodo conductivo, a menos que éste sea demasiado salado, las formaciones muy resistivas, o el diámetro muy grande.

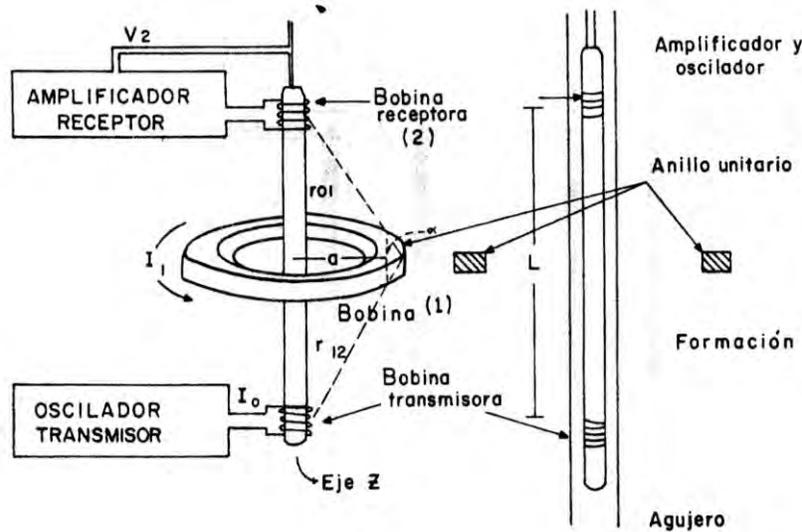


Fig. II.18. Principio del registro de inducción<sup>3</sup>.

Con el sistema de un transmisor y receptor, que se muestra en la figura II.18, las contribuciones del agujero y de la zona invadida, así como también de las capas adyacentes arriba y abajo del par de bobinas, constituyen una porción significativa de la señal recibida.

### II.7.2. Factores que afectan una medición inductiva.

Como se menciona la conductividad de la formación obtenida de las herramientas inductivas es directamente proporcional a la magnitud de la corriente generada en la bobina receptora. Así se

debe tomar en cuenta que esta corriente medida se afecta por diversos factores en los cuales se debe compensar para obtener una medición más precisa.

### II.7.3. Efecto de piel o efecto pelicular.

Cuando se está en presencia de formaciones muy conductivas, las corrientes secundarias inducidas en los anillos de tierra son grandes, y sus campos magnéticos considerables. Dichos campos inducen voltajes eléctricos adicionales en otros anillos de tierra. Los campos inducidos se encuentran desfasados en relación a aquellos inducidos por la bobina transmisora de la herramienta de inducción. La interacción entre los anillos de tierra provoca una reducción de la señal de conductividad grabada en los registros de inducción; esto se conoce como “efecto de piel”. Este es un fenómeno predecible y cobra importancia cuando la conductividad de la formación excede a 1000 mmho/m. Actualmente los registros de inducción corrigen de manera automática el efecto de piel durante la grabación. Dicha corrección se basa en la magnitud de la respuesta sin corregir de la herramienta, considerada como si perteneciera a un medio homogéneo. Cuando el medio que rodea la herramienta no tiene una conductividad uniforme, será necesario efectuar una segunda corrección utilizando las diferentes gráficas de corrección\* de registros de inducción. En la figura II.19 se puede observar una comparación en una gráfica de conductividad aparente contra la conductividad real de la respuesta correcta y la respuesta real debido al efecto pelicular.

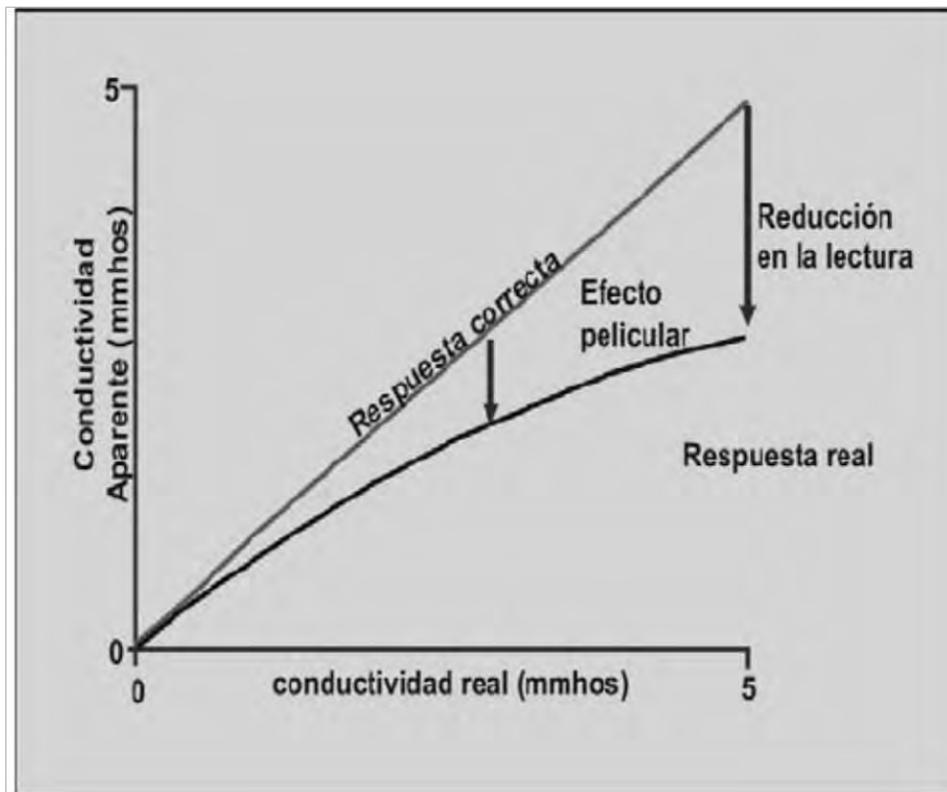


Fig. II.19. respuesta de la herramienta comparada con la conductividad real de la formación<sup>7</sup>.

\* Log Correction Charts, Schlumberger

#### II.7.4. Inductancia Mutua.

Reconoce los campos electromagnéticos generados por la formación y su interacción cambia la magnitud y fase de la señal recibida.

#### II.7.5. Deconvolución.

Es posible llevar a cabo mediciones de inducción profunda, sin sacrificar la resolución vertical, por medio de una deconvolución. La deconvolución es tomar los componentes deseables de una señal compleja y ponderar de diferentes maneras la medición global en puntos diferentes relativos a la zona objetivo. Este efecto le da un mayor peso a la señal medida en el centro de la sonda que a señales medidas por arriba y debajo de ese punto. La operación de deconvolución se efectúa antes de aplicar la corrección del efecto pelicular.

#### II.7.6. Factor Geométrico.

Considerando que el medio que rodea el pozo es homogéneo, la contribución de cada espira de formación a la señal recibida, variará dependiendo de las posiciones relativas entre la espira y el sistema de bobinas. El factor geométrico define este fenómeno mediante la especificación del porcentaje de contribución que una espira determinada tiene en la señal total recibida.

El porcentaje de contribución a la señal de un volumen de formación determinado, será función del espaciamiento bobina transmisora – bobina receptora, del radio de la espira de formación y de la ubicación de la espira.

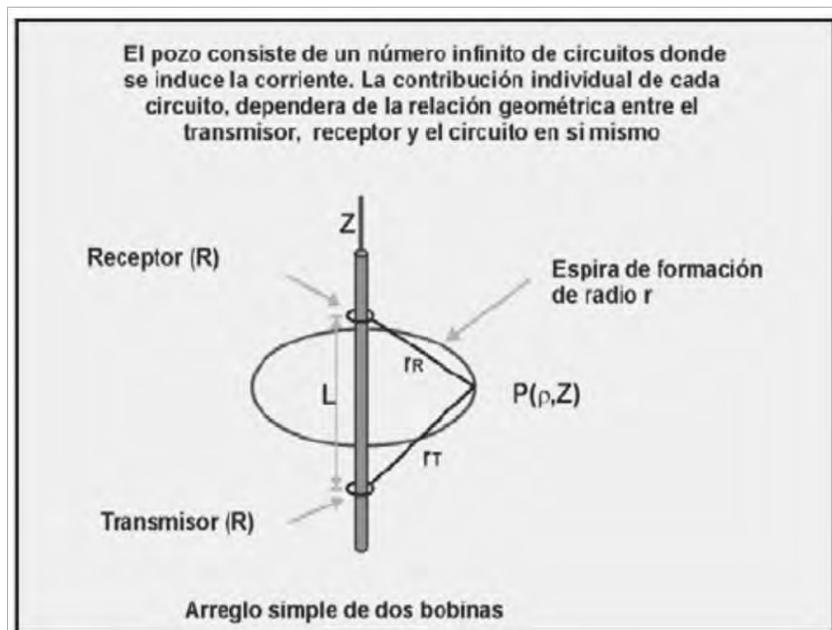


Fig. II.20. Contribución individual de cada bobina<sup>7</sup>.

Es evidente que el volumen con el mayor factor geométrico será aquel en donde un mayor número de líneas de flujo electromagnético pueden ser cortadas por las espiras de formación y en donde un mayor número de espiras puedan generar el máximo número de líneas de flujo que sean cortadas por la bobina receptora. Verticalmente, este volumen se localiza en el punto medio entre la bobina transmisora y la bobina receptora. Horizontalmente, el punto medido desde el centro de la herramienta, se encuentra a una distancia igual a la mitad del espaciamiento entre las bobinas transmisora y receptora. Por lo tanto, si se mantiene constante el espaciamiento entre las bobinas, el factor geométrico disminuirá en forma apreciable para aquellas espiras cuyo radio sea mayor o menor que la mitad del espaciamiento entre bobinas. Similarmente, el factor geométrico disminuirá en aquellos volúmenes que verticalmente se encuentren a una distancia mayor o menor que la mitad del espaciamiento entre bobinas.

### **II.8. HERRAMIENTA DOBLE INDUCCIÓN.**

Es un registro que presenta varias bobinas y proporciona dos curvas de conductividad o de resistividad. El principio de funcionamiento es el mismo que en el registro de inducción (figura II.18). El registro doble inducción requiere de un lodo conductor para obtener la curva SP; su resolución es pobre en resistividades mayores de 200 ohm-m, generalmente va acompañado de un registro de micro resistividad. Este registro se diseñó con objeto de tener un valor más exacto de  $R_t$ , reducir el efecto de diámetro de agujero y dar una mejor respuesta en capas delgadas. Así mismo, con este registro se puede determinar la resistividad de las zonas virgen y lavada, así como obtener el diámetro de invasión. Se puede correlacionar con otras curvas.

El tipo de sonda contiene varias bobinas. Si se utilizan bobinas suplementarias para cancelar la contribución del campo arriba y debajo de las bobinas principales para reducir el campo cercano al pozo y poder tener una mayor penetración hacia la formación, la cancelación del campo se optimiza por el arreglo del espaciamiento y número de vueltas de las bobinas individuales.

### **II.9. HERRAMIENTA DOBLE INDUCCIÓN FASORIAL.**

La herramienta doble inducción fasorial realiza medidas de resistividad a tres diferentes profundidades de investigación. De esta manera, proporciona información para determinar las resistividades de la zona virgen, la zona barrida y la zona de transición (en su caso). Con esta información se pueden obtener datos de saturación y movilidad de fluidos (complementada con información de otras herramientas). El sistema fasorial permite obtener datos más exactos para diferentes valores de resistividad. La herramienta cuenta con un sistema de autocalibración que mejora la precisión de la respuesta y reduce el efecto de las condiciones ambientales. Además, el sistema de transmisión de datos en forma digital del fondo a la superficie permite una mayor capacidad de señales libres de ruidos. La figura II.22 muestra un ejemplo del registro.

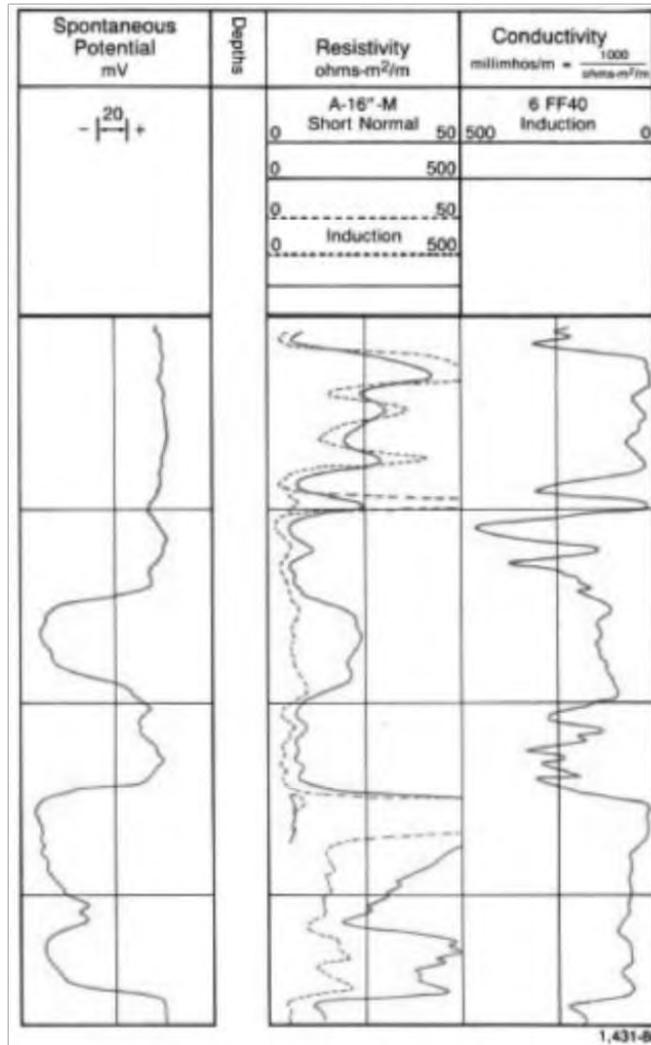


Fig. II.21. Presentación de registro de inducción<sup>8</sup>.

Las principales aplicaciones de la herramienta doble inducción fasorial son:

1. Interpretación de formaciones con diámetros grandes de invasión.
2. Formaciones con contraste medio-alto de resistividades.
3. Gráficos de invasión.
4. Pozos con lodos no conductivos.



Fig. II.22. Registro doble inducción fasorial<sup>8</sup>.

## **II.10. HERRAMIENTA DE ARREGLOS DE INDUCCIÓN (AIT).**

Esta herramienta está diseñada para medir la conductividad de la formación, de tal manera que la señal de herramienta penetra a través de zonas irregulares e invadidas alrededor del pozo para llegar a la zona no contaminada de la formación.

Su respuesta se presenta en un amplio rango de ambientes resistivos y puede funcionar en cualquier tipo de fluido, incluyendo lodos base aceite (lodos de emulsión inversa) y como resultado se obtienen imágenes de invasión, resistividad del agua de formación y contenido de fluidos.

Las mediciones inductivas fueron originalmente sustitutos de las herramientas laterales (inoperables en lodos base aceite), en donde las herramientas laterales funcionan mal debido a que requieren un contacto directo con el lodo para proporcionar un acoplamiento de la corriente a la formación.

Sin embargo, de acuerdo con su evolución, las nuevas herramientas inductivas trabajan bajo diferentes ambientes de perforación.

### **II.10.1. Principio de medición.**

El campo electromagnético que se genera alrededor de la sonda por la circulación de la corriente, induce en la formación corrientes eléctricas que circulan en anillos coaxiales al eje de la sonda. Estas corrientes, a su vez, generan su campo magnético e inducen una fuerza electromotriz en la bobina receptora, cuya intensidad es proporcional a la conductividad de la formación e inversamente proporcional a su resistividad.

En un sistema inductivo, constituido por una bobina transmisora, excitada por una corriente alterna y una bobina receptora, el voltaje inducido en la bobina receptora puede ser visto como un voltaje vectorial, para el cual la magnitud y fase están en función de la conductividad de la formación.

Existen dos modelos de sondas para arreglos de inducción, el AIT-B estándar y la AIT-H sistema Plataforma Express. Para las herramientas AIT-B y AIT-H, su principio de medición es el siguiente: cada una de estas configuraciones tiene arreglos independientes (transmisor-receptor) balanceados, con espaciamientos de 6 a 72 pulgadas. A través de esta disposición, se obtienen 28 mediciones que se corrigen en tiempo real, las cuales son adquiridas a intervalos de 3 pulgadas. Estas 28 mediciones se corrigen por efectos de pozo y se combinan con funciones ponderadas, tanto en dirección radial como en profundidad, para producir un conjunto de cinco curvas o perfiles con una correlación amplia respecto a su resolución vertical 10", 20", 30", 60" y 90" a partir del centro del pozo (Figura II.23).

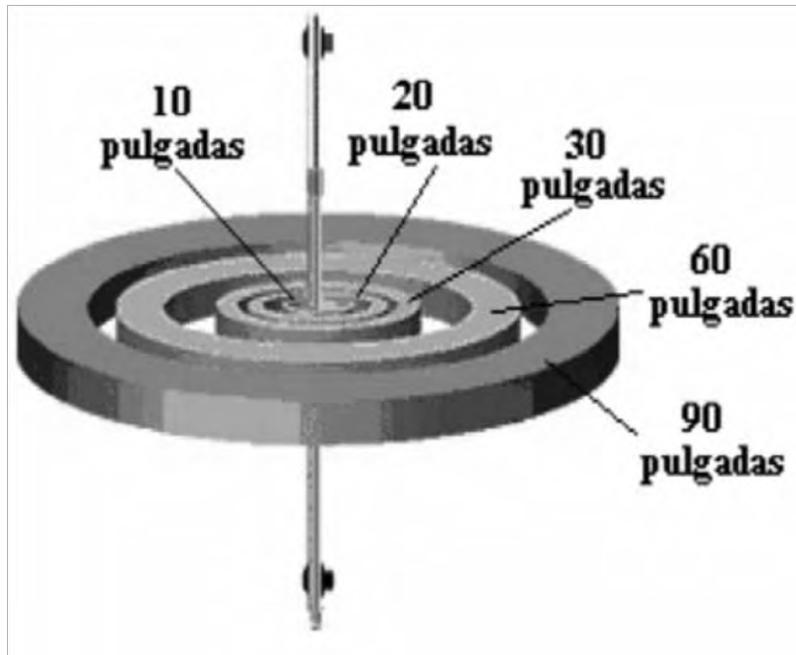


Fig. II.23. Profundidades de investigación de la Herramienta AIT<sup>7</sup>.

### II.10.2. Descripción de la herramienta.

Las primeras herramientas de Inducción estaban constituidas por bobinas cubiertas de anillos plásticos vulcanizados. Ambas bobinas se ubican en un soporte central o mandril, fabricados con materiales de alta temperatura.

La sonda estaba configurada por un sistema electrónico denominado oscilador y una serie de bobinas receptoras, las cuales se acoplan a los siguientes circuitos:

1. Detector-amplificador de la señal medida en la formación.
2. Circuito variómetro que recibe la señal de la bobina receptora y genera un voltaje igual, pero de polaridad contraria, para cancelar el voltaje de acoplamiento directo, generado con motivo de la unión del transmisor-receptor.
3. Estas señales posteriormente se amplifican en el equipo en superficie y se dirigen a una cámara óptica para obtener gráficamente las curvas correspondientes del registro.

La herramienta está formada por una serie de sensores denominados bobinas y de un transmisor y 8 arreglos de receptores, independientes entre sí, con 3 bobinas cada uno, operando a diferentes frecuencias en forma balanceada, con lo cual se adquieren 28 mediciones con 3 resoluciones verticales y 5 profundidades de investigación.

El sistema se compone además de un compensador de presión para su estabilización interna, cartuchos electrónicos y de telemetría, nariz opcional, cabeza adaptadora y centralizadores.

Este sistema muestra dos modelos de sondas (AIT-B estándar) y la (AIT-H sistema Plataforma Express), las cuales presentan la configuración mostrada en la Figura II.24

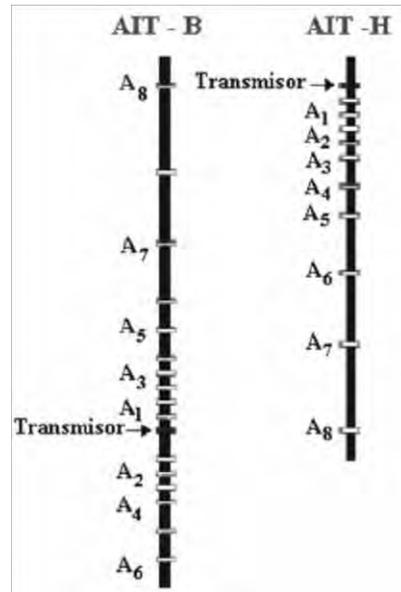


Fig. II.24. Configuración básica de la herramienta AIT<sup>7</sup>.

La estabilidad para la presión y la temperatura se obtiene con un mandril metálico y bobinas de cerámica. No existe estructura de soporte, como puede ser la fibra de vidrio utilizada en la herramienta.

La herramienta AIT-B opera simultáneamente a 3 frecuencias diferentes, en un rango de  $10^4$  a  $10^5$  hz. Consta de 8 arreglos combinados de 3 bobinas cada uno, 6 de las cuales operan simultáneamente a 2 frecuencias, con el fin de incrementar la resolución radial en formaciones con resistividades moderadamente bajas.

La herramienta AIT-H opera a una sola frecuencia de 26 KHz, midiendo las señales R y X en cada arreglo de bobinas. Estos valores son adquiridos simultáneamente cada 3 pulgadas de profundidad de la señal en el medio pozo-formación.

Este tipo de configuración produce mediciones de conductividad similares a los de la herramienta AIT-B, con la adición de la resistividad del lodo de perforación ( $R_m$ ), tomando en cuenta las correcciones ambientales y la velocidad de desplazamiento de la herramienta en tiempo real. Un ejemplo de este tipo de registro se puede apreciar en la Figura II.25.

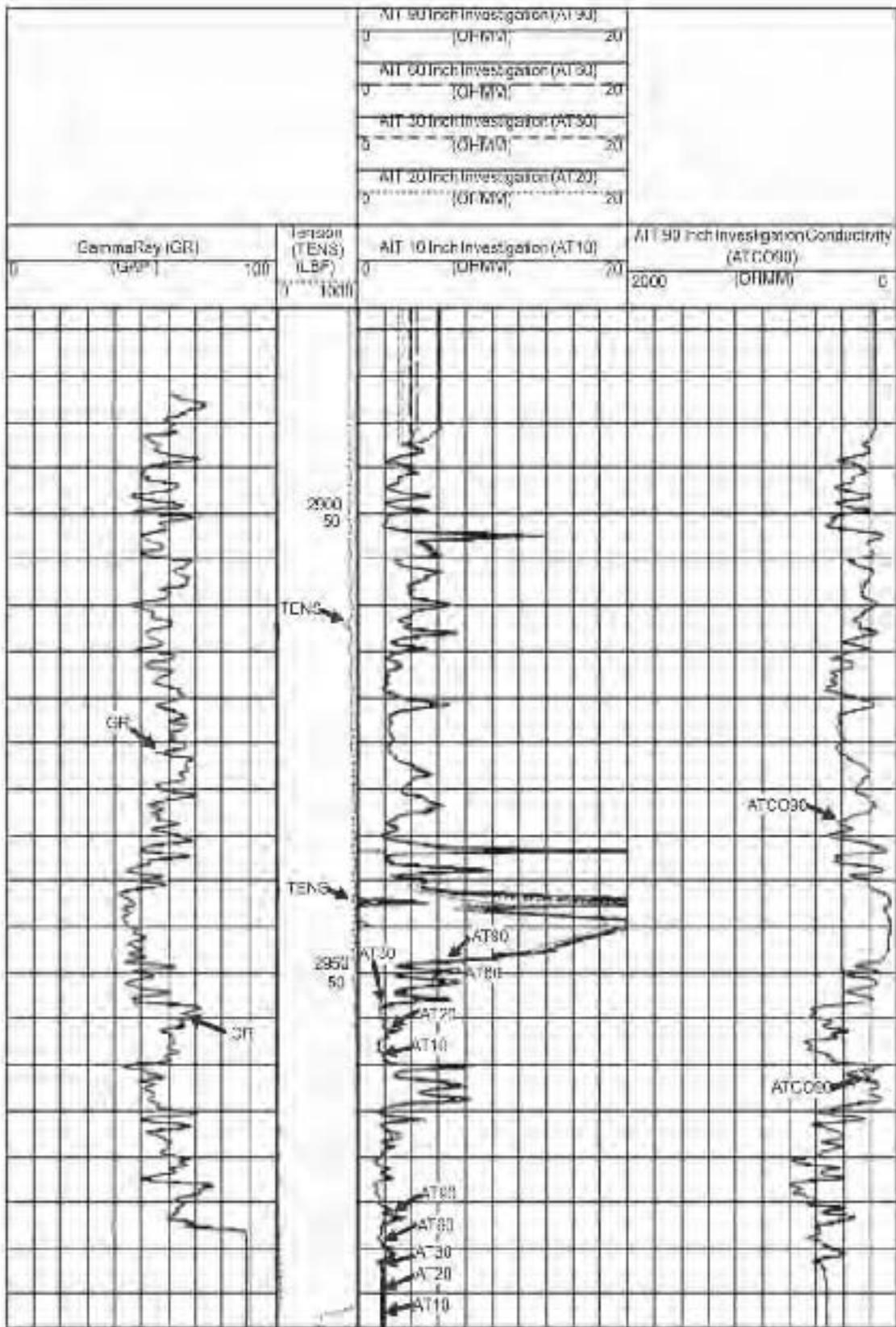


Fig.II.25. Presentación del registro AIT<sup>8</sup>.

