



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**CALIBRACIÓN DE REGISTROS GEOFÍSICOS  
DE POZOS PETROLEROS**

TESIS PROFESIONAL  
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE  
INGENIERO PETROLERO  
P R E S E N T A :  
**GERMÁN ESCOBEDO RESÉNDIZ**

**DIRECTOR DE TESIS: ING. MANUEL J. VILLAMAR VIGUERAS.**



MÉXICO, D. F., CIUDAD UNIVERSITARIA, 2010



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE  
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA  
60-I-551

**SR. GERMÁN ESCOBEDO RESENDIZ**  
**Presente**

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

**CALIBRACIÓN DE REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZOS PETROLEROS**

- RESUMEN
- INTRODUCCIÓN
- I DEFINICIONES Y CONCEPTOS BÁSICOS
- II REGISTROS GEOFÍSICOS PARA DETERMINAR LITOLOGÍA
- III CALIBRACIÓN DE REGISTROS DE LITOLOGÍA
- IV REGISTROS GEOFÍSICOS PARA DETERMINAR POROSIDAD
- V CALIBRACIÓN DE REGISTROS DE POROSIDAD
- VI REGISTROS GEOFÍSICOS PARA DETERMINAR SATURACIÓN DE AGUA
- VII CALIBRACIÓN DE REGISTROS DE SATURACIÓN DE AGUA
- VIII REGISTRO GEOFÍSICO DE POROSIDAD, PERMEABILIDAD Y SATURACIÓN DE AGUA
- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
- BIBLIOGRAFÍA

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

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

Atentamente

**“POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU”**

CD. Universitaria, D. F., a 28 de Mayo de 2010

El Presidente del Comité de Titulación de Ingeniería en Ciencias de la Tierra


**DR. RICARDO JOSÉ PADILLA Y SÁNCHEZ**

RJPYS\*RGTS\*srs

---

---

## **DEDICATORIAS Y AGRADECIMIENTOS**

A mi madre Francisca Reséndiz Ibarra (  ), donde quiera que te encuentres porque siempre tuviste la paciencia para escucharme, supiste darme esas palabras de aliento en el momento oportuno, por todo los esfuerzos que realizaste para que yo fuera una persona de provecho, porque a pesar de los sufrimientos y momentos difíciles nunca te rendiste, este trabajo te lo dedico por la confianza que siempre tuviste en mi, por tu apoyo y amor incondicional, GRACIAS MAMÁ.....TE EXTRAÑO MUCHO.

A Juan Reséndiz Ibarra, porque sé que siempre está en los momentos difíciles para tenderme la mano de manera incondicional, porque sé también que valora el esfuerzo y dedicación que hay de tras de este trabajo, este logro es también suyo.....GRACIAS TIO.

A mis primos Omar y Eneida, GRACIAS por todo el apoyo que me han brindado y sé que siempre cuento con ustedes. A mi tía Clarita por ser una gran persona y por todas sus atenciones y apoyos recibidos.....Gracias.

A Gricela, por tenerme paciencia y apoyarme siempre, por ser mí esposa, amiga y compañera en este recorrido de la vida en el que nada es fácil pero tampoco imposible, Gracias.

Dedico este trabajo de manera especial a mi hija Ariadna Baruch, porque desde que supe de tu existencia todo ha cambiado para bien, que a pesar de tu corta edad sé de tu potencial y porque te has convertido en un motorcito de impulso para mí.....BARU TE AMO.

A todos mis amigos y también a quienes no lo fueron pero que siempre hubo un compañerismo y equipo de trabajo, gracias por el espacio y tiempo que me pudieron brindar .En especial a Arcadio, Arturo, Beto, Carlos, Carlitos, Cesar, Jaime, Lenin, Mateo, Rogelio y otros que en este momento puedo olvidar, que supieron apoyarme de manera especial cuando los necesite. Les agradezco muchísimo.

Dedico también este trabajo a mi Director de tesis al Ing. Manuel Villamar Viguera por el tiempo dedicado a este trabajo, por sus buenos consejos y quien a pesar de los contratiempos nunca desistió en apoyarme y dirigir este trabajo. Gracias.

A mis Sinodales: Ing. José Bernardo Martell Andrade, Ing. Héctor Ricardo Castrejón Pineda, M.I. Mario Becerra Zepeda y M.I. Alberto Herrera Palomo. Por el tiempo y esfuerzo que dedicaron a la revisión de este trabajo. Gracias.

---

---

---



---

**CALIBRACIÓN DE REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZOS PETROLEROS**

<b>ÍNDICE</b>	<b>PAGINA</b>
<b>RESUMEN</b>	1
<b>INTRODUCCIÓN</b>	3
<b>CAPITULO I DEFINICIONES Y CONCEPTOS BÁSICOS</b>	5
<b>1.1 GENERALIDADES SOBRE LOS REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZOS</b>	5
1.1.1 Evolución histórica	5
1.1.2 Conceptos Básicos	6
1.1.3 Clasificación de los registros	7
1.1.4 Uso y aplicaciones de los registros	9
1.1.5 Interpretación geológico – petrofísica	10
<b>1.2 PROPIEDADES BÁSICAS DE LAS ROCAS</b>	10
1.2.1 Porosidad	10
1.2.2 Permeabilidad	11
1.2.3 Saturación	12
1.2.4 Propiedades eléctricas de las rocas	13
1.2.5 Propiedades radioactivas de las rocas	14
1.2.6 Propiedades elásticas de las rocas	14
<b>1.3 CLASIFICACIÓN DE LAS FORMACIONES</b>	15
1.3.1 Areniscas	15
1.3.2 Carbonatos	16
1.3.3 Arcillas	16
<b>1.4 PROPIEDADES DE LOS FLUÍDOS DE PERFORACIÓN UTILIZADOS EN EL CAMPO</b>	17
1.4.1 Densidad	17
1.4.2 Relación de filtrado	18
1.4.3 Agua de formación	19
1.4.4 Fluidos base agua	21
1.4.5 Fluidos base aceite	22
1.4.6 Fluidos base aire	22
<b>CAPITULO II REGISTROS GEOFÍSICOS PARA DETERMINAR LITOLOGIA</b>	24
<b>2.1 REGISTRO DE POTENCIAL ESPONTÁNEO (SP)</b>	24
2.1.1 Curva SP	24
2.1.2 Origen del SP	26
2.1.3 Componente electroquímico del SP ( $E_C$ )	26
2.1.4 Componente electrocinético del SP ( $E_K$ )	27
2.1.5 SP en función de permeabilidad y porosidad	29
2.1.6 Factores que afectan al SP	29
<b>2.2 REGISTRO DE RADIOACTIVIDAD NATURAL O DE RAYOS GAMMA (GR)</b>	30

---



---

2.2.1	Propiedades de los rayos gamma (GR)	31
2.2.2	Equipo medidor de rayos gamma	33
2.2.3	Curvas de corrección por condiciones de pozo	33
2.2.4	Aplicaciones	33
2.3	REGISTRO DE ESPECTROMETRÍA DE RAYOS GAMMA NATURALES (NGS)	33
2.3.1	Principio de medición	33
2.3.2	Presentación del registro	34
2.3.3	Curvas de corrección por efecto de pozo	35
2.3.4	Aplicaciones	36
<b>CAPITULO III CALIBRACIÓN DE REGISTROS DE LITOLOGIA</b>		<b>37</b>
3.1	ANÁLISIS GRANULOMÉTRICO	37
3.1.1	Introducción	37
3.1.2	Preparación de la muestra	37
3.1.3	Análisis granulométrico de sedimentos	39
3.1.4	Análisis granulométrico de rocas litificadas	42
3.2	DETERMINACIÓN DEL VOLUMEN DE ARCILLAS EN MUESTRAS DE ROCA	43
3.3	DETERMINACIÓN DEL VOLUMEN DE ARCILLA A PARTIR DE REGISTROS DE LITOLOGIA Y SU CALIBRACIÓN CON DATOS DE MUESTRAS DE ROCA	45
3.3.1	Volumen de arcilla ( $V_{clay}$ ) a partir del registro SP	46
3.3.2	Volumen de arcilla ( $V_{clay}$ ) a partir de análisis de núcleos	47
3.3.3	$V_{clay}$ a partir del registro de rayos gamma (GR)	52
<b>CAPITULO IV REGISTROS GEOFÍSICOS PARA DETERMINAR POROSIDAD</b>		<b>60</b>
4.1	REGISTRO SÓNICO	60
4.1.1	Principio de medición	61
4.1.2	Registro sónico compensado BHC (Bore Hole Compensated)	62
4.1.3	Medición de $\Delta t$	62
4.1.4	Equipo	63
4.1.5	Aplicaciones	63
4.1.6	Determinación de la porosidad	64
4.1.7	Velocidades sónicas en la formación	64
4.1.8	Presentación del registro	65
4.1.9	Factores que influyen sobre el registro sónico	66
4.2	REGISTRO DE DENSIDAD FDC (Formation Density Compensated)	66
4.2.1	Principio	67
4.2.2	Equipo	68
4.2.3	Presentación del registro	69
4.2.4	Porosidad a partir del registro de densidad	69
4.2.5	Efecto de la lutita	70
4.2.6	Factores que influyen sobre el registro de densidad	70

<b>4.3 REGISTRO NEUTRÓN</b>	71
4.3.1 Principio del registro neutrón CNL (Compensated Neutrón Log)	71
4.3.2 Equipo del registro Neutrón	73
4.3.3 Presentación del registro	74
4.3.4 Característica de investigación	74
4.3.5 Respuesta de la herramienta	75
4.3.6 Índice de Hidrógeno del agua salada	75
4.3.7 Determinación de la porosidad a partir de registros de neutrones	75
4.3.8 Factores que influyen sobre el registro neutrón	76
<b>CAPITULO V CALIBRACIÓN DE REGISTROS DE POROSIDAD</b>	77
5.1 MÉTODOS GENERALES PARA DETERMINAR LA POROSIDAD EN MUESTRAS DE ROCA	77
5.2 MEDICIÓN DE LA POROSIDAD EN LABORATORIO	78
5.3 POROSIDAD EN NÚCLEOS	79
5.4 CALIBRACIÓN DEL REGISTRO SÓNICO	81
5.5 CALIBRACIÓN DEL REGISTRO NEUTRÓN	87
5.6 CALIBRACIÓN DEL REGISTRO DE DENSIDAD	90
<b>CAPITULO VI REGISTRO GEOFÍSICO PARA DETERMINAR SATURACIÓN DE AGUA</b>	96
6.1 HERRAMIENTAS DE RESISTIVIDAD	96
6.2 REGISTROS ELÉCTRICOS (resistividad o conductividad)	97
6.3 TIPOS DE REGISTROS ELECTRICOS	98
6.4 CÁLCULO DE LA SATURACIÓN DE AGUA	107
6.4.1 Determinación del factor de formación, F	108
6.4.2 Determinación de la resistividad del agua de formación	109
6.4.3 Cálculo de la saturación de agua con la fórmula de Archie	110
<b>CAPITULO VII CALIBRACIÓN DE REGISTROS DE SATURACIÓN DE AGUA</b>	114
7.1 OBTENCIÓN DE LA SATURACIÓN DE FLUÍDOS EN LABORATORIO	114
7.1.1 Método de la retorta a presión atmosférica	115
7.2 INTERPRETACIÓN DE REGISTROS ELÉCTRICOS	119
7.2.1 Registro doble laterolog – Rxo (DLL – Rxo)	123
7.2.2 Registro de doble inducción – Laterolog 8 (DIL - LL8)	124
7.3 RESISTIVIDAD DEL AGUA DE FORMACIÓN	125
7.3.1 Obtención de $R_w$ utilizando la gráfica de Pickett	126
7.3.2 Obtención de $R_w$ a partir del registro SP	127
7.3.3 Obtención de $R_w$ a partir de gráficas de resistividad	129
7.4 RESISTIVIDAD DE LAS ROCAS	131
7.4.1 Factor de formación	132
7.4.2 Índice de resistividad	132
7.5 CALIBRACIÓN DE REGISTROS ELÉCTRICOS	133

---

7.5.1 Calibración con información de laboratorio	133
7.5.2 Calibración con información de campo	137
<b>CAPITULO VIII REGISTRO GEOFÍSICO DE POROSIDAD, PERMEABILIDAD Y SATURACIÓN DE AGUA</b>	<b>144</b>
8.1 FUNDAMENTOS Y PRINCIPIOS DEL REGISTRO DE RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR (RMN)	144
8.2 MAGNETISMO NUCLEAR	146
8.3 POLARIZACIÓN	148
8.4 INCLINACIÓN DE PULSACIONES Y DECAIMIENTO DE INDUCCIÓN	152
8.5 DETECCIÓN DE ECOS DE MOMENTOS ROTACIONALES	155
8.6 PROFUNDIDAD DE INVESTIGACIÓN	158
8.7 CONFIGURACIÓN DE LA HERRAMIENTA MRIL	161
8.8 PRESENTACIÓN DEL REGISTRO MRIL	163
8.9 RMN DE ALTA RESOLUCIÓN	163
8.9.1 Interpretación del registro RMN de alta resolución	164
8.10 PRINCIPALES APLICACIONES DE PERFILES CON RMN	167
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	<b>169</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>173</b>

---

## RESUMEN

Este trabajo consta de ocho capítulos. En el primero se presentan conceptos básicos y definiciones relacionadas con los registros geofísicos de pozos, incluyendo la evolución a lo largo del tiempo de ellos; asimismo, se comentan propiedades básicas de las rocas, principalmente sus propiedades petrofísicas, como son: porosidad, permeabilidad, saturación de agua en formaciones limpias. Se describe la clasificación de las formaciones como areniscas, carbonatos y arcillas. Se contemplan, además, las propiedades de los fluidos de perforación que se utilizan en el campo, como son densidad, viscosidad, relación de filtrado, etc.

El segundo capítulo versa sobre registros geofísicos para determinar la litología en las formaciones. Se abunda en los registros geofísicos de Potencial Espontáneo (SP) y de Rayos Gamma (GR). Se describe la utilidad que tienen estos registros en la actividad petrolera, sus principios de funcionamiento, las herramientas para realizar mediciones, la representación gráfica de los parámetros que registra cada uno de ellos, así como sus alcances y limitaciones a los que cada registro está sujeto.

En el tercer capítulo se presentan las calibraciones del los registro de Potencial Espontáneo (SP) y de Rayos Gamma (GR). Se presentan también procedimientos de laboratorio para determinar el contenido de arcilla en las formaciones. Se establece como resultado del análisis de ambos registros la ecuación de calibración para cada uno de ellos.

En el capítulo cuatro se abordan los registros siguientes: Sónico (BHC), Neutrónico (CNL) y de densidad (FDC). Estos tres registros tienen la capacidad de dar información acerca de la porosidad de las formaciones con interés petrolero. Se menciona cómo se generan dichos registros, sus principios de funcionamiento, la herramienta que se utiliza para cada uno de ellos, el perfil de cada registro, su interpretación, así como sus ventajas y desventajas.

En el quinto capítulo se describen los procedimientos para calibrar registros de porosidad: Sónico (BHC), Neutrónico (CNL) y de densidad (FDC). Se mencionan también diferentes procedimientos para obtener la porosidad. Se presentan además las ecuaciones de calibración obtenidas para cada registro.

El capítulo sexto se refiere a los registros eléctricos, que son los registros geofísicos que tienen la cualidad de proporcionar información sobre la saturación de agua ( $S_w$ ) en las formaciones, mediante una acertada interpretación de ellos. Se presentan también los tipos de registros eléctricos existentes, sus principios de funcionamiento, las herramientas empleadas, los perfiles de los registros, su interpretación y las ventajas y desventajas que cada uno de ellos tiene.

En el séptimo capítulo se describen diferentes procedimientos utilizados para calcular la saturación de fluidos, como es la saturación de agua ( $S_w$ ), la saturación de aceite ( $S_o$ ) y la



saturación de gas ( $S_g$ ) en las formaciones. Se menciona cómo obtener los parámetros eléctricos  $a$ ,  $m$ , y  $n$  de calibración. Se presenta la gráfica de Pickett, útil para obtener  $R_w$ , como un método práctico de campo. Finalmente, se describe cómo se obtienen las ecuaciones de calibración utilizando un registro de inducción profunda.

El capítulo ocho presenta algunos aspectos acerca del registro de Resonancia Magnética Nuclear (NMR). Una particularidad de esta herramienta radica en que todas sus respuestas son función del contenido de hidrógeno en los poros y no tiene ninguna relación con la mineralogía de la formación. Se presenta el principio que rige el funcionamiento del registro, la herramienta que se emplea y se muestra un ejemplo del registro como resultado de lo que mide dicha herramienta.

Al final, se presentan conclusiones y recomendaciones determinadas al desarrollar este trabajo, así como la bibliografía básica que se tomó en cuenta.

## INTRODUCCIÓN

Los registros geofísicos que se toman en los pozos petroleros son importantes ya que permiten realizar la evaluación de las rocas de los yacimientos. Los objetivos principales de los registros de pozos son: localizar rocas saturadas con hidrocarburos, proporcionar datos físicos necesarios para planear la terminación de los pozos y evaluar el volumen original de hidrocarburos. Un ejemplo de la utilización de los registros es determinar la profundidad de las formaciones del subsuelo que tienen gran probabilidad de producir hidrocarburos, logrando con ésto reducir gastos en la planeación de su desarrollo y en su explotación.

La información más abundante para la caracterización de los yacimientos proviene de los registros geofísicos de pozo. Se ha desarrollado una cantidad muy extensa y variada de registros para medir las propiedades de la formación que pueden dar respuesta ya sea con fluido de perforación base agua o base aceite, entre otros.

Existen tres grupos de registros que permiten analizar, casi en su totalidad, una formación: litológicos, de porosidad y eléctricos. Con estos tipos de registros de pozo se puede obtener información referente a:

- Porosidades primaria y secundaria
- Saturación de fluidos
- Litología
- Zonas porosas y permeables
- Salinidad del agua de formación
- Permeabilidad
- Fracturas naturales
- Características estructurales y estratigráficas
- Volumen de lutita o de arcilla
- Contactos agua-aceite y aceite-gas

Las curvas de los registros son representaciones gráficas de las reacciones de los diferentes instrumentos de medición a medida que éstos ascienden dentro del pozo, es decir, las curvas son perfiles que indican cómo varían algunos parámetros de las rocas o formaciones en función de la profundidad.

Una práctica común e indispensable en la caracterización petrofísica de un yacimiento petrolero es la de calibrar toda curva que proporciona cualquier tipo de registro para evaluar alguna propiedad de las formaciones. Por ejemplo, para un registro sísmico o sea un registro que mide la facilidad de transmisión de sonido en las rocas, se debe calibrar la curva del registro para evaluar la porosidad de las rocas registradas a partir del parámetro que indica la curva. En este caso, la calibración se lleva a cabo relacionando la información del registro con los datos de porosidad obtenidos en laboratorio de análisis de muestras de roca o núcleos recuperados del pozo en el intervalo registrado.

Análisis de núcleos es el término que normalmente se aplica al estudio en laboratorio de muestras de roca tomadas en el fondo o en las paredes de un pozo. El tamaño relativamente pequeño de las muestras obliga a que se empleen técnicas especiales de manipulación; además, las condiciones de muestreo afectan significativamente la interpretación analítica de los datos.

Aunque adquirir los núcleos o las muestras de roca puede ser caro, es el único medio por el cual la medición e interpretación petrofísica de cada propiedad de la formación pueden ser probadas. En otras palabras, los núcleos y su análisis proporcionan datos fidedignos para la interpretación petrofísica.

Las propiedades medidas sobre las muestras de roca deberán ser comparadas con los parámetros o las propiedades obtenidas del registro para verificar que el modelo de interpretación es apropiado. Si existen diferencias entre las propiedades obtenidas del núcleo y el registro algunas preguntas deben plantearse:

- ¿Tienen los datos del núcleo y del registro a la par la misma profundidad?, es decir, ¿están los datos comparados tomados del mismo punto en el yacimiento?
- ¿Algunas modificaciones en la interpretación del modelo mejorará la relación?  
¿Los cambios requeridos pueden ser justificados física y geológicamente?
- ¿Son las mediciones del núcleo representativas? ¿Se tiene un muestreo regular que facilite la comparación con la información del registro?
- ¿Son las diferencias entre las dos informaciones lo suficientemente pequeñas que haga aceptable la relación establecida?

Cuando dos o más mediciones independientes proporcionan respuestas similares, entonces la confiabilidad en estas respuestas debe ser alta.

Con la información de los núcleos se verifican también los modelos de interpretación de registros y así poder definir la incertidumbre sobre las propiedades obtenidas.

En este trabajo se presenta la técnica de calibración mencionada, que requiere de datos reportados por los registros de pozo y datos obtenidos en el laboratorio de muestras de núcleos recuperados en determinados intervalos de interés. Estos datos permiten calibrar la información y confirmar la precisión del registro. De esta forma se presenta la calibración de litología utilizando los registros SP (Potencial Espontáneo) y GR (Rayos Gamma); también se realiza la calibración de registros de porosidad utilizando tiempo de tránsito ( $\Delta t$ ) del registro sísmico (BHC),  $\rho$  del registro de densidad (FDC), y conteo por segundo del registro neutrón (CNL); del mismo modo, se presenta la calibración de registros de saturación de agua ( $S_w$ ) apoyándose en un registro eléctrico de investigación profunda.

## CAPÍTULO I DEFINICIONES Y CONCEPTOS BÁSICOS

### 1.1 GENERALIDADES SOBRE LOS REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZOS

#### 1.1.1 Evolución histórica

El primer registro eléctrico se realizó el 5 de septiembre de 1927 por H. G. Doll en Alsace-Lorraine, Francia. En esta ocasión se aplicó el método desarrollado por los hermanos Schlumberger, en un pozo vertical. La ventaja de éste fue que se tuvo un control detallado de los valores de resistividad aparente y éstos eran una representación excelente de la columna geológica.

Al primer registro se le llamó curva lateral, y se utilizó un espaciamiento lateral de dos metros entre la fuente de emisión de corriente y el punto medio de electrodos de potencial; posteriormente este espaciamiento cambió. Un problema que presentaba dicho arreglo era que se generaba un potencial al entrar en contacto con el lodo de perforación y la formación, aún cuando no se introdujera corriente. Esto llevó a tratar de eliminar, en 1928, tal efecto al que llamaron potencial espontáneo (SP), el cual ha sido de gran utilidad para la interpretación cualitativa de los yacimientos.

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 integran lo que hoy se conoce como registro eléctrico convencional.

En 1939 se comenzó a trabajar con las propiedades radioactivas de las rocas. En esa época el conocimiento de esta propiedad era muy pobre y se utilizaba en registro de rayos gamma (GR) para determinar cualitativamente la litología (arcillosidad de las rocas) y para la correlación geológica; la ventaja de este instrumento a diferencia del SP fue que se pudo tomar en agujero adorado, así como en agujeros llenos de agua o de aire o en lodos base aceite y llegó a ser de gran utilidad en pozos donde nunca antes se había corrido un registro.

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 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 de guarda o 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 éstas y relacionándolo con su porosidad. En la actualidad es una herramienta indispensable en la evaluación de formaciones.

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.

Actualmente se han desarrollado una serie de herramientas con el propósito de conocer mejor las propiedades físicas de las rocas, así como determinar algunos parámetros indispensables para evaluar los yacimientos. Existen herramientas acústicas de espaciamiento largo que determinan parámetros elásticos de las rocas y también otras herramientas que miden propiedades electromagnéticas de las rocas para inferir porosidad y saturación del agua sin necesidad de ocupar registros resistivos.

### **1.1.2 Conceptos Básicos**

Un registro geofísico de pozo es la representación digital o analógica de una propiedad física que se mide contra la profundidad. A diferencia de los otros métodos geofísicos (gravimétricos, sismológicos, electromagnéticos y eléctricos) que operan sobre la superficie de la tierra, los registros de pozos se realizan en agujeros de diámetros que varían de 10 a 100 cm.

El registro geofísico representa alguna propiedad física o química del sistema roca fluido como: la resistencia al paso de la corriente, radiactividad natural, transmisión de ondas acústicas, respuesta de neutrones por efecto de contenido de hidrógeno, temperatura, contraste de salinidades entre fluidos, etc. Estas propiedades se detectan con instrumentos llamados sondas, las cuales son cilindros de metal que tienen en su parte interior circuitos electrónicos muy sofisticados y delicados; también existen equipos sencillos que se usan para fines geohidrológicos, geotécnicos y mineros.

Los factores que influyen principalmente en la respuesta de las herramientas son:

- Litología
- Porosidad
- Contenido de fluidos

Desde un punto de vista rigorista, el registro geofísico de pozo se puede representar como un sistema lineal. La sonda o equipo de registro recibe una señal de la formación, ésta se procesa a través de circuitos electrónicos y se registra en una cinta magnética o película fotográfica en la superficie. La sonda al recibir la transferencia de la señal recibida a la señal registrada ocasiona cierta distorsión (ruido), la cual es una característica del equipo de registro.

En la práctica, la señal registrada incluye información deseada y no deseada, llamándole ruido a esta última. El ruido es una señal cuya amplitud es aleatoria y se puede decir que existen dos fuentes que lo originan en la señal: una dentro del pozo debido al fluido de perforación, al enjarre, al filtrado de lodo y la forma de detección de la herramienta y, la segunda, ocasionada en la superficie por factores ambientales y equipo.

### **1.1.3 Clasificación de los registros**

Existe una gran variedad de registros, los cuales se pueden dividir por la propiedad física con que operan en:

- Eléctricos
- Radiactivos
- Acústicos
- Térmicos
- Mecánicos

Por la propiedad física que detectan de una manera directa o indirecta en:

- Litológicos
- Resistivos
- Porosidad
- Temperatura
- Mecánicos

Dentro de los resistivos existe una gama muy amplia de registros que detectan la resistividad a diferentes radios de investigación, dividiéndose en:

## A) Registros de resistividad media y profunda

- Eléctrico convencional
- Eléctrico enfocado
- Eléctrico de enfoque esférico
- Doble eléctrico enfocado
- Inducción
- Doble de inducción

## B) Registros de resistividad somera

- Microeléctrico
- Micro enfocado
- Proximidad
- Microenfocado esférico

Cada uno de estos registros funciona bajo diferentes mecanismos eléctricos.

Los registros de porosidad se dividen en:

- Sónico compensado
- Neutrón convencional
  - Lateral
  - Compensado
  - Doble compensado
- Densidad compensada
  - Litodensidad
- Propagación electromagnética

Existen registros dentro de los anteriores que pueden dar un indicio de la litología, no la cuantifican, pero son de gran utilidad para detectar zonas de interés, éstos son: el registro de potencial natural, rayos gamma naturales y espectrales de rayos gamma naturales.

Los registros mecánicos sirven para detectar anomalías en las capas, en el agujero y en la tubería de revestimiento.

A partir de datos de perforación es conocido el hecho de que la temperatura se incrementa en alrededor de 3.3 °C cada 100 metros a medida que se profundiza. El gradiente de la temperatura terrestre es conocido como gradiente geotérmico. Para la medición del gradiente geotérmico pueden utilizarse termómetros de mercurio (con

registro de temperatura máxima), pero lo más común es el uso de termistores (diafragma termoneumático con lectura dada por una célula fotoeléctrica).

El caso más habitual es el de pozos petroleros en los que se puede obtener un perfil de temperaturas que va arrojando valores a pequeños intervalos de profundidad y así se obtendrá toda una curva de variación de temperatura con la profundidad, aunque estos valores también estarán afectados por el enfriamiento debido al lodo de perforación.

#### 1.1.4 Uso y aplicaciones de los registros

Hasta el momento los registros geofísicos de pozos tienen mayor aplicación en el sector petrolero y son utilizados también en geohidrología, minería, geotermia y geotecnia. A continuación se describen brevemente algunas de las aplicaciones que tienen los registros en estas áreas.

- **Petrolera.** Se utilizan para evaluar si una roca en particular puede contener hidrocarburos para cuantificarlos o determinar si se perforan otros pozos en el campo estudiado, a partir del cálculo de las propiedades petrofísicas y de la determinación del comportamiento del yacimiento. Se utilizan todo tipo de registros.
- **Geohidrología.** Su utilización es menor. En este caso la perforación es más sencilla, se usan para localizar zonas permeables, conocer la salinidad del agua y poder determinar el uso que se le puede dar al agua.
- **Minería.** Los registros aquí tienen poco uso. Sólo se emplean para determinar paquetes de roca que contengan algún mineral económicamente explotable. Ejemplo de estos registros serían los de radiación natural, resistivos como el de inducción y mecánicos como el de echados.
- **Geotermia.** En esta área se emplean los registros, tanto en la etapa exploratoria como en la etapa de producción de los pozos. Se utilizan registros radiactivos como el neutrón.
- **Geotecnia.** Por lo general se utiliza equipo muy sencillo (portátil), empleándose poco los registros. Estos sirven para determinar el grado de compactación de las rocas y sus módulos de elasticidad, por lo que se podrían emplear registros sísmicos, de densidad y de resistividad.

En general, las aplicaciones detalladas o particulares que tienen los registros geofísicos de pozo en áreas de geología y petrofísica son:

- Correlación y límites entre capas
- Diferenciación entre rocas duras y rocas deleznales
- Localización de cuerpos porosos y permeables
- Determinación de contacto agua-hidrocarburos
- Determinación cuantitativa de la porosidad e índice de saturación de fluidos
- Determinación de productividad de un pozo



- Pronóstico de los fluidos por producir
- Determinación de litología
- Determinación de porosidad secundaria
- Determinación del volumen de arcilla
- Pronósticos de permeabilidad
- Salinidad del agua de formación
- Medida del diámetro del agujero, geometría y trayectoria del pozo
- Determinación de la calidad de cementación
- Determinación de daños a la tubería del pozo
- Determinación de corrosión de tuberías
- Localización de coples
- Medición de temperatura
- Localización de zonas con agua potable
- Medición de gastos de fluidos
- Simulación matemática de yacimientos

### **1.1.5 Interpretación geológico - petrofísica**

Los registros se utilizan comúnmente para determinar e interpretar la geología y la petrofísica de un área. En algunos casos, se ocupan los registros en vez de obtener muestras de roca directas de un pozo, porque son mucho más económicos y proporcionan una información continua, además de que son correlacionables entre uno o varios pozos en una misma área.

Una vez que la sonda y las medidas se han calibrado correctamente, en términos de algunas propiedades físicas, el intérprete trabaja en aspecto regional o a nivel de cuenca sedimentaria sin tratar con detalle los datos adquiridos. Debe preocuparse, en primer lugar, en correlacionar los registros de pozo a pozo, trazar una sección o perfil de los posibles eventos encontrados en el subsuelo. Conociendo la respuesta de las litologías se debe obtener una excelente interpretación geológica y petrofísica basada en gran parte en el patrón de reconocimiento y la extrapolación. Los resultados se expresan como secciones y mapas. Los mapas pueden hacerse de la cima o base de una formación dada, de isopacas de formación, de isoporosidades, de isopermeabilidades y de muchas otras propiedades de las rocas del subsuelo.

## **1.2 PROPIEDADES BÁSICAS DE LAS ROCAS**

### **1.2.1 Porosidad**

La porosidad de una roca es una medida de la cantidad de los espacios internos que son capaces de almacenar fluidos. Se define también como la relación que existe entre los

---

espacios en rocas llenos con algún fluido y el volumen total de ésta, se expresa en porcentaje o fracción de la unidad.

$$\phi = \frac{\text{Volumen de espacios de roca llenos con algún fluido}}{\text{Volumen total de la roca}} \quad (1.1)$$

De acuerdo con el modo en que se originó, la porosidad puede clasificarse en primaria o secundaria.

La porosidad primaria u original es aquella que se desarrolló en el momento de la depositación de los sedimentos o del origen de las rocas, mientras que la secundaria o inducida se generó por procesos geológicos subsecuentes. La primaria está representada por la porosidad intergranular en areniscas, y por la intercrystalina en algunas calizas. Las rocas que tienen porosidad primaria son más uniformes en sus características. Asimismo, la porosidad inducida está representada por fracturas, vesículas y cavidades de disolución comúnmente en calizas. Otro proceso que la genera es la dolomitización.

Por otra parte, se denomina porosidad total a la relación que existe entre el volumen de espacios vacíos y el volumen total de la roca, y también se considera como la suma de la porosidad primaria y secundaria.

La porosidad efectiva se caracteriza como la relación de espacios porosos interconectados entre el volumen total de la roca.

Existen varios factores que afectan a la porosidad de las rocas sedimentarias:

- Acomodo de los granos
- Cementación
- Esfericidad y redondez de los granos
- Selección
- Solución de minerales por acción del agua

### 1.2.2 Permeabilidad

Ante la presencia de poros interconectados o rocas fracturadas dará lugar a un gradiente hidráulico el cual producirá la migración de fluidos.

En el código API se 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 del fluido por unidad de gradiente hidráulico. La unidad es el Darcy pero es muy común utilizar el milidarcy.

La mayoría de los métodos para medir o estimar la permeabilidad se basan en las consideraciones del espacio poroso, estructura del poro y la saturación de agua, o sea, que la permeabilidad está definida a partir de propiedades de las rocas en condiciones estáticas y no de flujo.

La permeabilidad de una roca porosa se determina en laboratorio, utilizando núcleos o pequeñas muestras cortadas de los núcleos.

La permeabilidad de una roca está afectada por el tamaño y el número de poros conectados por los que se mueve el fluido. En general, la permeabilidad aumenta con la porosidad, pero esto no sucede siempre, ya que en muchos casos el tamaño del grano disminuye, mientras que la porosidad sigue siendo la misma.

La permeabilidad de un medio poroso conteniendo un solo fluido mojante en los poros se denomina absoluta. Cuando en los poros existe más de un fluido se conoce como permeabilidad efectiva a cada fluido. La permeabilidad relativa es la relación que existe entre la efectiva a un fluido específico y la absoluta.

### 1.2.3 Saturación

La saturación de una formación es la fracción de su volumen poroso que ocupa el líquido en consideración. Por lo tanto, la saturación de agua es la fracción o porcentaje del volumen poroso que contiene agua de formación. Si sólo existe agua en los poros, una formación tiene una saturación de agua del 100%. El símbolo de saturación es  $S$ . Se utilizan varios subíndices para denotar la saturación de un líquido en particular ( $S_w$  saturación de agua;  $S_o$  saturación de petróleo;  $S_h$  saturación de hidrocarburos, etc.).

La suma de todas las saturaciones de una determinada roca de formación debe ser igual al 100%.

La saturación de agua de una formación puede variar de un 100% hasta un valor muy pequeño; sin embargo, muy rara vez es nula. Sin importar qué tan "rica" sea la roca del yacimiento de petróleo o gas, siempre habrá una pequeña cantidad de agua en espacios pequeños o capilares que el petróleo no pudo desalojar; generalmente dicha saturación se conoce como saturación de agua irreductible.

El índice de saturación de fluidos es la fracción del volumen del poro de una roca que está lleno con un fluido; su expresión es:

$$S = \frac{\text{Volumen del fluido}}{\text{Volumen de poros}} \quad (1.2)$$

Este índice se puede calcular con base en el análisis de núcleos o inferirse y calcularse a partir de registros geofísicos de pozos.

### 1.2.4 Propiedades eléctricas de las rocas

Todas las herramientas de registros de pozos utilizan directa o indirectamente energía eléctrica, ya sea para poder inducirla y poner en operación la sonda, o bien, para detectar alguna propiedad o parámetro en las rocas atravesadas por el agujero.

La mayoría de las herramientas miden la resistividad. Equipos muy rudimentarios llegan a medir la resistencia como equivalente de la resistividad. En realidad son conceptos totalmente diferentes, la resistividad es una propiedad específica del medio conductor y la resistencia depende de la geometría del cuerpo conductor.

Las rocas que se consideran son, en esencia, las sedimentarias, formadas por granos, matriz y cemento, cuyos minerales en su mayoría son no conductores de la electricidad. Ahora bien, la porosidad efectiva que contiene algún electrolito como agua salada, es el medio por el cual estas rocas pueden conducir la corriente. Aunque existen ciertos minerales en los sedimentos que hacen conductora a la roca, éstos son raros y pueden distorsionar la información obtenida por el registro.

**Factor de formación.** Se ha establecido de manera experimental que la resistividad de una formación pura (esto es, que no contenga una cantidad apreciable de arcilla), con contenido completo de agua es proporcional a la resistividad del agua con la cual está 100% saturada. La constante de proporcionalidad se llama factor de resistividad de formación,  $F$ ; de este modo, si  $R_o$  es la resistividad de una roca o formación no arcillosa, saturada al 100% con agua de resistividad  $R_w$ , entonces:

$$F = \frac{R_o}{R_w} \quad (1.3)$$

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

La fórmula de Archie:

$$F = a\phi^{-m} \quad (1.4)$$

Donde  $m$  es el factor o exponente de cementación. El exponente de cementación y la constante  $a$  se determinan de manera empírica.

La fórmula de Humble:

$$F = \frac{0.62}{\phi^{2.15}} \quad (1.5)$$

### 1.2.5 Propiedades radioactivas de las rocas

La radioactividad se genera por la desintegración de átomos acompañada por una emisión de radiación.

Los elementos pesados con un número de masa alto son muy inestables y espontáneamente se transmutan o transforman a otros isótopos más estables cambiando de masa. Todos los elementos químicos con un número atómico mayor de 83 son radioactivos.

La transformación de átomos provoca una liberación de energía radioactiva, que puede ser de los siguientes tipos:

- a) **Partículas alfa.** Son portadoras de una carga eléctrica positiva igual al doble de la carga del electrón. Consisten de átomos de helio pero sin sus electrones, tienen carga positiva y son de alta energía. Debido a su carga y masa, su penetración a través de la materia es muy limitada.
- b) **Partículas beta.** En análisis espectrográficos magnéticos se ha observado que estas partículas tienen carga eléctrica negativa y una masa igual a la del electrón. Son electrones de alta energía que resultan de la desintegración nuclear. Su penetración a través de la materia es limitada.
- c) **Partículas gamma.** Son radiaciones electromagnéticas o fotones emitidos por un núcleo en estado de excitación. No tiene masa ni carga, pero poseen energía y una gran penetración a través de la materia, la cual es inversamente proporcional al número atómico del material que atraviesa.
- d) **Neutrones.** Son partículas pesadas sin carga con una masa igual a la del protón. Como no tienen carga, poseen una penetración profunda a través de la materia y están limitados sólo por las características nucleares del material. La penetración de los neutrones decrece con el incremento del número atómico del material.

Cada elemento radioactivo tiene una característica y una relación única de desintegración.

### 1.2.6 Propiedades elásticas de las rocas

Un medio elástico se puede definir como aquel que recupera completamente su forma después de aplicarle algún esfuerzo y generarle una deformación. Los fenómenos más comunes que ocurren en una roca es cuando se le excita por medio de una onda acústica.

El término esfuerzo se define como una fuerza por unidad de área. Si la fuerza es perpendicular al área de un elemento sobre la cual es ejercida, se dice que es un esfuerzo normal, si es tangencial se le conoce como de cizalla, corte o tangencial.

El término deformación, se aplica cuando un cuerpo elástico está sujeto a esfuerzos, cambios de forma y dimensiones.

### **1.3 CLASIFICACION DE LAS FORMACIONES**

Es conveniente conocer el comportamiento de los diferentes paquetes de roca atravesados por el agujero. Los tipos de roca que se encuentran y pueden servir para acumular algún fluido de interés, o bien, algún mineral, son las sedimentarias e ígneas; aunque pueden encontrarse en rocas metamórficas.

Las rocas sedimentarias más comunes que se encuentran son: arenas y areniscas, calizas, lutitas, anhidritas y sal. Cada una de éstas tiene diferente respuesta al ser detectada por la herramienta.

#### **1.3.1 Areniscas**

Son rocas clásticas con tamaño de grano entre 1/16 a 2 mm cuyos constituyentes principales de forma general son cuarzo, feldspatos y fragmentos de roca unidos por una matriz y/o cementante de composición silíceo o carbonatada. Las areniscas pueden estar asociadas a lutitas y calizas.

Las porosidades de las areniscas son menores del 40%. Cuando las porosidades son menores de 7% en zonas de gas y 8% en zonas de aceite, la permeabilidad será tan baja que no se podrán extraer estos fluidos. Se considera un corte mínimo de porosidad en el cual el yacimiento puede ser productor y es del 9%. Aunque se han encontrado areniscas que producen a niveles más bajos, debido a que los paquetes están fracturados o son tan delgados que las herramientas de detección no miden precisamente las propiedades del intervalo de interés.

En general, a medida que disminuya la porosidad, la permeabilidad también decrece y la saturación de agua aumenta. Un valor de corte de saturación de agua que se considera promedio para que el yacimiento produzca es del 45%.

La permeabilidad depende del arreglo de los granos y del grado de cementación.

La resistividad varía en función del tipo de fluido que exista en la roca. De igual forma, la propagación de las ondas acústicas dependerá de las características de los granos y de los tipos de fluidos saturantes. Si la roca es muy compacta, la velocidad acústica será muy grande. Si la roca es muy porosa, o bien está fracturada, tal velocidad disminuirá.

Respecto a la radioactividad, las areniscas contienen muy poca. El aumento de ésta dependerá de la cantidad de lutita diseminada o laminar que tenga la roca. Una característica importante en este tipo de yacimientos es la saturación de agua irreductible, la cual se puede definir como aquella agua que no es posible extraerla por ningún medio de la roca debido a las fuerzas de atracción y capilares que existen entre la roca y el fluido. Esto es, se refiere a la cantidad de agua que queda en la superficie de los granos y en los poros o espacios capilares.

Se puede decir que una arenisca es limpia si contiene entre el 5 y 10% de arcilla.

### **1.3.2 Carbonatos**

Son rocas de origen Marino, formadas directa o indirectamente de restos de animales y plantas, como corales, crinoides, moluscos, algas y protozarios. Están constituidos de mineral de calcita. El espacio poroso que se origina en este tipo de rocas depende del ambiente en el tiempo de depósito, nivel de energía y por procesos orgánicos.

En yacimientos comerciales, las porosidades en carbonatos varían de 4 a 40%. Las relaciones de saturación de agua-porosidad son mucho más variables que en las areniscas. Existen carbonatos que son comerciales a un corte de saturación de agua del 70%.

Los tipos de porosidad que se pueden encontrar en rocas carbonatadas son:

- Interparticular
- Intraparticular

Cada una de ellas se manifestará de manera diferente cuando la sonda las detecte.

Por otra parte, el arreglo del poro es importante para poder determinar si la roca puede tener permeabilidad, siendo el arreglo regular el más común.

Otro proceso que altera la porosidad es la dolomitización. En este caso se crea una estructura cristalina rígida que se resiste a la compactación y conserva la porosidad intercrystalina. Por otra parte, favorece el fracturamiento de los yacimientos.

La resistividad varía de acuerdo con el tipo de roca, la porosidad y el grado de saturación de agua.

### **1.3.3 Arcillas**

Son sedimentos lodosos de pequeñas partículas minerales de arcilla. Se alude a granos sedimentarios menores de 1/256 mm de tamaño.

Los procesos de compactación y consolidación son responsables del cambio progresivo de un lodo suave a una arcilla rígida de mayor resistencia, en la cual los granos minerales poseen una orientación preferencial.

Las arcillas tienen poros mucho más pequeños que las arenas pero pueden tener mayor porosidad. Se dice que la arcilla está normalmente consolidada si nunca ha estado bajo una presión mayor que la presión de la sobrecarga existente.

Las arcillas y las rocas derivadas de ellas tienen una composición mineral muy compleja, difícil de investigar a causa del tamaño pequeño de las partículas. Los minerales de las arcillas son: silicatos de alúmina hidratados, algunas veces con magnesio o hierro reemplazando parte del aluminio y pequeñas cantidades de álcalis. Forman cristales pequeños semejantes a hojuelas o varillas que constituyen la parte más importante de las arcillas y son indispensables para determinar sus propiedades. Además, pueden contener otros minerales como mica, clorita, óxido de hierro, carbón y en pequeñas cantidades granos más duros como cuarzo; teniendo además la presencia de materia orgánica y la presencia de agua juega un papel muy importante en su plasticidad.

Las arcillas y lutitas contribuyen a la conductividad eléctrica 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 eléctrica 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 arcillas y de la naturaleza y cantidades relativas de agua de formación.

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

#### **1.4 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN UTILIZADOS EN EL CAMPO**

**Fluido de control.** Es el fluido circulante que se utiliza en un equipo de perforación o terminación de pozo, formado por una mezcla de aditivos químicos que proporcionan propiedades físico-químicas idóneas a las condiciones operativas y a las características de la formación litológica a perforar.

##### **1.4.1 Densidad**

Las presiones de la formación son contenidas por la presión hidrostática del lodo. La presión hidrostática está en función de la profundidad y de la densidad del lodo. La densidad es el peso por unidad de volumen y puede expresarse de diversas maneras:



libras por galón (ppg), libras por pie cúbico (pcf), peso específico (sg) o kilogramos por pie cúbico (Kg/ft<sup>3</sup>).

La densidad del lodo se determina utilizando una balanza de lodo, la cual consiste en una taza con tapa, montada en el extremo de un brazo graduado. Una cuchilla del brazo reposa sobre una base de apoyo, una pesa corrediza sobre el brazo se acerca a la cuchilla o se aleja de ella, hasta balancear la taza llena de lodo. La densidad del lodo se lee directamente.

#### 1.4.2 Relación de filtración

La ecuación general que rige el flujo de fluidos en medios porosos es la ley de Darcy. De acuerdo con esta ley, la relación de filtración del fluido a través del enjarre está dada por:

$$Q = \frac{KA \Delta P}{\mu x} \quad (1.6)$$

Donde Q es la relación de filtración (gasto), K la permeabilidad, A la sección transversal,  $\Delta P$  la presión diferencial y x el espesor del enjarre en la dirección del flujo.

Durante la operación de filtración, la presión diferencial es usualmente constante, pero el espesor del enjarre se incrementa con el tiempo. Si C es el volumen del enjarre formado por los sólidos por una unidad de volumen de filtrado, el espesor de este en cualquier tiempo es  $CV/A$  y la ecuación para el volumen total de filtrado es:

$$V = \left[ \frac{2KA^2 \Delta P t}{C \mu} \right]^{\frac{1}{2}} \quad (1.7)$$

Esta ecuación indica que la pérdida de filtrado de un lodo puede ser proporcional a la raíz cuadrada del tiempo, presión y permeabilidad del enjarre e inversamente proporcional a la raíz cuadrada de la viscosidad.

El control de la relación de filtración es necesario por dos razones:

1. Una excesiva filtración provoca un excesivo enjarre. Reduce el diámetro del agujero, esto incrementa la posibilidad de que se atore la barrena de perforación en el momento de su extracción. Ocasiona problemas en la interpretación de registros.
2. Una excesiva pérdida de filtrado causa una invasión profunda, ocasionando gran dificultad en la interpretación de los registros geofísicos. Una invasión profunda introduce una gran cantidad de agua dentro de la formación y reduce la permeabilidad al flujo de aceite.