## II.11. HERRAMIENTA DE INDUCCIÓN ELÉCTRICA TRIAXIAL.

Como ya se ha comentado una propiedad fundamental utilizada por los analistas de registros para evaluar pozos de petróleo y gas, es la resistividad de la formación, fue la primera medición efectuada con las herramientas de adquisición de registros operadas con cable. Con la evolución de los dispositivos para medir la resistividad, los registros de inducción se convirtieron en la técnica de medición estándar. Sin embargo, la precisión de la respuesta de la herramienta frente a altas resistividades, pozos desviados o yacimientos inclinados estaba limitada por la física de la medición. Más tarde se difundió una nueva herramienta que superó muchas de las limitaciones de las técnicas previas de los registros de inducción.

Esta es una nueva herramienta de registros de inducción y proporciona información 3D sobre las formaciones que se encuentran lejos de la pared del pozo. Posee la ventaja de mejorar la precisión de las mediciones de resistividad en pozos desviados y en capas inclinadas, y puede medir la magnitud y la dirección del echado o buzamiento de las formaciones sin tener que estar en contacto con el pozo. Las mediciones de resistividad triaxial de alta precisión, obtenidas con esta herramienta, implican un mayor aprovechamiento de oportunidades y un mejor conocimiento del yacimiento.

### II.11.1. Principio de medición.

Las herramientas previas de registros de inducción, tales como las de la familia AIT, miden la resistividad horizontal (en forma uniaxial). La herramienta de inducción triaxial (Rt Scanner) mide en tres dimensiones (en forma triaxial). Aunque la física de las mediciones es similar, las triaxiales son mucho más complejas. En la figura II.27 se presenta el arreglo de las corrientes inducidas por las bobinas de la herramienta de inducción triaxial.

Las herramientas de inducción triaxial como el Rt Scanner consta de un arreglo de transmisores triaxiales “colocados,” tres receptores axiales de espaciamiento corto y tres arreglos de receptores triaxiales colocados. La bobina del transmisor triaxial genera tres momentos magnéticos direccionales en las direcciones x, y, y z. Cada arreglo de receptores triaxiales posee un término acoplado en forma directa y dos términos acoplados en forma cruzada con las bobinas de los transmisores en las otras direcciones. Esta disposición provee nueve términos en un arreglo de tensores de voltaje de 3x3, para cualquier medición dada.

Los nueve acoplamientos se miden simultáneamente. Una técnica de inversión de avanzada extrae, de la matriz de voltaje tensorial, la anisotropía resistiva, las posiciones de los límites entre capas y el echado relativo. Los arreglos de receptores se ubican con diferentes espaciamientos para proveer múltiples profundidades de investigación. Una sonda típica de inducción triaxial se ilustra en la figura II.26



Fig. II.26. Esquema de una sonda de inducción triaxial<sup>14</sup>.

La colocación de las bobinas constituye una característica importante de la herramienta Rt Scanner: cuando el transmisor o los receptores no están en la misma posición, los espaciamientos para los términos cruzados serán diferentes que los de los términos directos. Dado que todo el conjunto de mediciones se elabora dentro de un solo marco de profundidades, no es necesario desplazar en profundidad ninguna medición para formar los tensores de medición. Cuando la totalidad de los nueve componentes posee el mismo espaciamiento y se encuentra en la misma posición, la matriz puede ser rotada matemáticamente para resolver el echado relativo de la formación. El cambio de un sistema de coordenadas a otro también se simplifica significativamente porque implica una transformación sencilla y todas las mediciones se obtienen con el mismo sistema de coordenadas y en idéntica profundidad. La colocación es especialmente importante cuando los planos de estratificación son perpendiculares a la posición relativa de la herramienta.

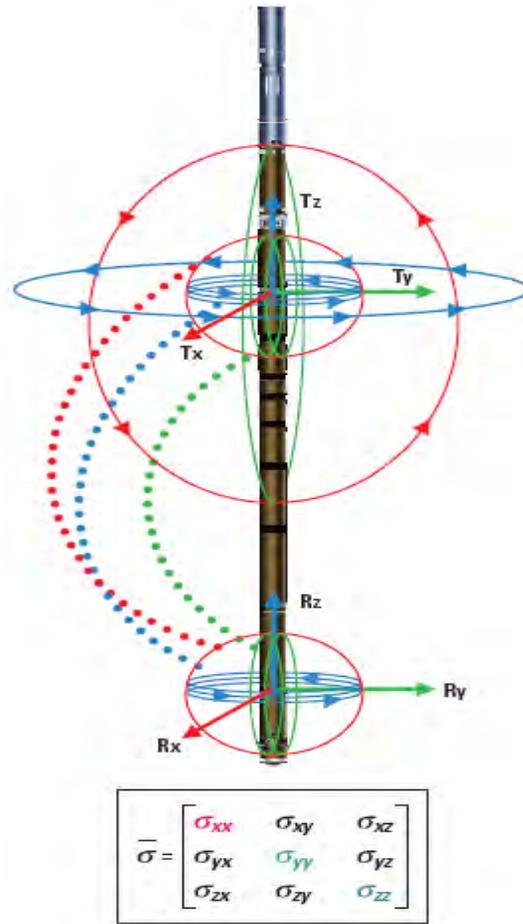


Fig. II.27. Arreglo tridimensional de la herramienta de inducción triaxial<sup>14</sup>.

REGISTROS RESISTIVOS	Schlumberger	Baker Hughes	Halliburton	PEP
Arreglos de Inducción	<i>AIT</i>	<i>HDIL</i>	<i>HRI</i>	<i>AIT</i>
Inducción Esférico	<i>ISF</i>	<i>IEL</i>	-	<i>ISF</i>
Doble Inducción	<i>DIL</i>	<i>DIFL</i>	<i>DIL</i>	<i>DIL</i>
Doble Inducción Fasorial	<i>DIT</i>	<i>DPIL</i>	<i>HRI</i>	<i>DITE</i>
Doble Laterolog	<i>DLL</i>	<i>DLL</i>	<i>DLL</i>	<i>DLL</i>
Microesférico Enfocado	<i>MSFL</i>	<i>MSFL</i>	<i>MSFL</i>	<i>MSFL</i>
Inducción Triaxial	<i>RT SCANNER</i>	<i>3DEX</i>	-	-

Fig. II.28. Nomenclatura común de los registros resistivos, entre las principales compañías de servicios.

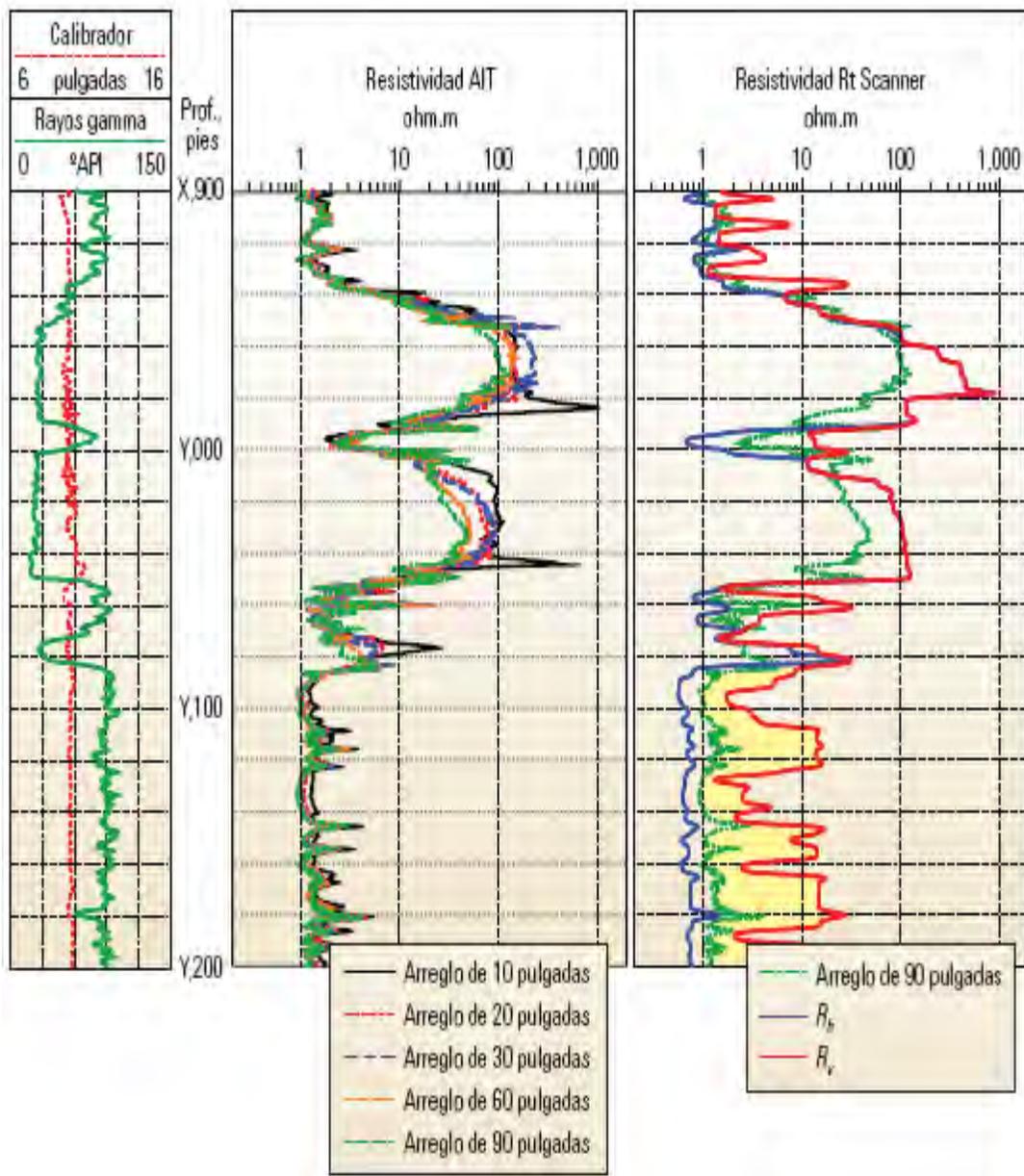


Fig. II.29. Comparación de las lecturas realizadas entre un registro de inducción triaxial (RT Scanner) y uno de arreglos de inducción (AIT)<sup>14</sup>.

En la Cuadro comparativo de la Figura II.28 se puede observar las iniciales de los distintos nombres que reciben las herramientas de diversas compañías. Por otro lado en la figura II. 29 se aprecia el incremento en la lectura de resistividad proporcionado por el registro de resistividad triaxial (Rt scanner) comparado con el registro de la herramienta de arreglos de inducción (AIT).

---

---

## CAPÍTULO III

### EVALUACIÓN DE FORMACIONES.

En la industria del petróleo, los registros obtenidos en agujero descubierto mediante servicios de cable (wireline), han sido utilizados ampliamente en los pozos para la localización de hidrocarburos. Estos registros nos proporcionan información esencial para la determinación de las propiedades petrofísicas de las rocas y de su capacidad de producción. Las mediciones están basadas principalmente sobre registros de tipo eléctrico, electromagnético, nuclear y sónico. Los registros de pozos intervienen en varias etapas de la realización de los mismos como lo es durante su perforación, su terminación y finalmente durante el proceso de producción.

En agujero descubierto, los registros de pozo nos proporcionan información sobre parámetros tales como el espesor del yacimiento, porosidad, saturación de fluido, litología, ambiente geológico de depositación, presión, permeabilidad, entre otros. Mientras que en agujero revestido, los servicios de cable permiten efectuar con rapidez y buen control de profundidad, operaciones de disparo, colocación de instrumentos (tapones, empacadores) y diversas operaciones de control (evaluación de cementación, producción, reevaluación de intervalos).

En este trabajo se presentan principalmente las mediciones de resistividad por medio de dispositivos eléctricos y de inducción electromagnética, no obstante en el apéndice A y B se mencionan de forma somera los registros de potencial espontáneo (SP) y rayos gamma (GR), así como los registros utilizados para evaluar la porosidad de la formación, respectivamente. Sin embargo esta tesis enfatiza los registros de resistividad por su aplicación en la obtención de las diferentes resistividades durante el proceso de invasión, debido a que mediante diferentes algoritmos que han sido desarrollados podemos calcular la saturación de fluidos presentes en una formación con contenido de hidrocarburos.

A lo largo de este capítulo se presentan a grandes rasgos las propiedades necesarias para la evaluación de formaciones, deteniéndose y resaltando la importancia de la saturación de fluidos presentes en un yacimiento petrolero, se mencionan métodos para la determinación de las diferentes resistividades presentes en un yacimiento esencial para la estimación de la saturación de fluidos.

#### III.1. PARÁMETROS DE UN YACIMIENTO.

Un yacimiento se puede definir como la porción de una trampa geológica que contiene hidrocarburos y que se comporta como un sistema interconectado hidráulicamente. Algunos yacimientos están asociados a grandes volúmenes de agua denominados acuíferos. Los hidrocarburos parcialmente ocupan los poros o huecos de la roca almacenadora y normalmente están a la presión y temperatura debidas a las profundidades a que se encuentra el yacimiento.

Una formación geológica debe reunir dos características esenciales para formar un yacimiento comercial de hidrocarburos, que son: la capacidad de almacenamiento y la transmisibilidad de fluidos.

La roca de un yacimiento está compuesta de cementante y componentes entre los cuales subsiste un espacio relleno con fluidos. La porosidad, por definición, es el espacio de poros dividido por el volumen total de la roca. Es posible determinar esta cantidad directamente en el laboratorio o estimarla por análisis de registros geofísicos. En el análisis de registros, a la parte sólida se le denomina generalmente como matriz.

Para fines económicos sólo se debe considerar la porosidad interconectada, ya que la demás porosidad no contribuye al flujo.

Los procesos geológicos posteriores a la sedimentación (cementación, disolución, reemplazamiento, fracturamiento) pueden modificar notablemente el volumen y la distribución de los poros. Cierta parte de los poros puede ser ocupada por arcilla secundaria, lo que contribuye a reducir el volumen de poros y también la capacidad de flujo del yacimiento.

La determinación de la porosidad y del contenido de hidrocarburos es sin duda un aspecto muy importante en la evaluación de formaciones. Sin embargo, se debe examinar otros factores para que la formación sea explotada en forma económica:

- Profundidad y espesor del yacimiento
- Litología
- Contenido de arcilla
- Saturación y densidad de hidrocarburos
- Permeabilidad y presión de formación

Estos parámetros pueden ser obtenidos directa o indirectamente de los registros, mediante mediciones en pozo abierto o revestido.

### **III.1.1. PROFUNDIDAD.**

La medición de profundidad se efectúa mediante equipos calibrados, cuyo funcionamiento se revisa periódicamente. Los efectos de elongación del cable que resultan de su tensión en pozos profundos o la aceleración de herramienta en agujeros pegajosos, afectan la precisión de la medición. Actualmente existen herramientas como el equipo auxiliar AMS (Auxiliary Measurement Sonde) que permite entre otras mediciones, registrar constantemente la tensión en la cabeza de la herramienta, para mejorar el control de profundidad.

Las profundidades registradas en cada bajada de herramienta, pueden ser corregidas posteriormente por efectos de desviación del pozo. La medición de profundidad obtenida con los registros, complementada por el análisis de echados de formación, constituye una fuente importante de información para los estudios de correlación, la determinación de la extensión lateral de los yaci-

mientos y para su Interpretación estructural. La capacidad de muestreo de las herramientas varía de un diseño a otro. La distancia entre 2 muestreos consecutivos es generalmente de 6" (15 cm). Sin embargo, en el caso de las herramientas que tienen una buena resolución vertical (MSFL) se muestrea cada 1.2" (3 cm), lo que permite distinguir intercalaciones delgadas en la formación. La herramienta de echado estratigráfico SHDT toma 10 mediciones por pulgada, con el fin de proporcionar a los sedimentólogos y estratígrafos datos comparables en escala, con la información contribuida por núcleos.

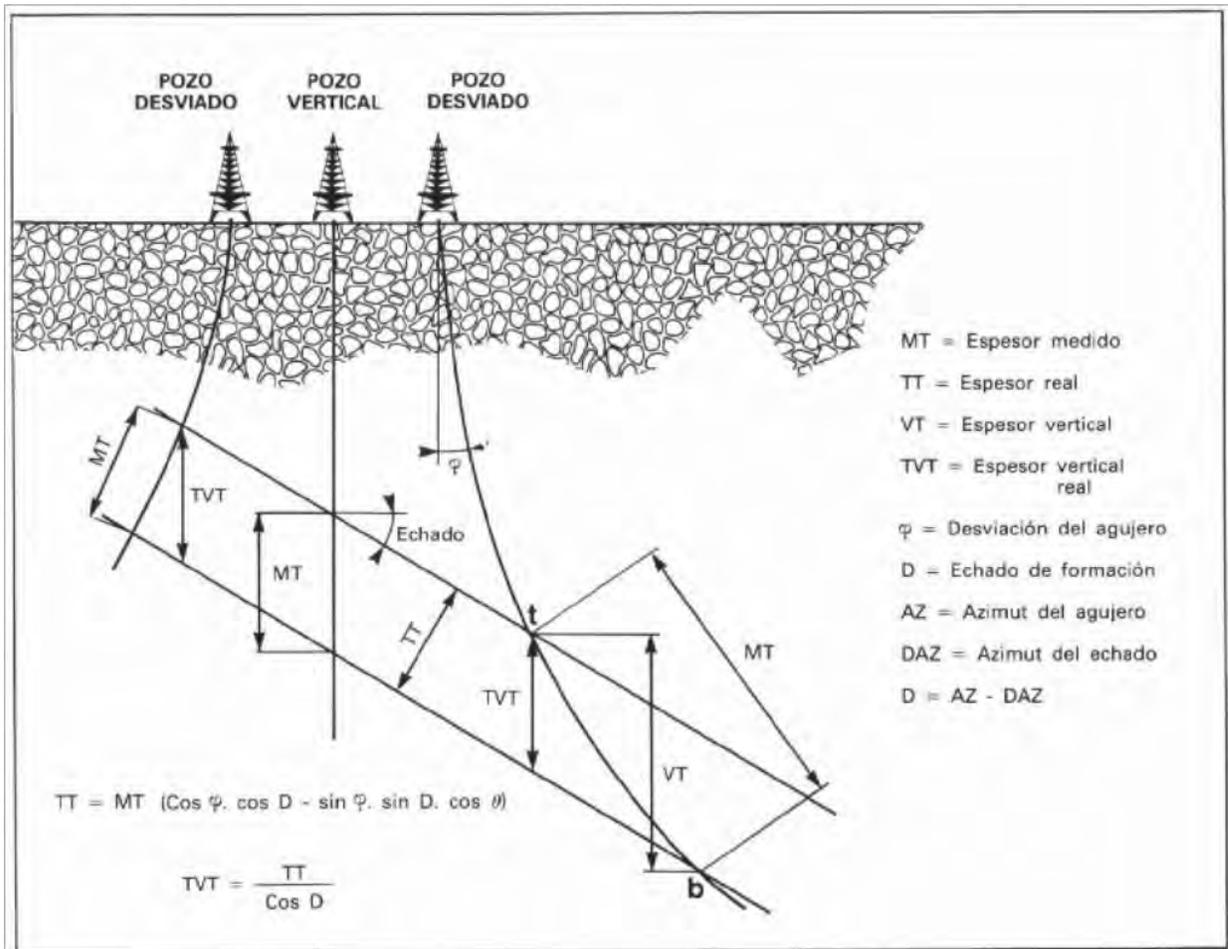


Fig. III.1 Espesores medido, espesor real y espesor vertical en una formación<sup>15</sup>.

La medición de profundidad obtenida con los registros, complementada por el análisis de echados de formación, constituye una fuente importante de información para los estudios de correlación, la determinación de la extensión lateral de los yacimientos y para su Interpretación estructural.

**II.1.2. POROSIDAD Y LITOLOGIA.**

El volumen del espacio de poros determina la capacidad de almacenamiento del yacimiento. La porosidad primaria es la porosidad que se desarrolla al final de la sedimentación o que ha estado

presente dentro de las partículas sedimentarias al tiempo de la depositación. La porosidad secundaria se desarrolla en una roca después de su depositación, por procesos como la disolución o el fracturamiento. Generalmente, la porosidad secundaria es muy pequeña (1% a 2%) pero puede mejorar considerablemente la capacidad de flujo de la roca (permeabilidad).

La relación entre las dos clases de porosidad varía según los yacimientos. En México, las areniscas del Terciario cuentan principalmente con porosidad primaria, en cambio los yacimientos carbonatados pueden presentar porosidad secundaria de importancia, pero baja porosidad primaria.

Las porosidades se clasifican según la disposición física del material que rodea a los poros y a la distribución y forma de los poros. En una arena limpia, la matriz de la roca se compone de granos de arena individuales, con una forma más o menos esférica, y apiñados de manera que los poros se hallan entre los granos.

Según la forma en que fueron depositadas, las calizas y dolomías también pueden mostrar porosidad intergranular. Asimismo, pueden tener porosidad secundaria en forma de pequeñas cavidades. La porosidad secundaria se debe a la acción de aguas de formación o fuerzas tectónicas en la matriz de roca después del depósito. Por ejemplo, las aguas de infiltración ligeramente ácidas pueden crear y agrandar los espacios porosos al desplazarse a través de los canales de interconexión en las calizas; y los caparzones de pequeños crustáceos atrapados en el interior pueden disolverse y formar cavidades. Por otro lado, las aguas de infiltración ricas en minerales pueden formar depósitos que sellan parcialmente varios poros o canales de una formación. De este modo, reducen la porosidad de la formación y/o alteran la geometría de los poros. Las aguas ricas en sales de magnesio pueden infiltrarse a través de la calcita, reemplazando gradualmente el calcio por magnesio. Ya que el reemplazo se efectúa átomo por átomo, mol por mol, y el volumen de un mol de dolomita es 12% menor que el de la calcita, el resultado es que hay una reducción en el volumen de la matriz y un aumento correspondiente en el volumen de los poros.

Se pueden presentar tensiones en la formación causando redes de grietas, fisuras o fracturas, que se agregan al volumen de los poros. Sin embargo, en general, el volumen real de las fracturas es relativamente pequeño. Estas normalmente no aumentan la porosidad de la roca de manera significativa, aunque sí pueden aumentar su permeabilidad en gran medida.

Los registros utilizados para determinar la porosidad son: el de densidad de formación FDC o litodensidad LDT, el neutrónico compensado CNL y el sónico BHC\*. En el caso frecuente de litologías complejas, no es posible efectuar una medición independiente de la porosidad, puesto que cada uno está afectado por los minerales que forman la roca, por el porcentaje de arcillas y por la densidad de los fluidos de formación (hidrocarburo liviano, gas). En México, los yacimientos de mayor producción están formados por calizas con porcentajes variables de dolomía y un contenido generalmente bajo de arcillas. Es común encontrar intercalaciones delgadas de anhidrita. La densidad de hidrocarburos varía según los campos.

---

\* Apéndice B

### II.1.3. CONTENIDO DE ARCILLA.

La presencia de arcilla afecta en forma notable las lecturas de los registros de porosidad y de resistividad. El conocimiento de la composición mineralógica de las arcillas y su distribución en la matriz ayudan al analista de registros para predecir el comportamiento de una formación.

Las arcillas depositadas en forma laminar afectan poco las características de porosidad y de permeabilidad horizontal. En cambio, cuando existen en forma dispersa, las partículas arcillosas se desarrollan en el espacio intergranular y tienden a obstruirlo parcialmente. Según el tipo de arcilla, la acumulación de las partículas entre los granos puede impedir casi totalmente el flujo de los fluidos de la formación. Por ejemplo, un contenido aun muy bajo de ilita en los poros, puede arruinar completamente la permeabilidad.

En intervalos arcillosos, los registros de resistividad demuestran lecturas bajas, mientras que las deflexiones del potencial espontáneo se ven reducidas, lo cual permite proporcionar una evaluación cuantitativa del contenido arcilloso. Sin embargo, la naturaleza misma de estos indicadores limita su uso a condiciones particulares. El indicador de resistividad encuentra su mayor utilidad en caso de formaciones saturadas de hidrocarburos donde el producto  $\phi \cdot S_w$  es constante. El potencial espontáneo tiene mayor aplicación en formaciones de espesor y con buena porosidad.

El registro de rayos gamma naturales (GR)<sup>†</sup> permite medir el contenido de arcilla, a partir de los niveles leídos en las lutitas y en los cuerpos limpios. En las lutitas se observa generalmente concentraciones apreciables de isótopos radioactivos que resultan del decaimiento de los elementos torio, potasio y uranio, los que producen altos valores de radioactividad, mientras que los cuerpos limpios quedan usualmente libres de tal fenómeno. Se puede entonces calibrar fácilmente la escala de rayos gamma a volumen de arcilla.

## II.2. RESISTIVIDAD DEL AGUA DE FORMACIÓN.

El agua de formación, a veces llamada agua congénita o agua intersticial, es el agua no contaminada por el lodo de perforación que satura la porosidad de la roca. La resistividad de esta agua de formación,  $R_w$ , es un parámetro importante para la interpretación, ya que se requiere para el cálculo de saturaciones (de agua o hidrocarburos) a partir de los registros básicos de resistividad. Existen varias fuentes de información sobre la resistividad del agua de formación. Estas incluyen catálogos de agua, análisis químicos, la curva de potencial espontáneo (SP) y diferentes cálculos y diagramas de resistividad - porosidad.

### II.2.1. $R_w$ de catálogos de agua.

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

---

<sup>†</sup> Apéndice A

### II.2.1.2. $R_w$ de análisis químicos.

Aunque siempre es preferible la medición directa de la resistividad del agua de formación de una muestra de agua producida, algunas veces sólo se dispone de un análisis químico de la muestra de agua, incluso en las listas de catálogo. Existen diversos métodos para derivar la resistividad eléctrica de una solución a partir de su análisis químico.