### 1.4.3 Agua de formación

La composición y salinidad del agua de formación es muy variable con la profundidad y la temperatura.

Existen tres características importantes del agua de formación: resistividad, densidad y viscosidad.

- Resistividad del agua de formación.

La Figura 1.1 muestra información que permite calcular la resistividad del agua de formación conociendo su concentración de NaCl en ppm y su temperatura.

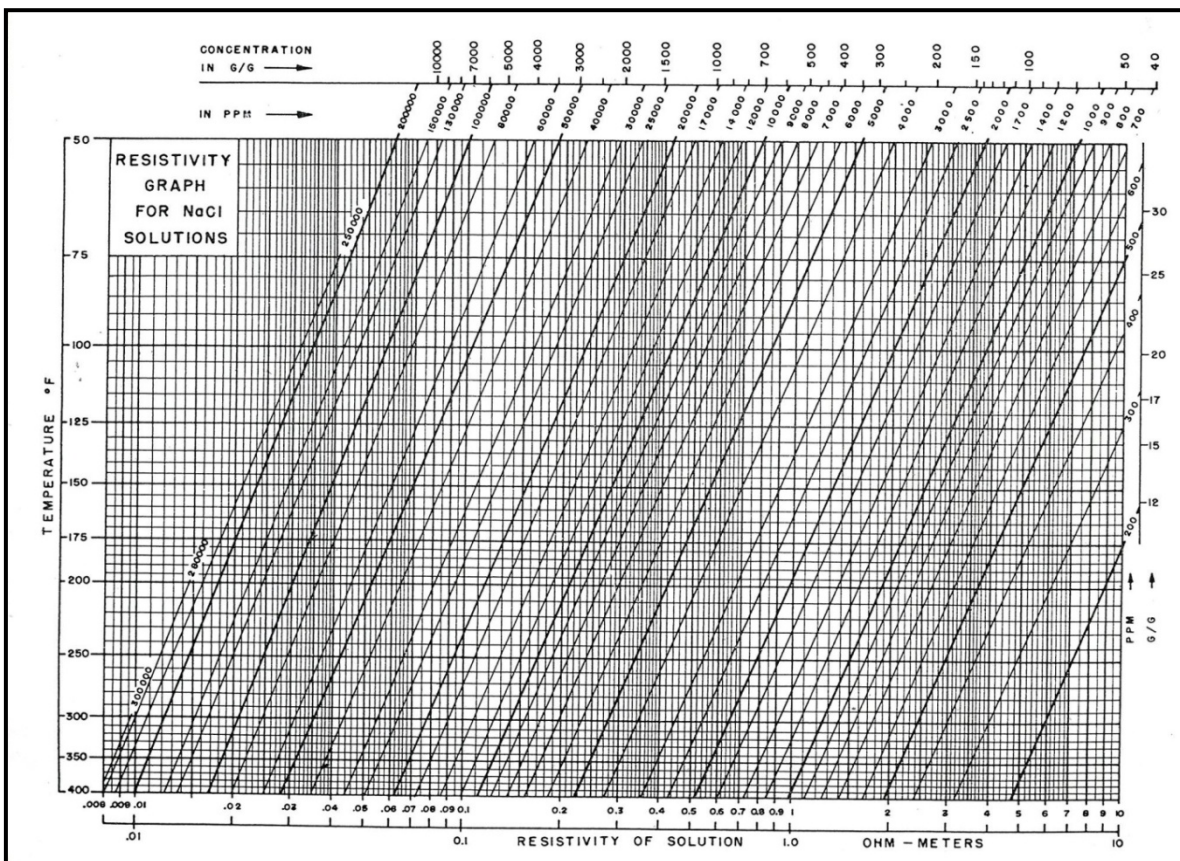


Fig. 1.1 Muestra correlación que permite conocer la resistividad del agua en función de la salinidad y temperatura. (cortesía de Schlumberger).

Las aguas de formación son conductoras de la electricidad por la ionización de las sales que contienen.

Con la aplicación de un gradiente de potencial eléctrico a un electrolito, los iones migran a través del electrodo de polaridad opuesta a sus respectivas cargas. Los cationes se mueven al cátodo, cuando éstos alcanzan el cátodo son neutralizados porque aceptan un

electrón; inversamente, los aniones monovalentes cuando alcanzan el ánodo son neutralizados porque ceden un electrón.

La resistividad eléctrica del agua se puede determinar midiéndola directamente en muestras representativas, de análisis químicos, de consultas de muestras de agua en catálogos e interpolación de mapas de isoconas de formaciones geológicas específicas y a partir del registro de potencial espontáneo (SP).

- **Densidad del agua de formación**

La densidad es función principalmente de la salinidad y de la temperatura. El peso específico del agua destilada como función de la temperatura se muestra en la Gráfica de la Figura 1.2 y Figura 1.3

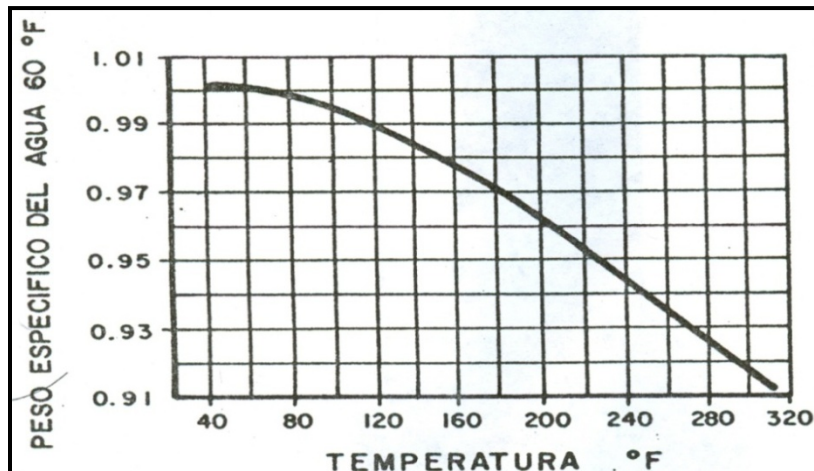


Fig. 1.2 Gráfica que muestra el peso específico del agua destilada como una función de la temperatura.

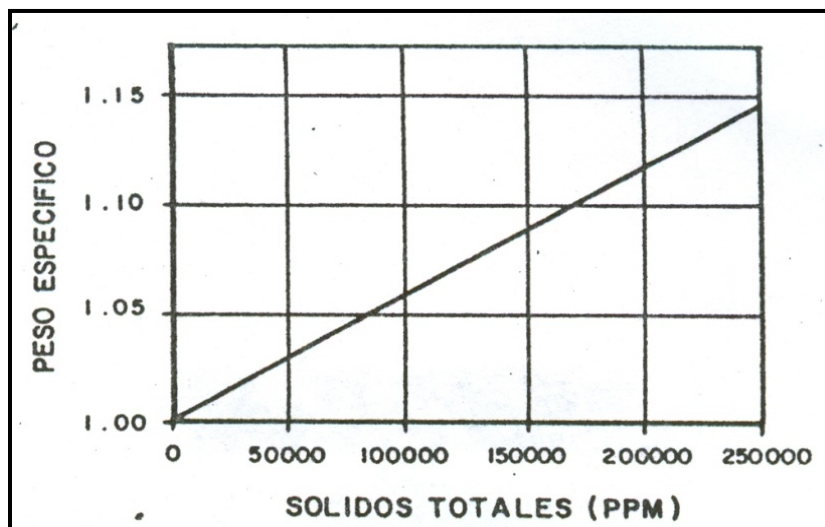


Fig. 1.3 Peso específico de varias aguas de formación contra sólidos totales en ppm.

- **Viscosidad del agua de formación**

Varía principalmente con la temperatura y la salinidad. Dichas variaciones se muestran en la Figura 1.4.

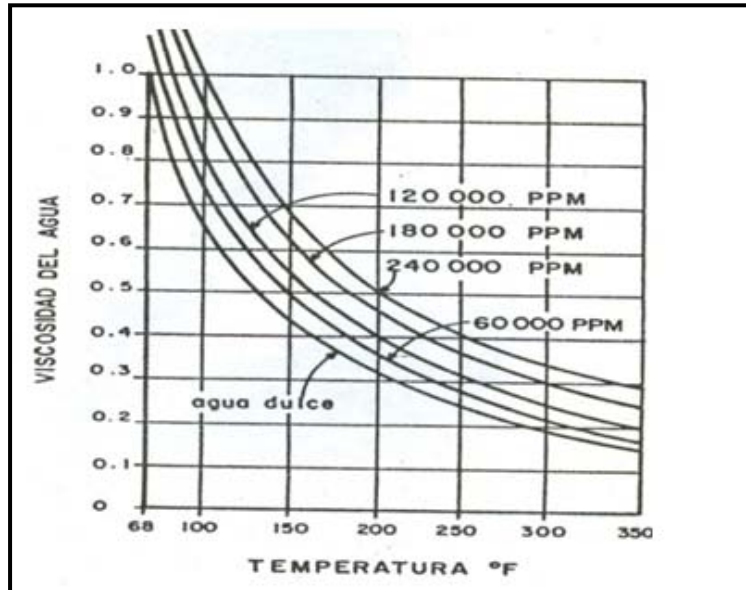


Fig. 1.4 Gráfica que muestra la viscosidad del agua como función de la temperatura y la salinidad.

#### 1.4.4 Fluidos base agua

Los lodos que contienen agua relativamente fresca o dulce y una arcilla en concentración variable, según el tipo de lodo que se trate, se conocen como lodos base agua.

El término agua fresca o agua dulce es para indicar que los lodos se diseñan para su mejor funcionamiento con agua que no contenga sales solubles y que dichas sales, si las contiene el agua, no son agregadas a propósito.

Los fluidos base agua están constituidos de un porcentaje mucho mayor en agua que los demás componentes, variando aproximadamente de un 88% para densidades de 1.20 g/cm<sup>3</sup> hasta un 57% para densidades de 2.30 g/cm<sup>3</sup> integrado por tres fases o componentes básicos que son:

- a) La fase líquida o continua del fluido, puede ser agua dulce, agua ligeramente salada, o agua saturada con sal (315,000 ppm. de NaCl.), y sirven para dispersar la bentonita (Material Coloidal) y arcillas de la formación, disuelve las sales solubles que contiene.

- b) La fase coloidal o fase dispersa, está formada por la bentonita agregada y la arcilla aportada por la formación, proporcionando el coloide necesario para poder mantener en suspensión los sólidos inertes y recortes.
- c) La fase inerte, la constituyen todos aquellos ingredientes que se le agregan al fluido de perforación con el fin específico de aumentar la densidad del fluido, siendo el más usado por su economía y abundante, el sulfato de Bario ó barita.

Se caracterizan por tener como fase continua al agua y como fase dispersa sales monovalentes, bivalentes ionizadas, alcanzándose densidades de  $1.2 \text{ gr/cm}^3$  (NaCl), hasta  $1.5 \text{ gr/cm}^3$  ( $\text{CaO}_2$ ). Un fluido de control es generalmente una suspensión de sólidos, líquidos o gases en un líquido generalmente de agua dulce, la cual también se emplea sola.

Estos fluidos por su bajo costo en la preparación, manejo y mantenimiento son los comúnmente usados; debiéndose extremar unidades en aquellos que utilizan base agua dulce, ya que la pérdida provocará efectos adversos a la formación productora.

#### **1.4.5 Fluidos base aceite**

Los lodos de base aceite son usados principalmente para evitar las contaminaciones de agua de las formaciones productoras y para muestreo de formación en estado natural o nativo. Son también inertes a las contaminaciones tales como  $\text{H}_2\text{S}$ , secciones de sal y anhídrita. Los lodos base aceite se elaboran comúnmente con crudo previamente desgasificado (aceite estabilizado).

#### **Emulsión inversa**

Son emulsiones de agua en aceite. Contienen el agua como fase dispersa y al aceite (usualmente diesel) como fase continua. Valores hasta de 40% de agua se pueden dispersar y emulsionar en aceite. Las emulsiones inversas tienen las características de los lodos base aceite, ya que el aceite es la fase continua y el filtrado es únicamente aceite. Estos fluidos son estables a altas temperaturas, son inertes a la contaminación química y pueden ser densificados después de ser ajustada la relación aceite-agua. El uso de los lodos de aceite y de emulsión inversa, requieren medidas de seguridad para protección del medio ambiente.

#### **1.4.6 Fluidos base aire**

Al perforar bajo ciertas condiciones, es posible usar aire o gas comprimido como el fluido de circulación para eliminar los cortes de la barrena en vez del lodo utilizado normalmente. Por ejemplo, se utiliza para perforar rocas en las que el control de presión no representa un problema serio.

Con un gasto necesario para originar la velocidad requerida y suficiente presión de aire o gas, los cortes de la barrena son fácilmente arrastrados por el espacio anular y llevados hasta la superficie. En algunas regiones el gas natural se toma de pozos cercanos, se circula en el pozo en operación y se quema cuando sale por la línea de descarga.

Cuando no se tiene gas natural a presión disponible, se utilizan compresores de aire para forzarlo hacia abajo por dentro de la tubería de perforación. Tanto el gasto como la presión de entrega requeridos dependen de la profundidad del pozo y del diámetro de la tubería de perforación. Si el fluido de perforación que se va a usar es el aire, se tiene que elaborar un óptimo programa de perforación. La información debe de ser de tipo geológico y datos obtenidos de pozos vecinos.

## CAPÍTULO II REGISTROS GEOFÍSICOS PARA DETERMINAR LITOLOGÍA

### 2.1 REGISTRO DE POTENCIAL ESPONTÁNEO (SP)

La curva de potencial espontáneo (SP) es el registro de un fenómeno físico que ocurre naturalmente en las rocas in situ. La curva SP registra el potencial eléctrico (voltaje) producido por la interacción del agua de formación, el fluido de perforación conductivo y ciertas rocas selectivas de iones (lutita).

#### 2.1.1 Curva SP

La curva SP es un registro de la diferencia entre el potencial eléctrico de un electrodo móvil en el pozo y el potencial eléctrico de un electrodo fijo en la superficie, en función de la profundidad.

La Figura 2.1 muestra como en la práctica, la medida del SP se obtiene, mediante un electrodo "M", que va colocado en la misma sonda con la que se obtienen simultáneamente otros registros y otro electrodo "N", colocado en la superficie en un medio que deberá tener la característica de ser húmedo, como puede ser la presa del lodo de perforación o una fosa construida en las vecindades del camión donde se controla el registro. En esta forma se van obteniendo las variaciones del potencial espontáneo de las formaciones.

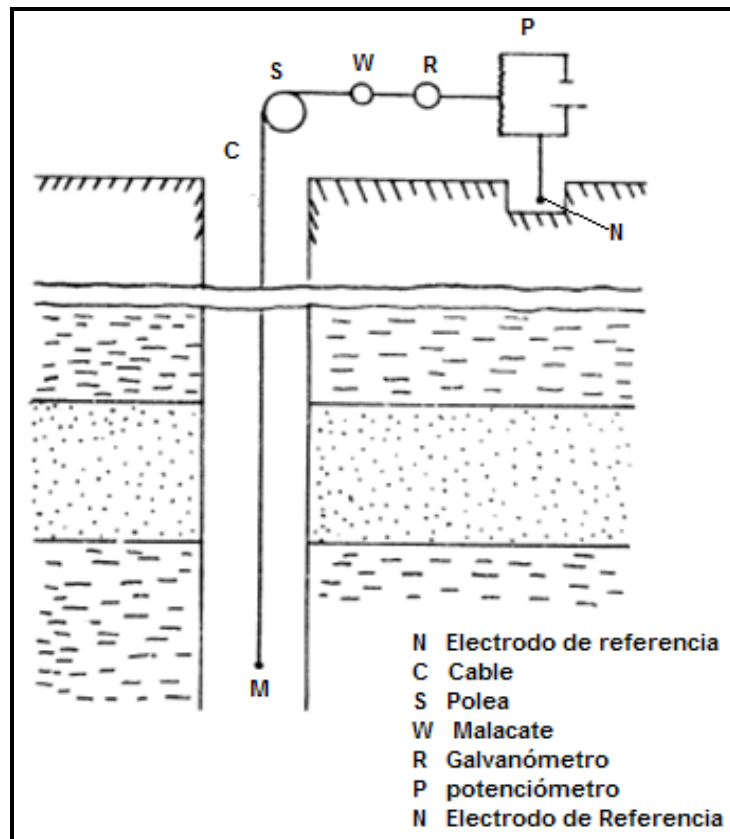


Fig. 2.1 Esquema para tomar Registro SP.

El SP es útil en pozos con lodos dulces para:

1. Detectar capas permeables.
2. Ubicar sus límites y permitir la correlación entre capas.
3. Determinar valores de la resistividad del agua de formación,  $R_w$ .
4. Dar valores cualitativos del contenido arcilloso de una capa.

El SP se registra generalmente en la pista 1 (tramo de la izquierda) del perfil (Fig. 2.2) usualmente con curvas de resistividad, pero también puede registrarse con otros perfiles, como por ejemplo con el perfil sínico.

Como se observa en la Fig. 2.2, frente a las lutitas, las lecturas de la curva del SP son más o menos constantes y tienden a seguir una línea vertical recta en el perfil, llamada línea base de lutitas. Frente a formaciones permeables la curva del SP se aparta de la línea base de lutitas. En capas de suficiente espesor tiende a alcanzar una separación constante definiendo una línea de arenas.

La deflexión en la curva SP puede ser a la izquierda (negativa) o a la derecha (positiva), dependiendo principalmente de las salinidades relativas del agua de formación y del filtrado de lodo. Si la salinidad del agua de formación es mayor que la del filtrado del lodo, la deflexión es a la izquierda. Si el contraste de salinidades es a la inversa, la deflexión es a la derecha. El registro del SP se mide en mili voltios (mV).

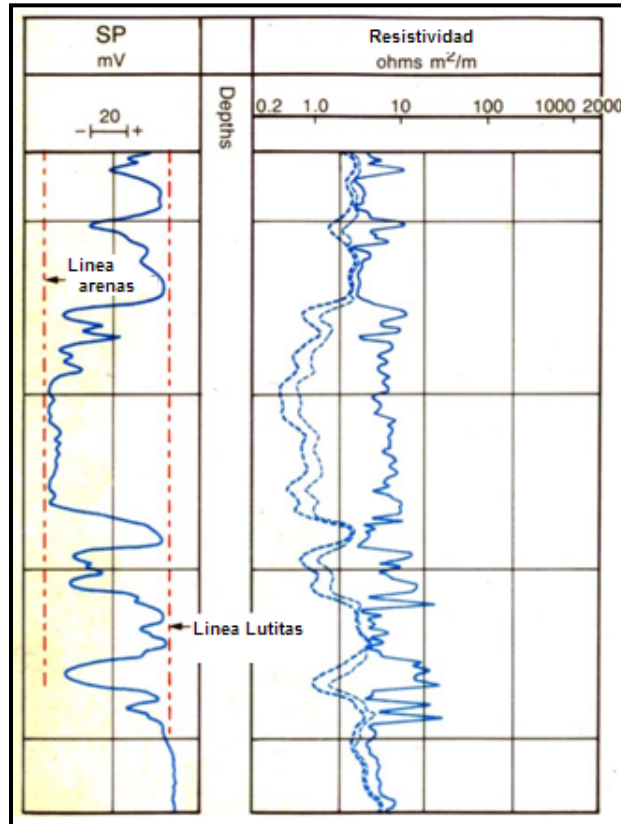


Fig.2.2 Ejemplo de la curva del SP en una serie Arenas-Arcillas.



No se puede registrar una curva de SP en pozos llenos con lodos no conductivos, ya que éstos no proporcionan una continuidad eléctrica entre el electrodo del SP y la formación. Además, si las resistividades del filtrado del lodo y del agua de formación son casi iguales, las deflexiones del SP serán muy pequeñas y la curva no será muy significativa.

### 2.1.2 Origen del SP

Las deflexiones de la curva del SP son el resultado del flujo de corrientes existentes dentro del lodo en el pozo. Estas “corrientes del SP” son producidas por fuerzas electromotrices en las formaciones, que son de origen electroquímico o electrocinético.

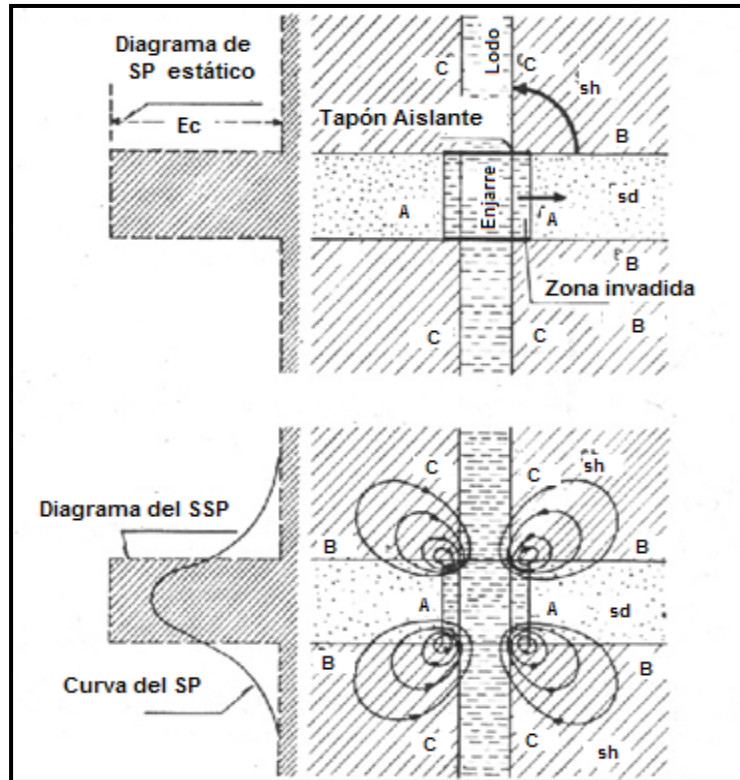
### 2.1.3 Componente electroquímico del SP ( $E_c$ )

Considérese una formación permeable con capas gruesas de lutitas encima y debajo; supóngase también que los dos electrolitos presentes, filtrado de lodo y agua de formación intersticial, solo contienen cloruro de sodio (NaCl). Debido a la estructura laminar de la arcilla y a las cargas existentes sobre las láminas, las lutitas son permeables a los cationes de  $\text{Na}^+$  pero impermeables a los aniones de  $\text{Cl}^-$ . Cuando una lutita separa soluciones de NaCl de diferentes salinidades los cationes de  $\text{Na}^+$  (cargas positivas) se desplazan a través de la lutita, desde la solución más concentrada hacia la menos concentrada. Este movimiento de iones cargados constituye una corriente eléctrica y la fuerza que hace que se muevan constituye un potencial a través de la lutita.

La flecha curva en la mitad superior de la Fig. 2.3 muestra la dirección de flujo de corriente correspondiente al paso de iones de  $\text{Na}^+$  a través de la lutita adyacente, desde un agua de formación más salada en la capa hacia el lodo menos salado.

Como solo los cationes pueden atravesar las lutitas, éstas se comportan como membranas capaces de seleccionar iones. El potencial que se desarrolla a través de una lutita se llama potencial de membrana.