El método más exacto para obtener el valor de  $R_w$  es por medición directa sobre una muestra de agua, o bien a partir de un análisis químico. Sin embargo, esto no siempre es posible, por lo que se recurre entonces a diferentes alternativas que permiten obtener valores aproximados de  $R_w$  y que a continuación se indican:

- Obtención de  $R_w$  a partir del registro SP
- Obtención de  $R_w$  utilizando la gráfica de Pickett
- Obtención de  $R_w$  a partir de gráficas de resistividad

### II.2.3. Obtención de $R_w$ a partir del registro SP.

En la interpretación cuantitativa de registros, es muy frecuente el uso del concepto de Potencial Espontáneo Estático (SSP). Concepto que se asocia a formaciones constituidas por arenas limpias.

El Potencial Espontáneo Estático, teóricamente es igual al Potencial Espontáneo (SP), que está representado por:

$$SSP = SP = -K \log \frac{R_{mf}}{R_w} \quad \text{III. 1}$$

Donde:

$K$  = Constante que depende de la temperatura de la formación  $R_{mf}$  = Resistividad del filtrado del lodo  $R_w$  = Resistividad del agua de formación

En la interpretación cuantitativa de registros será frecuentemente necesario conocer el valor de  $R_w$  a partir de la ecuación. Para lo cual será necesario que el valor de SSP se obtenga de una arena limpia invadida de agua salada, cuyo espesor sea grande (cuando menos de 20 veces el diámetro del agujero), con poca invasión y de baja resistividad. En las arenas donde se reúnen estas condiciones, generalmente la curva del potencial tiene forma cuadrada y los valores de SP leídos en el registro no requieren de corrección alguna para obtener el valor del SSP.

Cuando en las cercanías del intervalo que se analiza en el registro, no existe una arena limpia que reúna las condiciones anteriores, es necesario hacer correcciones por medio de gráficas, aún tratándose de capas gruesas de arena, si se conoce aproximadamente el valor de la resistividad de la zona invadida.

Generalmente, la resistividad del agua se calcula a partir de la ecuación, poniendo a  $R_w$  en forma explícita, se tiene:

$$R_w = \frac{R_{mf}}{10^{-\frac{SSP}{K}}} \quad \text{III. 2}$$

### Obtención de $R_{mf}$

Algunas sondas de microlog están provistas de un dispositivo especial que permite la recolección de una muestra de filtrado del lodo directamente dentro del pozo, simultáneamente con la obtención del registro. Se puede determinar esta resistividad en una muestra de filtrado del lodo que se obtiene en el mismo sitio del pozo.

A través de un método indirecto es posible obtener el valor de  $R_{mf}$  cuando por alguna razón no es posible obtener directamente valores adecuados de  $R_{mf}$  y que está expresada aproximadamente por:

$$R_{mf} = CR_m^{1.07} \quad \text{III}$$

Se encontró que los valores de  $C$  son función de la densidad del lodo; en la Figura III.2 se muestra gráficamente esta relación.

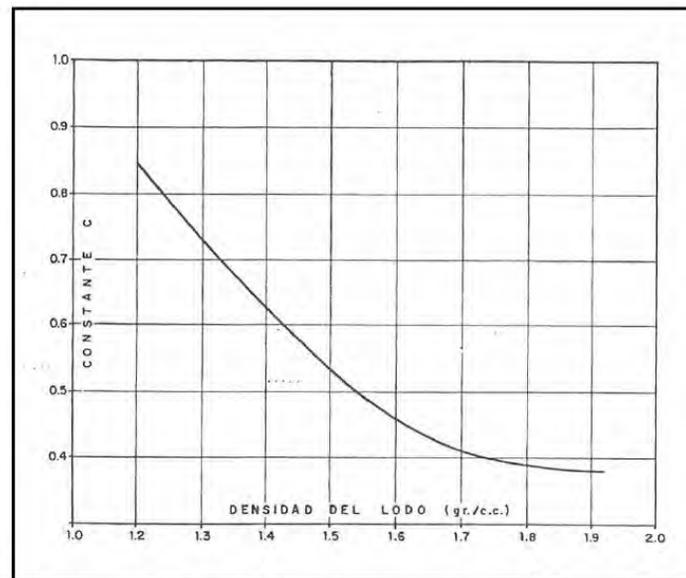


Fig. III.2 Relación entre la densidad del lodo y la constante C de la ecuación de Overton y Lipson.

Determinación de la constante K

La constante K de la ecuación III.1 del potencial espontáneo es función de la temperatura. Existen varias expresiones para determinar su valor; una de las que más uso tiene es la siguiente:

$$K = 60 + 0.13T \quad \text{III.3}$$

O bien:

$$K = 64 + 0.23 T \quad \text{III.4}$$

Para T en grados centígrados

#### II.2.4. Obtención de $R_w$ utilizando la gráfica de Pickett.

El propósito principal de esta gráfica, en esta parte de la tesis, es obtener el valor de la resistividad del agua de formación  $R_w$ , a partir de la relación resistividad de la formación ( $R_t$ ) y la porosidad ( $\phi$ ).

Si a la ecuación de saturación de Archie ( $Sw^n = \frac{FR_w}{R_t}$ ) se le aplican las leyes de los logaritmos, se obtiene:

$$n \log Sw = \log F + \log R_w - \log R_t \quad \text{III.5}$$

Sustituyendo la ecuación particular de factor de formación  $F = a\phi^m$  y despejando lo de la ecuación, se obtiene:

$$\log R_t = \log R_w + \log a - m \log \phi - n \log Sw \quad \text{III.6}$$

Para una zona con  $Sw=100\%$ , o  $Sw=1$ , en fracción, y simplificando se obtiene:

$$\log R_t = -m \log \phi + \log(aR_w) \quad \text{III.7}$$

Lo cual se representa en la ecuación de una recta en una gráfica con escala logarítmica de la forma  $y=mx+b$ . Esto significa que si se tienen datos de porosidad y resistividad en una zona saturada 100% con agua ( $R_t=R_o$ ), se ubicarán en una línea recta en un papel doble logarítmico mientras m sea constante. La Fig. III. 3 muestra la gráfica. La intersección de la línea media que representa los puntos, con el valor de porosidad de 100%, será el valor de  $R_w$  y el recíproco de la pendiente de esa recta será el valor de m.

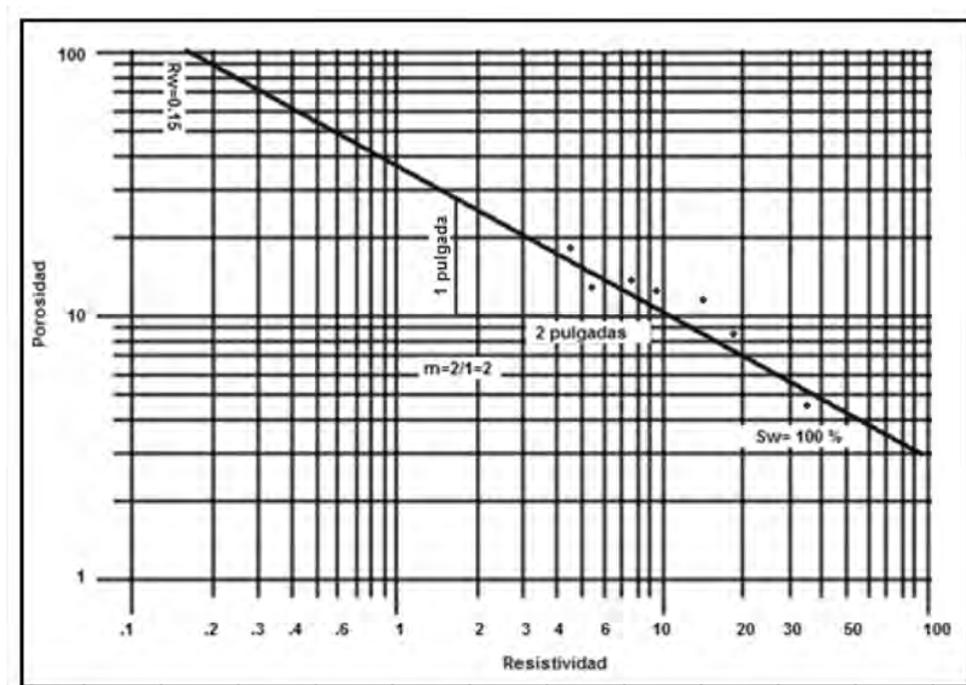


Fig.III.3 Ejemplo de la gráfica de Pickett que muestra la línea de saturación de agua al 100% y el valor de la resistividad del agua (Rw).

**II.2.5. Obtención de Rw a partir de gráficas de resistividad.**

Se puede decir en general que la salinidad de agua de las formaciones aumenta con la profundidad; sin embargo, hay ocasiones en que los valores se apartan de esta regla. Se ha encontrado que la salinidad del agua asociada con los yacimientos petroleros puede variar desde aproximadamente 1000 ppm hasta cerca de la concentración de saturación, del orden de 300,000 ppm.

Los iones que comúnmente se encuentran en las aguas de las formaciones son los siguientes:

Cationes	Aniones
Na <sup>+</sup>	Cl <sup>-</sup>
Ca <sup>++</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>-</sup>
Mg <sup>++</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>
	CO <sub>3</sub> <sup>-</sup>

La sal que más comúnmente se encuentra en las formaciones es el NaCl

A temperatura constante, la resistividad de un electrolito disminuye con el aumento de salinidad. En los análisis cuantitativos de registros se acostumbra usar resistividades del agua de formación que corresponden a una concentración equivalente de NaCl. La gráfica de la Fig. III.4 es útil para encontrar el valor de  $R_w$  conociendo la salinidad en ppm y la temperatura de la Formación.

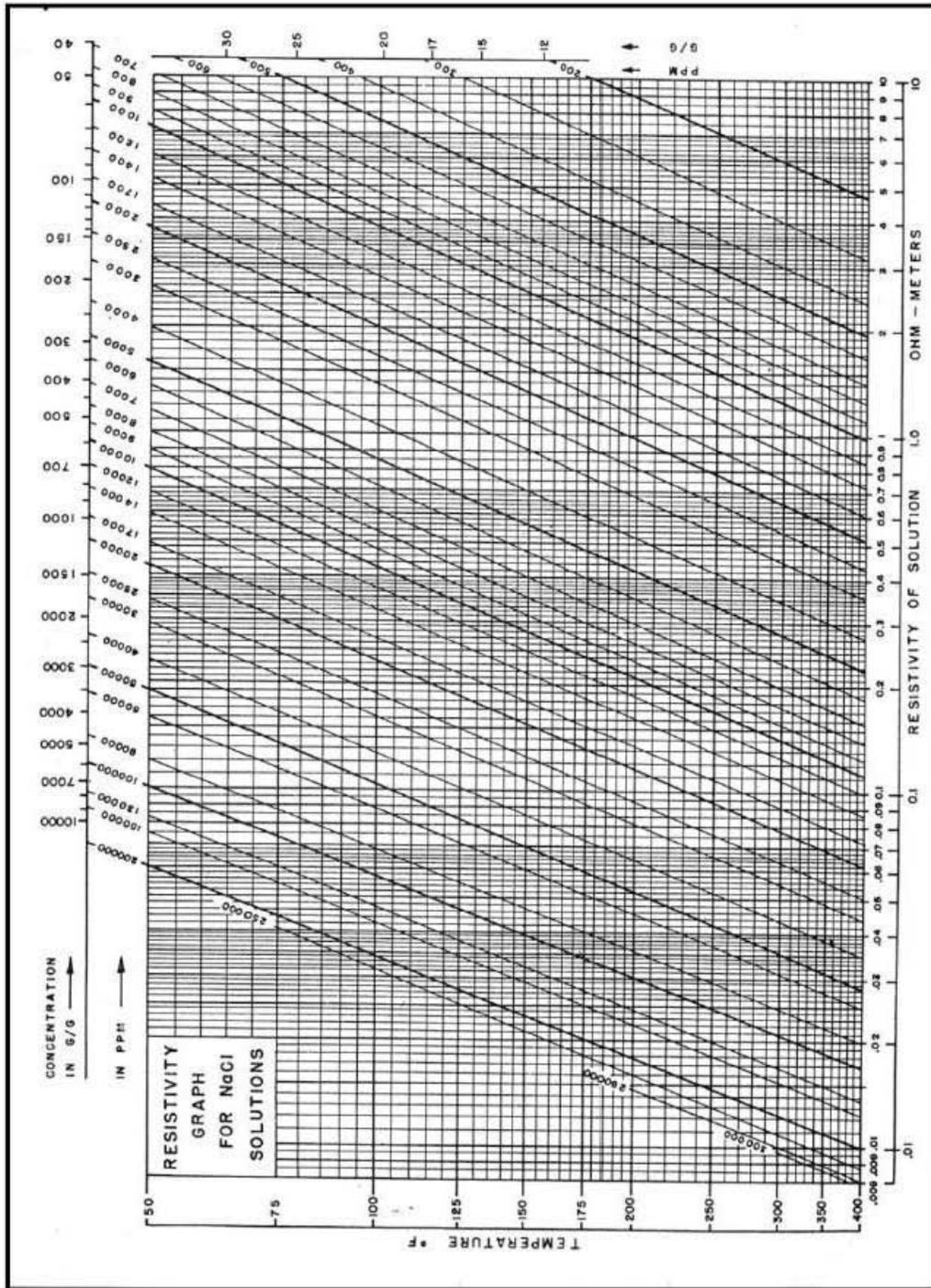


Fig. III.4 Gráfica de la resistividad del agua en función de la salinidad y la temperatura<sup>15</sup>.

### II.3. EVALUACIÓN DE LA SATURACIÓN.

La saturación de agua cumple un papel muy importante en la industria hidrocarburos debido a que por medio de ecuaciones existentes, ayuda a determinar la probabilidad de producción y calcular el volumen de hidrocarburos existentes que se le atribuye al cálculo de reservas.

La saturación de agua es la fracción (o porcentaje) del volumen de los poros de la roca del yacimiento que está llena de agua. Por lo general se supone, a menos que se sepa lo contrario, que el volumen de los poros que no están llenos de agua están llenos de hidrocarburos. La determinación de la saturación de agua e hidrocarburos es uno de los objetivos básicos de los registros de pozos.

#### II.3.1. FORMACIONES LIMPIAS.

Todas las determinaciones de saturación de agua a partir de registros de resistividad en formaciones limpias (sin arcilla) con porosidad intergranular homogénea se basan en la ecuación de saturación de agua de Archie, o en variaciones de la misma. La ecuación es la siguiente:

$$S_w^n = \frac{FRw}{Rt} \quad \text{III. 8}$$

donde

$Rw$  es la resistividad del agua de la formación

$Rt$  es la resistividad verdadera de la formación.

$F$  es el factor de resistividad de la formación. (Factor de formación).

Los factores de formación se pueden determinar en el laboratorio de muestras representativas de las formaciones de interés o de sondas con corta investigación.

$F$  se obtiene por lo general, de la porosidad medida de la formación por medio de la relación.

$$F = \frac{a}{\phi^m} \quad \text{III. 9}$$

Existe una expresión similar para  $S_{xo}$ , la saturación agua en la zona lavada:

$$S_{xo}^n = \frac{FRmf}{Rxo} \quad \text{III. 10}$$

donde

$Rmf$  es la resistividad del filtrado de lodo

$Rxo$  es la resistividad de la zona lavada.

En estas ecuaciones, generalmente se le da al exponente de saturación  $n$  el valor 2. Experimentos de laboratorio han demostrado que este es un buen valor para casos promedio. Los valores de  $a$  y  $m$  en la Ec. III.2 están sujetos a mayor variación: en carbonatos por lo general se usa  $F=1/\phi^2$ ; en arenas  $F=0.62/\phi^{2.15}$  (fórmula de Humble) o  $F=0.81/\phi^2$  (una forma más simple prácticamente equivalente a la fórmula de Humble).

En la interpretación de registros se pueden presentar dos situaciones diferentes mediante el método de Archie.

1. La resistividad  $R_o$  de una zona porosa saturada 100% de agua congénita se puede determinar de un registro y la litología de esta zona puede considerarse esencialmente igual a la zona de producción que va evaluarse.

Cuando las condiciones estipuladas se satisfacen, la saturación de agua de formación (agua congénita) se puede obtener directamente de la relación de Archie, en su otra expresión aplicando y sustituyendo la fórmula para el calcular el factor de formación (Ec. I.5), esto queda de la siguiente forma:

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{R_o}{R_t}} \quad \text{III. 11}$$

donde:

$S_w$  es la saturación de agua

$R_o$  es la resistividad cuando la roca está saturada 100%  $R_t$  es la resistividad verdadera  $n$  es el exponente de saturación

Este procedimiento tiene la ventaja de eliminar errores que pueden surgir debido a la incertidumbre en los valores de  $R_o$  y de los factores de formación. En la práctica el valor de  $n$  se toma igual a 2.0. Anteriormente se acostumbraba cambiar el valor  $n$  de acuerdo con la descripción geológica de la roca del yacimiento, pero esta práctica ha ido desapareciendo con la introducción del método para arenas lutíticas. En arenas oleófilas (mojadas por aceite) el valor  $n$  puede ser mayor de 2, mientras que en calizas se considera más práctico emplear un valor inferior a 2.0.

2. La resistividad  $R_o$  no se puede obtener del registro. En este caso  $R_o$  se debe calcular a partir de

$$R_o = R_w \cdot \phi^{-m} \quad \text{III. 12}$$

La resistividad del agua congénita se puede determinar de una muestra de agua, de su análisis químico o por interpolación en un atlas de salinidad. La porosidad se puede obtener de núcleos, recortes o de registros. El factor apropiado de cementación (consolidación),  $m$ , se debe seleccionar con base en la descripción litológica de la roca del yacimiento.

La saturación de agua congénita se puede calcular entonces por medio de la ecuación de Archie:

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{R_w \cdot \phi^{-m}}{R_t}} \quad \text{III. 13}$$

donde:

$\phi$  es porosidad.

$R_w$  es resistividad del agua de la formación

$n$  es exponente de saturación

$m$  es exponente de cementación

$R_t$  es resistividad de la zona no invadida por el filtrado de lodo

Muchas veces la ecuación de Humble se usa para determinar el factor de formación y en esta forma se evita el problema de seleccionar un valor para  $m$  de acuerdo con las condiciones litológicas.

### II.3.2. FORMACIONES ARCILLOSAS.

En la actualidad se cuenta con muchas ecuaciones propuestas para determinar la saturación de agua en formaciones arcillosas, éstas se basan principalmente en la forma como están distribuidas las arcillas en la roca y en las propiedades del material arcilloso.

Todas las ecuaciones parten de la propuesta por Archie para formaciones limpias, los principales modelos matemáticos para formaciones arcillosas son los siguientes:

- ✓ Waxman-Smits
- ✓ Doble agua (Dual water)
- ✓ Simandoux
- ✓ Simandoux mejorado
- ✓ Indonesia (Poupon y Leveaux).

Los modelos basados en la capacidad de intercambio catiónico son dos: Waxman-Smits y Doble agua (Dual water).

#### II.3.2.1. MODELO WAXMAN-SMITS (WS).

El trabajo de Waxman-Smits se basa en mediciones realizadas en laboratorio de resistividad eléctrica y de potencial electroquímico de arenas arcillosas. Las mediciones fueron hechas en aproximadamente 300 núcleos cubriendo una variedad grande de rocas sedimentarias y una gama amplia de concentraciones de solución de NaCl. Describieron sus datos de conductividad por una

ecuación empírica en que la conductividad  $C_0$  de la arena arcillosa con  $S_w=100\%$  se expresó como una función de la conductividad de la solución  $C_w$  y de dos parámetros “b” y “ $F_{01}$ ”. La cantidad “b” se presentó para ser una medida del contenido de arcilla efectiva de la roca, siendo aproximadamente proporcional a la capacidad del intercambio catiónico de la roca dividida por su volumen de poros. La última relación se designó como  $Q_v$  y tiene las dimensiones de meq/ml o equiv/litro. “ $F_{01}$ ” es un factor de resistividad de la formación referido a una solución hipotética de resistividad de 0.01 ohm-m a 25°C, donde se minimizan los efectos de arcilla.  $F_{01}$  se correlaciona con la porosidad con una relación del tipo de la ecuación de Archie.

Este modelo se extiende a los casos donde tanto el aceite y agua están presentes en la arena arcillosa. Esto da lugar a una expresión adicional, relacionando la resistividad con la saturación de agua, conductividad de agua y la capacidad de intercambio catiónico.

El modelo de WS considera

- I. El modelo consiste en dos elementos de conductividad en paralelo: uno es el electrolito libre contenido en el volumen de poros de la roca y otro es el resultado de la contribución de la conductividad del intercambio catiónico asociado a la arcilla.
- II. Movilidad del intercambio catiónico que aumenta a un valor máximo con el aumento de la concentración del electrolito libre.
- III. Constantes geométricas idénticas de conductividad, aplicables para la contribución de ambas conductividades, es decir, las del electrolito libre y las del intercambio catiónico asociado a la arcilla.

De la consideración de los elementos de conductividad en paralelo, el electrolito libre y el intercambio catiónico resulta en:

$$C_0 = xC_e + yC_w \quad \text{III. 14}$$

Donde  $C_0$ ,  $C_e$  y  $C_w$  son las conductividades específicas del núcleo, intercambio catiónico de la arcilla y solución salina, respectivamente;  $x$  y  $y$  son constantes geométricas.

Se supone que la corriente eléctrica transportada por los contraiones (recorrido de los iones a través de la arcilla en sentido inverso a lo largo de la misma trayectoria tortuosa de la corriente) se atribuye a los iones en el agua del poro. Así, los parámetros geométricos  $x$  y  $y$  son iguales. Por analogía con la idea de factor de resistividad de la formación para las arenas limpias, se puede escribir:

$$x = y = \frac{1}{F^*} \quad \text{III. 15}$$

donde

$F^*$  es el factor de resistividad de la formación de la arena arcillosa.

Waxman-Smits ilustraron a  $1/F^*$  como la pendiente de la correlación lineal de la conductividad del núcleo,  $C_0$ , y de la conductividad del agua en equilibrio,  $C_w$ ; excepto para valores bajos de conductividad del agua en equilibrio. Esto corresponde a la parte lineal de la figura III.5.

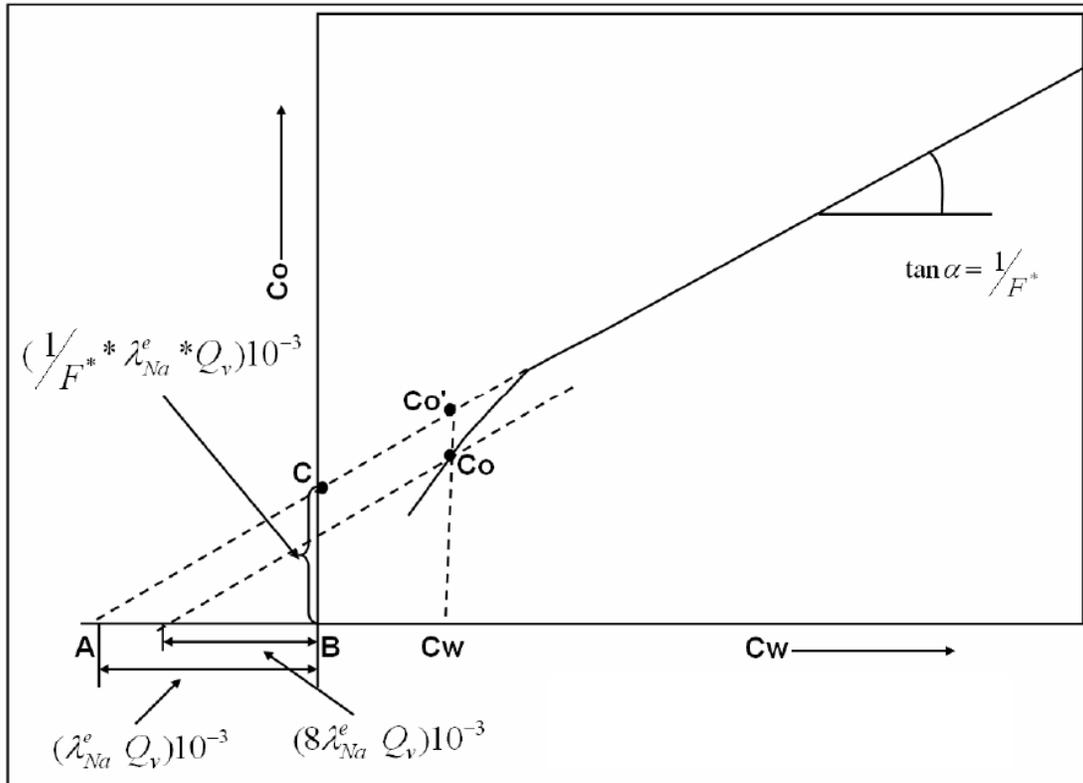


Fig. III.5 Grafica  $C_0$  vs  $C_w$ .

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

$$C_0 = \frac{1}{F^*} (C_e + C_w) \tag{III.16}$$

donde

$C_0$  es la conductividad específica de la arena saturada 100% con salina.

$C_e$  es la conductividad específica del intercambio catiónico de la arcilla.

$C_w$  es la conductividad específica de la solución electrolítica.

El aspecto más importante del modelo de Waxman-Smits, es que la conductividad con la que contribuye la arcilla, es definida como el producto de la capacidad de intercambio catiónico volumétrica,  $Q_v$ , y la conductividad equivalente del contraion,  $B$ .

$$C_0 = \frac{1}{F^*} (BQ_v + C_w) \quad \text{III. 17}$$

$B$  es la conductividad equivalente del contraion a 25°C, que es una función de la movilidad del contraion y es definida como:

$$B = \left[ 1 - 0.6 \exp\left(-\frac{0.77}{R_w}\right) \right] * 4.6 \quad \text{III. 18}$$

Para formaciones productoras de hidrocarburos, se adicionan dos consideraciones. La primera, se asume que la concentración del contraion aumenta en el poro de agua y la  $S_w$  disminuye.

$$Q'_v = \frac{Q_v}{S_w} \quad \text{III. 19}$$

donde  $Q'_v$  es la concentración efectiva de iones de intercambio a condiciones de  $S_w$ .

Por lo tanto, la ecuación de conductividad de Waxman-Smits, para formaciones arcillosas productoras de hidrocarburos es:

$$C_t = \frac{1}{G^*} \left( C_w + \frac{BQ_v}{S_w} \right) \quad \text{III. 20}$$

donde  $G^*$  es un factor geométrico.

La segunda es que  $G^*$  es una función de la porosidad, saturación del agua y geometría del poro, pero independiente del contenido de la arcilla,  $Q_v$ , y definido como:

$$\frac{1}{G^*} = \frac{S_w^n}{F^*} \quad \text{III. 21}$$

donde el parametro  $n$  es el exponente de saturación para formaciones arcillosas del modelo de Waxman-Smits.

Entonces, la ecuación se escribe:

$$C_t = \frac{S_w^n}{F^*} \left( C_w + \frac{BQ_v}{S_w^{n-1}} \right) \quad \text{III. 22}$$

También se puede escribir en términos de resistividad como:

$$\frac{1}{Rt} = \frac{S_w^n}{F} \left( \frac{1}{Rw} + \frac{BQ_v}{S_w^{n-1}} \right) \quad \text{III. 23}$$

El modelo de Waxman-Smiths es muy confiable debido a su simplicidad y fundamento experimental.

### II.3.2.2. MODELO DE DOBLE AGUA (DUAL WATER o DW).

Del trabajo de Waxman-Smiths se propuso una relación de saturación-resistividad para las formaciones arcillosas que relaciona la contribución de resistividad de la lutita a la capacidad de intercambio catiónico (CEC) de la lutita.

Pero desafortunadamente, no se disponía de una medida continua de la CEC de la roca in situ; como resultado, el modelo de doble agua se desarrolló para dar solución a este problema. Este modelo se basa en tres premisas:

1. La conductividad de la arcilla se debe a su CEC.
2. La CEC de arcillas puras es proporcional al área específica de superficie de arcilla.
3. En soluciones salinas, los aniones se excluyen de una capa de agua alrededor de la superficie del grano. El espesor de esta capa se expande al decrecer la salinidad de la solución (debajo de cierto límite) y el espesor es una función de la salinidad y la temperatura.

Por lo tanto, como la CEC es proporcional al área específica (área por unidad de peso), es proporcional al volumen de agua en la capa de exclusión de contraiones por unidad de peso de arcilla. En consecuencia, la conductividad de la arcilla es proporcional al volumen de la capa de exclusión de contraiones que está en contacto con la superficie de los granos de arcilla. Para las arcillas es importante esta capa muy delgada de agua de contacto debido a las grandes áreas superficiales de arcilla relativamente a los granos de arena. Por lo que en el modelo de Doble Agua, se considera que la arcilla consiste de dos componentes: agua ligada y minerales de arcilla.

Los minerales de arcilla se consideran eléctricamente inertes, la conductividad eléctrica de la arcilla se considera como derivada de la conductividad del agua ligada ( $C_{wb}$ ) que se supone es independiente del tipo de arcilla. La cantidad de agua ligada varía de acuerdo con el tipo de arcilla y es mayor para las arcillas más finas (con mayores áreas de superficies), como la montmorillonita y menor para arcillas más gruesas, como la caolinita. La salinidad también tiene un efecto; en agua de baja salinidad la capa difusa se expande.

Bajo condiciones normales al agua ligada es inmóvil, por lo tanto, el volumen que ocupa no puede ser desplazado por hidrocarburo. Como los minerales de arcilla se consideran eléctricamente inertes, pueden tratarse como otros minerales.

Para la mayoría de las rocas sólo es necesario considerar la parte porosa al discutir las propiedades eléctricas y se trata de acuerdo con la ecuación de saturación de agua de Archie. La ecuación se convierte en:

$$C_t = \frac{\phi_t^m S_{wt}^n}{a} C_e \quad \text{III. 24}$$

donde  $S_{wt}$  es la saturación de agua total (agua libre mas agua ligada).  $\phi_t$  es la porosidad total; a, m y n tienen el significado usual de la ecuación de Archie.  $C_t$  es la conductividad de la formación virgen no invadida.  $C_{we}$  es la conductividad equivalente de las aguas en el espacio poroso.

Debe observarse que  $\phi_t$  y  $S_{wt}$  se refieren al volumen total de los poros que incluye el volumen de los poros saturados con agua ligada y el agua de los poros (a veces llamada agua libre). La conductividad equivalente del agua,  $C_{we}$ . es:

$$C_{we} = \frac{V_w C_w + V_{wb} C_{wb}}{V_w + V_{wb}} \quad \text{III. 25}$$

donde  $V_w$  y  $V_{wb}$  son los volúmenes totales del agua de formación y del agua ligada, respectivamente.  $C_w$  y  $C_{wb}$  son sus conductividades.

En términos de saturación se convierte en:

$$C_{we} = \frac{\phi_t (S_{wt} - S_{wb}) C_w + \phi_t S_{wb} C_{wb}}{\phi_t (S_{wt} - S_{wb}) + \phi_t S_{wb}} \quad \text{III. 26}$$

o

$$C_{we} = C_w + \left[ \frac{S_{wb}}{S_{wt}} \right] (C_{wb} - C_w) \quad \text{III. 27}$$

donde  $S_{wb}$  es la saturación del agua ligada, es decir, la fracción del volumen total de los poros ocupada por el agua ligada.

La ecuación anterior describe la conductividad equivalente del agua como una función de la conductividad del agua de formación más la conductividad del agua ligada. La ecuación en términos de saturación se convierte en:

$$C_t = \frac{\phi_t^m S_{wt}^n}{a} \left[ \left( \frac{S_{wb}}{S_{wt}} \right) \right] (C_{wb} - C_w) \quad \text{III. 28}$$

La porosidad y la saturación de agua de la fase de arena (la fase no arcillosa) de la formación (formación limpia) se obtiene restando la fracción del volumen del agua ligada ( $\phi S_{wb}$ ). Por lo tanto, la porosidad efectiva es:

$$\phi = \phi_t(1 - S_{wb}) \quad \text{III. 29}$$

y la saturación de agua es:

$$S_w = \frac{S_{wt} - S_{wb}}{1 - S_{wb}} \quad \text{III. 30}$$

Para poder evaluar una formación arcillosa con el modelo de Doble Agua, deben determinarse cuatro parámetros que son  $C_w (R_w)$ ;  $C_{wb} (R_{wb})$ ;  $\phi$  y  $S_{wb}$ .

### II.3.2.3. MODELO SIMANDOUX.

El trabajo realizado por Simandoux fue un método experimental, el objetivo de este es el de describir un método utilizando las frecuencias medias (del orden de 1MHz), y sin contacto con el medio poroso, mediante la interposición de una pared aisladora separada esta de los electrodos. Este método permite obtener la constante dieléctrica y la conductividad de un núcleo, para obtener la  $S_w$ . La principal ventaja del método de Simandoux, consiste en interponer entre el medio que debe estudiarse y los electrodos, una pared aislante que puede ser en la mayoría de los casos la pared de la celda que contiene el medio. Se colocó la muestra del medio poroso considerado en una celda aislante y un condensador en torno a esta celda.

Este sistema (celda + medio poroso); Fig. III.6 presenta una constante dieléctrica compleja  $\epsilon = \epsilon' - j \epsilon''$  (también llamada permitividad), que permite obtener la conductividad del medio.

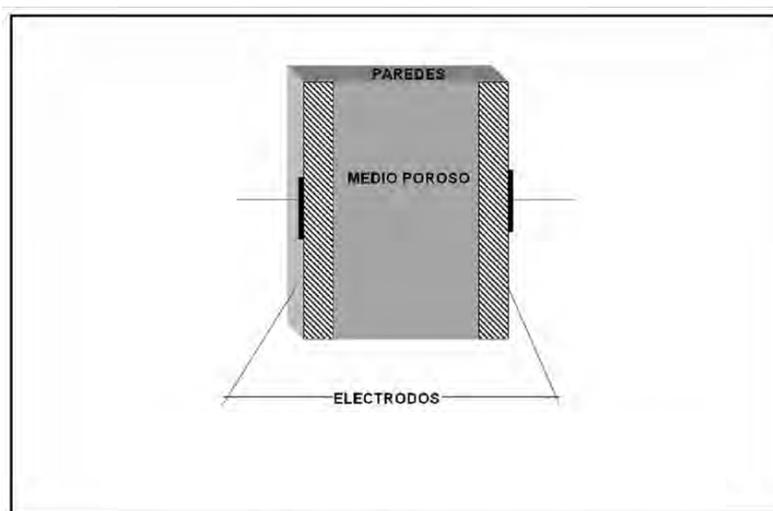


Fig.III.6 Principio de efecto de paredes<sup>3</sup>.

$$C = C_0 \varepsilon' \quad \text{III. 31}$$

$$\frac{1}{R} = G = C_0 \omega \varepsilon'' \quad \text{III. 32}$$

donde  $\omega$  es la pulsación de la corriente conectada a la frecuencia,  $C_0$  es el factor geométrico del condensador. la capacidad en el vacío de los electrodos (capacidad activa),  $C$  es la conductividad.  $R$  es la resistividad,  $\varepsilon'$  es la constante dieléctrica real y  $\varepsilon''$  son las pérdidas dieléctricas.

La influencia de la saturación de agua sobre  $\varepsilon'$  y  $\varepsilon''$ , es que el agua es el único constituyente conductor y el contraste entre la constante dieléctrica del agua ( $\varepsilon = 80$ ), la del sólido ( $\varepsilon = 3$ ) y la del aire ( $\varepsilon = 1$ ) o la del aceite ( $\varepsilon = 0$ ) es tal que se puede tomar al medio poroso al punto de vista eléctrico como una mezcla de dos fases, el agua y el resto, juntos sólido + aire + aceite. Generalmente, en un dieléctrico heterogéneo conteniendo una fase conductora y una fase aislante, las dos medidas eléctricas  $\varepsilon'$  y  $\varepsilon''$  dependen de la cantidad de cada una de las fases.

Sin embargo el estudio de un gran número de medios porosos permitió poner de relieve las leyes experimentales siguientes:

- Para un núcleo dada la constante dieléctrica  $\varepsilon'$  y las pérdidas  $\varepsilon''$  del medio poroso sólo dependen de la cantidad de agua presente en el núcleo.
- $\varepsilon'$  y  $\varepsilon''$  son proporcionales entre ellos. Considerando las condiciones donde  $S_w = 0$  ( $\varepsilon'' = 0$ ,  $\varepsilon' = \varepsilon_s$ ,  $\varepsilon_s$ ,  $\varepsilon_s$  es la constante dieléctrica del núcleo sin agua).
- $\varepsilon'$  y  $\varepsilon''$  pueden representarse en todo el rango de las saturaciones por un desarrollo en serie limitado al segundo orden, de la forma:

$$\varepsilon' + \varepsilon_s = \varepsilon \mu'' = AS_w + BS_w^2 \quad \text{III. 33}$$

Cuando se tiene arcilla en el medio, aumenta la conductividad de las superficies de las capas arcillosas, generalmente se sabe que la arcilla directamente sólo interviene en la conductividad de un medio poroso en forma de un término de conductividad propiamente independiente del medio poroso y que sólo depende de la cantidad de arcilla, por lo tanto de las superficies de las capas y esto aunque las partículas arcillosas estén difundidas de una manera homogénea en el núcleo (capa difusa). Es muy natural admitir que este término representa directamente la conductividad superficial de las partículas arcillosas, este se añade en paralelo a la conductividad aportada por el agua que llena los poros.

La introducción del concepto de la capa difusa, permite entonces incluir el conjunto de fenómenos eléctricos que acompañan el proceso de saturación de los núcleos arcillosos, siguiendo tres caminos:

- Formación de la primera capa de adsorción.
- Formación de la capa difusa.
- Relleno de los poros por el agua libre en el caso de las arenas limpias.

Los resultados experimentales ponen de manifiesto que, durante estos tres mecanismos de saturación, las partículas arcillosas producen la adición de un término suplementario en paralelo, que sólo depende de la cantidad de ésta. Se puede así, para el caso de altas concentraciones de electrólitos de la solución, dar una ecuación de conductividad de los núcleos arcillosos en función de la saturación y el volumen de arcilla,  $V_{ar}$ .

$$C = C_M + V_{ar}C_{ar} \quad \text{III. 34}$$

En esta expresión se tiene  $C_M = AS_w + BS_w^2$ , que es la conductividad debida al agua libre, del medio limpio.  $C_{ar}$  es la conductividad de las partículas arcillosas, por lo tanto:

$$\frac{1}{R} = \frac{1}{R_M} + \frac{V_{ar}}{R_{ar}} \quad \text{III. 35}$$

donde  $R_{ar}$ , es la resistividad de las arcillas,  $R_M$  es la resistividad del núcleo correspondiente, eso significa que las partículas arcillosas conductivas son reemplazadas por partículas de arena, el término  $1/R_M$  es generalmente escrito de la forma  $1/FR_M$ , forma donde interviene el factor de formación del núcleo definido. Y de la fórmula se tiene que el caso más general que para formaciones arcillosas la ecuación en términos de saturación y resistividades queda:

$$\frac{1}{Rt} = \frac{S_w^n}{FR_w} + \frac{V_{ar}S_w}{R_{ar}} \quad \text{III. 36}$$

#### II.3.2.4. MODELO DE INDONESIA.

Este modelo fue propuesto por Poupon y Leveaux. Para determinar la saturación de agua de una formación arcillosa, se usa una fórmula que expresa la relación entre la resistividad verdadera ( $Rt$ ) y los parámetros de la formación que afectan esta resistividad. Éstos incluyen la resistividad del agua ( $R_w$ ), la resistividad de la arcilla ( $R_{arcilla}$ ), porosidad ( $\phi$ ), el contenido de arcilla ( $V_{arcilla}$ ), y saturación de agua ( $S_w$ ). Satisfactoriamente los resultados son normalmente obtenidos con la fórmula:

$$\frac{1}{Rt} = \frac{(V_{arcilla})^c S_w}{R_{arcilla}} + \frac{\phi^m S_w^2}{aR_w} \quad \text{III. 37}$$

donde el exponente  $c$  normalmente se toma igual a 1, pero a veces se usan valores más grandes, hasta 2.

En algunos pozos de Indonesia, las saturaciones de agua fueron obtenidas con esta fórmula donde se encontró que estas eran demasiado grandes, sobre todo por el contenido de arcilla en el rango de 30

a 70%. Posteriormente se realizaron estudios en más pozos de Indonesia e hizo posible establecer una relación empírica dando mucho mejores resultados, esta relación es:

$$\frac{1}{\sqrt{Rt}} = \left[ \frac{(V_{arcilla})^d S_w}{\sqrt{R_{arcilla}}} + \frac{\phi^{m/2}}{\sqrt{aR_w}} \right] S_w^{n/2} \quad \text{III. 38}$$

donde el exponente d puede tomar el valor de:  $d = (1 - (V_{arcilla}/2))$  o  $d=1$ , este último se ha encontrado satisfactorio; sin embargo, cuando se tiene alto contenido de arcilla el valor de  $S_w$  puede ligeramente ser sobre estimado cuando se usa  $d = 1$ .

Este tipo de relación, entre  $Rt$  y  $S_w$ , expresa que la conductividad de la formación es hecha de tres términos, dos de estos que involucran las conductividades de la arcilla y el sistema formación-agua. El tercer término representa la conductividad adicional resultado de la interacción de estos dos sistemas.

Se sabe que la arcilla afecta la conductividad de la formación y depende de la resistividad y cantidad de arcilla, así como de la saturación de agua. Como se puede observar, la ecuación de Indonesia es paramétrica. De la calidad, y en menor grado, de la cantidad de estos parámetros o variables ( $Rt$ ,  $\phi$ ,  $V_{ar}$ ) depende la confiabilidad del valor de saturación de agua.

Estos parámetros no son bien conocidos, existiendo generalmente incertidumbre en su valor. Esta incertidumbre varía de una variable a otra, lo que ocasiona que el error con el que se contribuyen algunas variables afecte más el resultado final de saturación de agua.

## CAPÍTULO IV

## EJEMPLOS DE APLICACIÓN EN LA EVALUACIÓN DE LA SATURACIÓN DE FLUIDOS CON REGISTROS DE RESISTIVIDAD TRIAXIAL.

## IV.1. APLICACIÓN DEL REGISTRO TRIAXIAL (3DEX) EN LA CUENCA DE CAMPOS DE BRASIL.

La cuenca de Campos está localizada en la plataforma continental de Rio de Janeiro, al sureste de Brasil (Fig. IV. 1). La cuenca, con una extensión de aproximadamente 100000 km<sup>2</sup>, es la principal provincia petrolera de Brasil, teniendo aproximadamente el 80% de las reservas de hidrocarburos de Brasil (Bruhn, 1998). Desde 1970, Petrobras ha llevado a cabo un programa extensivo de exploración en la cuenca de Campos, dando lugar a importantes descubrimientos de campos petroleros asociados a depósitos turbidíticos (Fig. IV.2).

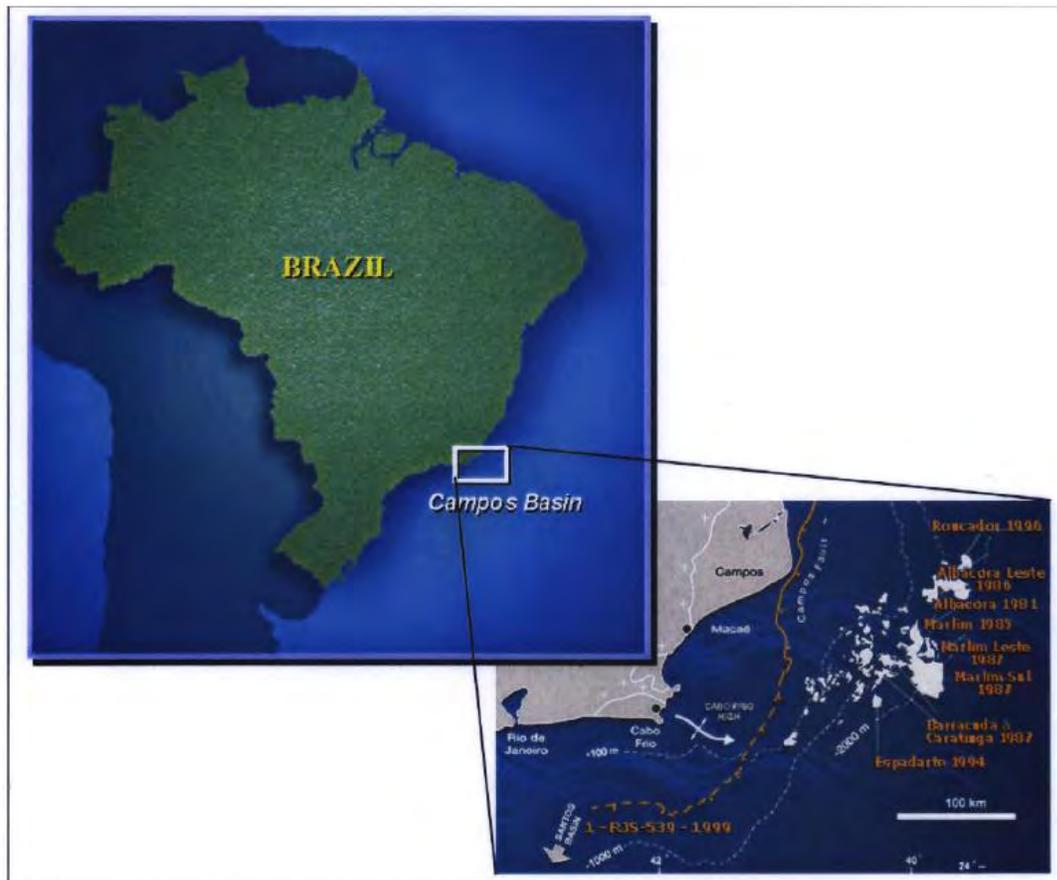


Fig. IV.1. Localización de la cuenca de Campos<sup>17</sup>

Estos yacimientos en aguas profundas son muy complejos y heterogéneos. Ellos son caracterizados por diferentes litofacies que van desde arenas con un espesor considerable, hasta secuencias de arena/lutita altamente laminadas.



Fig. IV.2 Principales cuencas de Brasil. Desde la década de 1970 la cuenca de Campos produjo la mayor parte de los recursos de petróleo y gas de Brasil<sup>17</sup>.

Las secuencias de arena/lutita asociadas a turbiditas en aguas profundas son un desafío en la evaluación de registros de pozos. A menudo están compuestas de capas de arenas laminadas y capas de lutitas que caracterizan bajas resistividades de la zona productora. La evaluación petrofísica usando registros convencionales por lo general conduce a un alto contenido de lutita, una saturación baja de hidrocarburos y una incorrecta estimación de las reservas. El problema es particularmente importante en las nuevas áreas de exploración donde los yacimientos potencialmente económicos pueden ser pasados por alto o la saturación de aceite puede ser subestimada debido a la pobre resolución vertical de las herramientas de registros convencionales.

En este capítulo se presenta la evaluación de yacimientos laminados usando el concepto de anisotropía eléctrica mediante la medición vertical y horizontal de la resistividad de la formación usando la herramienta de inducción triaxial (3DEX). Los resultados son comparados con imágenes de resistividad de alta resolución y descripción de núcleos. Se ilustra la aplicación de esta nueva tecnología en dos yacimientos de aguas profundas de áreas de desarrollo y exploración.

#### **IV.1.1. ADQUISICIÓN Y PROCESAMIENTO DE LOS DATOS DE REGISTROS DE INDUCCIÓN TRIAXIAL (3DEX).**

3DEX es el nombre de la herramienta patentada por la compañía Baker Hughes y es un instrumento de inducción multicomponente compuesto por una configuración ortogonal de tres bobinas transmisoras-receptoras. Esta herramienta adquiere 5 componentes del campo magnético,  $H_{xx}$ ,  $H_{yy}$ ,  $H_{xy}$ , y  $H_{xz}$ . Este conjunto de datos es suficiente para calcular tanto la resistividad horizontal como la resistividad vertical ( $R_h$  y  $R_v$  respectivamente) de la formación en pozos verticales, desviados y horizontales. La resistividad horizontal se define como la resistividad paralela a la estratificación y la resistividad vertical se define como la resistividad perpendicular a la estratificación. En un entorno de arena/lutita laminadas, la resistividad vertical es mucho más sensible a la arena laminada con hidrocarburos que a la resistividad horizontal. Estas resistividades horizontales y verticales son entonces utilizadas en un programa de análisis petrofísico mejorado con el fin de estimar correctamente los hidrocarburos presentes en el lugar de análisis. Utilizando ambos  $R_h$  y  $R_v$ , la compañía utiliza un software patentado por ella en el que el primero determina la resistividad de la arena de la formación laminada. Después, el programa calcula la porosidad total de la arena laminar y el volumen de lutita laminar del modelo de Thomas-Stieber y por último la saturación de agua es calculada de la ecuación de Waxman-Smith.

#### **IV.1.2. CASOS DE ESTUDIO.**

Este capítulo presenta el análisis de dos pozos en aguas profundas de la cuenca de Campos, a los que por cuestiones de seguridad del manejo de la información se referirán como el pozo A y el pozo B. En el primer ejemplo, el registro de inducción triaxial fue corrido en un pozo exploratorio donde la interpretación del 3DEX ayudo a identificar la zona de hidrocarburos. En el segundo caso el análisis petrofísico del 3DEX proporciono información adicional importante para la evaluación general del yacimiento. En ambos casos, el reto consistía en detectar las arenas finas mal compactadas con intercalaciones de lutita y marga.

##### **IV.2.1 POZO A.**

El pozo A esta localizado en una zona de exploración donde el principal objetivo son areniscas turbidíticas del terciario en profundidades por debajo del agua de 2300 m. El pozo exploratorio es vertical, perforado con una barrena de 12.15 pulg. y con un sistema de lodo salino. Los datos de registros indicaron el predominio de lutita con una pequeña aparición de areniscas de grano fino a medio, con muestras de gas y aceite. Las zonas de hidrocarburos no fueron claramente identificadas con registros convencionales de cable (wireline). Los valores de resistividad son bajos (1 a 2 Ohm-m) y las curvas densidad-neutron mostraron alto contenido de lutita (Fig. IV.3). Considerando la posibilidad de secuencias arena/lutita altamente laminados, el grupo de operación decidió correr la herramienta de inducción triaxial (3DEX) para obtener la resistividad de la formación horizontal y vertical, con el fin de mejorar la caracterización del yacimiento.

#### IV.1.2.1.1. METODOLOGÍA PETROFÍSICA.

Se aplico el análisis tensorial petrofísico de los datos del 3DEX utilizando la siguiente metodología:

1. El volumen bruto de lutita es determinado mediante un estimador clásico de lutitas, por ejemplo un rayos gamma y/o las curvas densidad-neutron.
2. La porosidad total es calculada de la densidad bulk, o de una combinación de densidad y neutrón en presencia de hidrocarburos ligeros.
3. El volumen de lutita laminar es calculado independientemente de los datos de resistividad tensorial (RV y Rh), y de la metodología de Thomas-Stieber.
4. Los efectos volumétricos de la lutita laminar son eliminados del volumen bulk, dejando la porosidad total de la arena, la cual es normalizada a un volumen del 100%.
5. La lutita dispersa residual es calculada dentro de la fracción laminar de arena como la diferencia del volumen bulk y lutita laminar. Esto permite el cálculo de la porosidad efectiva de la arena y el agua ligada a las arcillas.
6. La saturación de fluidos dentro de la fracción de arena es calcula usando la metodología de Waxman-Smith.  $Q_v$  es determinada del agua ligada a la fracción de arena mediante la relación Hill/Shirley/Klein. En el pozo A se utilizó la ecuación de Archie.
7. Los resultados de la fracción de arena son normalizados de nuevo a los componentes de la formación total corrigiendo para el volumen de lutita laminar se previamente eliminado, lo que permite el cálculo de volúmenes de hidrocarburos.