Otro componente del potencial electroquímico se produce en el límite de la zona invadida, donde el filtrado de lodo y el agua de formación están en contacto directo (potencial de contacto). Aquí, los iones  $\text{Na}^+$  y  $\text{Cl}^-$  pueden difundirse (moverse) de cualquiera de las soluciones a la otra. Como los iones de  $\text{Cl}^-$  tienen una movilidad mayor que los iones de  $\text{Na}^+$ , el resultado neto de esta difusión de iones es un flujo de cargas negativas (iones  $\text{Cl}^-$ ) de la solución más concentrada a la solución menos concentrada. Esto equivale a un flujo de corriente convencional en la dirección opuesta, indicado por la flecha recta A en la mitad superior de la Fig. 2.3. La corriente que fluye en el área de contacto entre las soluciones de diferente salinidad produce una fuerza electromotriz (emf) llamada potencial de contacto de líquidos. La magnitud del potencial de contacto líquido es solo de un quinto del potencial de membrana.



**Fig. 2.3 Esquema de la distribución de potenciales y corrientes dentro y alrededor de capas permeables.**

El potencial electroquímico total está compuesto de dos potenciales independientes (potencial de membrana y potencial de contacto). Estos dos potenciales en serie producen el potencial electroquímico total.

Si la formación permeable contiene algo de lutita o arcilla dispersa, la emf electroquímica total y las deflexiones del SP, serán reducidas ya que la arcilla en una formación permeable produce una membrana electroquímica de polaridad opuesta a la de la capa de lutita adyacente.

#### 2.1.4 Componente electrocinético del SP ( $E_K$ )

Un potencial electrocinético,  $E_K$ , (que también se conoce como potencial de corriente) se produce cuando un electrolito fluye a través de un medio poroso, permeable y no metálico. La magnitud del potencial electrocinético se determina por varios factores, entre los que se encuentran la presión diferencial que produce el flujo y la resistividad del electrolito.

La Fig. 2.4 muestra que cuando se aplica presión en la solución en la dirección indicada por la flecha, la parte móvil de la solución fluiría llevando con ella una carga que tiene un potencial determinado. Este movimiento de carga por el flujo del líquido crea un potencial entre la parte superior e inferior del sólido. Este potencial fluyente o corriente es conocido como el potencial electrocinético o de corriente  $E_K$ .

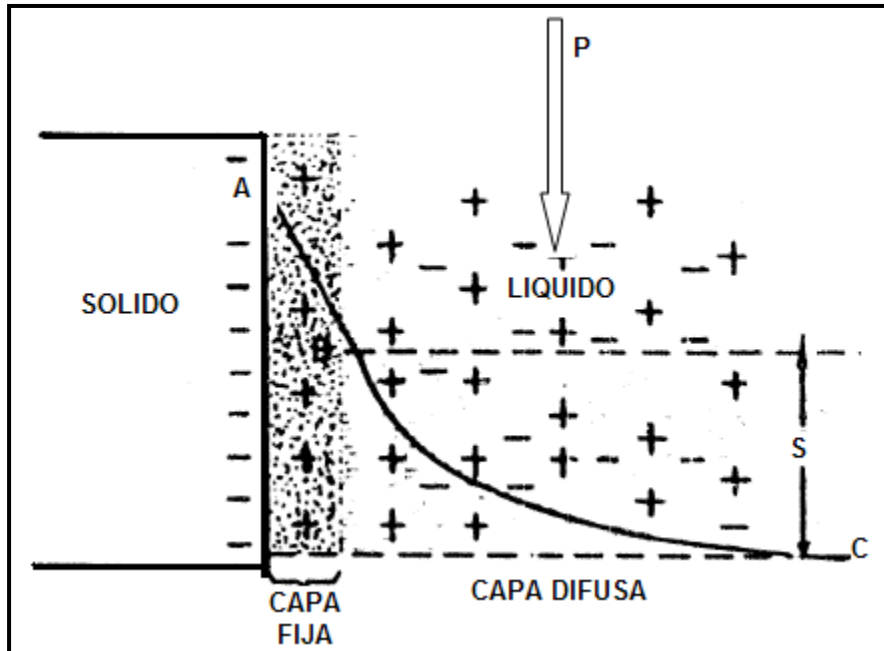


Fig. 2.4 Presentación esquemática del potencial generado en la interface sólido-líquido.

Debido a que el potencial  $E_K$  no afecta en forma considerable a la generación del SP, se puede considerar despreciable y solo debe tomarse en cuenta cuando la diferencia de presiones sea muy grande o el lodo de perforación sea muy denso o salado.

Cuando existe un potencial electrocinético significativo, la deflexión de SP no se puede usar para calcular un valor confiable de resistividad del agua de formación  $R_w$ .

Por lo tanto se puede decir que el potencial que más contribuye en la generación del SP, es el potencial electroquímico.

Para el cálculo del potencial natural (SP) se puede aplicar la siguiente ecuación:

$$SP = -K \log \frac{R_{mf}}{R_w} \quad (2.1)$$

En donde K es la constante a la temperatura de la formación y puede calcularse de la siguiente manera:

$$K = 60 + 0.133 T (^{\circ}F) \quad (2.2)$$

$$K = 64 + 0.230 T (^{\circ}C) \quad (2.3)$$

### 2.1.5 SP en función de permeabilidad y porosidad

El movimiento de iones que causa el fenómeno de SP es posible solo en formaciones que tengan un mínimo de permeabilidad (es suficiente una pequeña fracción de milidarcy). No hay una relación directa entre el valor de la permeabilidad y la magnitud de la deflexión de SP, ni la deflexión de SP tiene una relación directa con la porosidad.

### 2.1.6 Factores que afectan al SP

#### 1.- Relación de resistividades $R_{mf} / R_w$

Este factor afecta al SP debido a que cuando la resistividad del filtrado de lodo ( $R_{mf}$ ) es mayor que la resistividad del agua de formación ( $R_w$ ), la curva del SP se desvía hacia la izquierda de la línea de lutitas, cuando la resistividad del filtrado del lodo es menor que la resistividad del agua de formación se presenta la curva del SP en forma invertida. Cuando las resistividades tanto del filtrado del lodo como del agua de formación son iguales, no existe ningún tipo de deflexión de la curva del SP.

#### 2.- Espesor de las capas.

Este factor afecta la interpretación del SP, ya que cuando el espesor de capa es muy pequeño la curva del SP no indica realmente la deflexión o amplitud de dicha curva. Por el contrario, conforme el espesor de la capa aumenta llega el momento en que no se afecta la curva del SP.

Cuando el espesor de la capa es pequeño, o sea menor de 6.5 metros, se comete un error al leer su valor de SP y por lo tanto hay que hacer correcciones a la lectura. Por el contrario, cuando el espesor es bastante grande (mínimo 6.5 metros) la lectura del SP será la correcta y no se aplicará corrección alguna. Cuando sucede ésto se puede decir que el potencial natural (SP) es igual al potencial natural estático (SSP) de la formación, es decir,  $SP=SSP$ .

#### 3.- Penetración del filtrado del lodo en una capa permeable.

Cuando en el pozo no existe penetración o invasión del filtrado del lodo a la formación, la lectura del SP puede tomarse como verdadera. Sin embargo, conforme aumenta la invasión de dicho filtrado la curva del SP va disminuyendo.

#### 4.- Arcillosidad de la capa porosa permeable.

Conforme las arenas son más limpias, la deflexión de la curva del SP es más amplia. Por el contrario, conforme va aumentando la cantidad de arcilla la amplitud de la curva del SP va disminuyendo, esto se puede apreciar en la Fig. 2.5.

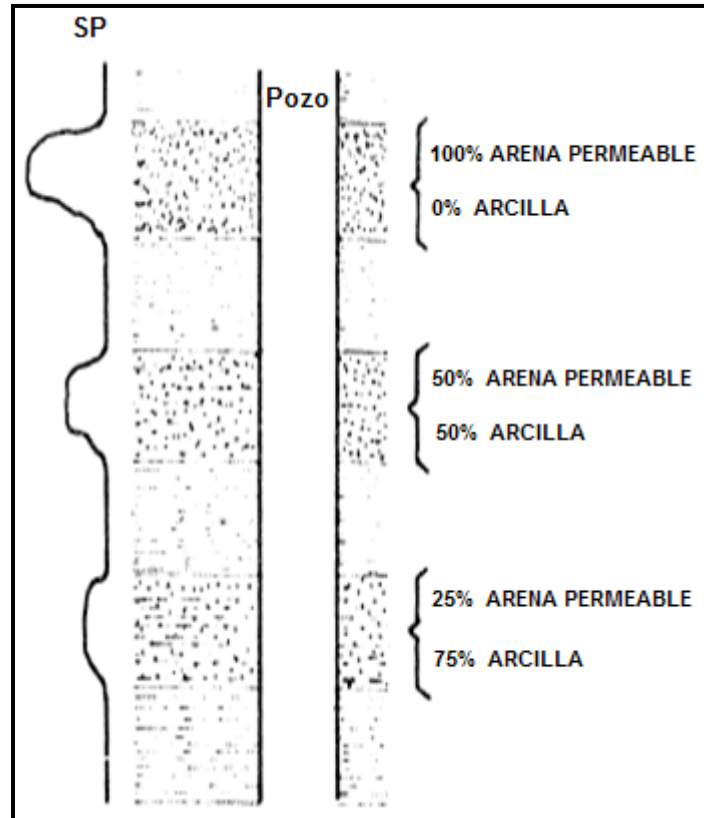


Fig. 2.5 Efecto de la arcillosidad de la capa porosa y permeable sobre el SP.

Este registro más que cuantitativo es cualitativo en la determinación de la litología, pues los cambios o desviaciones de la curva indica capas porosas y permeables. Las desviaciones también indican cambios de litología y algunos minerales y se puede estimar el espesor de capas. El registro SP se ve limitado en cuanto a su aplicación ya que solo puede ser corrido en agujero descubierto y pozos que contengan lodo de perforación conductivo. Su principal aplicación cuantitativa consiste en que a través del SSP se puede cuantificar  $R_w$ .

## 2.2 REGISTRO DE RADIOACTIVIDAD NATURAL O DE RAYOS GAMMA (GR)

Existen dos tipos de registros de GR. El primero, el registro GR estándar, mide solo radioactividad total. El otro, el NGS o registro de espectrometría de rayos gamma naturales, mide la radioactividad total y las concentraciones de potasio, torio y uranio que producen tal radioactividad.

El registro de GR es una medición de la radioactividad natural de las formaciones. En las formaciones sedimentarias el registro normalmente refleja cualitativamente el contenido de arcilla de las formaciones porque los elementos radioactivos tienden a concentrarse en arcillas y lutitas. Las formaciones limpias generalmente tienen un nivel muy bajo de radioactividad, a menos que contaminantes radioactivos como cenizas volcánicas o

residuos de granito estén presentes en ellas o que las aguas de formación contengan sales radioactivas disueltas.

El registro de GR puede ser corrido en pozos entubados lo que lo hace muy útil como una curva de correlación en operaciones de terminación o modificación de pozo. Con frecuencia se usa para complementar el registro del SP y como sustituto de la curva SP en pozos perforados con lodo salado, aire o lodos a base de aceite. En cada caso, es útil para la localización de capas con y sin arcilla y, lo más importante, para la correlación general.

### 2.2.1 Propiedades de los rayos gamma (GR)

Los rayos gamma son impulsos de ondas electromagnéticas de alta energía que son emitidos espontáneamente por algunos elementos radiactivos. El isótopo de potasio radioactivo, con un peso atómico 40 ( $K^{40}$ ), y los elementos radiactivos de las series del uranio y del torio emiten casi toda la radiación gamma que se encuentra en la tierra (Fig. 2.6).

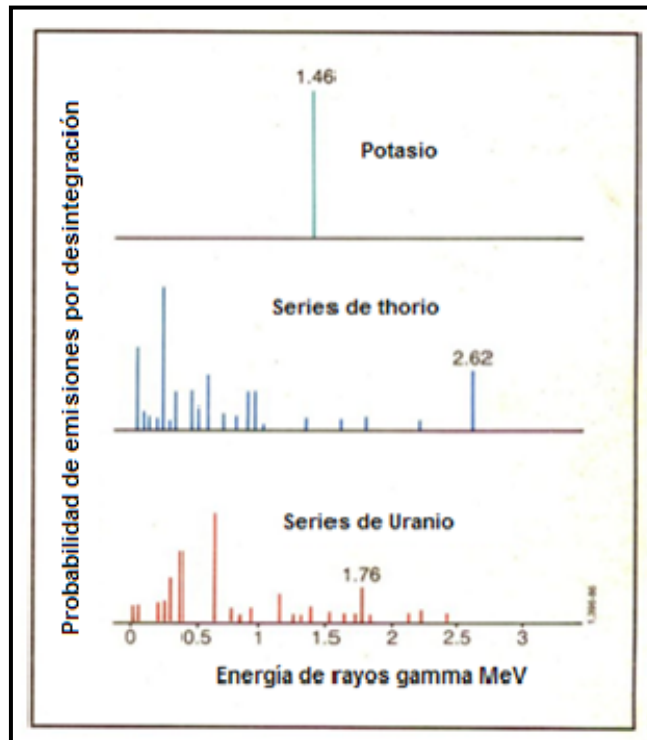


Fig. 2.6 Espectros de emisión de rayos gamma de minerales radioactivos.

Al pasar a través de la materia, los rayos gamma experimentan colisiones Compton sucesivas con los átomos del material de la formación y pierden energía en cada colisión. Después de que el rayo gamma ha perdido suficiente energía, un átomo de la formación lo absorbe por medio de un efecto fotoeléctrico. Por consiguiente, los rayos gamma naturales se absorben gradualmente y sus energías se degradan (reducen) al pasar a través de la formación; el ritmo de absorción varía con la densidad de la formación.

La respuesta del registro de GR, después de las correcciones apropiadas para pozo, etc., es proporcional a las concentraciones de peso del material radioactivo en la formación:

$$GR = \frac{\sum \rho_i V_i A_i}{\rho_b} \quad (2.4)$$

Donde:

$\rho_i$  Son las densidades de los minerales radioactivos ( $\text{g/cm}^3$ )

$V_i$  Son los factores de volumen total de los minerales ( $\text{cm}^3$ )

$A_i$  Son los factores de proporcionalidad correspondientes a la radioactividad del material (adimensional)

$\rho_b$  Es la densidad global de la formación ( $\text{g/cm}^3$ )

En formaciones sedimentarias, la profundidad de investigación del registro GR es de cerca de 1 pie (30 cm).

La Fig. 2.7 muestra como se presenta el registro de radioactividad de rayos gamma (GR).

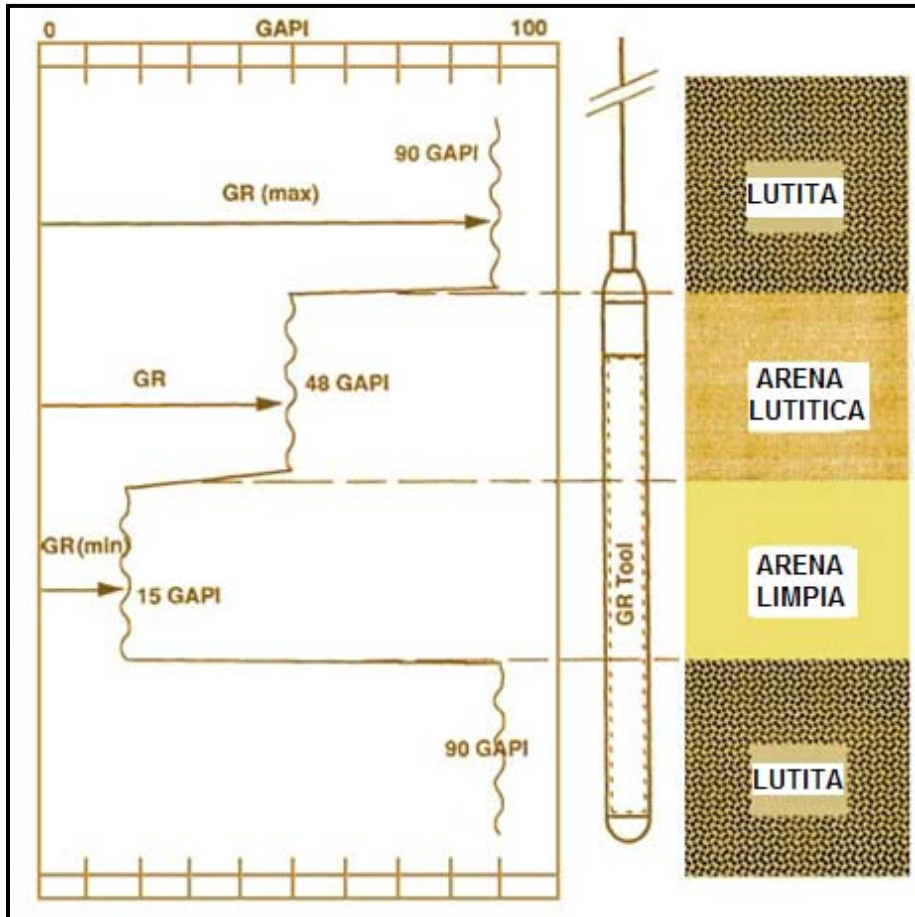


Fig. 2.7 El registro muestra la intensidad de rayos gamma provenientes de la formación.

### **2.2.2 Equipo medidor de rayos gamma**

La sonda de GR contiene un detector para medir la radiación gamma que se origina en el volumen de la formación cerca de la sonda. En la actualidad, generalmente se emplean contadores de centelleo para esta medición ya que son mucho más eficaces que los contadores de Geiger-Mueller que se usaban en el pasado.

Debido a su mayor eficacia, los contadores de centelleo sólo necesitan unas cuantas pulgadas de longitud, por lo tanto, se obtiene un buen detalle de la formación. El GR, por lo general, se corre en combinación con la mayoría de las otras sondas de registro y servicios de producción de agujero revestido.

### **2.2.3 Curvas de corrección por condiciones de pozo**

La deflexión de registro de GR es función no sólo de la radioactividad y densidad de las formaciones sino también de las condiciones del agujero (diámetro, peso o densidad del lodo, tamaño y posición de la herramienta), ya que el material interpuesto entre el contador y la formación absorbe rayos gamma.

### **2.2.4 Aplicaciones**

El registro de GR es particularmente útil para definir las capas arcillosas cuando el SP está distorsionado, cuando el SP es insignificante o cuando el SP no se puede registrar.

El registro de GR refleja cualitativamente la proporción de arcilla y, en muchas regiones, se puede utilizar cuantitativamente como un indicador de la arcillosidad. También se emplea para la detección y radiación de minerales radiactivos como potasio o uranio. El registro de GR también se puede utilizar para delinear minerales no radiactivos.

## **2.3 REGISTRO DE ESPECTROMETRÍA DE RAYOS GAMMA NATURALES (NGS)**

Al igual que el registro de GR, el NGS o registro de espectrometría de rayos gamma naturales mide la radioactividad natural de las formaciones. A diferencia del registro de GR que solo mide la radioactividad total, este registro mide el número de rayos gamma y el nivel de energía de cada uno y permite determinar las concentraciones de Potasio, Torio y Uranio radioactivos en la formación.

### **2.3.1 Principio de medición**

La herramienta NGS utiliza un detector de centelleo de yoduro de sodio contenido en una caja de presión que durante el registro se mantiene contra la pared del pozo por medio de un resorte inclinado.

Los rayos gamma emitidos por la formación casi nunca alcanzan el detector directamente. Más bien, están dispersos y pierden energía por medio de tres interacciones posibles con la formación: efecto fotoeléctrico, dispersión Compton y producción de pares. Debido a



estas interacciones y a la respuesta del detector de centelleo de yoduro de sodio, los espectros originales de la Fig. 2.6 se convierten en los espectros poco claros de la Fig. 2.8

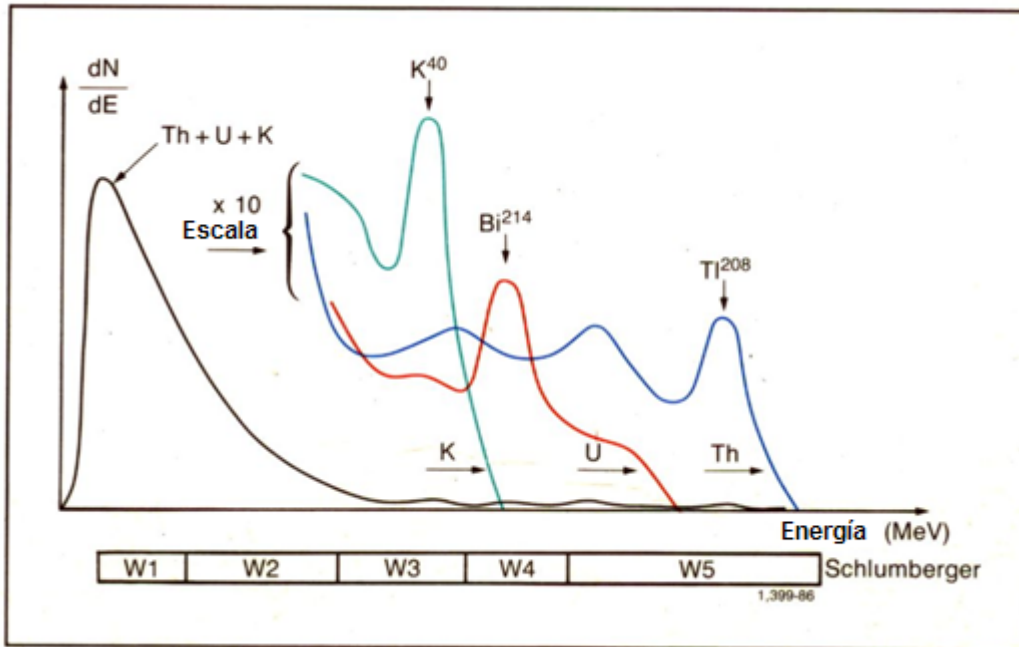


Fig. 2.8 Curvas de respuesta de Potasio, Torio y Uranio.

La parte de alta energía del espectro detectado se divide en tres ventanas de energía, W1, W2 y W3; cada una cubre un pico característico de las tres series de radioactividad (Figura 2.8). Conociendo la respuesta de la herramienta y el número de conteos en cada ventana es posible determinar las cantidades de Torio 232, Uranio 238 y Potasio 40 en la formación. Al incluir una contribución de energía con alta velocidad de conteo de la parte baja del espectro (ventana W4 y W5), pueden reducirse estas grandes variaciones estadísticas en las ventanas de alta energía por un factor de 1.5 a 2.

### 2.3.2 Presentación del registro

El registro NGS proporciona un registro de las cantidades (concentraciones) de Potasio, Torio y Uranio en la formación. Estas generalmente se presentan en las pistas 2 y 3 del registro (Figura 2.9). Las concentraciones de Torio y Uranio se presentan en partes por millón (ppm) y la concentración de Potasio en porcentajes (%).

Además de las concentraciones de los tres elementos radiactivos individuales, una curva de GR total (estándar) se registra y se presenta en la pista 1. La respuesta total se determina por medio de una combinación lineal de las concentraciones de Potasio, Torio y Uranio. Esta curva estándar se expresa en unidades API. Si se desea, también se puede proporcionar una medición "libre de Uranio" (CGR) que solo es la suma de los rayos gamma del Torio y del Potasio.