Para el pozo A los datos de rayos gamma no eran útiles indicando el volumen de lutita. Por lo tanto se escogió una onda acústica compresional y una mezcla de regla lineal para determinar los volúmenes relativos de arena, y los componentes lutita/marga. Debido a que el pozo es normal a los planos de estratificación y por lo tanto la onda compresional atraviesa también la lamina arena/lutita/marga normal a plano de estratificación, esto parece razonable. En este caso la onda acústica compresional no es una medida particular de la porosidad, pero es usada para determinar la abundancia relativa de dos componentes por ejemplo, arena y lutita/marga.

#### IV.1.2.1.2. INTERPRETACIÓN PETROFÍSICA DEL POZO A.

Los registros convencionales de cable (wireline) muestran un cambio de respuesta muy pequeño en la zona de hidrocarburos (Fig.IV.4). Hay un ligero incremento en la resistividad de la formación medida mediante el HDIL desde xx50m hasta xx70m (Fig.IV.4). Sin embargo, la resistividad vertical, medida con el 3DEX, indica claramente la anisotropía en la formación entre xx48m y xx70 m. La parte de arriba de la anisotropía resistiva coincide con el pozo en la parte de arriba de la zona de hidrocarburos del registro de la fig. IV.3.

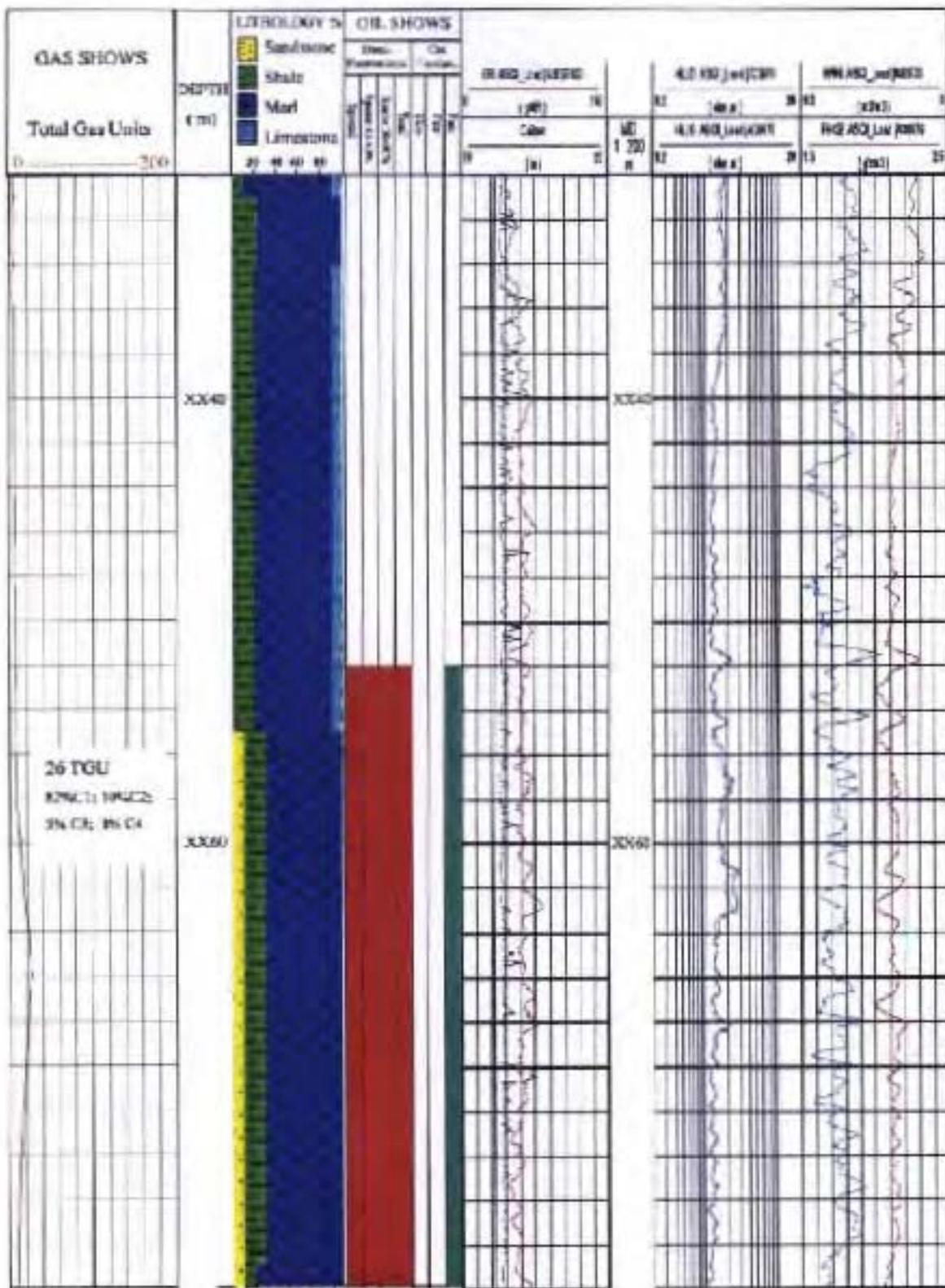


Fig. IV.3. Registros convencionales y litología del pozo A<sup>17</sup>.

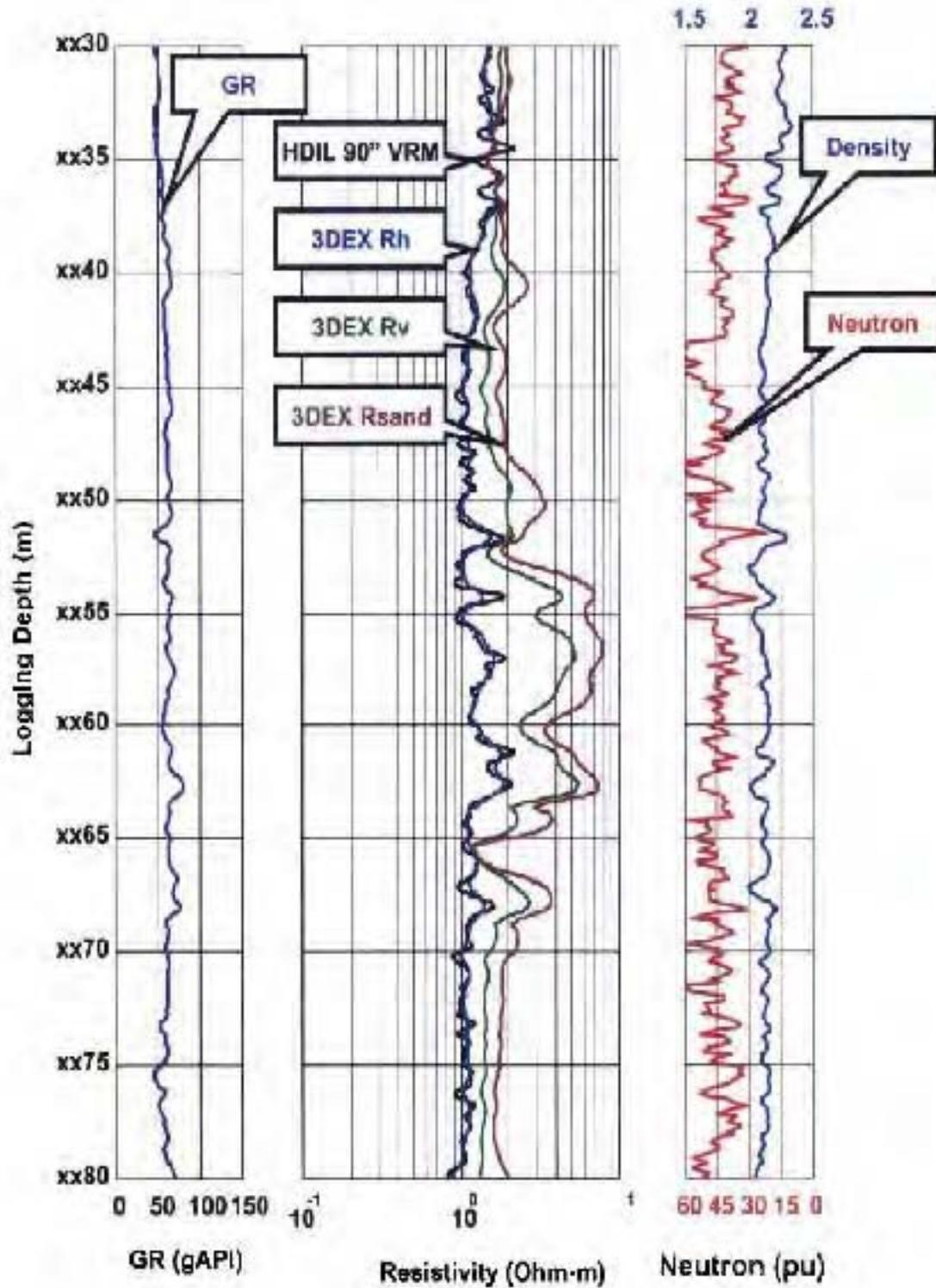


Fig.IV. 4 Curvas de registros convencionales y de registros de inducción triaxial tomados en el pozo A<sup>17</sup>.

El análisis petrofísico basado en el 3DEX se muestra en la figura IV.5. La principal zona de hidrocarburos se encuentra entre xx52 y xx65m. La resistividad de la arena calculada en este intervalo alcanza 8 Ohm-m comparado con 2 Ohm-m de los dispositivos de resistividad convencional. Este incremento en la resistividad de la arena resulta en una mayor saturación de hidrocarburos lo cual hace de este intervalo que sea una zona de un enorme potencial. La interpretación de datos del 3DEX agrega información valiosa en la caracterización de yacimientos de hidrocarburos.

#### **IV.1.2.2. POZO B.**

El pozo B está localizado en un área de desarrollo. El campo de aceite está compuesto de yacimientos turbidíticos del terciario, localizados a 1000 m debajo del tirante de agua. Los yacimientos están compuestos en su mayoría de enormes areniscas de grano fino, pero en algunas áreas con pequeñas intercalaciones arenisca/lutita, las cuales son tan delgadas (milímetros) para ser detectadas individualmente con datos de wireline. Estas secuencias de facies laminadas pueden generar depósitos espesos que resultan en zonas productibles de hidrocarburos.

El pozo B fue perforado verticalmente y tiene un diámetro de 8.5” para perforarlos se utilizó un lodo salino base agua. En el yacimiento fueron tomados núcleos y fueron adquiridos un conjunto completo de registros. La herramienta de inducción multicomponente 3DEX se corrió junto con un GR, densidad/neutrón, NMR y una herramienta de imágenes de pozo (FMI). La herramienta de inducción multicomponente fue corrida con el fin de obtener la resistividad de la arena laminar para un mejor cálculo de la saturación y estimación de reservas.

##### **IV.1.2.2.1. DESCRIPCIÓN DE NÚCLEOS.**

El intervalo objetivo del análisis petrofísico se encuentra alrededor de 1000 m MD. La figura Fig.IV.6 presenta algunos ejemplos de las muestras tomadas en este yacimiento. La longitud vertical de dicho núcleo es de 0.9 m (aprox. 3 pies). La figura muestra claramente las laminaciones características del yacimiento. Arenas finamente laminadas con hidrocarburos, son intercaladas lutitas conductivas. En estos intervalos las fotos del núcleo muestran la secuencia arena/lutita que se depositaron en un ambiente de turbiditas, como un depósito de desbordamiento. La arenisca es de color gris claro de granos finos, subredondeados, bien ordenados y con presencia de aceite.

La porosidad es principalmente intergranular, con algunas capas cementadas por calcita (Fig.IV.6).

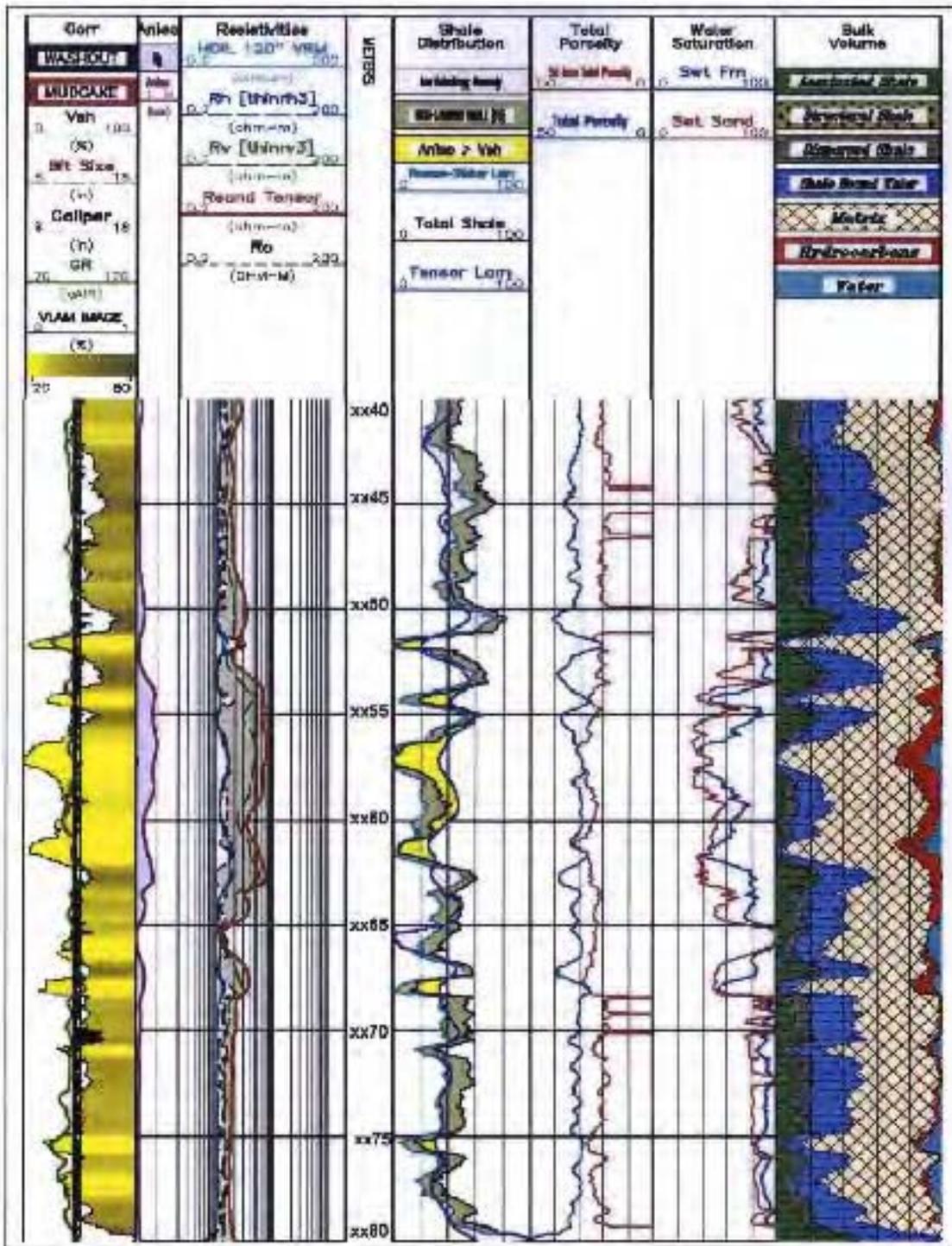


Fig.IV.5. Análisis petrofísico con la ayuda del 3DEX<sup>17</sup>.

#### IV.1.2.2.2. ANÁLISIS DE REGISTROS Y NÚCLEOS.

En la figura IV.7 se comparan los datos de wireline estándar (GR, densidad, porosidad neutrón) con datos de registros de imágenes (FMI) y las resistividades horizontal y vertical ( $R_h$ ,  $R_v$ ) calculadas con datos de 3DEX. En la parte inferior de este intervalo (15m por debajo), los datos de rayos gamma y las curvas de densidad-neutrón sugiere capas de arenisca limpia. La formación parece ser isotrópica con solo unas capas delgadas visibles en la imagen del pozo. Sin embargo por encima de esta zona limpia (25 m por arriba). Hay intervalos espesos donde el 3DEX indica una importante anisotropía en la formación. En este intervalo los datos del GR y densidad-neutrón muestran un incremento en el contenido de lutita. La resistividad vertical es cerca de 3 a 5 veces mayor que la resistividad horizontal. Las imágenes de pozo confirman las laminaciones características de esta secuencia. La sección entre x23m y x42m se muestra nuevamente en la figura IV.8. Esta figura también muestra las fotos del núcleo por encima de este intervalo y la descripción litológica basada en los núcleos. Estos intervalos de registros está compuesto de capas arena/lutita en la parte de arriba y arenas limpias en la parte de abajo. Hay una excelente correlación entre la anisotropía eléctrica y la litología.

#### IV.1.2.2.3. INTERPRETACIÓN PETROFÍSICA DEL POZO B.

Se aplicó la misma metodología que en el pozo A. El volumen total de lutita es determinado del mínimo volumen de lutita calculado individualmente de la curva densidad-neutrón. La porosidad total es determinada de las curvas densidad-neutrón. La saturación de agua en la arena laminar es calculada usando la ecuación de Waxman-Smith. La figura IV.9 muestra los datos siguientes del carril izquierdo al carril derecho:

1. Rayos gamma, volumen de lutita, caliper, tamaño de la barrena.
2. HDIL 90" resistividad horizontal y vertical del 3DEX, y  $R_{sand}$  del análisis tensorial del 3DEX.
3. Neutrón compensado, densidad Bulk.
4. Radio de anisotropía ( $R_v/R_h$ ).
5. Saturación total de agua en la formación en comparación con la saturación total de agua de la fracción de arena y la saturación efectiva de agua.
6. Distribución volumétrica de la matriz, espacio poroso con hidrocarburos (rojo) y espacio poroso con agua (azul claro) y lutita.

Se puede notar que la saturación de agua laminar efectiva en los intervalos laminados solo por encima del yacimiento (x30m a x40 m) se aproxima a la saturación en las arenas limpias del yacimiento. De manera parecida, la resistividad de la arena calculada por encima de la sección laminada es cercana a la resistividad isotrópica de las arenas limpias. Esto sugiere que la arena en los intervalos laminados es de calidad similar a la arena a gran escala en el yacimiento.

#### IV.1.2.2.4. COMPARACIÓN CON EL ANÁLISIS ESTÁNDAR.

El análisis petrofísico usando la resistividad de la arena laminar calculada a partir de  $R_h$  y  $R_v$  resultó en un intervalo productor de aproximadamente 45 m para todo el pozo. Este intervalo productor es significativamente alto en comparación con el análisis convencional. Una

interpretación petrofísica basada en datos de inducción convencional (HDIL), da un intervalo productor de aproximadamente 30 m, usando la misma distribución volumétrica de arena/lutita.

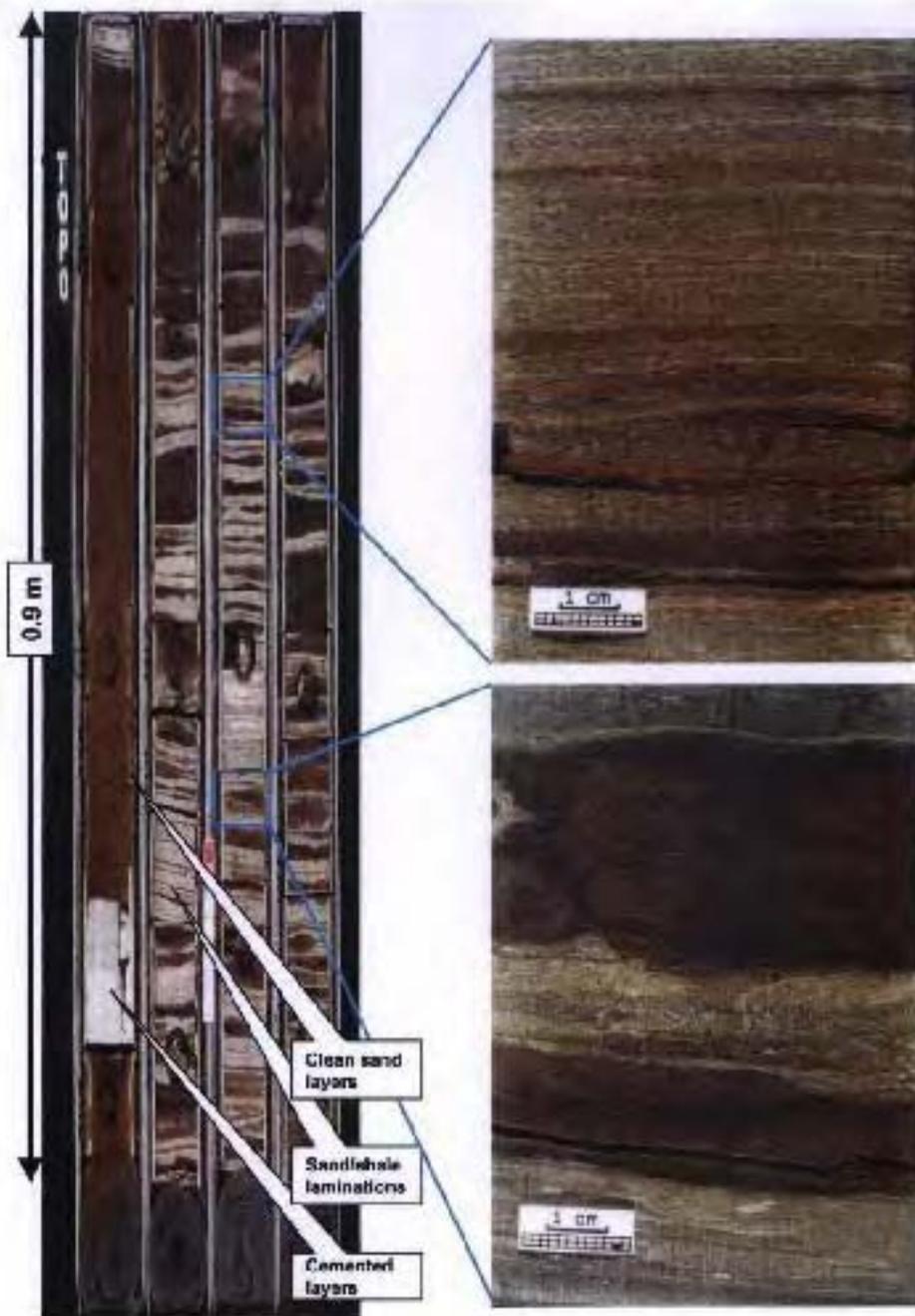


Fig.IV. 6. Imagen de las laminaciones de un núcleo del pozo B<sup>17</sup>.

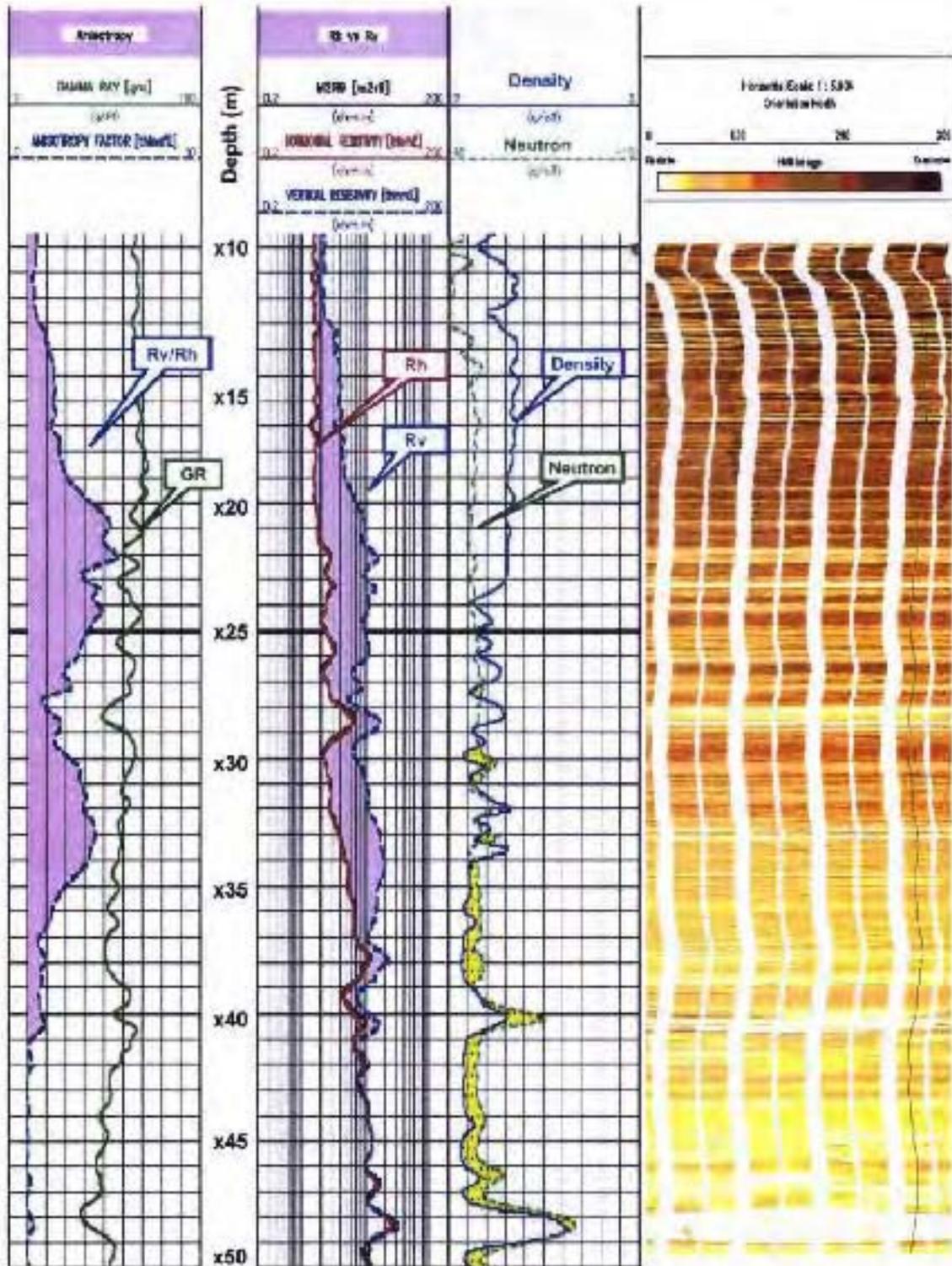


Fig.IV. 7. Registro de imágenes con lecturas de resistividad horizontal y vertical<sup>17</sup>.