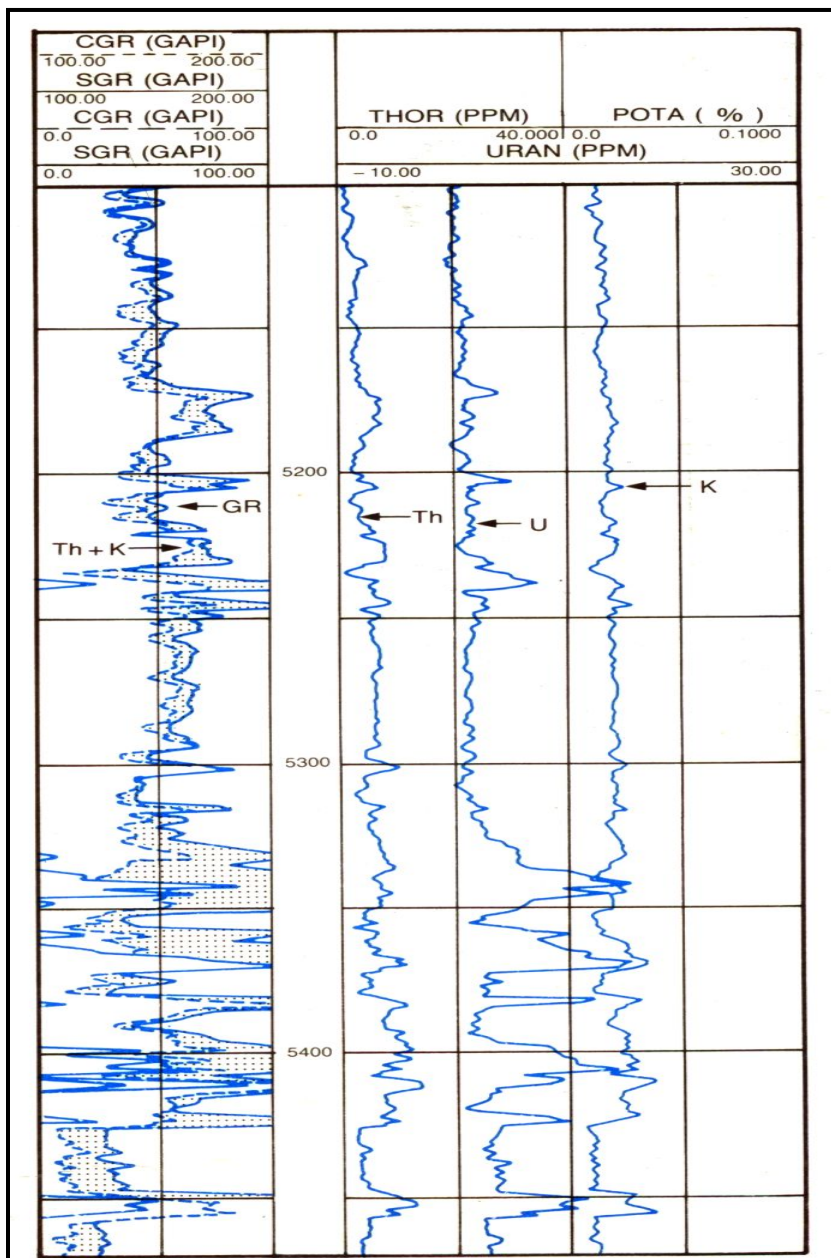


Fig. 2.9 Registro NGS de espectrometría de rayos gamma naturales.

### 2.3.3 Curvas de corrección por efecto de pozo

La respuesta de la herramienta NGS no es solo una función de la concentración del Potasio, Torio y Uranio, sino también de las condiciones del agujero (tamaño del agujero y peso del lodo por ejemplo) y de las interacciones de los tres elementos radiactivos entre sí.

### 2.3.4 Aplicaciones

El registro NGS se puede utilizar para detectar, identificar y evaluar minerales radiactivos y también para identificar el tipo de arcilla y calcular los volúmenes de arcilla. Esto, a su vez, puede proporcionar una perspectiva de la fuente, el medio ambiente del depósito, la historia diagenética y las características petrofísicas (área de la superficie, estructura de los poros, etc.) de la roca.

La respuesta del Torio y el Potasio o únicamente la respuesta del Torio en el registro NGS, es frecuentemente mejor indicador de la presencia de arcilla que el registro de GR sencillo u otros indicadores de presencia de arcillas.

La combinación del registro NGS con otras mediciones sensibles a la litología (como absorción fotoeléctrica, densidad, neutrones, sónica) permite el análisis mineral volumétrico de mezclas litológicas muy complejas, permite que los minerales se identifiquen con más certeza y los volúmenes se calculen con mayor precisión.

---

## CAPÍTULO III CALIBRACIÓN DE REGISTROS DE LITOLOGÍA

En este capítulo se presentan descripciones de procedimientos que se emplean para determinar el contenido de arcillas en muestras de roca. Asimismo, se describen procedimientos que se siguen para obtener la calibración de los registros SP (Potencial Espontáneo) y GR (Rayos Gamma). Ambos se seleccionaron debido a la información de carácter litológico que se puede obtener de su interpretación.

### 3.1 ANÁLISIS GRANULOMÉTRICO

#### 3.1.1 Introducción

El análisis granulométrico tiende a cuantificar las fracciones texturales de los componentes minerales del subsuelo. La importancia de conocer la proporción de las distintas fracciones está relacionada a la capacidad de retención de agua, infiltración, tamaño de poros, capacidad de intercambio catiónico, etc.

La distribución de la frecuencia de tamaño de grano, puede ser obtenida por distintos métodos. Cada uno tiene sus ventajas y desventajas y la elección depende del problema a solucionar. Entre los métodos más comunes se encuentran:

- |                                 |                                |
|---------------------------------|--------------------------------|
| 1. Para gravas:                 | Medición con calibrador        |
| 2. Para arenas:                 | Tamizado, sedígrafo            |
| 3. Para pelitas:                | Método de la pipeta, sedígrafo |
| 4. Para rocas muy consolidadas: | Medición en cortes delgados    |

Cuando se trabaja con sedimentos o rocas poco consolidadas, y antes de aplicar el método elegido, las muestras deben prepararse para que las partículas estén sueltas y separadas entre sí y puedan medirse los tamaños individuales. A continuación se detallan los procedimientos para realizar esta preparación en el laboratorio.

#### 3.1.2 Preparación de la muestra

Los pasos a seguir dependerán del grado de consolidación de las muestras. En general el procedimiento es el siguiente:

1. Cuarteo
2. Desagregación mecánica
3. Desagregación química
4. Secado y pesado de la muestra

##### 1. Cuarteo

Sucesivas divisiones de la muestra total en cuartos, con el objeto de obtener una porción representativa de todas las características originales. Se hace un montículo de muestra sobre una superficie limpia y con una espátula o cuchara, se le divide en cuatro

porciones iguales. Se retienen las dos cuartas partes alternantes (guardando el resto de la muestra) y se repite con ella la operación hasta conseguir aproximadamente el peso de material requerido. La cantidad exacta de material a usarse dependerá fundamentalmente del tamaño y selección de los sedimentos. A manera de guía se pueden sugerir los siguientes pesos:

Grava fina: 500 g

Arena gruesa: 200 g

Arena mediana: 100 g

Arena fina: 25-50 g

Fracción menor: 5-25 g

## **2. Desagregación mecánica:**

En el caso de tener una roca consolidada o semiconsolidada se debe efectuar la separación de los elementos, para permitir el análisis de la misma. Generalmente se realiza una desagregación parcial antes del cuarteo y otra posterior a él, para eliminar todos los grumos y obtener los clastos individuales. Para ello los pasos a seguir son los siguientes:

- Se seca el sedimento al aire libre o a 40 °C en horno.
- Desagregar todos los grumos inicialmente con los dedos para luego usar un pilón de madera o goma en un mortero de porcelana (también puede usarse un rodillo de madera) ejerciendo presión para separar los granos sin que se rompan los clastos (ya que si no formarían parte de un intervalo granulométrico de menor tamaño).

## **3. Desagregación Química:**

Cumplidos los pasos anteriores se efectúa la desagregación química de la muestra, o sea la eliminación de los materiales cementantes. Los ensayos que se realizan deben efectuarse en orden estricto, ya que de no hacerse así podrían producirse efectos contrarios a los buscados, debido a que los reactivos utilizados pueden reaccionar con subproductos. El orden establecido es el siguiente:

- Eliminación de materia orgánica (con peróxido de hidrógeno,  $H_2O_2$ )
- Eliminación de carbonatos (con ácido clorhídrico, HCl)
- Eliminación de óxidos e hidróxidos de hierro (con ácido oxálico,  $H_2C_2O_4$ )
- Eliminación de sales solubles (con agua destilada, al regular el pH) primeramente, y a los efectos de cuantificar someramente el grado de reactividad de la muestra, debe tomarse una pequeña cantidad de la misma para efectuar pruebas con Ala muestra cuarteada. En caso de ser negativa una prueba, se pasa a la siguiente,

siguiendo el orden establecido. Es importante recordar que se debe tomar el peso seco de la muestra antes y después de cada ensayo para cuantificar.

#### 4.- Secado y pesado de la muestra

Finalizado las reacciones químicas y luego de haber lavado la muestra hasta obtener pH neutro, se procede a secar y pesar el material dejándolo preparado para comenzar el análisis granulométrico.

#### 3.1.3 Análisis granulométrico de sedimentos

A continuación se exponen los métodos más comunes para el análisis granulométrico:

##### Tamizado:

Previo a la iniciación del análisis el material es observado megascópicamente o con lupa para determinar las proporciones relativas de la fracción pelítica y psamítica.

- a) Separar la arena en su conjunto de la fracción limo-arcilla, mediante un tamiz de 62  $\mu$  por vía húmeda. Para ello, primero en un recipiente hacer una pasta con agua destilada (para evitar nubes de polvo) para luego volcarla al tamiz. Luego se hace correr suavemente agua sobre el sedimento contenido en el tamiz con el objeto de que las partículas finas ( $<1/16$ mm) sean arrastradas a un recipiente apropiado ubicado debajo, quedando retenida las fracciones mayores en el tamiz.

De esta manera se tienen separadas ambas fracciones, las cuales se analizan por separado:

##### Fracción psamítica

- b) La fracción que queda en el tamiz se seca a no más de 100 °C (para evitar deformación de la malla); se debe tener la precaución de colocar un papel debajo del tamiz para recibir las partículas pelíticas que se desprenden durante el secado.
- c) Una vez seco el material, se vuelca sobre un papel limpio ayudándose con un pincel de cerda de nylon, cuidando que no queden granos atrapados en la malla.
- d) Armar una pila de tamices cuyas aberturas responderán a la escala granulométrica adoptada para el análisis. Por debajo se colocará un fondo y hacia arriba se colocan las mallas en orden creciente de abertura.
- e) Verter con cuidado el sedimento seco en el tamiz superior, luego se coloca la tapa a la pila y se introduce ésta en una máquina agitadora (Ro-Tap). Se mantiene agitando durante 15 minutos, sin modificar este tiempo entre muestra y muestra.
- f) Finalizado el tamizado, vaciar el contenido de cada tamiz en una hoja de papel, ayudándose con el pincel.
- g) Cada una de las fracciones recogidas de los tamices deberá ser pesada al miligramo. La suma de todas estas fracciones corresponderá al peso de la arena de la muestra, al que deberá luego adicionarse el peso de la fracción pelítica (si eventualmente se

recogen finos en el fondo de la pila de tamices, estos deben ser incorporados al material a pipetear).

### Fracción pelítica

Los diversos métodos se basan en la velocidad de asentamiento de las partículas en medio acuoso (ley de Stokes), considerando a estas como esferas perfectas. Los principales métodos utilizados para el análisis son los siguientes: pipeteo, sedígrafo, densimétrico, levigación y balanza de sedimentación. Cada uno de ellos presenta ventajas y desventajas sobre los otros, principalmente en tiempo de trabajo y precisión de los resultados. Aquí se describe el método de pipeteo (Krumbein y Pettijohn, 1961; Galehouse, 1971), que es uno de los más ampliamente aceptados.

- h) Una vez que el material de tamaño inferior a  $62 \mu\text{m}$  ha sido recolectado en un recipiente apropiado (probeta de 100 ml) se procede a la dispersión del mismo. Esto se realiza para evitar que las partículas estén unidas unas con otras. La dispersión debe hacerse añadiendo un electrólito (peptizante) en volumen y concentración conocidos. Son varios los métodos de dispersión, basados en distintos electrolitos. Los más comunes son los que se realizan con hexametáfosfato de sodio (solución calgón) y solución Gedroiz.
- i) Una vez finalizada la dispersión, el sedimento se encuentra en condiciones de ser analizado mediante el método de la pipeta.

Este método consiste en tomar sucesivamente una cantidad fija de suspensión (1) por medio de una pipeta graduada, y a una profundidad "h" determinada para cada extracción, al cabo de un tiempo t (2). Las partículas extraídas tendrán una velocidad de caída inferior o igual a  $h/t$ .

(1) el volumen del pipeteo (20 ml) debe ser despreciable con relación al volumen total, para evitar la mezcla con otros tamaños de partículas.

(2) los tiempos y las profundidades de extracción corresponden a valores experimentales de la ley de Stokes.

Los pasos necesarios para completar el método de pipeteo (Krumbein y Pettijohn, 1938) son los siguientes:

- Se agita la suspensión entre 1 a 2 min. Con agitador manual de disco o agitador mecánico. Se debe poner especial cuidado de no producir proyecciones del líquido y material fuera de la probeta. En el preciso momento en que finaliza la agitación, la suspensión comienza a sedimentar y se pone en marcha el cronómetro. Este paso debe ser rápido y exacto al igual que todas las extracciones.
- Se debe verificar la temperatura, la cual debe estar en  $20 \text{ }^\circ\text{C} \pm 1^\circ\text{C}$ , que es la temperatura estándar usada. De no ser así debe corregirse según tablas apropiadas.

- Introducir la pipeta con su extremo tapado hasta la profundidad indicada, unos 10” antes de la extracción. Realizar la extracción de 20 ml en el tiempo determinado y a la profundidad requerida.
- Verter el contenido de cada pipeteada en cápsulas de porcelana o aluminio limpios y previamente tarados y rotulados.
- Las cápsulas se colocan en una estufa a temperatura no mayor de 40-50°C (a > de 100°C se afectan a los minerales de arcillas)
- Una vez secas, las cápsulas son depositadas en un desecador hasta peso constate, para evitar la hidratación de las muestras.
- Para calcular el peso del material correspondiente a cada intervalo se procede de la siguiente forma:
  - Tomar el peso de la muestra descontando el peso de la cápsula.
  - A este peso debe descontarse el peso del calgón:
 

1000 ml de agua-----	40 g de calgón
50 ml de agua-----	2 g
1000 ml de dispersión-----	2 g de calgón
50 ml “ “ -----	0.04 g

Por lo tanto:

Peso del material=peso de material de cápsula-0.04 gr(en 20 ml)

Para obtener la cantidad de material de cada tamaño en los 1000 ml contenidos en la probeta, deberá multiplicarse el valor de dicho tamaño por 50.

- Hasta el momento, los pasos obtenidos corresponden a los tamaños determinados para cada tiempo de extracción. Para fines estadísticos, el parámetro a usar no será el peso de un tamaño en particular, sino el peso de un intervalo limitado de dos clases de tamaños. Cada uno de los intervalos dependerá de la escala usada. De acuerdo a esto, para obtener el peso de cada intervalo, deberá restarse el peso de la primera pipeteada a la segunda, al de éste la tercera y así sucesivamente. Cada extracción contiene, respecto de la anterior, un grado granulométrico menos, por lo tanto los pesos de cada extracción deberán ser sucesivamente menores.
- I. A los 58” se extrae una porción de suspensión que contiene material de tamaño 1/16 mm más todos los menores (peso A)



- II. A 1min 56" se extrae material de tamaño 1/32 mm más todos los menores (peso B).

Luego, el peso de cada intervalo granulométrico se obtiene restando las sucesivas extracciones entre sí:

Ejemplo:

$$\text{Intervalo } 1/16 - 1/32 \text{ mm} = \text{peso A} - \text{peso B} = X1$$

### 3.1.4 Análisis granulométrico de rocas litificadas

Este análisis se realiza mediante cortes delgados de sedimentitas cuyo grado de litificación no permite la desagregación. Es un procedimiento óptimo para areniscas ricas en cuarzo, con selección buena a muy buena y esfericidad alta.

- a) **Método de Chayes:** es un método rápido y consiste en la medición del diámetro del campo del microscopio (a un aumento determinado) y el conteo de número de granos cortados por las líneas de referencia del microscopio. Luego se divide el doble del diámetro por el número de granos. Este proceso se repite varias veces hasta que tenga un número de granos cortados estadísticamente significativos.

$$\text{Granulometría media} = \frac{\sum 2 \frac{d}{n}}{N}$$

Donde n es el número de granos cortados por la línea; d es el diámetro del campo visual del microscopio y N es el número total de campos visuales sometidos a conteo.

Este método es apropiado para estudios en los que se desea tener una idea general sobre la distribución granulométrica, pues ofrece el valor de la granulometría media, pero no se presta para la determinación del grado de selección de los tamaños de las partículas.

- a) **Método de Friedman:** consiste en establecer, en la sección delgada, el eje mayor del clasto ubicado en el cruce de hilos del microscopio. Deben cortarse entre 100 y 400 granos en cada sección. El espaciado entre cada punto y entre cada línea de recuento se establece arbitrariamente y depende fundamentalmente de la granulometría promedio y el tipo de fábrica. Existe un error vinculado a que el eje medido no siempre corresponde al eje intermedio del grano, como en el caso del método de tamizado. Entonces, como en los resultados hay un desvío natural hacia diámetros menores que los reales, Friedman estableció factores de conversión empíricos entre los datos granulométricos en cortes delgados y los obtenidos por tamizado. Esto equivale a transformar las frecuencias numéricas (corte delgado) en frecuencias en peso (tamizado). Los materiales pelíticos no pueden ser sometidos a este método.

---

## 3.2 DETERMINACIÓN DEL VOLUMEN DE ARCILLAS EN MUESTRAS DE ROCA

### Introducción

El estudio de sedimentos y rocas sedimentarias se inicia con la observación megascópica en el lugar donde se colecta la muestra y en el laboratorio. Un estudio completo incluye desde simples observaciones macroscópicas (examen detallado de estructuras sedimentarias, litología, contenido de fósiles etc.) hasta la aplicación de una serie de técnicas instrumentales que, en conjunto, permiten definir los ambientes de depositación; así como los eventos físicos y químicos que han ocurrido en un ambiente sedimentario particular.

La metodología completa incluye la recepción de las muestras, identificación, registros fotográficos, estudios geológicos específicos y entrega del informe de resultados. A continuación se hará una breve descripción del alcance de las metodologías empleadas en los estudios geológicos de núcleos obtenidos en la perforación de pozos petroleros.

### Selección de muestras

Se toma en cuenta el número de especímenes considerados en la propuesta técnica y el tipo de estudio requerido. Una vez llevado a cabo el registro de las muestras, se selecciona el material que será destinado a los distintos estudios. Esto es, material que muestre la presencia de minerales arcillosos; en lo posible, material con características contrastantes.

### Corte y preparación de muestras

Cortes longitudinales. Estos cortes se realizan a un tercio del diámetro del núcleo. De este corte se obtienen rebanadas gruesas, de ellas se preparan láminas delgadas y superficies pulidas para llevar a cabo las observaciones en el microscopio petrográfico. La parte restante del núcleo (2/3) se pule para ser escaneada y emplearla para la descripción granulométrica, descripción megascópica y cuantificación de fracturas. Los recortes sobrantes de los cilindros completos y demás fragmentos se seleccionan para los estudios por difracción de rayos-X y microscopía electrónica.

### Estudio Petrográfico

El estudio petrográfico de láminas delgadas constituye la base de la investigación de rocas sedimentarias, siliciclásticas, volcánicas, carbonatadas y evaporíticas. La información obtenida de un análisis petrográfico proporciona un gran soporte a las observaciones de campo y en el caso de rocas sedimentarias es la fuente de información que será complementada con los resultados obtenidos al aplicar otras técnicas de estudio como son: la difracción de rayos-X, microscopía electrónica de barrido y el análisis químico elemental cuantitativo de minerales presentes en la roca, o bien de la roca en general.

### Difracción de rayos X

La difracción de rayos-X es un método instrumental particularmente útil en el análisis de material cristalino de grano muy fino (Hardy y Trucker, 1991). Existe una variedad de aplicaciones para caracterizar los componentes de los sedimentos. Entre ellas se puede mencionar el análisis de roca total (donde es posible detectar la presencia de minerales que están en muy baja proporción y que pueden encontrarse debajo del límite de detección para ese mineral). También se puede realizar el análisis de la fracción arcillosa presente en la roca total.

Como parte de la caracterización geológica de los núcleos únicamente se analiza la fracción arcillosa de los mismos.

El análisis mineralógico de la fracción arcillosa se lleva a cabo en un difractómetro con radiación filtrada de cobre (Fig. 3.1), la identificación de minerales se realiza por medio del archivo de identificación.



Fig. 3.1 Difractómetro de rayos X.

Con la metodología anteriormente descrita, el alcance que se obtiene de estudios de núcleos obtenidos en la perforación de pozos petroleros es la elaboración de un perfil de fracción de arcillas contra profundidad.

### 3.3 DETERMINACIÓN DEL VOLUMEN DE ARCILLA A PARTIR DE REGISTROS DE LITOLOGÍA Y SU CALIBRACIÓN CON DATOS DE MUESTRAS DE ROCA.

Para llevar a cabo la calibración de registros de litología es necesario contar, por un lado con registros geofísicos tales como SP y GR que se obtienen en la perforación de pozos petroleros y, por otro lado se requiere de información obtenida en el laboratorio del análisis mineralógico de núcleos recuperados del mismo pozo donde se adquirieron los perfiles y en consecuencia la identificación de los intervalos nucleados.

En la Fig. 3.2 se muestra un registro combinado que contiene la curva SP, la curva de GR y la curva que muestra los resultados obtenidos en los núcleos analizados en el laboratorio en lo que respecta a su contenido de arcillas.

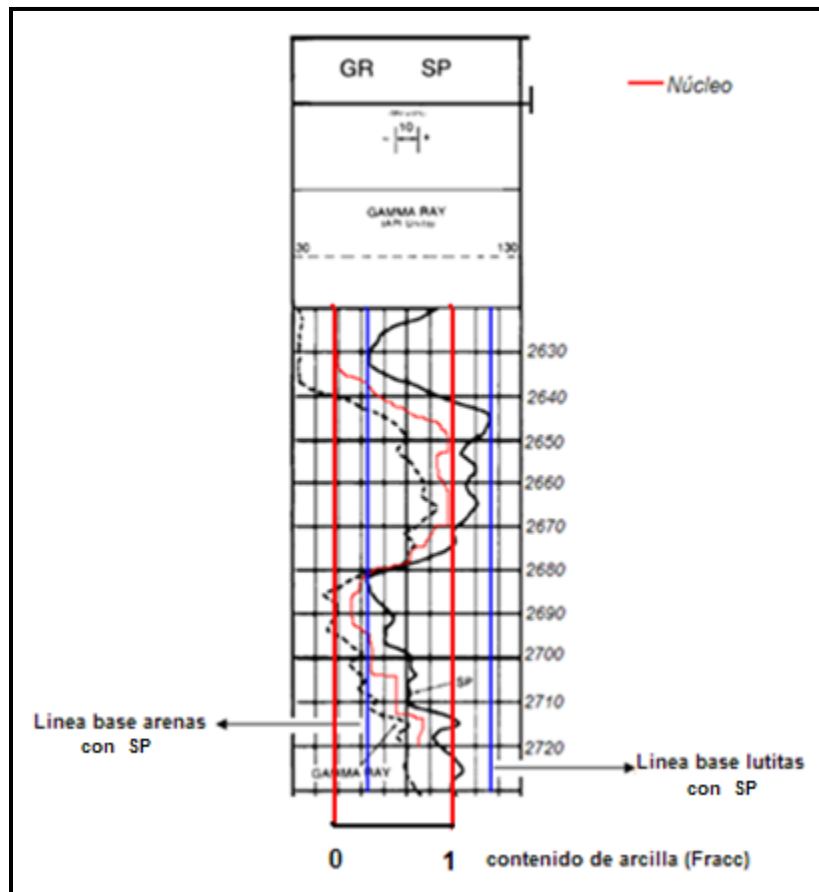


Fig. 3.2 Registro combinado, compuesto de: curva SP, curva GR y curva de resultados de arcillas obtenidos de núcleos en laboratorio (Villamar, 2007).

Se tienen diversos métodos diseñados para dar una buena estimación del volumen de arcilla  $V_{\text{clay}}$  o  $V_{\text{cl}}$  en condiciones favorables para cada particular herramienta o dar un límite máximo de  $V_{\text{clay}}$ . Cuando no se tiene el conocimiento ni la información para saber el tipo de arcilla predominante que se encuentra en una formación con arcilla o lutita y así poder realizar un análisis más detallado, a este volumen de supuesta arcilla también se le llama  $V_{\text{shale}}$  ( $V_{\text{sh}}$ ).

### 3.3.1 Volumen de arcilla ( $V_{\text{clay}}$ ) a partir del registro SP

Para el cálculo del volumen de arcilla por medio de la relación lineal del registro de potencial espontáneo (SP), medido como una deflexión de la línea de la arena limpia, es necesario conocer que trabaje bien en zonas de arena granular y permeable; ya que por lo regular no deflexiona con claridad en zonas de baja porosidad y carbonatos fracturados.

Este indicador requiere de la selección de la línea de las arenas limpias ( $SP_{\text{max}}$  o  $SP_{\text{limpio}}$ ), y el valor de la línea base de lutitas ( $SP_{\text{min}}$  o  $SP_{\text{arcilloso}}$ ).

Tomando en cuenta la curva SP de la Fig. 3.2 se hicieron cálculos para determinar el volumen de arcilla con la siguiente ecuación:

$$V_{\text{clay}} = V_{\text{sh}} = \frac{SP_{\text{log}} - SP_{\text{clean}}}{SP_{\text{sh}} - SP_{\text{clean}}} \quad (3.1)$$

Donde:

$V_{\text{sh}}$  Es volumen de lutita o volumen de arcilla

$SP_{\text{log}}$  Es el valor del registro en la zona de interés.

$SP_{\text{clean}}$  Es lectura del registro SP en zona de arena limpia

$SP_{\text{sh}}$  Es lectura del registro SP en zona lutítica

Cabe mencionar que debido a que no existe una regla bien definida para leer la escala del SP, en el presente trabajo se tomó como punto de inicio la línea base de lutitas estableciendo así el cero que permite realizar las lecturas.

3.3.2 Volumen de arcilla ( $V_{clay}$ ) a partir de análisis de núcleos

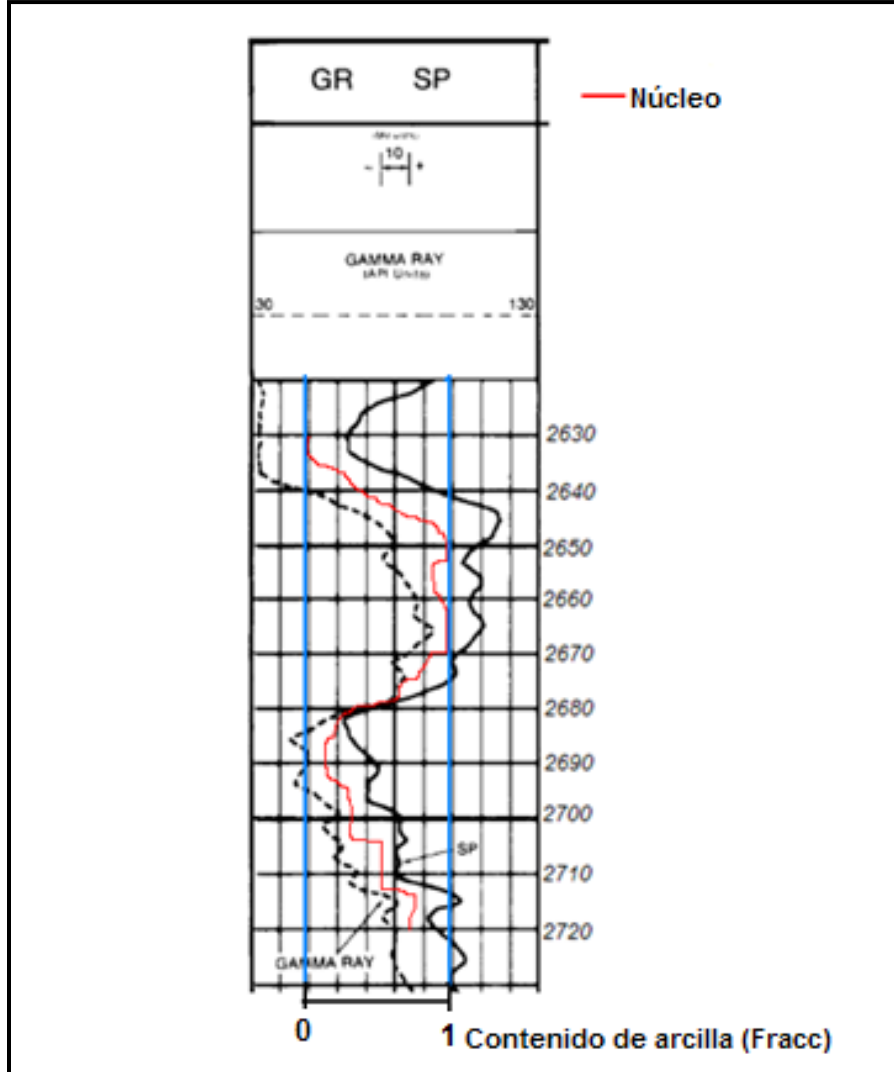


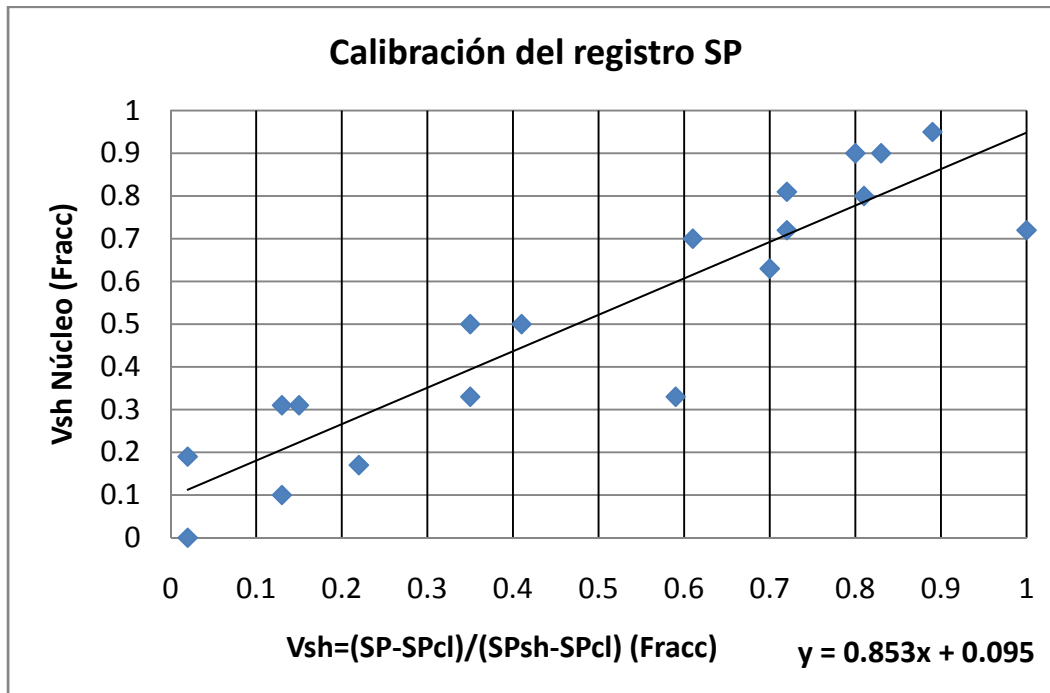
Fig. 3.3 Registro que muestra los resultados de arcilla encontrados en núcleos en análisis mineralógico y la escala que permite cuantificar en fracción.

Los valores de contenido de arcillas se obtienen en fracción de acuerdo con la escala establecida que es de 0 a 1. Tomando en cuenta la amplitud total de la curva y estableciendo en 0 arena limpia y en 1 el contenido máximo de arcillas.

De esta forma se obtiene la Tabla 3.1 que muestra los resultados de arcillas obtenidos tanto del registro como del núcleo y la Gráfica 3.1 que muestra el comportamiento lineal y su correspondiente ecuación, estableciendo así la calibración de dicho registro.

Profundidad (m)	Vsh=(SP-SPclean)/(SPsh-SPclean) (Fracc)	Vsh Núcleo (Fracc)
2630	0.02	0
2635	0.13	0.1
2640	0.59	0.33
2645	1	0.72
2650	0.83	0.9
2655	0.81	0.8
2660	0.8	0.9
2665	0.89	0.95
2670	0.72	0.81
2675	0.7	0.63
2680	0.15	0.31
2685	0.02	0.19
2690	0.22	0.17
2695	0.13	0.31
2700	0.35	0.33
2705	0.41	0.5
2710	0.35	0.5
2715	0.72	0.72
2720	0.61	0.7

Tabla 3.1 Volumen de lutita (Vsh) obtenidos en el registro SP y en laboratorio.



Gráfica 3.1 Muestra la dispersión de puntos y la ecuación de calibración del registro SP.

La ecuación (3.1) para calcular el volumen de lutita también permite establecer un índice de lutita ( $I_{sh}$ ), de esta manera la ecuación  $y = 0.8533x + 0.0951$  que muestra la tendencia lineal de los datos se puede transformar en:

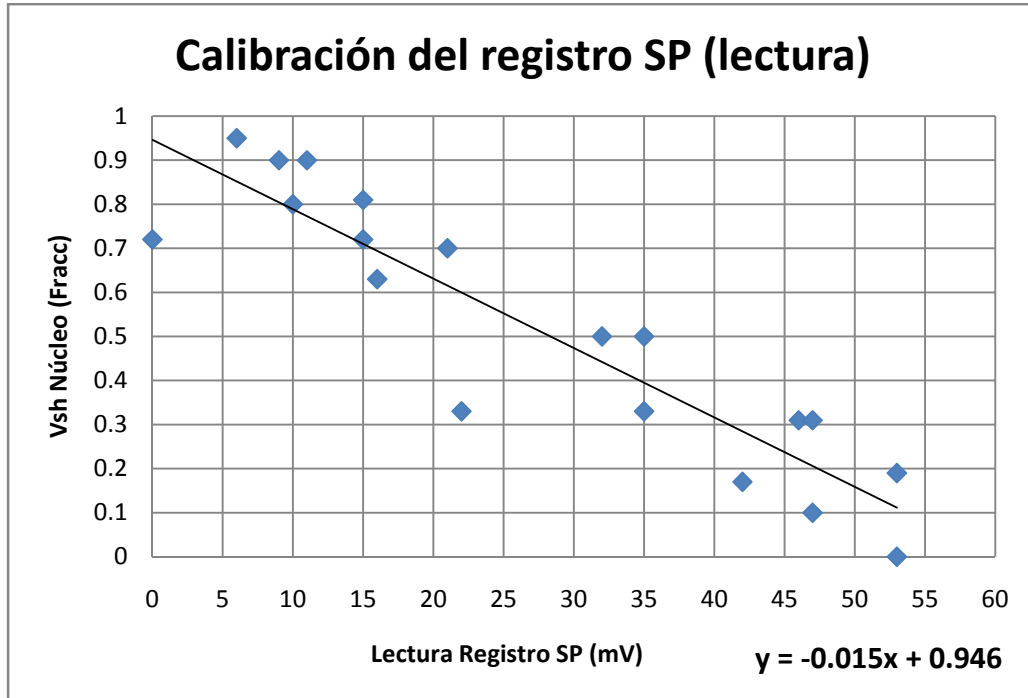
$$V_{sh} = 0.8533 I_{sh} + 0.0951 \quad (3.2)$$

Buscando establecer una relación similar de calibración pero teniendo solamente como dato la lectura del registro SP en (mV) tomada del registro de la Figura 3.2, se obtiene la Tabla de valores 3.2 y su gráfica correspondiente 3.2

Profundidad (m)	Lectura Registro SP (mV)	Vsh Núcleo (Frac)
2630	53	0
2635	47	0.1
2640	22	0.33
2645	0	0.72
2650	9	0.9
2655	10	0.8
2660	11	0.9
2665	6	0.95
2670	15	0.81
2675	16	0.63
2680	46	0.31
2685	53	0.19
2690	42	0.17
2695	47	0.31
2700	35	0.33
2705	32	0.5
2710	35	0.5
2715	15	0.72
2720	21	0.7

Tabla 3.2 Valores de SP del registro y Vsh del análisis de núcleos.





**Gráfica 3.2 Muestra la calibración del registro SP tomando lectura en (mV).**

De manera análoga la ecuación  $y = 0.0158x + 0.9464$  obtenida en la calibración se puede reescribir como  $V_{sh} = 0.0158(\text{mV}) + 0.9464$ ; de esta manera es posible conocer el volumen arcilloso conociendo la lectura en (mV) directamente del registro SP en el punto o profundidad de interés.

Por otro lado, tomando en cuenta que tanto en la Gráfica 3.1 y la Gráfica 3.2, en el eje de las ordenadas se tiene en común el volumen de arcillas obtenido en laboratorio se puede establecer lo siguiente:

$$\text{De la Gráfica 3.1: } V_{sh} \text{ Núcleo (Fracc)} = \frac{(SP - SP_{clean})}{(SP_{sh} - SP_{clean})} \text{ (Fracc)} \tag{3.3}$$

$$\text{De la Gráfica 3.2: } V_{sh} \text{ Núcleo (Fracc)} = \text{lectura SP (Fracc)} \tag{3.4}$$

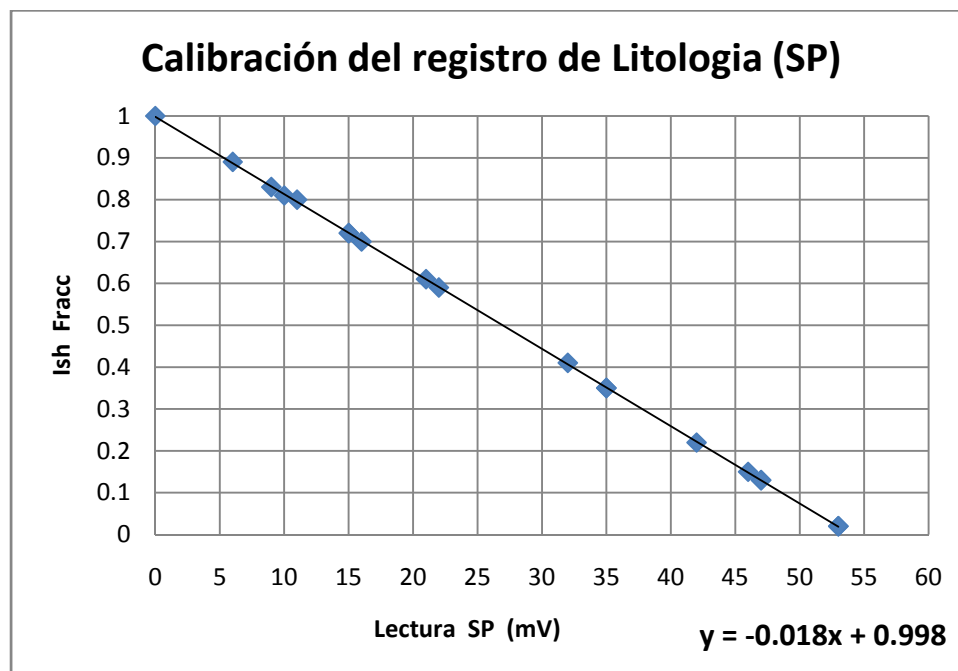
De la igualdad entre la ecuación (3.3) y la ecuación (3.4) se puede definir lo siguiente:

$$\frac{(SP - SP_{clean})}{(SP_{sh} - SP_{clean})} \text{ (Fracc)} = \text{lectura SP (Fracc)} \tag{3.5}$$

Ahora se procede a tabular y graficar la ecuación (3.5) obteniendo la Tabla 3.3 y la Gráfica 3.3 con su respectiva ecuación de calibración:

Profundidad (m)	Lectura SP (mV)	Ish SP (Fracc)
2630	53	0.02
2635	47	0.13
2640	22	0.59
2645	0	1
2650	9	0.83
2655	10	0.81
2660	11	0.8
2665	6	0.89
2670	15	0.72
2675	16	0.7
2680	46	0.15
2685	53	0.02
2690	42	0.22
2695	47	0.13
2700	35	0.35
2705	32	0.41
2710	35	0.35
2715	15	0.72
2720	21	0.61

Tabla 3.3 Valores del registro SP y su correspondiente Índice de lutita.



Gráfica 3.3 Muestra la calibración del registro SP así como su ecuación de calibración.

La ecuación que se obtiene es  $y = -0.0185x + 0.9981$ , la cual se puede expresar como:

$$I_{sh} = -0.0185 \text{ (mV)} + 0.9981 \quad (3.6)$$

La ecuación anterior indica que es posible conocer un Índice de lutita con solo leer la cantidad de (mV) en el registro SP y sustituirlo en dicha ecuación.

Cabe mencionar que la ecuación (3.6) no brinda la posibilidad de hacerla válida para diferentes pozos de un mismo campo, es decir su aplicación está limitada únicamente para un solo pozo y obedece a que el registro SP es función del contraste de salinidad del lodo utilizado en cada pozo.

### 3.3.3 $V_{clay}$ a partir del registro de rayos gamma (GR)

En una formación que contiene arcilla y no otros minerales radioactivos, como pudiera ser uranio de material orgánico o sales disueltas de uranio, donde el nivel de radioactividad es constante, el Rayos Gama (GR) puede ser un buen indicador de arcilla, obviamente después de sus respectivas correcciones si esto fuera necesario.

$$I_{sh} = V_{clay} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (3.7)$$

Donde:  $I_{sh}$  = Índice del volumen de arcilla ( $V_{clay}$ ).  $I_{sh} \approx 0$ , para una zona limpia,

$I_{sh} \approx 1$  Para una zona de máxima lutita

$GR_{log}$  = Lectura del registro de GR, en una zona de interés

$GR_{min}$  = Lectura promedio de GR mínima, en capas limpias

$GR_{rmax}$  = Lectura máxima de GR, en capa de lutitas

La Fig. 3.4 muestra el registro GR indicando línea base de lutitas o  $GR_{máx}$  y línea base de arenas o  $GR_{min}$  que se toman en cuenta para aplicar la ecuación (3.7) y obtener el índice de lutita correspondiente.

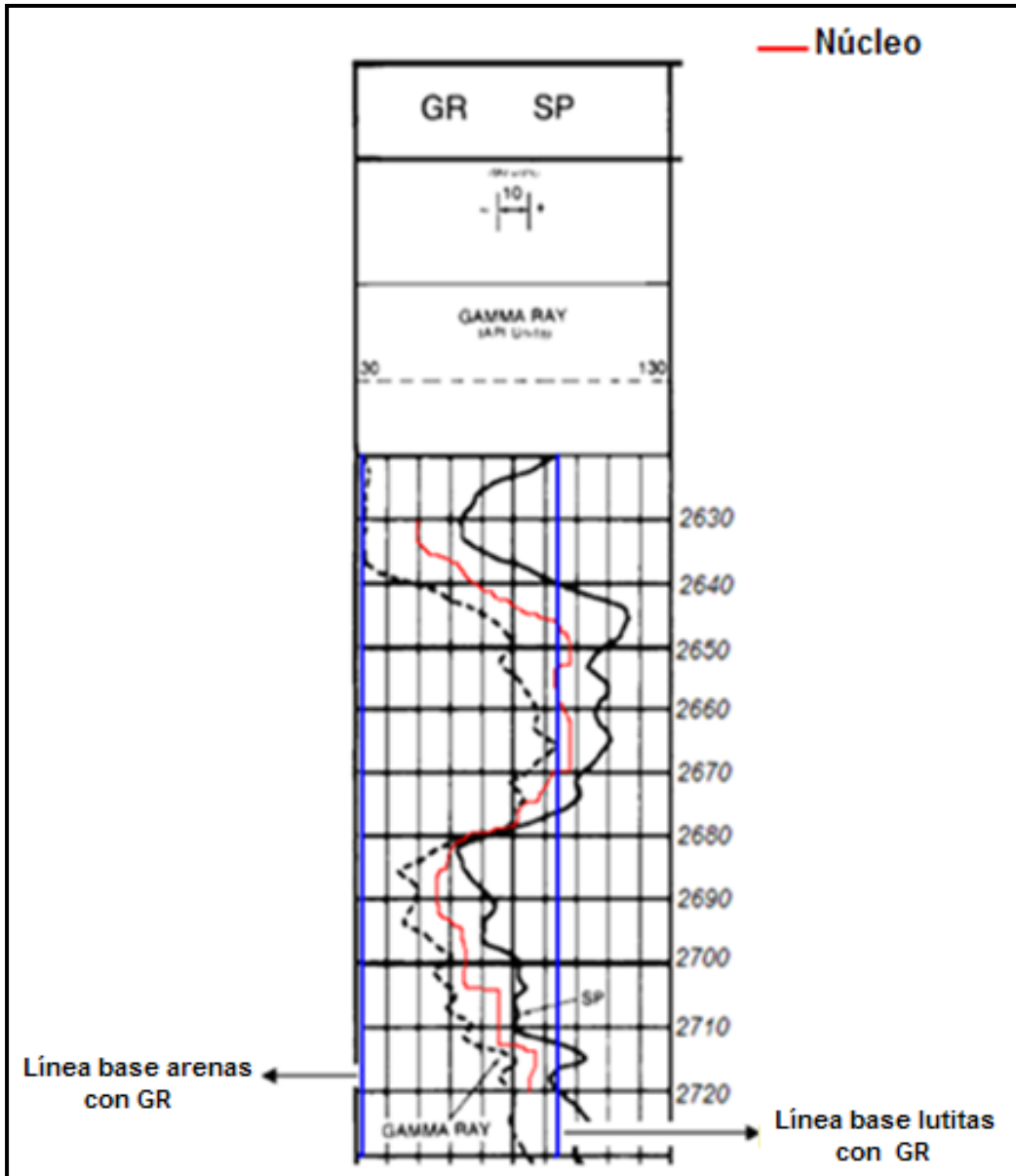
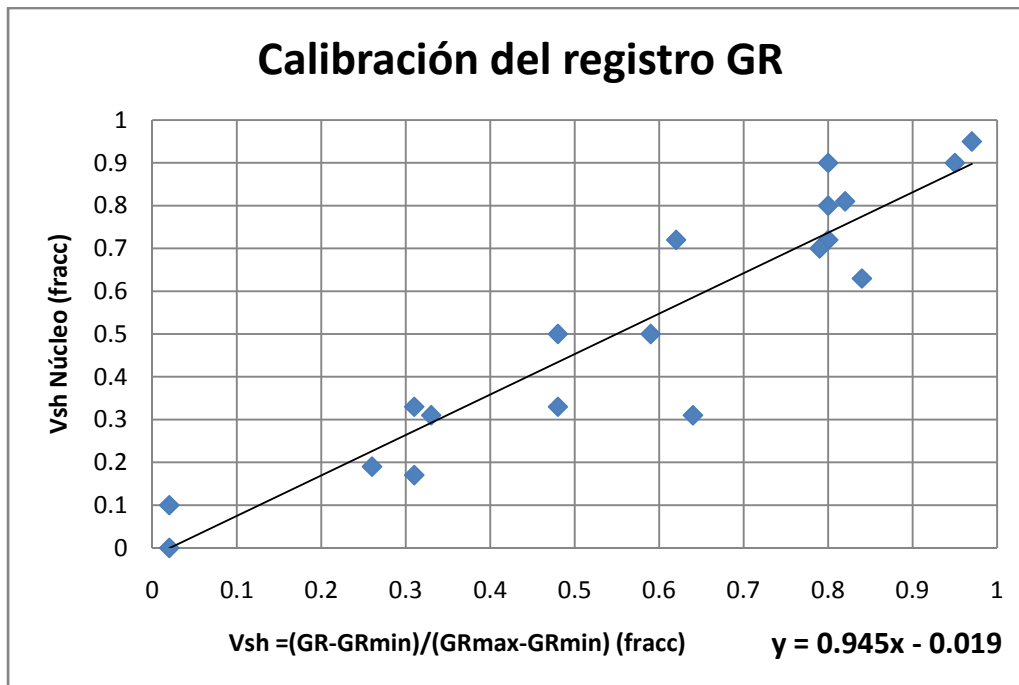


Fig. 3.4 Se muestra el registro GR y sus correspondientes líneas base de arenas y de lutitas.