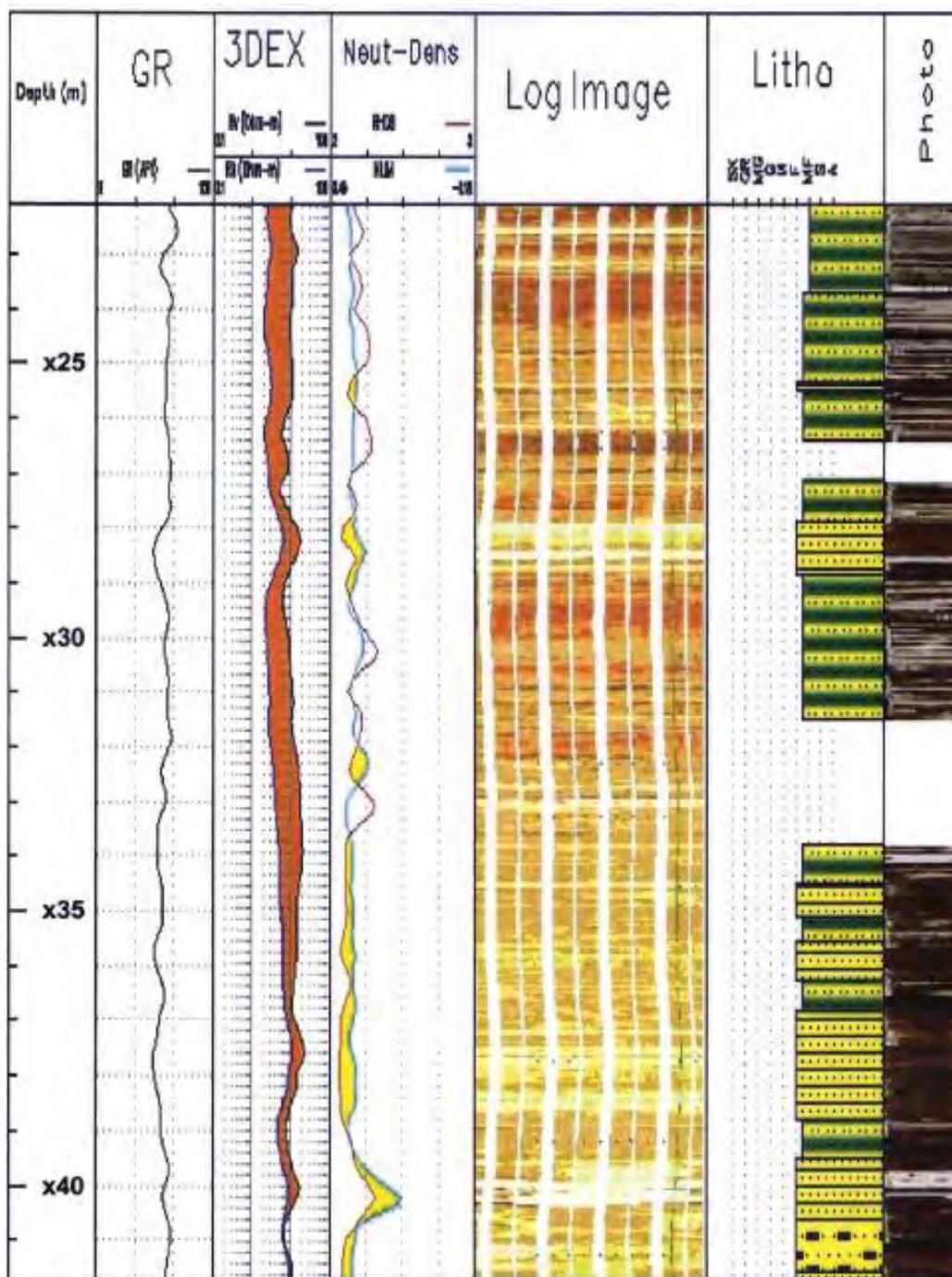


Fig. IV. 8. Registro de imágenes y fotos de núcleo<sup>17</sup>.

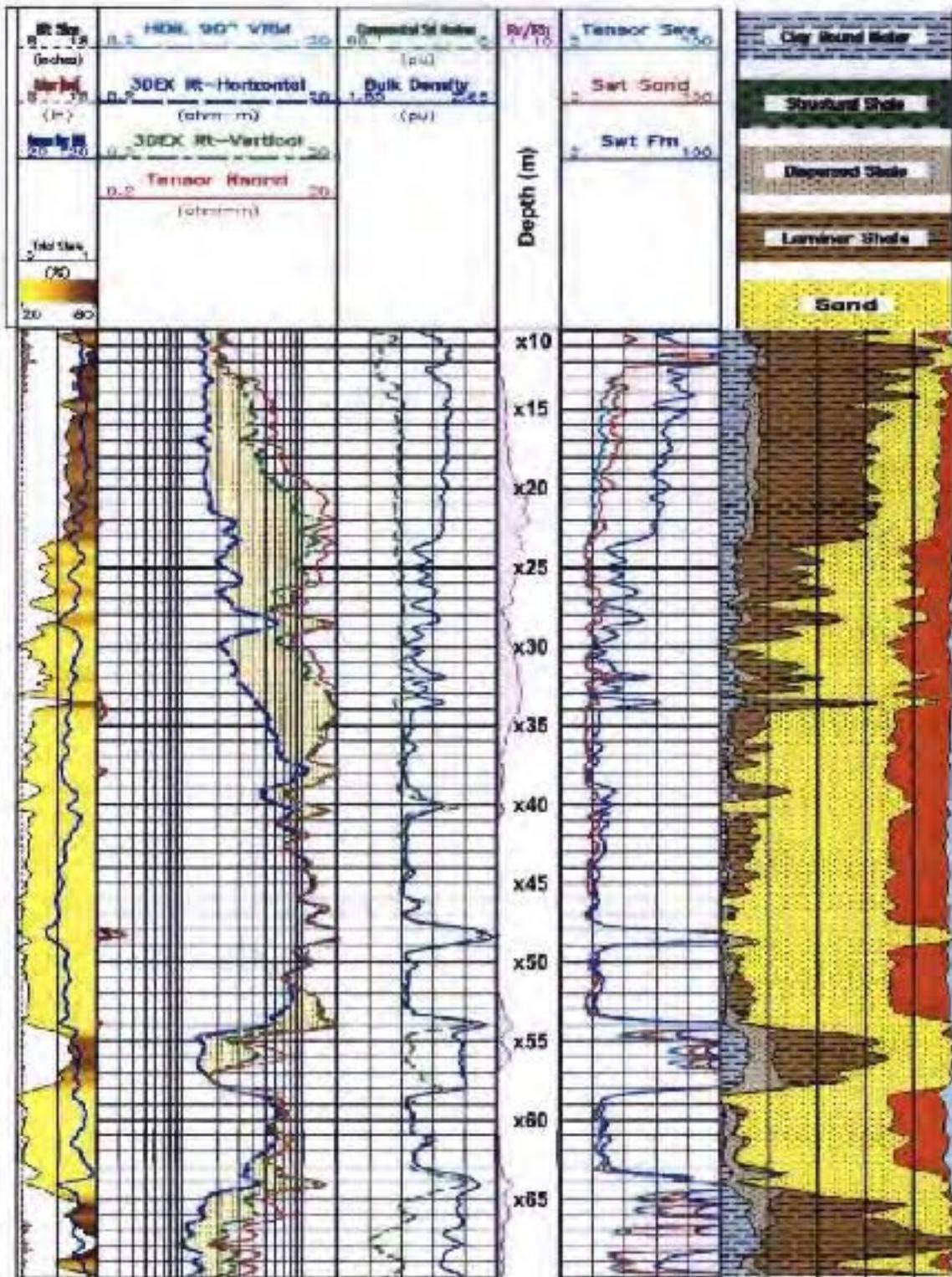


Fig.IV.9. Resultados del análisis petrofísico del pozo B<sup>17</sup>.

## IV.2. APLICACIÓN DEL REGISTRO TRIAXIAL (RT SCANNER) EN EL PALEOCANAL DE CHICONTEPEC.

### IV.2.1. UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL PALEOCANAL DE CHICONTEPEC.

La ubicación del Paleocanal de Chicontepec se encuentra entre los paralelos  $20^{\circ}15'$  y  $21^{\circ}13'$  de latitud norte,  $-96^{\circ}58'$  y  $-98^{\circ}13'$  de longitud Oeste, dentro de una zona que comparten los estados de Veracruz y Puebla, abarcando un total de 14 municipios. Desde hace más de 80 años, el Paleocanal de Chicontepec ha sido una cuenca estratégica para México puesto que presenta una fracción muy importante de las reservas del mismo. Sin embargo, uno de los mayores problemas que enfrenta la explotación del paleocanal, es la falta de energía en los yacimientos.

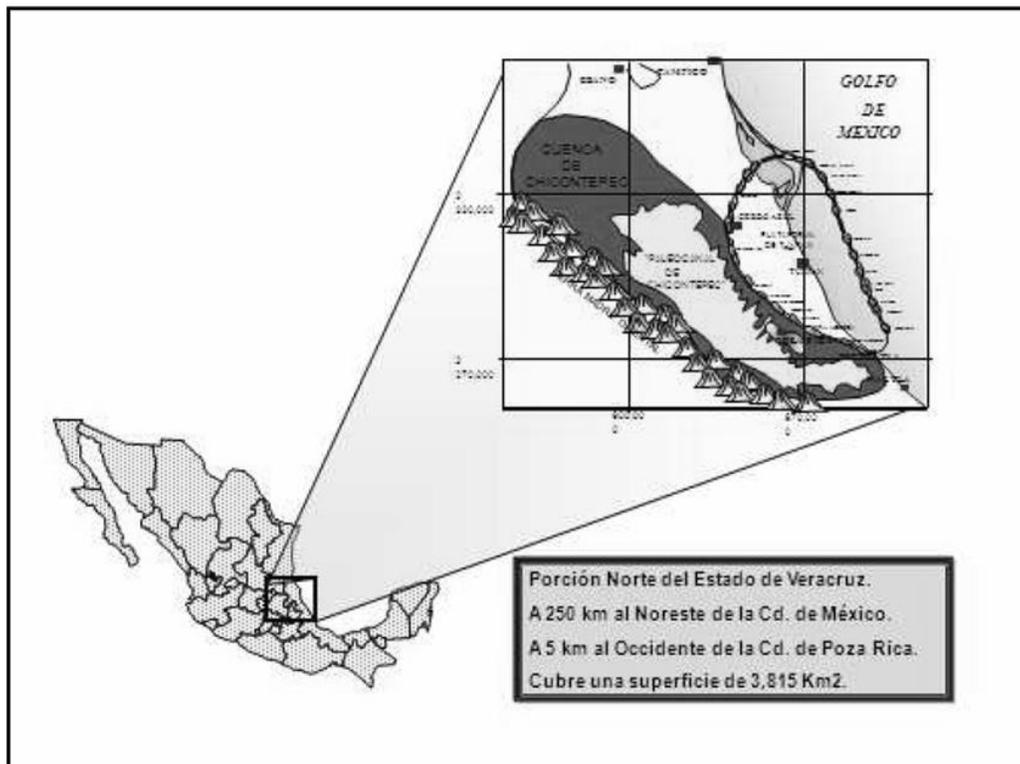


Fig.IV.10 Ubicación geográfica del paleocanal de Chicontepec<sup>11</sup>.

### IV.2.2. PROPIEDADES DEL SISTEMA ROCA.

Básicamente, el tipo de roca está constituido por intercalaciones de arenas y arcillas correspondientes a un ambiente de depósito congruente con un modelo de abanico submarino.

Las arenas de la Formación Chicontepec fueron depositadas desde el Paleoceno hasta el Eoceno Medio en una cuenca elongada paralela y limitada por la Sierra Madre al oeste, como se muestra en la Fig. 10. Al este, la cuenca está limitada por la Plataforma de Tuxpan, que tenía también una elevación topográfica positiva en ese período. El aporte de sedimentos provino principalmente de la Sierra Madre Oriental, resultando en una serie de abanicos submarinos conocido como complejo turbidítico. En la mayor parte de la cuenca los depósitos del Paleoceno se erosionaron durante el Eoceno Temprano. Una significativa discordancia marca el límite correspondiente a esta erosión, y delimita a lo que se conoce como el Paleocanal de Chicontepec (Fig. IV.11). Los yacimientos se presentan en secuencias de deposición agregándose hasta tener 200 metros de espesor, comprendiendo múltiples capas de areniscas intercaladas con lutitas, con laminaciones que varían de 5 centímetros (o menos) hasta 10 metros.



Fig. IV.11 Sección estructural del Paleocanal de Chicontepec<sup>12</sup>.

Las secuencias de menores espesores tienen una extensión lateral limitada, lo que dificulta la correlación entre pozos. Las arenas agregadas con mayores espesores impregnadas con aceite, tienen suficiente contraste en sus propiedades con las lutitas adyacentes, lo que permite identificarlas fácilmente en los registros eléctricos. Sin embargo, los cuerpos arenosos más delgados y con mayor contenido de arcilla tienen menos contraste y es más difícil identificarlos y evaluar su potencial productor con registros convencionales. La columna geológica se puede observar en la figura IV.12.

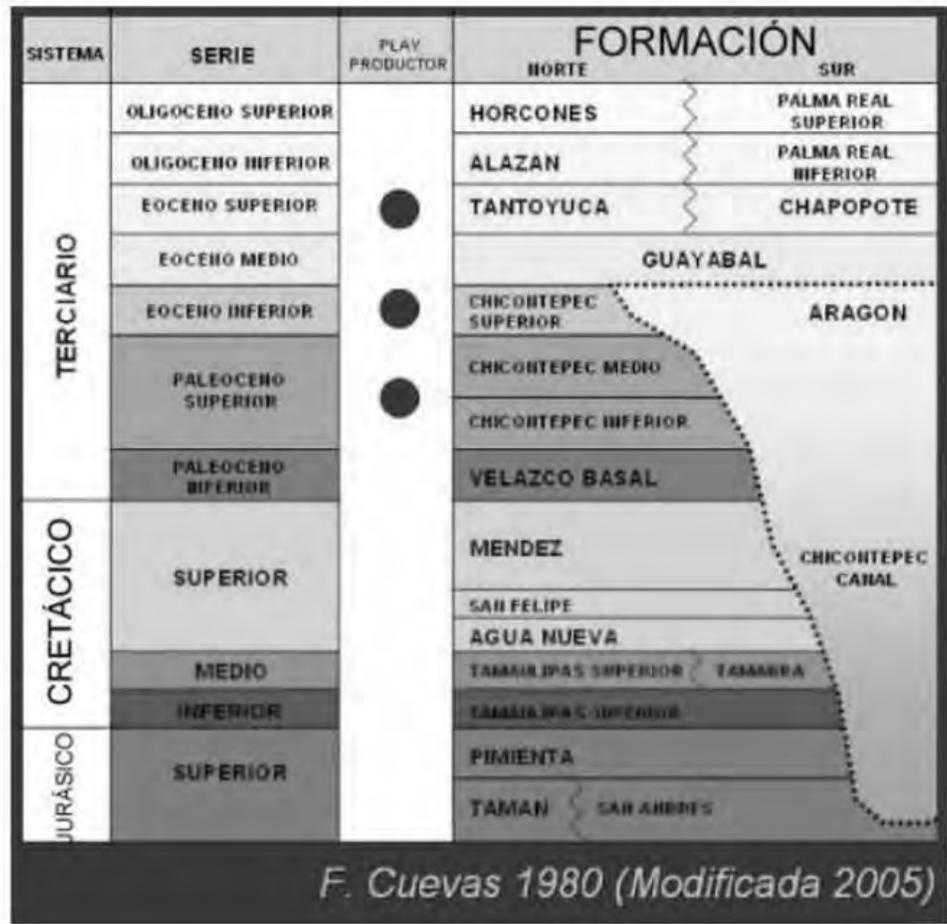


Fig. IV.12 Columna Geológica del Paleocanal de Chicontepec.

La calidad de las arenas es variable en cada pozo debido a la diversidad de la mineralogía y a los importantes procesos diagenéticos que ha experimentado. Las arenas son ricas en fragmentos de rocas carbonatadas, lo que favoreció a la precipitación de cemento de calcita afectando negativamente la porosidad y permeabilidad. El contenido de carbonatos conforma en promedio 40% del volumen total. Algunas de las arenas pueden tener también fragmentos de rocas volcánicas, que originan un mayor contenido de minerales arcillosos que pueden ser susceptibles a una diagénesis significativa. Los minerales de arcilla más comunes son clorita, esmectita, illita y caolinita. Las arenas tienen entre 2% y 14% de arcilla dispersa. La porosidad de las arenas es muy variable, entre 3% y 20%, al igual que las permeabilidades, que varían globalmente entre 0.01 y 100 mD. La mayor parte de los intervalos productores necesitan ser estimulados con fracturas hidráulicas apuntaladas para producir hidrocarburos en cantidades comerciales.

### **IV.2.3. ANÁLISIS PETROFÍSICO CON REGISTROS DE INDUCCIÓN CONVECCIONALES Y SU COMPARACIÓN CON REGISTROS TRIAXIALES.**

Con el objetivo de tener sensibilidad a la resistividad vertical ( $R_v$ ), la herramienta triaxial posee conjuntos de bobinas ortogonales. El espaciamiento de estos conjuntos de bobinas es similar al del Arreglo Inductivo convencional. Por lo tanto, si se toman sólo las señales de las bobinas coaxiales con el eje del pozo y se procesan de forma similar al AIT, se obtendrán, curvas de resistividad equivalentes. La Fig. IV.13 muestra una comparación de las curvas de resistividad de 2 pies de resolución vertical del arreglo convencional, AIT (carril 2) con las curvas equivalentes de la herramienta triaxial, ZAIT, (carril 3). Se puede observar que las curvas de ambas sondas son prácticamente idénticas. Esto es de mucha importancia, debido a que con una sola herramienta es posible tener curvas compatibles con tecnologías anteriores para fines de comparación y correlación, más la nueva información de anisotropía de resistividad y echados.

En el carril 4 se muestran las curvas de resistividad horizontal ( $R_h$ ) y vertical ( $R_v$ ), junto con la resistividad convencional profunda de 2 pies de resolución vertical (AT90). Como esta sección del pozo es vertical y las capas tienen poco echado, como es de esperar  $R_h$  y AIT 90 están prácticamente encimadas.

En el intervalo 1608-1648 m,  $R_h$  y  $R_v$  muestran una mayor separación, indicando mayor anisotropía. Esta zona corresponde a un paquete de arenas laminadas. Esto es muy consistente también con lo que se observa en la curva de densidad de alta resolución (RHOI, 5 cm de resolución vertical) en el carril 5, que se ve más activa en este intervalo por las finas intercalaciones de arena porosa, arcillas y arenas cementadas. También el registro RMN, en el carril 6, muestra un incremento del fluido libre, que da una idea del volumen promedio producible de la secuencia arenosa.

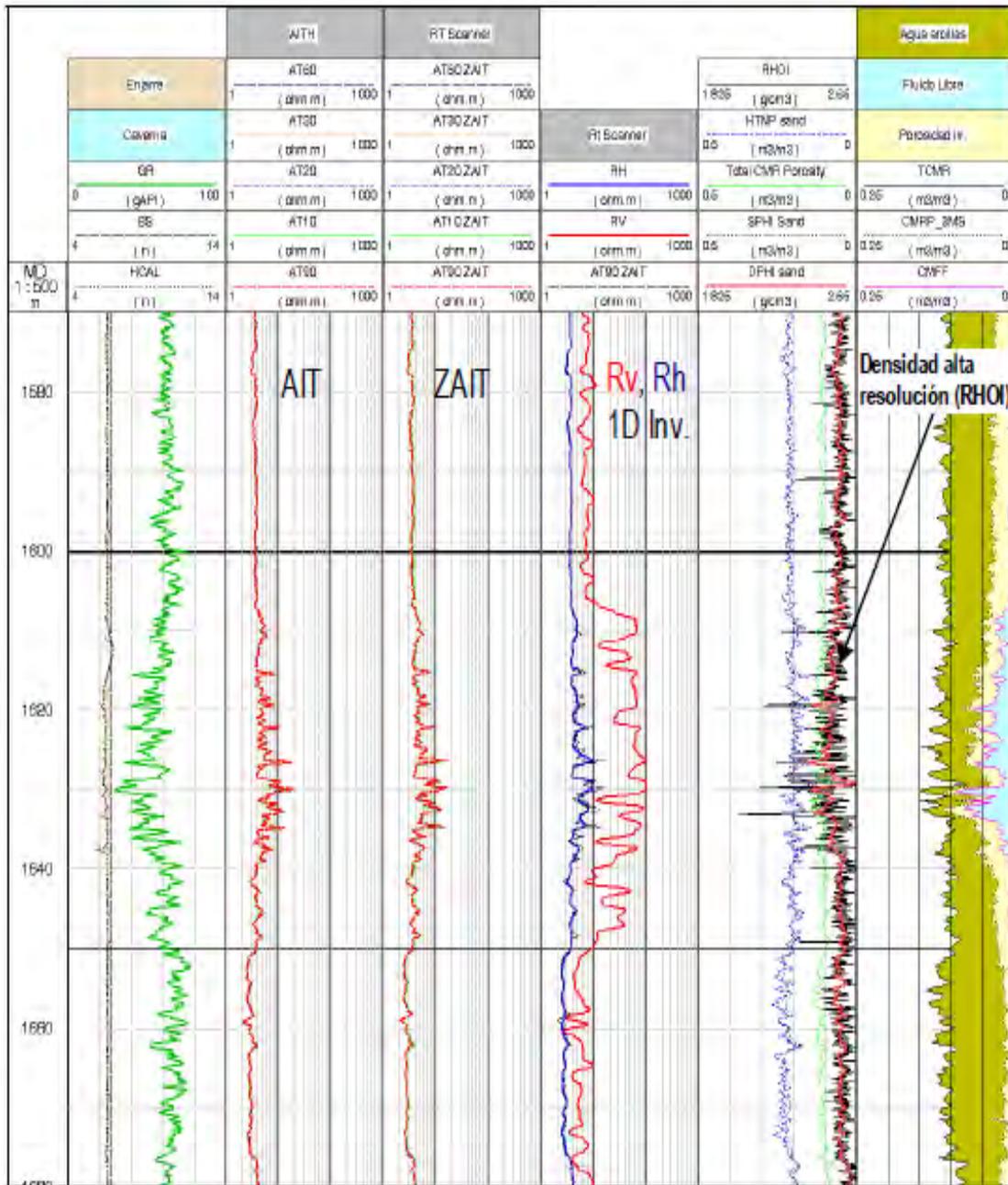


Fig. IV.13 Comparación de las curvas de resistividad convencional del AIT con las curvas de los registros de inducción Triaxial. Curvas de Anisotropía de Resistividad Rv, Rh comparadas con otros indicadores<sup>12</sup>.

#### IV.2.4. ANÁLISIS PETROFÍSICO CON REGISTROS TRIAXIALES CONSIDERANDO LA ANISOTROPÍA DE LA ROCA.

Los volúmenes de aceite se computaron utilizando técnicas convencionales y las metodologías basadas en la anisotropía de resistividad descritas en secciones anteriores. El intervalo analizado se muestra en la Fig. IV.14, donde se combinan registros convencionales con los de Inducción Triaxial y RMN y con las evaluaciones petrofísicas. En los mismos, es posible distinguir tres paquetes de arenas:

1. De 1700 a 1930 m. Las arenas son evidentes en todos los registros, aunque aparecen bastante compactas, especialmente de 1810 m hacia abajo, donde el registro RMN muestra muy poco fluido libre. La anisotropía de resistividad indicada por la separación de  $R_v$  y  $R_h$  es fuerte, así que es posible que una gran parte de la misma se deba a laminaciones de arenas compactas (cementadas con calcita) intercaladas con las arcillas, junto a las arenas porosas impregnadas con aceite.
2. De 1605-1648 m. Estas arenas tienen menor expresión en la resistividad, rayos gamma y porosidades densidad-neutrón comparadas con las del intervalo 1700-1930 m, posiblemente debido a un mayor contenido de arcilla pero son muy claras en los registros de RMN.
3. De 1420-1485 m. Estas son las arenas menos evidentes en los registros convencionales por la pobre deflexión en GR, bajo contraste de resistividad con las lutitas adyacentes y separación importante de las curvas densidad-neutrón. Sin embargo, el registro RMN muestra claramente la presencia de arenas porosas.

Para efectuar la comparación se evaluó el pozo utilizando un modelo Doble Agua con parámetros estándar para la cuenca: salinidad = 35,000 ppm de NaCl ( $R_w$  de 0.08 ohmm @ 79 °C),  $a = 1$ ,  $m = 1.9$  (en arenas limpias) y  $n = 2$ . La resistividad del agua ligada a las arcillas se tomó  $R_{wbclay} = 0.024$  ohm-m. En el carril 7 de la Fig. II.14, donde se muestra un análisis de la porosidad y sus fluidos combinando registros RMN con la evaluación de  $S_w$  de la ecuación de Doble Agua, se observa que para los paquetes de arenas por encima de la discordancia intermedia aparece bastante agua libre aparente. Esto se debe a que la  $S_w$  fue evaluada con AIT 90, que responde fundamentalmente a  $R_h$ , y por lo tanto está muy influenciada por las intercalaciones de baja resistividad de las lutitas dando un cálculo pesimista de saturación de agua.