Tomando lecturas del registro GR cada 5m y empleando la ecuación (3.7) se obtienen los resultados que se muestran en la Tabla 3.4. También se presentan las lecturas a las profundidades correspondientes de los resultados de análisis de núcleos de la Fig. 3.3. Obteniendo finalmente la calibración correspondiente contenida en la Gráfica 3.4

Profundidad (m)	Vclay=(GR-GRmin)/(GRmax-GRmin) (Fracc)	Vsh Núcleo (Fracc)
2630	0.02	0
2635	0.02	0.1
2640	0.31	0.33
2645	0.62	0.72
2650	0.8	0.9
2655	0.8	0.8
2660	0.95	0.9
2665	0.97	0.95
2670	0.82	0.81
2675	0.84	0.63
2680	0.64	0.31
2685	0.26	0.19
2690	0.31	0.17
2695	0.33	0.31
2700	0.48	0.33
2705	0.48	0.5
2710	0.59	0.5
2715	0.8	0.72
2720	0.79	0.7

Tabla 3.4 Valores de Vsh obtenidos del registro GR y de núcleos.



Gráfica 3.4 Línea de tendencia y de Calibración del registro GR y la ecuación correspondiente.

La ecuación que se obtiene es  $y = 0.9457x - 0.0196$ , la cual se puede expresar como:

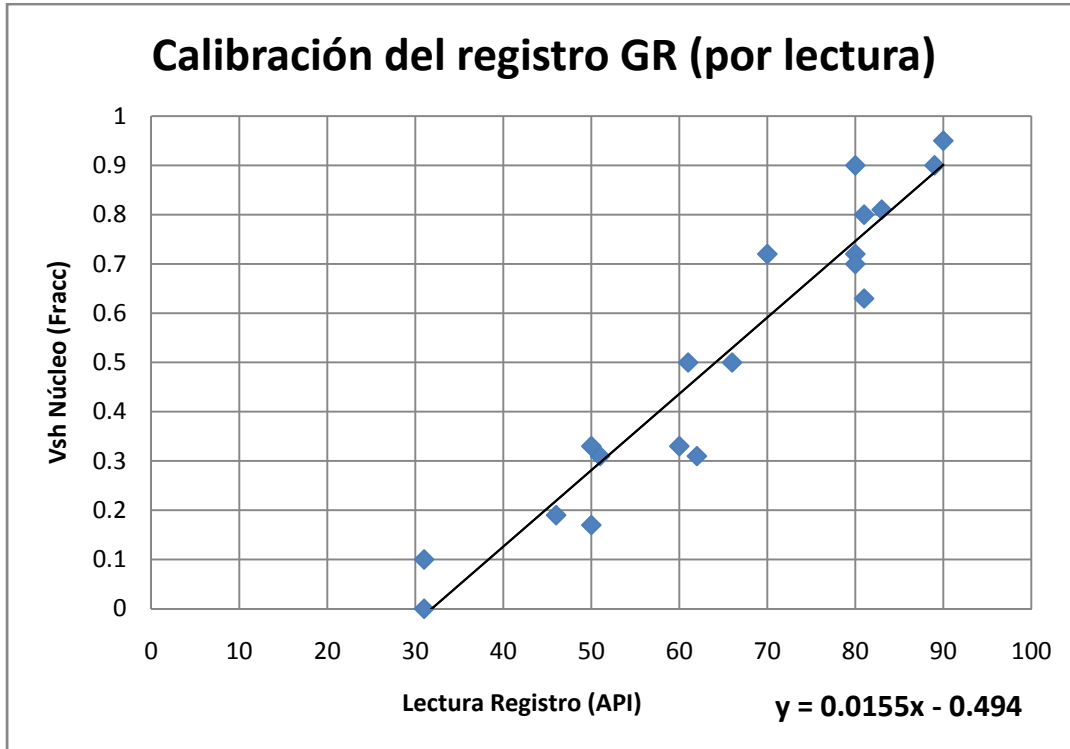
$$V_{sh} = 0.9457 I_{sh} (GR) - 0.0196 \quad (3.8)$$

La ecuación (3.8) indica que es posible obtener un volumen de arcillas a partir del índice de lutita del Rayos Gama ( $I_{sh} [GR]$ ).

Ahora se relaciona las lecturas tomadas directamente del registro GR (Fig. 3.4) en unidades API con los resultados correspondientes obtenidos de núcleos (Fig. 3.3). De esta forma se obtienen: la Tabla 3.5 de resultados, la Grafica 3.5 y la ecuación correspondiente.

Profundidad (m)	Lectura Registro (API)	Vsh Núcleo (Frac)
2630	31	0
2635	31	0.10
2640	50	0.33
2645	70	0.72
2650	80	0.90
2655	81	0.80
2660	89	0.90
2665	90	0.95
2670	83	0.81
2675	81	0.63
2680	62	0.31
2685	46	0.19
2690	50	0.17
2695	51	0.31
2700	60	0.33
2705	61	0.50
2710	66	0.50
2715	80	0.72
2720	80	0.70

Tabla 3.5 Datos de lecturas de GR y Vsh de núcleos.



**Gráfica 3.5 Calibración correspondiente al registro GR cuando se consideran lecturas en unidades API.**

La ecuación lineal que se obtiene es  $y = 0.0155x - 0.494$ , la cual se puede expresar como:

$$V_{sh} = 0.0155x - 0.494 \tag{3.9}$$

La ecuación (3.9) indica que es posible obtener el volumen de arcillas a partir de la lectura directa del registro GR en el punto o profundidad de interés.

Se puede observar que en las Gráficas 3.4 y 3.5, se tiene en común, en el eje de las ordenadas, el volumen de arcillas obtenidas de laboratorio, por lo que se puede establecer lo siguiente:

De la Gráfica 3.4 se tiene:  $V_{sh} \text{ Núcleo (Fracc)} = I_{sh} \text{ (Fracc)}$  (3.10)

De la Gráfica 3.5 se tiene:  $V_{sh} \text{ Núcleo (Fracc)} = \text{lectura (API)}$  (3.11)

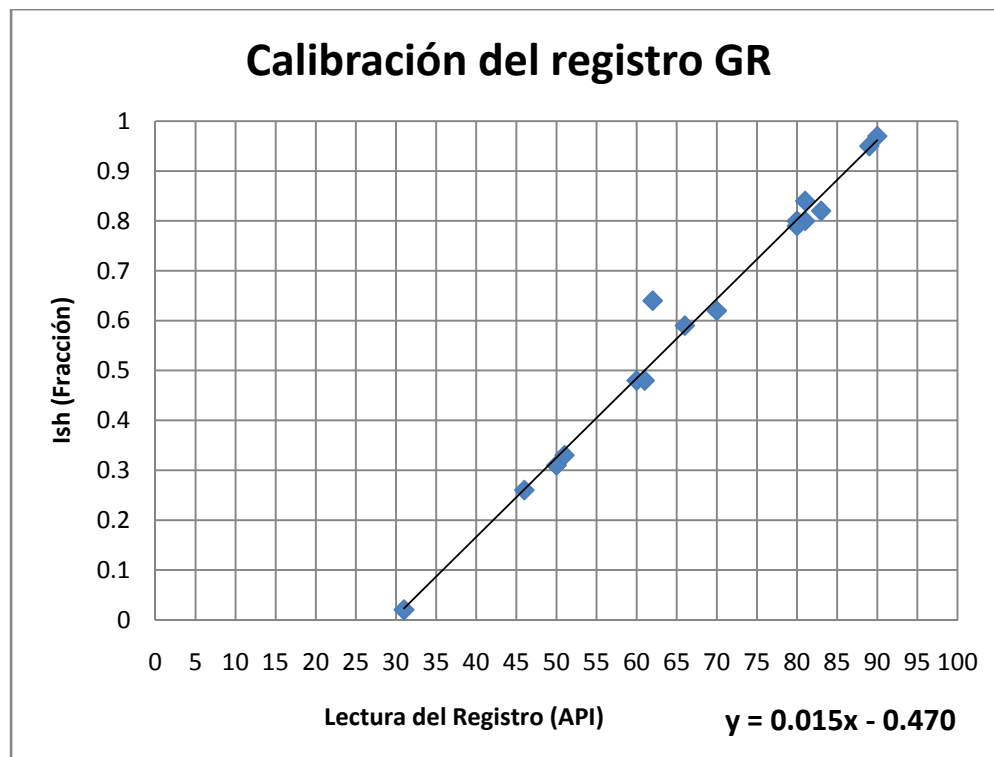
Igualando las ecuaciones (3.10) y (3.11) se puede establecer lo siguiente:

$$I_{sh} \text{ (Fracc)} = \text{lectura (API)} \tag{3.12}$$

Ahora con base en la ecuación (3.12) se obtiene la Tabla 3.6 de resultados, la Gráfica 3.6 y la ecuación de calibración correspondiente.

Profundidad (m)	Lectura Reg (RG) (API)	Ish Reg (RG) (Frac)
2630	31	0.02
2635	31	0.02
2640	50	0.31
2645	70	0.62
2650	80	0.8
2655	81	0.8
2660	89	0.95
2665	90	0.97
2670	83	0.82
2675	81	0.84
2680	62	0.64
2685	46	0.26
2690	50	0.31
2695	51	0.33
2700	60	0.48
2705	61	0.48
2710	66	0.59
2715	80	0.8
2720	80	0.79

Tabla 3.6 Datos obtenidos con base en la ecuación 3.12



Gráfica 3.6 Línea de calibración del registro GR y la ecuación correspondiente.



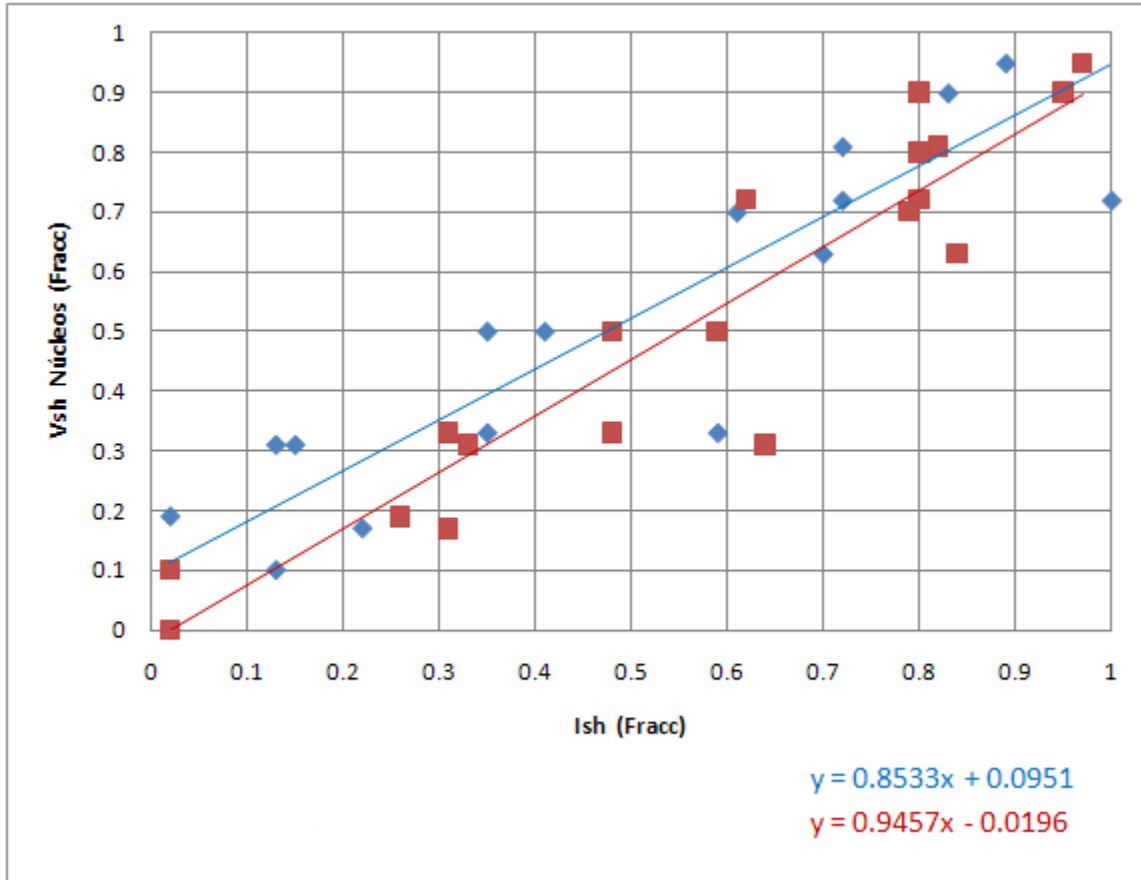
La ecuación que se obtiene en la calibración es  $y = 0.0159x - 0.4702$ , la cual se puede expresar como:

$$I_{sh} = 0.0159 (\text{API}) - 0.4702 \quad (3.13)$$

La Tabla 3.7 muestra los valores de índice de lutita de los registros SP y GR que son graficados contra volumen de lutita obtenidos en el laboratorio, lo que permite realizar una comparación de resultados.

Prof. (m)	Ish (SP) (Fracc)	Ish (GR) (Fracc)	Vsh (Núcleos) (Fracc)
2630	0.02	0.02	0
2635	0.13	0.02	0.1
2640	0.59	0.31	0.33
2645	1	0.62	0.72
2650	0.83	0.8	0.9
2655	0.81	0.8	0.8
2660	0.8	0.95	0.9
2665	0.89	0.97	0.95
2670	0.72	0.82	0.81
2675	0.7	0.84	0.63
2680	0.15	0.64	0.31
2685	0.02	0.26	0.19
2690	0.22	0.31	0.17
2695	0.13	0.33	0.31
2700	0.35	0.48	0.33
2705	0.41	0.48	0.5
2710	0.35	0.59	0.5
2715	0.72	0.8	0.72
2720	0.61	0.79	0.7

Tabla 3.7 Datos de  $I_{sh}$  obtenidos con los registros SP y GR y  $V_{sh}$  resultados de análisis de núcleos en laboratorio.



**Gráfica 3.7 Comparación de datos de  $I_{sh}$  obtenidos con los registros SP y GR con base en la información adquirida en laboratorio ( $V_{sh}$ ).**

La Gráfica 3.7 muestra la dispersión de puntos de índices de lutita y el ajuste de sus tendencias, observándose que la tendencia que muestra la línea azul ( $I_{sh}$  obtenido del registro SP) es similar a la tendencia que muestra la línea roja ( $I_{sh}$  obtenido del registro GR). Los índices de lutita que reporta el registro SP están más próximos a los valores de volumen de lutita que reporta el análisis de núcleos en laboratorio que los valores del registro GR. Sin embargo, la información reportada por el registro SP tiene la gran limitante de que su respuesta es función del contraste de salinidad entre el lodo de perforación de cada pozo y la salinidad del agua de formación, esto hace que la información reportada por el registro rayos gamma (GR) tenga una aplicación más amplia en todo el yacimiento, ya que la respuesta de este registro se debe solamente a la lectura de radioactividad natural de la formación.

En el campo es más frecuente trabajar con el registro de rayos gamma (GR) que con el registro de potencial espontáneo (SP).

## CAPÍTULO IV REGISTROS GEOFÍSICOS PARA DETERMINAR POROSIDAD

La porosidad de las rocas puede obtenerse a partir del registro sónico, del registro de densidad o del registro de neutrones. Todas estas herramientas ven afectada su respuesta por la porosidad, los fluidos y la matriz de la formación. Si los efectos de los fluidos y de la matriz se conocen o se pueden determinar, la respuesta de la herramienta puede relacionarse con la porosidad.

En la interpretación de registros se deben considerar tres zonas: la primera está limitada por el radio de invasión, donde se tiene una distribución del filtrado del lodo de perforación y la saturación de fluidos irreductibles que había en esa zona, la segunda es la zona de transición que es el espacio físico donde se presenta el cambio de saturaciones de fluidos entre la zona invadida y la no invadida y, la tercera, la zona no invadida que representa el lugar donde no se han modificado las saturaciones originales. (Fig. 4.1)

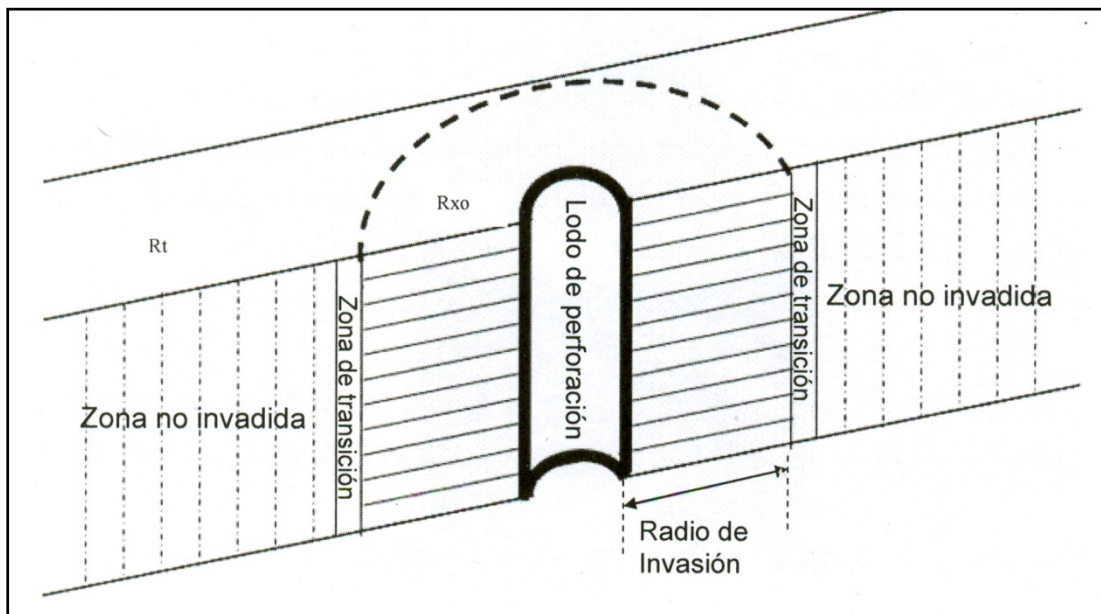


Fig. 4.1 Distribución de fluidos producida por invasión del filtrado del lodo durante la perforación.

### 4.1 REGISTRO SÓNICO

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.

### 4.1.1 Principio de medición

La propagación del sonido en un pozo es un fenómeno complejo que está regido por las propiedades mecánicas de ambientes acústicos diferentes. 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.

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 sínico.

Las principales llegadas de energía en este proceso son: la onda de compresión y cizallamiento y la llegada de la onda Stoneley.

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, 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 (Fig. 4.2).

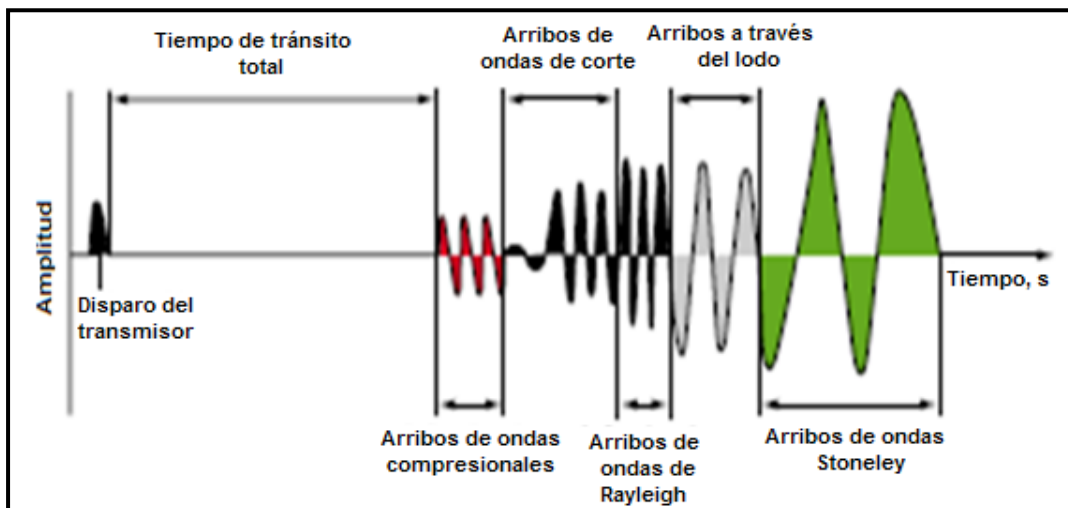


Fig. 4.2 Formas de ondas típicas provenientes de un transmisor monopolar. Se muestran las ondas compresionales, de corte y de Stoneley.

### 4.1.2 Registro sísmico compensado BHC (Bore Hole Compensated)

El registro sísmico mide el tiempo mínimo requerido para que una onda acústica viaje verticalmente a través de un pie de formación adyacente al agujero, es decir el tiempo requerido por una onda compresional de sonido para recorrer un pie de formación. Conocido también como “tiempo de tránsito ( $\Delta_t$ )”, es el valor del recíproco de la velocidad de una onda compresional de sonido.

El tiempo de tránsito de una roca depende de su litología y porosidad. La dependencia de la porosidad, conocida la litología, hace que el registro sísmico sirva como registro de porosidad. El tiempo de tránsito sísmico integrado es muy útil en la interpretación de registros sísmicos.

En el equipo sísmico los impulsos son repetitivos y el sonido aparecerá como áreas alternadas de compresiones y refracciones llamadas ondas. Esta es la forma en que la energía acústica se transmite en el medio. En la Fig. 4.3 se muestra las diferentes trayectorias de ondas.