En el carril 9 de la Fig. IV.15 se muestra el mismo análisis de porosidad, pero el volumen de hidrocarburos fue computado ahora utilizando la metodología de arenas laminadas con un modelo arena-lutita (LSA *Fixed Rshale*\*). Para los parámetros  $R_w$ ,  $a$ ,  $m$  y  $n$  se emplearon los mismos valores que en la evaluación con el modelo Doble Agua. El valor de  $R_{shale}$  se eligió igual a 3.4 ohm-m en función de las lecturas de AT90 y  $R_h$  en el paquete lutítico entre 1500 y 1600 m (Fig. IV.15). La porosidad de la lutita se tomó igual a  $\phi_{shale} = 0.12$ , y se leyó de la porosidad total del registro de resonancia magnética (RMN) (curva TCMR) promedio en el mismo intervalo. Lo primero que se ve es que la mayor parte del agua libre es reemplazada por aceite. En el carril 8 se muestran las saturaciones computadas por cada modelo y en forma numérica el volumen poroso

---

\*Metodología patentada por la compañía Schlumberger.

impregnado por aceite, integrado entre la base y la cima del intervalo analizado con la ecuación IV.1

$$Aceite = \int_{z=base}^{z=cima} \Phi_T \times (1 - S_{wt}) dz \quad IV.1$$

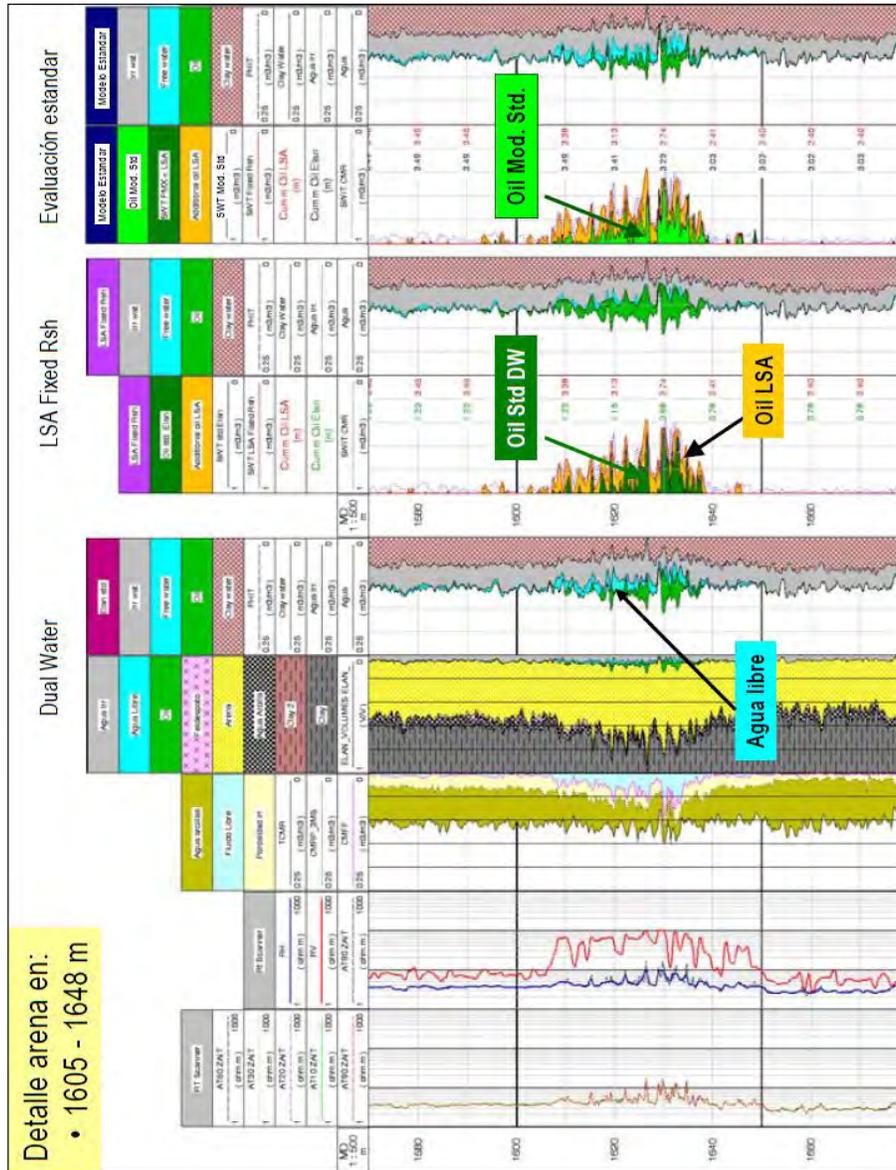


Fig. IV.14 Comparación del modelo de doble agua y LSA con la evaluación estándar de campo<sup>12</sup>.

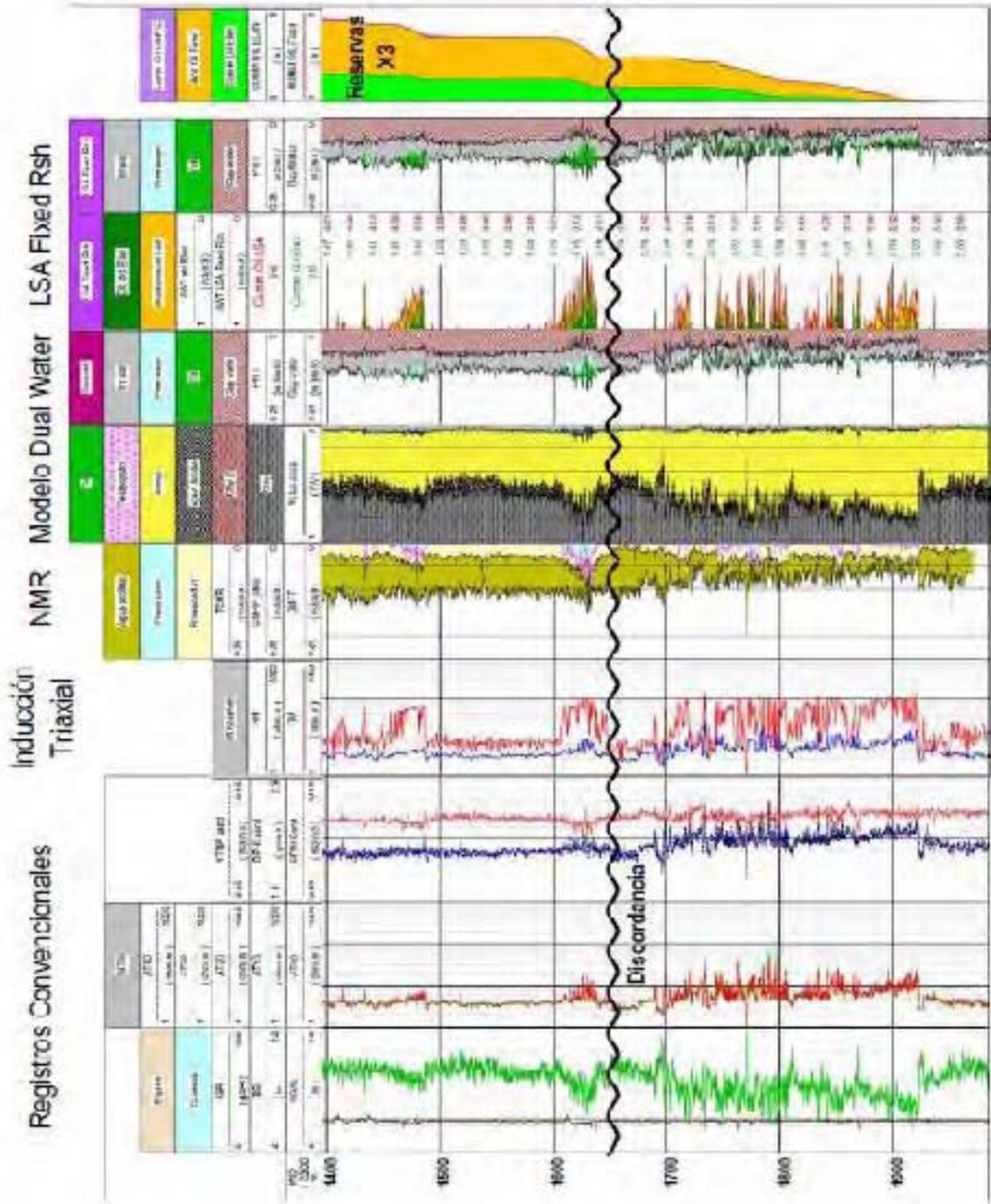


Fig. IV.15 Análisis convencional por el método de doble agua comparado contra el método de análisis de laminaciones arena-lutita (LSA) <sup>12</sup>.

La integración de la ecuación IV.1 se efectuó sin aplicar ningún corte por arcillosidad, porosidad o saturación. Para el modelo convencional se obtuvo un volumen de aceite total de 1.47 v/v-m. Con el método LSA arena-lutita se incrementa a 4.31 v/v-m. es decir un aumento del 193% que corresponde a cerca de 3 veces más el volumen del aceite computado. También se probó la variante LSA grueso-fino, que hace uso del registro RMN, obteniéndose resultados muy similares: volumen poroso impregnado de 4.44 v/v-m, es decir un incremento del 202%.

Como parte del estudio, también se comparó con el modelo de evaluación estándar utilizado comúnmente en el campo. Este modelo trata de compensar empíricamente el efecto de las laminaciones sobre la resistividad, modificando los parámetros de la ecuación de saturación del método Indonesia\*. El modelo considera también que la porosidad es nula en las lutitas por lo que castiga mucho la porosidad de las arenas laminadas con mayor porcentaje de arcilla, como el paquete superior entre 1420 y 1485 m. En la Fig. IV.14 se muestra un detalle del paquete de arenas entre 1605 y 1648 m, comparando todos los métodos de evaluación.

Esto se ilustra en la Fig. IV.16. En donde se ve que el modelo estándar tiende a sobreestimar el volumen de aceite en las arenas basales, por debajo de la discordancia comparada con los métodos de anisotropía, y tiende a subestimarlos por encima de la misma, haciendo que el potencial productor de las mismas sea subvaluado. El modelo Doble Agua con parámetros estándar es siempre pesimista.

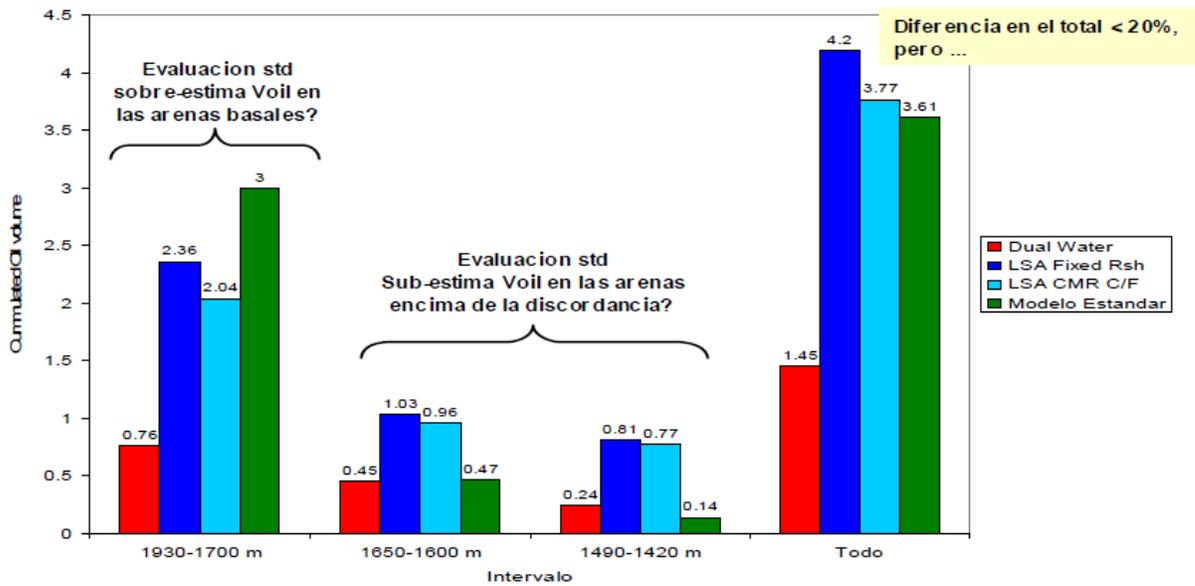


Fig. IV.16 Distribución de los volúmenes de aceite según diferentes métodos<sup>12</sup>.

---

**IV.2.5. RESULTADOS DE LAS PRUEBAS EN EL POZO.**

Los intervalos probados fueron dos:

- 1745-1787 m: Luego de disparar y realizar una fractura hidráulica, el pozo se entrega con bajo gasto de aceite, 65 bbl/d (con fractura). Como no tiene presión para conectarse directamente a la línea, el intervalo se abandona. La permeabilidad NMR promedio de esta sección es de solo 0.046 mD. por lo que el resultado no es realmente una sorpresa. Igualmente el NMR mostraba que la sección era muy densa, con poco fluido libre, y probablemente gran parte de la anisotropía de resistividad se deba a intercalaciones compactas en vez de laminaciones de arena porosa impregnada con hidrocarburos.
- 1616-1636 m: De acuerdo a la resonancia magnética este intervalo tenía mejores características petrofísicas (mayor fluido libre,  $K_{NMR} = 0.356$  mD) y produjo solo hidrocarburo, consistente con el modelo de arenas laminadas y la inducción triaxial: 4 mmscf/d gas y 38 bbl/d hidrocarburo líquido. Si bien resultó un poco sorprendente encontrar gas, no se produce agua, como lo mostraban el modelo doble agua computado con las curvas convencionales de resistividad. El análisis de anisotropía puede indicar la presencia de hidrocarburos (Fig. II.15), pero no su tipo. En el caso del intervalo 1616-1636 m, el gas tampoco era obvio de los otros registros (no hay cruce Densidad- Neutrón ni Densidad-NMR) probablemente por su elevada arcillosidad promedio. Una alternativa hubiera sido bajar un probador de formaciones con análisis de fluidos o muestras.

### CONCLUSIONES

- Debido al proceso evolutivo que han tenido las herramientas de resistividad, actualmente se puede llegar a identificar zonas potencialmente ricas en petróleo, que generalmente con los registros convencionales se hubieran subestimado o pasado por alto.
- Todo Ingeniero Petrolero y en general cualquier persona involucrada en la evaluación de formaciones, debe tener en cuenta la existencia de estos registros geofísicos, conocer las diferentes herramientas y su aplicación, con el objetivo de tener una mejor aproximación de la interpretación litológica y del contenido de fluidos de la formación que atraviesa durante la perforación de un pozo.
- Es importante estar en constante actualización en cuanto al desarrollo de estas herramientas, debido a que es determinante para la interpretación geológica y geofísica, puesto que continuamente se busca obtener más y mejores parámetros físicos y geológicos que permitan tener una mejor interpretación del parámetro que se requiera conocer.
- Una buena recopilación de información en cuanto a parámetros petrofísicos se refiere y una interpretación correcta de los mismos, se verá reflejada en una oportuna y provechosa explotación de los yacimientos petroleros. Hoy en día los registros geofísicos representan un papel sumamente importante para la industria petrolera, gracias a su desarrollo tecnológico, el cual parte de los primeros principios técnicos desarrollados hace muchos años; razón por la cual hoy en día se tiene la capacidad de determinar el potencial petrolero de un yacimiento o formación.
- Actualmente un parámetro importante obtenido mediante las herramientas triaxiales es la anisotropía de la resistividad de la formación, la cual es trascendental para la obtención de la saturación de hidrocarburos en formaciones laminadas.
- Con los valores de la curva de resistividad vertical ( $R_v$ ), las saturaciones de agua ( $S_w$ ), se mejoran, obteniendo una mayor aproximación en el valor de la saturación de hidrocarburos ( $S_{hc}$ ). Esto se ve reflejado en un incremento del volumen de los hidrocarburos potencialmente recuperables y por lo tanto en una mayor incorporación de reservas de hidrocarburos.

### RECOMENDACIONES

- Las últimas mejoras en las herramientas de resistividad tienen una aplicación significativa para formaciones con laminaciones y secuencias de arena-lutita, por lo que se recomienda obtener las curvas de resistividad vertical y horizontal mediante registros de inducción triaxial.
- Es necesario utilizar un modelo de interpretación adecuado, el que más represente a la formación que se esté valorando, de lo contrario se tendrán sobre evaluaciones de la saturación de agua ( $S_w$ ) y por lo tanto se subestimarán la saturación de hidrocarburos ( $S_{hc}$ ) o bien se puede tener un resultado optimista, es decir se subestimarán la saturación de agua ( $S_w$ ) y al llevar a cabo la explotación del pozo o de un campo no resulte en el valor de volumen de hidrocarburos estimados.
- El análisis petrofísico se debe realizar considerando diferentes tipos de registros, debido a que de forma conjunta se puede correlacionar y complementar información necesaria para la evaluación de formaciones. Es por ello que se recomienda correr los registros de resistividad junto con otros registros como rayos gamma, registros de neutrones, sónicos, registros de resonancia magnética entre otros. Los Registros de Imágenes y de resonancia magnética (RMN) son de suma importancia al momento de definir el modelo de evaluación, interpretar los resultados y entender el origen de la anisotropía de resistividad ( $R_v/R_h$ ), en particular cuando hay presencia de intercalaciones compactas.
- Aunque se tenga certeza de la presencia de hidrocarburos en una zona tentativa, se deben realizar estudios posteriores para obtener mayores parámetros sobre el fluido que satura a la roca, así como pruebas de productividad y presión con el fin de establecer los métodos óptimos para la explotación de un yacimiento. La sinergia de todas las áreas involucradas en la explotación de campos petroleros, nos permitirán tener un mayor aprovechamiento y una mayor eficiencia en la extracción de hidrocarburos.

**BIBLIOGRAFÍA**

1. Amyx. J.W. "Petroleum Reservoir Engineering. Physical Properties". Mc Graw Hill Book Company. Inc. New York. Toronto. London. 1960.
2. Arroyo Carrasco Alejandro. "Bases Teóricas e Interpretación de Registros Geofísicos de Pozos". Facultad de Ingeniería. UNAM. México. 2007.
3. Cordova Hernández Roger. "Registro Geofísico Moderno de Inducción Triaxial para la Caracterización de Formaciones Laminadas". Tesis 2008.
4. Gómez Rivero Orlando. "Registros De Pozos. 1ra. Parte: Teoría e Interpretación". México. 1975.
5. Martell Andrade Bernardo. "Apuntes de la Asignatura de Petrofísica y Registros de Pozos". Facultad de Ingeniería. UNAM. México 2008.
6. Padilla Molina Israel G. "Estimación de la Sw en Formaciones Arcillosas con Base en Datos de Registros Geofísicos de Pozos". Tesis 2005.
7. Ramos R. H.; Zinat C. D.; Ramírez M. T. "Registros Geofísicos en México, Tomo I". Villahermosa Tabasco. México. Primera Edición. 2008.
8. PEMEX. "Un siglo de la perforación en México". Unidad de perforación y mantenimiento de Pozos.
9. Rodríguez Nieto Rafael, "Apuntes de Principios de Mecánica de Yacimientos", Facultad de Ingeniería, UNAM 2008.
10. Schlumberger. "Aplicaciones de Mediciones Inductivas Triaxiales en el Desarrollo de los Campos del Paleocanal de Chicontepec". 2007.
11. Schlumberger. "Evaluación de Formaciones en México". México. 1984
12. Schlumberger. "Evaluación de Formaciones Laminadas Usando Herramientas Inductivas Triaxiales". 2007.

13. Schlumberger. "Interpretación de Perfiles, Vol. 1 Fundamentos". New York. Documento.
14. Schlumberger. "Oilfield Review". 2001.
15. Schlumberger. "Principios / Aplicaciones de la Interpretación de Registros". New York. Documento.
16. Schlumberger. "Theory, Measurement, and Interpretation of Well Logs", New York. Documento.
17. SPE 71724. "Field Example Demonstrating a Significant Increase in Calculated Gas-In-Place: An enhanced Shaly Sand reservoir Characterization Model Utilizing 3DEX Multicomponent Data. 2001
18. SPWLA . "The Distribution Of Shale In Sandstones And Its Effect Upon Porosity". 1975
19. SPWLA 2005. "Field Example of Enhanced Hydrocarbon Estimation in Thinly Laminated Formation with a Triaxial Array Induction Tool: A Laminated Sand-Shale Analysis with Anisotropic Shale". Jun 2005.
20. Thomas Hill. H.J., Shirley, Klein. G.E. "Bound Water In Shaly Sands - its Relation to Qv And Other Formation Properties." 1979
21. Villamar Viguera Manuel. "Apuntes de Caracterización de Formaciones".

### POTENCIAL ESPONTÁNEO (SP)

La curva de potencial espontáneo o potencial natural (SP) es un registro de la diferencia de potencial de un electrodo móvil colocado dentro del pozo y un electrodo fijo colocado en superficie (Fig. A.1). Este registro puede ser únicamente usado en agujeros abiertos llenados con lodo conductivo. Dado que exista una pequeña cantidad de permeabilidad, la respuesta del S.P. depende fundamentalmente de la diferencia de salinidad entre el lodo de perforación y el agua de formación.

El cambio en el S.P. es causado por el flujo de iones ( $\text{Na}^+$  y  $\text{Cl}^-$ ) desde las soluciones más concentradas a las más diluidas. Generalmente este flujo es del agua salada de la formación al lodo dulce de perforación. Este potencial eléctrico (medido en milivolts) es básicamente relacionado con la permeabilidad de la formación. La desviación del registro de la línea base de lutita indica permeabilidad y por tanto arenas porosas o carbonates. En este tipo de registro el principal problema surge si la salinidad del lodo es mayor que la salinidad del agua, esto puede darse en partes someras (ya que el agua es más salada a mayor profundidad) o por una inadecuada preparación del lodo de perforación.

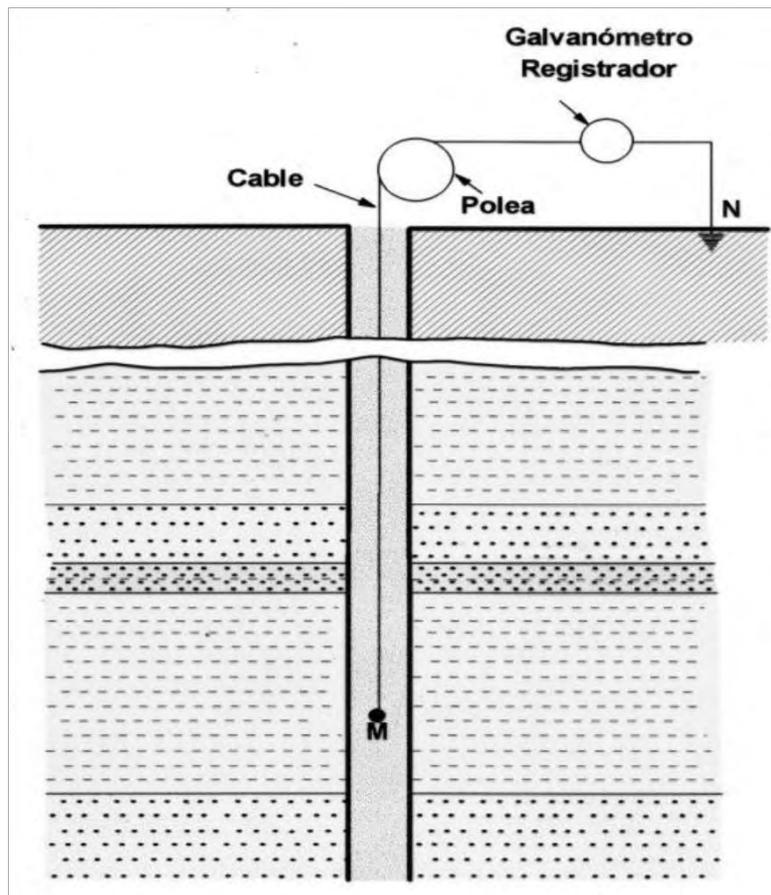


Fig. A.1 Arreglo de un registro de potencial espontáneo (SP)

La curva del SP nos permite:

- Determinar cuerpos permeables.
- Determinar los límites entre capas.
- Correlacionar estratos.
- Conocer cualitativamente el contenido arcilloso de una capa.
- Determinar valores de resistividad del agua intersticial de las formaciones ( $R_w$ ).
- Determinar aspectos litológicos y texturales de los sedimentos.
- Determinar ambientes de depósito.

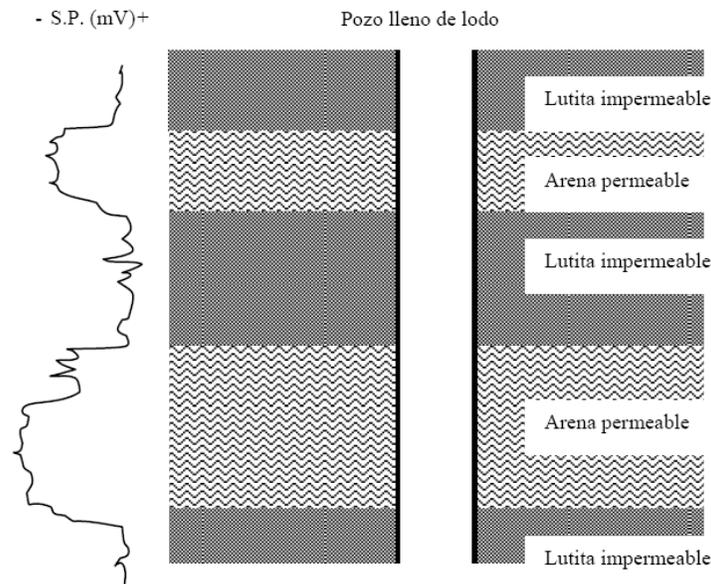


Fig.A.2 Diagrama de un registro SP

Entre los factores que afectan el S.P. se encuentran la resistividad del lodo de perforación con respecto a la resistividad del agua del yacimiento (la curva S.P. puede desviarse de la línea base de las lutitas hacia el lado izquierdo o derecho dependiendo de la diferencia de salinidades), el espesor de los cuerpos (si los estratos de lutita llegan a ser delgados con espesores de arena el S.P. no reduciría a la línea base de las lutitas), la resistividad de los cuerpos (se generará un problema al identificar las zonas permeables en el registro, ya que las zonas donde la resistividad de la zona no invadida sea mayor a la del lodo de perforación, muestra una disminución en la curva al alejarse de la línea base de las lutitas), el diámetro del agujero (el incrementar el diámetro del agujero disminuye la amplitud del S.P.), el filtrado (incrementa la resistividad de los poros y del cuerpo permeable, afectando la amplitud del registro), por último, la influencia de presencias de arcillas en cuerpos porosos y permeables (la presencia de arcillas disminuirá la amplitud de la curva en el registro, además de que se presentará con mas variaciones en la tendencia de la recta).

## RAYOS GAMMA (GR)

Los registros de radioactividad han jugado un papel importante en la evaluación de formaciones desde el primer registro comercial de rayos gama corrido en 1940. Son tres los tipos de registros usados para medir la radioactividad: rayo-gamma, neutrón y densidad. El registro de rayo gamma utiliza un contador de centelleos para medir la radioactividad natural de la formación conforme la sonda es subida por el agujero.

Los rayos gamma son radiaciones electromagnéticas o fotones que son emitidos por los núcleos en un estado excitado. Los rayos gamma no tienen carga o masa, pero poseen energía, y cuando la emiten, ni el peso atómico, ni número atómico del isótopo es cambiado pero únicamente la energía a nivel de los núcleos. Algunos núcleos emiten varios rayos gama en varias etapas antes de que lleguen a ser estables. La penetración del rayo gamma a través de la materia es considerablemente grande porque ellos no tienen masa o carga, la cantidad de penetración es aproximadamente inversamente proporcional al número atómico del material que pasan estos. Los materiales pesados tienen baja penetración.

La radioactividad natural es un fenómeno atómico que se presenta en sustancias naturales, debido a la desintegración de los elementos radioactivos que contengan, entre los elementos radioactivos se encuentran el uranio (U), potasio (K), Torio (Th), al desintegrarse los elementos radioactivos se generan radiaciones positivas (partículas alfa), radiaciones negativas (partículas beta) y radiaciones sin carga (rayos gamma). Los rayos alfa y beta tienen poca potencia de penetración, mientras que los rayos gamma tienen mayor penetración debido a que son neutros.

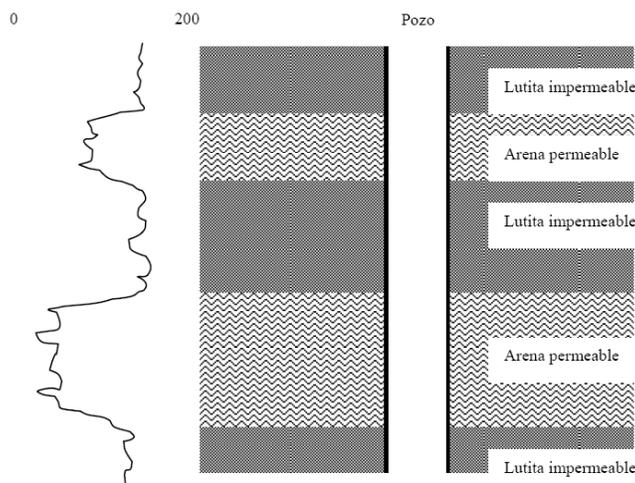


Fig.A.3 Diagrama de un registro de rayos gamma (GR)

Los registros de rayos gamma miden la radioactividad natural de las rocas. Todas las rocas contienen algún material radioactivo, las arcillas y particularmente las arcillas marinas tienen una alta emisión de rayos gamma en comparación con la arenisca, los limos y la dolomía. Esta diferencia hace que el registro de rayos gamma sea especialmente usado para distinguir arcillas de

no arcillas, de esta manera, el registro de rayos gamma es considerado principalmente como registro litológico.

Las herramientas para rayos gamma son relativamente compactas y constan de un detector que mide la radiación de la formación cerca de la herramienta. Este registro es en la actualidad medido en unidades API, para estandarizar las unidades de medida, el API estableció una calibración estándar empírica en la Universidad de Houston. La diferencia en la radioactividad en dos secciones es definida como 200 unidades API de rayos gamma.

En la Fig. A.3 se puede observar el registro de rayos gamma (GR), este se comporta de manera similar al S.P., la diferencia es que un registro de rayos gamma mide la radioactividad de la roca y por tanto se puede medir sin importar: la salinidad del lodo, si está lleno de lodo base aceite o gas, si el pozo esta entubado. Como se observa en la figura, las zonas de mayor radioactividad son zonas de lutitas, mientras que zonas de baja radioactividad son de arena.

Un número de factores influencia la respuesta del registro de rayos gamma. Los principales factores son: tipo de detector, velocidad de registro y constante de tiempo, tamaño del agujero, fluido en el agujero, tipo de tubería en el agujero, cantidad y tipo de cemento, espesor de la formación y radioactividad, espesores de capas adyacentes y radioactividad, y variaciones estáticas.

Además de determinar la litología con el registro de rayos gamma se pueden determinar límites de las capas, estimar el contenido de arcilla e investigar el movimiento de fluido.

## REGISTROS DE POROSIDAD

### REGISTRO DE NEUTRONES (CNL)

Este registro responde al hidrógeno contenido de la formación y, por tanto, en formaciones limpias el registro neutrón reflejara el líquido presente en el espacio poroso. Comparando el registro neutrón con otro registro de porosidad o datos de núcleos, zonas de gas pueden ser identificadas. Combinaciones del registro neutrón con uno u otros dos registros de porosidad produciría un valor de porosidad más correcto y permitiría la identificación de la litología.

Los registros neutrónicos se utilizan principalmente para delinear formaciones porosas y para determinar su porosidad. Responden principalmente a la cantidad de hidrógeno contenido en la formación. Por lo tanto, en formaciones limpias cuyos poros estén saturados con agua o aceite, el registro de neutrones refleja la cantidad de porosidad saturada de fluido.

Las zonas de gas con frecuencia pueden identificarse al comparar el registro de neutrones con uno o más registros de porosidad o con un análisis de muestras. Una combinación de registros de neutrones con uno o más registros de porosidad proporcionan valores de porosidad e identificación de litología aún más exactos, incluso una evaluación del contenido de arcilla.

El registro neutrón mide la habilidad que poseen las formaciones para atenuar el paso de neutrones a través de ellas. Los neutrones son partículas eléctricamente neutras; cada una tiene una masa casi idéntica a la masa de un átomo de hidrógeno.

Por medio de una fuente radioactiva (como plutonio-berilio o americo-berilio), colocada en la sonda, se emiten continuamente neutrones con una energía de 4 a 6 megaelectrónvolts a la formación. Estos neutrones chocan con átomos de los materiales existentes en la formación y se desaceleran (pierden energía) hasta alcanzar en muy poco tiempo un estado tal que se mueven al azar, sin ganar ni perder energía. La mayor pérdida de energía ocurre cuando el neutrón golpea un núcleo con una masa prácticamente igual a la suya, es decir un núcleo de hidrógeno. Por lo tanto, la desaceleración de neutrones depende en gran parte de la cantidad de hidrógeno de la formación. En este estado, llamado térmico (estado que se alcanza en unos cuantos microsegundos debido a las colisiones sucesivas), los neutrones son capturados por varios materiales (núcleos de átomos como cloro, hidrógeno o silicio). Al momento de la captura, el núcleo captorante se excita intensamente y emite un rayo gamma de captura que es registrado por el contador colocado también en la sonda, a cierta distancia de la fuente de neutrones. Dependiendo del tipo de sonda, se registran los rayos gamma de captura o los neutrones mismos.

Si la concentración de hidrógeno del material que rodea a la fuente de neutrones es alta, la mayoría de éstos son desacelerados y capturados a una corta distancia de la fuente. Por el contrario, si hay poca concentración de hidrógeno, los neutrones se alejan de la fuente antes de ser capturados. De acuerdo con esto, la frecuencia de conteo en el detector aumenta para bajas concentraciones de hidrógeno y viceversa. En una formación limpia, el hidrógeno se encuentra sólo en el agua, el aceite

y el gas. Ambos líquidos contienen aproximadamente la misma cantidad de hidrógeno, el gas tiene menos. Este tipo de registro se puede observar en la figura A.4.

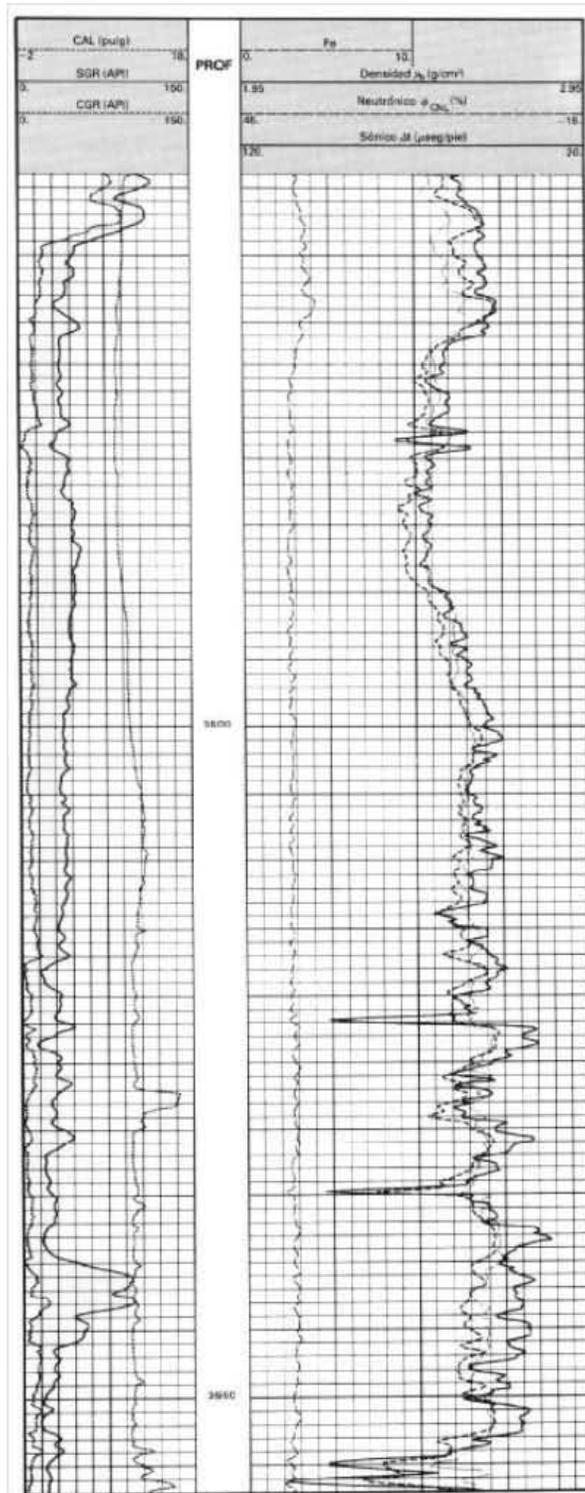


Fig. A.4 Presentación de registros de porosidad en un intervalo de carbonatos

### **REGISTRO DE DENSIDAD (FDC)**

El registro densidad ocupa una herramienta radioactiva que emite rayos gamma y son usados principalmente como registros de porosidad, aunque también son usados para la detección de gas, determinar la densidad de los hidrocarburos, etc. Este registro mide directamente la densidad electrón de una formación por medio de un fenómeno llamado Compton (transferencia de una parte de la energía de un rayo gamma a un electrón, al momento de chocar ambos). Los registros de densidad emiten rayos gamma de una fuente en el inferior de la herramienta. Estos rayos gamma son detectados por dos contadores de centelleos montados aproximadamente 18 a 24 pulgadas encima de la fuente. El número de rayos gamma que llegan al detector son inversamente proporcionales a la densidad electrón de la roca que en adaptación es proporcional a la actual densidad de la roca.

Los rayos gamma generados por la herramienta del registro interactúan con los electrones en la materia, cuando cada rayo gamma golpea un electrón provoca un cambio de dirección y pérdida de energía, la intensidad de estos rayos gamma son medidas por detectores localizados sobre la fuente. Cuando la densidad electrón incrementa la probabilidad de más colisiones incrementa, aumentando la captura o absorción.

Con el registro de densidad, el gas o aceite ligero en la formación hace que el registro densidad muestre una alta porosidad aparente (o baja densidad volumen), mientras las lutitas hacen que la densidad aparente indicada en el registro sea baja.

Las herramientas de densidad son diseñadas de manera que la fuente y los detectores son montados en un riel forzado contra la cara de la formación por un brazo excéntrico. El riel es diseñado de manera que pase a través del enjarre suave, sin embargo, cuando el enjarre es duro (a grandes profundidades) algo de enjarre puede estar presente entre el patín y la formación. La herramienta de densidad puede ser corrida agujeros vacíos o llenos de fluido. La figura A.5 ilustra este tipo de registros.

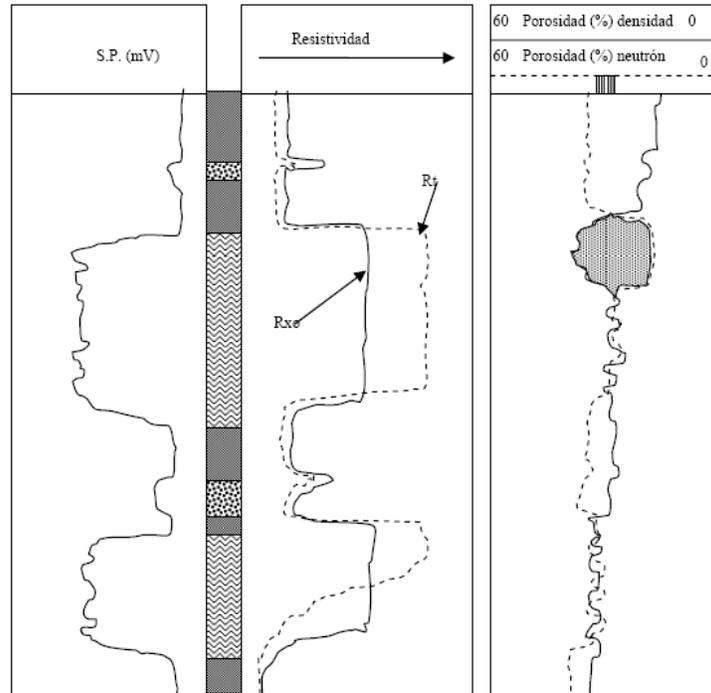


Fig.A.5 Registros de densidad y Neutrón, juntos con un registro de resistividad y un SP

### REGISTRO SÓNICO (BHC)

Una herramienta sónica consiste de un transmisor que emite impulsos sónicos y un receptor que capta y registra los impulsos. El registro sónico está en función del tiempo  $t$ , que requiere una onda sonora para atravesar un pie de formación. Este es conocido como tiempo de tránsito,  $\Delta t$ ;  $\Delta t$  es el inverso de la velocidad de la onda sonora. El tiempo de tránsito para una formación determinada depende de su litología y su porosidad. Los tiempos de tránsito sónicos integrados también son útiles al interpretar registros sísmicos. El registro sónico puede correrse simultáneamente con otros servicios.

La propagación del sonido en un pozo es un fenómeno complejo que está regido por las propiedades mecánicas de ambientes acústicos diferentes (fig.6). En un pozo, estos ambientes incluyen la formación, la columna de fluido del pozo y la misma herramienta del registro.

El sonido emitido del transmisor choca contra las paredes del agujero. Esto establece ondas de compresión y de cizallamiento dentro de la formación, ondas de superficie a lo largo de la pared del agujero y ondas dirigidas dentro de la columna de fluido.

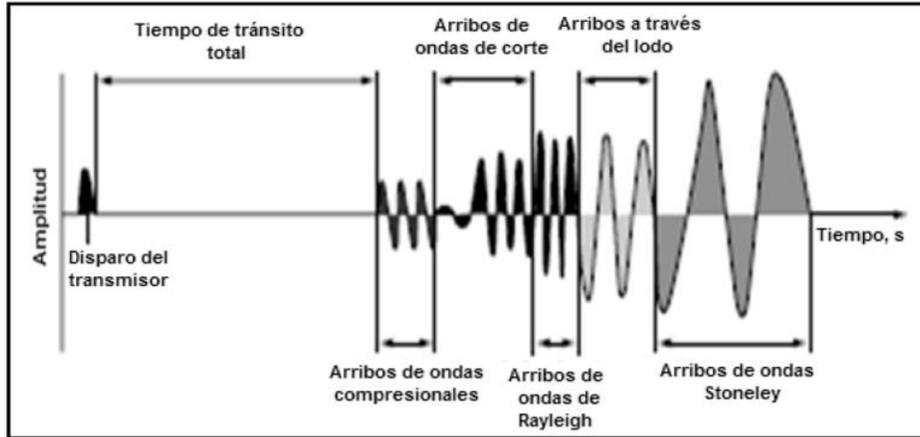


Fig. A.6 Formas de ondas típicas provenientes de un transmisor monopolar.

En el caso de registros de pozos, la pared y rugosidad del agujero, las capas de la formación, y las fracturas pueden representar discontinuidades acústicas significativas. Por lo tanto, los fenómenos de refracción, reflexión y conversión de ondas dan lugar a la presencia de muchas ondas acústicas en el agujero cuando se está corriendo un registro sónico. El registro se puede apreciar en la siguiente figura (fig. A.7).

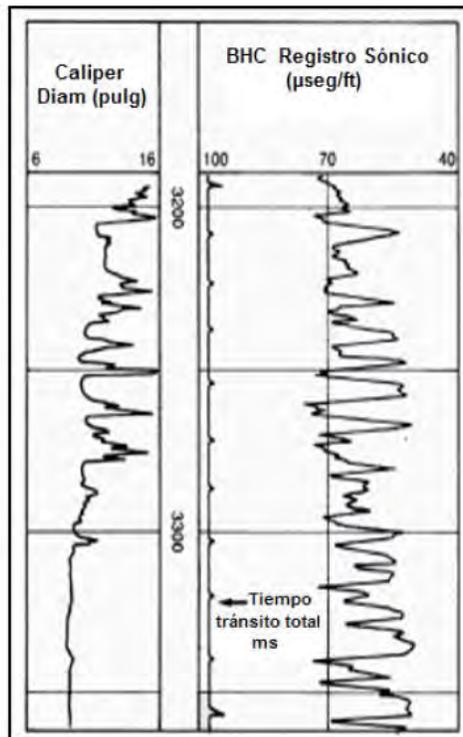


Fig. A.7 Presentación del registro sónico

Las principales llegadas de energía en este proceso son: la onda de compresión y cizallamiento y la llegada de la onda Stoneley (fig.A.6.). El primer arribo está a cargo de la onda compresional (onda tipo P). Esta onda viaja desde el transmisor a la formación como onda de presión de fluido, se refracta en la pared del pozo, viaja dentro de la formación a la velocidad  $V_p$  y regresa al receptor como una onda de presión de fluido. El segundo arribo está a cargo de la onda de cizallamiento (onda tipo S). es la que viaja del transmisor a la formación como una onda de presión de fluido, viaja dentro de la formación a la velocidad  $V_s$  y regresa al receptor como una onda de presión de fluido.

El último arribo proveniente de una fuente son las ondas Stoneley, estas son ondas de interfaz fluido-pozo o de superficie, de gran amplitud y viajan del transmisor al receptor con una velocidad menor a la de las ondas de compresión en el fluido del agujero.

**LISTA DE FIGURAS**

Fig. I.1. Primer registro eléctrico, 1927.....	2
Fig. I.2. Diferentes tipos de arreglos de porosidad .....	5
Fig. I.3. Porosidad de fracturas y fisuras. Influyen en el aumento de la permeabilidad de la roca.....	6
Fig. I.4. Saturación de fluidos en un medio poroso .....	7
Fig. I.5. Relación de de resistividad-conductividad con respecto a la concentración de sal .....	10
Fig. I.6. Relación de de resistividad-conductividad con respecto a la porosidad de la formación ....	10
Fig. I.7. Esquematización de un corte horizontal sin presencia de hidrocarburos.....	14
Fig. I.8. Esquematización de un corte horizontal con presencia de hidrocarburo .....	16
Fig. I.9. Esquema de un agujero adorado .....	18
Fig. II.1. Instrumento normal .....	24
Fig. II.2. Instrumento lateral.....	25
Fig. II.3. Registro eléctrico de 1955, pozo Champotón 2 .....	26
Fig. II.4. Registro de 1967, tomado en el campo Mameyal .....	27
Fig. II.5. Arreglos básicos de la herramienta laterolog .....	28
Fig. II.6. Esquema del registro laterolog .....	29
Fig. II.7. Diagrama de la sonda doble Laterolog .....	30
Fig. II.8. Esquema de las líneas de corriente del registro esférico enfocado.....	31
Fig. II.9. Comparativo de las herramientas Laterolog 3, 7, Doble Laterolog y SFL .....	32
Fig. II.10. Esquema del dispositivo Microlog .....	33
Fig. II.11. Esquema del dispositivo microlaterolog.....	34
Fig. II.12. Presentación del registro microlog .....	35

Fig.II.13. Esquema del dispositivo de proximidad .....	36
Fig.II.14. Presentación del registro microproximidad .....	36
Fig.II.15. Arreglo del los electrodos del registro micro esférico enfocado .....	37
Fig. II.16. Presentación un registro doble laterolog y microesférico .....	38
Fig.II.17. Registro microesferico enfocado .....	39
Fig. II.18. Principio del registro de inducción .....	40
Fig. II.19. respuesta de la herramienta comparada con la conductividad real de la formación .....	41
Fig. II.20. Contribución individual de cada bobina .....	42
Fig. II.21. Presentación de registro de inducción.....	44
Fig. II.22. Registro doble inducción fasorial .....	45
Fig. II.23. Profundidades de investigación de la Herramienta AIT.....	47
Fig. II.24. Configuración básica de la herramienta AIT .....	48
Fig.II.25. Presentación del registro AIT .....	49
Fig. II.26. Esquema de una sonda de inducción triaxial .....	51
Fig. II.27. Arreglo tridimensional de la herramienta de inducción triaxial .....	52
Fig. II.28. Nomenclatura común de los registros resistivos, entre las principales compañías de servicios. ....	52
Fig. II.29. Comparación de las lecturas realizadas entre un registro de inducción triaxial (RT Scanner) y uno de arreglos de inducción (AIT).....	53
Fig. III.1 Espesores medido, espesor real y espesor vertical en una formación .....	56
Fig. III.2. Relación entre la densidad del lodo y la constante C de la ecuación de Overton y Lipson... ..	60
Fig.III.3. Ejemplo de la gráfica de Pickett que muestra la línea de saturación de agua al 100% y el valor de la resistividad del agua (Rw) .....	62
Fig. III.4. Gráfica de la resistividad del agua en función de la salinidad y la temperatura.....	63

## LISTA DE FIGURAS

---

Fig. III.5. Grafica $C_0$ vs $C_w$ .....	68
Fig.III.6 Principio de efecto de paredes.....	72
Fig. IV.1. Localización de la cuenca de Campos.....	76
Fig. IV.2 Principales cuencas de Brasil. Desde la década de 1970 la cuenca de Campos produjo la mayor parte de los recursos de petróleo y gas de Brasil .....	77
Fig. IV.3. Registros convencionales y litología del pozo A.....	80
Fig.IV. 4. Curvas de registros convencionales y de registros de inducción triaxial tomados en el pozo A.....	81
Fig.IV.5. Análisis petrofísico con la ayuda del 3DEX.....	83
Fig.IV. 6. Imagen de las laminaciones de un núcleo del pozo B .....	85
Fig.IV. 7. Registro de imágenes con lecturas de resistividad horizontal y vertical .....	86
Fig. IV. 8. Registro de imágenes y fotos de núcleo .....	87
Fig.IV.9. Resultados del análisis petrofísico del pozo B .....	88
Fig.IV.10. Ubicación geográfica del paleocanal de Chicontepec .....	89
Fig. IV.11. Sección estructural del Paleocanal de Chicontepec .....	90
Fig. IV.12. Columna Geológica del Paleocanal de Chicontepec .....	91
Fig. IV.13. Comparación de las curvas de resistividad convencional del AIT con las curvas de los registros de inducción Triaxial. Curvas de Anisotropía de Resistividad $R_v$ , $R_h$ comparadas con otros indicadores .....	93
Fig. IV.14. Comparación del modelo de doble agua y LSA con la evaluación estándar de campo ..	95
Fig. IV.15. Análisis convencional por el método de doble agua comparado contra el método de análisis de laminaciones arena-lutita (LSA .....	96
Fig. IV.16. Distribución de los volúmenes de aceite según diferentes métodos .....	97
Fig. A.1 Arreglo de un registro de potencial espontaneo (SP) .....	103
Fig.A.2 Diagrama de un registro SP.....	104

Fig.A.3 Diagrama de un registro de rayos gamma (GR) .....105

Fig. A.4 Presentación de registros de porosidad en un intervalo de carbonatos.....108

Fig.A.5 Registros de densidad y Neutrón, juntos con un registro de resistividad y un SP .....110

Fig. A.6 Formas de ondas típicas provenientes de un transmisor monopolar .....111

Fig. A.7 Presentación del registro sísmico .....111