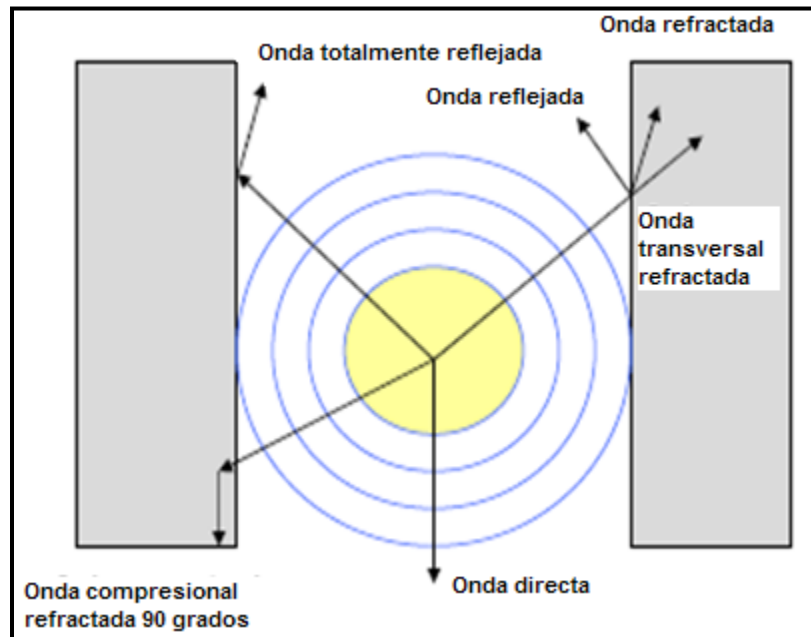


Fig. 4.3 Posibles direcciones de la trayectoria de una onda acústica.

### 4.1.3 Medición de $\Delta t$

Cuando un transmisor es activado por un pulso, se genera una onda de sonido la cual penetra a la formación. Se mide el tiempo transcurrido entre la detección del primer arribo a los dos receptores correspondientes. Los transmisores son activados alternadamente, los valores de  $\Delta t$  son promediados automáticamente en la superficie. La computadora también integra los tiempos de tránsito para obtener el tiempo total de tránsito.

#### 4.1.4 Equipo

La velocidad del sonido en la sonda sónica y en el lodo de perforación es menor que en la formación, consecuentemente, los primeros arribos de energía acústica a los receptores corresponden a recorridos del sonido dentro de la formación cerca de la pared del pozo. Por lo tanto, el diámetro de investigación del registro sónico es de pocas pulgadas.

Los aparatos que actualmente se utilizan para la obtención de perfiles sónicos son el sistema BHC, Fig. 4.4. Este tipo de sonda reduce substancialmente los efectos ruidosos debidos a cambios de diámetro en el pozo como también los errores producidos por la sonda debido a su inclinación.

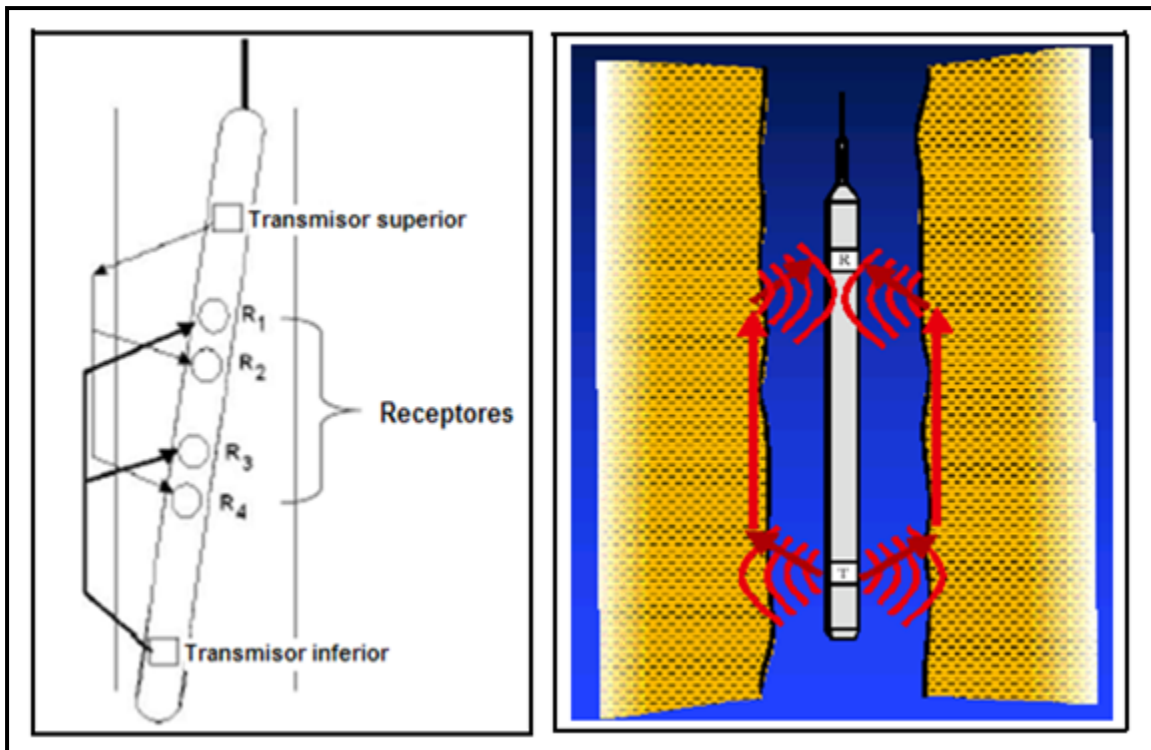


Fig. 4.4 La imagen del lado izquierdo muestra el arreglo de la herramienta BHC. La imagen del lado derecho esquematiza el viaje de la onda sonora a través del lodo a partir del transmisor (T) a la formación, el viaje de la onda a través de la formación y finalmente, el viaje de la onda a través del lodo de la formación hacia el receptor (R).

#### 4.1.5 Aplicaciones

- Correlación de datos sísmicos
- Determinación de porosidad primaria y secundaria
- Detección de intervalos con gas
- Realizar correlaciones geológicas

#### 4.1.6 Determinación de la porosidad

Con base a experimentos en laboratorio, Wyllie llegó a la conclusión de que en formaciones limpias y consolidadas con pequeños poros distribuidos uniformemente, existe una relación lineal entre la porosidad y el tiempo de tránsito.

Ecuación de Willie para formaciones limpias:

$$\phi = \frac{\Delta t - \Delta t_m}{\Delta t_f - \Delta t_m} \quad (4.1)$$

Donde:

$\phi$  = porosidad (Fracción ó %)

$\Delta t$  =  $\Delta t$  del registro para la formación de interés ( $\mu\text{seg}/\text{ft}$ )

$\Delta t_f$  =  $\Delta t$  del fluido saturante ( $\mu\text{seg}/\text{ft}$ )

$\Delta t_m$  =  $\Delta t$  de la matriz ( $\mu\text{seg}/\text{ft}$ )

#### 4.1.7 Velocidades sónicas en la formación

Como se ha mencionado, la velocidad del sonido en formaciones sedimentarias depende principalmente del material de la matriz de la roca (arenisca, caliza, dolomita.....) y de la distribución de la porosidad. En la Tabla 4-1 se presentan los rangos de valores de la velocidad sónica y del tiempo de tránsito para matrices de rocas.

La porosidad disminuye la velocidad del sonido a través del material de la roca y al mismo tiempo aumenta el tiempo de tránsito.

	$V_{ma}$ ( $\mu\text{s}/\text{pie}$ )	$\Delta t_{ma}$ ( $\mu\text{s}/\text{pie}$ )	$\Delta t_{ma}$ ( $\mu\text{s}/\text{pie}$ ) (usado comunmente)
Areniscas	18,000-19,500	55.5-51.0	55.5 o 51.0
Calizas	21,000-23,000	47.6-43.5	47.5
Dolomitas	23,000	43.5	43.5
Anhidritas	20,000	50.0	50.0
Sal	15,000	66.7	67.0

Tabla 4.1 Valores de velocidad de transmisión de sonido y de  $\Delta t$  para algunas matrices.

En general, se puede decir que la velocidad del sonido es mayor en un medio sólido comparado con un medio líquido. El agua salada de 120 kppm registra un tiempo de tránsito de 185 ( $\mu\text{seg}/\text{ft}$ ), ligeramente menor al que registra el agua dulce que es de 189 ( $\mu\text{seg}/\text{ft}$ ). La velocidad de sonido en el aceite es función de su densidad y módulo de elasticidad. La velocidad de sonido en el aceite es mayor que la velocidad en el gas, ya que la velocidad de sonido en el gas es función de la temperatura, de su estructura molecular y su masa molecular. El aceite registra un tiempo de tránsito de 220 ( $\mu\text{seg}/\text{ft}$ ) y en el gas de 760 ( $\mu\text{seg}/\text{ft}$ )

#### 4.1.8 Presentación del registro

Las velocidades sínicas en litologías de formaciones comunes fluctúan alrededor de 6,000 a 23,000 pies/seg. Para evitar fracciones decimales pequeñas se registra el inverso de la velocidad  $\Delta t$  en microsegundos por pie. El tiempo de tránsito por lo general se registra en escala lineal en las pistas 2 y 3 (Fig. 4.5). También se puede registrar simultáneamente en la pista 1 una curva SP y/o una de calibración de agujero.

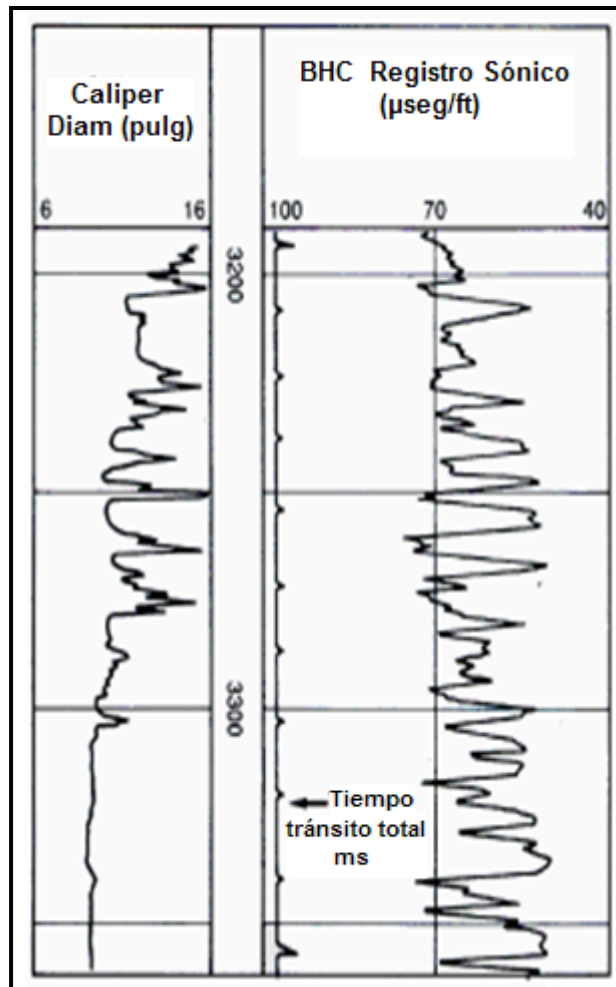


Fig. 4.5 Ejemplo de registro BHC.



#### 4.1.9 Factores que influyen sobre el registro sónico

El resultado del registro sónico se ve afectado por factores que hacen que el tiempo de tránsito se incremente o disminuya de acuerdo al efecto que produzcan. Dichos factores se mencionan en la Tabla 4.2

DE LA FORMACION DE INTERES	
Porosidad primaria (↑)	$\Delta t$ (↑)
Volumen de arcillas (↑)	$\Delta t$ (↑)
Porosidad secundaria	$\Delta t$ (↓)
Consolidación (para igual porosidad) (↓)	$\Delta t$ (↑)
Composición de la matriz	Varia
Presencia de gas ( para formaciones no consolidadas)	$\Delta t$ (↑)
OTROS FACTORES	
Diámetro del agujero	No afecta si $d=cte$
Excentricidad de la sonda (inclinación de la sonda). Esto se elimina con el registro BHC	No afecta si existe excentricidad
Resistividad del lodo	No afecta
Espesor del enjarre	No afecta

Tabla 4.2 Factores que influyen sobre la medición del registro sónico.

#### 4.2 REGISTRO DE DENSIDAD FDC (Formation Density Compensated)

Los registros de densidad se usan principalmente como registros de porosidad. Son registros radioactivos (radioactividad inducida) que miden la densidad total de la formación ( $\rho_b$ ) con base en el fenómeno Compton (transferencia de una parte de la energía de un rayo gamma a un electrón, al momento de chocar ambos). Se bombardean rayos gamma a la formación y son dispersados por los electrones de los átomos del material, perdiendo energía.

Si el material es muy denso (contiene muchos electrones) los rayos gamma introducidos a la formación sufren una mayor dispersión (existen más choques) por lo que la mayor cantidad de ellos son absorbidos y pocos llegan al detector de la sonda. En formaciones con pocos electrones (menor densidad) los rayos gamma no pierden tanta energía, por lo que pocos son absorbidos y muchos llegan al detector (Fig. 4.6).

La densidad de las formaciones se relaciona con la porosidad: densidades altas corresponden a porosidades bajas y viceversa, para una litología conocida. En este registro, las lutitas generalmente muestran densidades medias a altas (baja porosidad).

La medición de la densidad de la formación tiene también aplicación en la localización de zonas con gas, evaluación de arenas con arcilla y de litologías complejas, determinación de producción en lutitas con contenido de aceite, cálculo de presión de sobrecarga y propiedades mecánicas de las rocas.

#### 4.2.1 Principio

Una fuente radioactiva colocada en un patín es aplicada contra la pared del pozo. Esta fuente emite hacia la formación rayos gamma de mediana energía.

Los rayos gamma pueden ser considerados como partículas de alta velocidad que chocan contra los electrones de la formación. En cada choque un rayo gamma cede algo de su energía cinética, pero no toda al electrón y continúa su trayectoria con menor energía. Este tipo de interacción se conoce como efecto Compton de dispersión (Fig. 4.6).

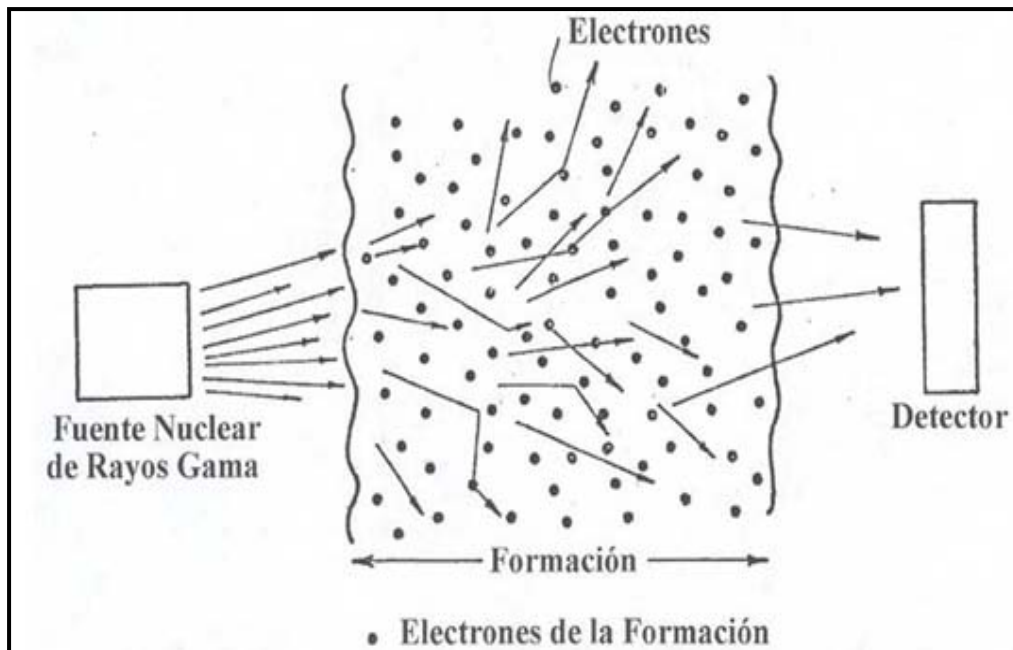


Fig. 4.6 Esquema que representa el fundamento del registro de densidad.

Los rayos gamma dispersos llegan a un detector colocado a una distancia fija de la fuente y son evaluados como una medida de densidad de la formación ya que el número de rayos gamma de efecto Compton están directamente relacionados con el número de electrones en la formación.

De este modo, la medición del aparato de densidad está relacionada esencialmente con la densidad de los electrones (número de electrones por centímetro cúbico) de la formación. Por otra parte, la densidad de los electrones está relacionada con la densidad total ( $\rho_b$ ), en  $\text{gr/cm}^3$  de la formación. Esta última, a su vez, depende de la densidad de la matriz de la roca, de su porosidad y de la densidad de los fluidos que ocupan los poros.

#### 4.2.2 Equipo

Para disminuir el efecto de la columna de lodo, tanto la fuente como el detector están montados en el patín cubierto. Se aprietan las aperturas en el blindaje contra la pared del pozo mediante un brazo excéntrico, Fig. 4.7. La fuerza ejercida por el brazo y el diseño en forma de arado del patín, le permiten cortar los enjarres suaves, caso común en pequeñas y medianas profundidades. En zonas de enjarre más consistente algo del mismo lodo puede quedar interpuesto entre el patín y la formación. En este caso, el enjarre es visto por el aparato como si fuera formación y por lo tanto su influencia debe ser tomada en cuenta y eliminarse mediante alguna corrección.

Como existe rugosidad de la pared del pozo, es decir, que el contacto entre el patín y la formación no es del todo perfecto, se debe aplicar una corrección a las lecturas, dicha corrección puede llegar a ser bastante grande. Si solo se utiliza un detector, no es fácil determinar la corrección ya que depende del espesor y composición del enjarre o del lodo interpuesto entre el patín y la formación (Fig. 4.7).

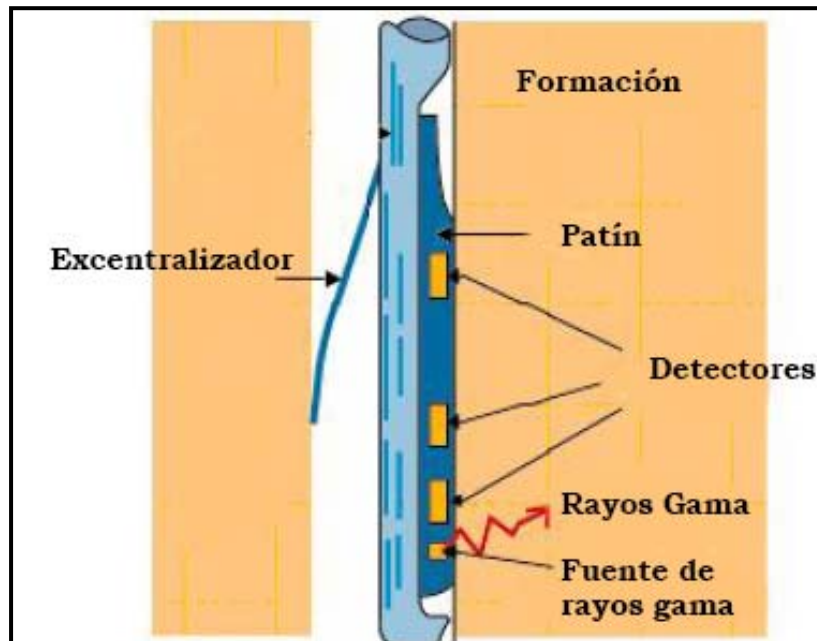


Fig. 4.7 Esquema de una herramienta de registro de densidad.

### 4.2.3 Presentación del registro

La curva de densidad total ( $\rho_b$ ), se registra en las pistas 2 y 3 con una escala de densidad lineal, en gramos por centímetro cúbico, (Fig. 4.8). La curva  $\Delta\rho$  (que muestra cuánto se corrige la curva de densidad por efecto de enjarre y rugosidad del pozo) se registra en la pista 3 y la curva de calibre del agujero se coloca en la pista 1. También se puede registrar simultáneamente a lo anterior, en la pista 1, una curva de rayos gamma.

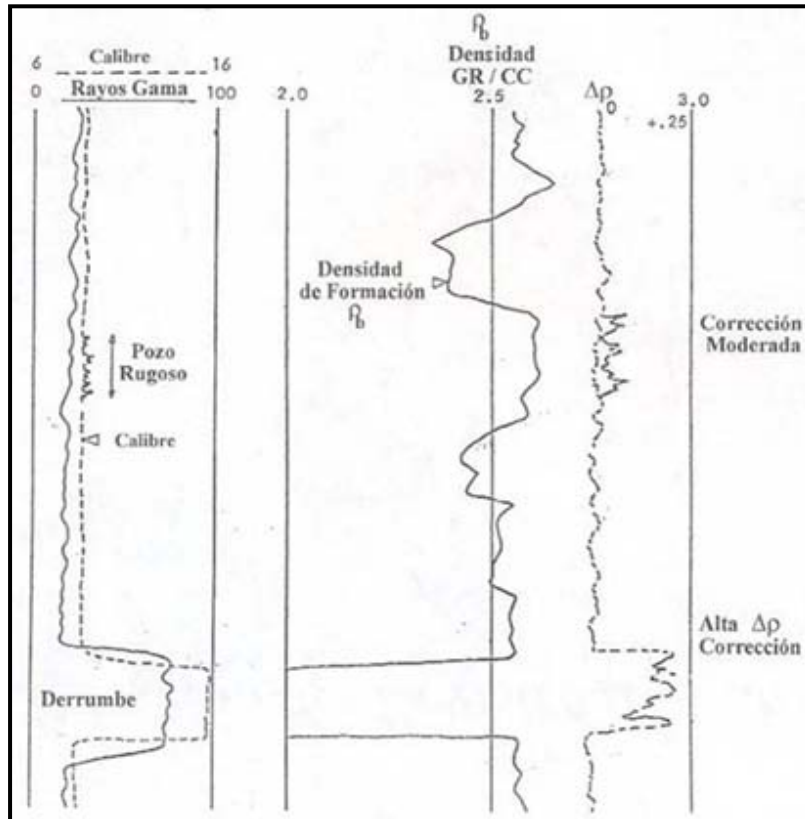


Fig. 4.8 Se muestra a la izquierda un registro de litología y a la derecha un típico registro de porosidad (registro FDC).

### 4.2.4 Porosidad a partir del registro de densidad

Para una formación limpia con una matriz de densidad conocida,  $\rho_{ma}$ , que tenga una cierta porosidad,  $\phi$ , que contenga un líquido de densidad promedio,  $\rho_f$ , la densidad total de la formación será:

$$\rho_b = \phi\rho_f + (1 - \phi)\rho_{ma} \quad (4.2)$$

Para fluidos usuales (excepto gas e hidrocarburos ligeros) y para minerales comunes de las matrices de yacimiento, la diferencia entre la densidad aparente  $\rho_a$ , que lee el registro

de densidad y la densidad total  $\rho_b$  es tan pequeña que no se toma en cuenta ( $\rho_b = \rho_a$ ), quedando por lo tanto:

$$\phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (4.3)$$

El fluido que satura los poros de las formaciones permeables es, en su mayor proporción filtrado de lodo, este filtrado puede tener una densidad que va desde menos de 1 hasta más de 1.1 g/cm<sup>3</sup>, dependiendo este valor de su salinidad, temperatura y presión.

#### 4.2.5 Efecto de la lutita

La interpretación del registro de densidad puede ser afectada por la presencia de arcillas o lutitas en las formaciones. A pesar de que las propiedades de la lutita varían con las formaciones y el lugar, una densidad típica para capas de lutita e intercalaciones laminares de lutita es del orden de 2.2 a 2.65 g/cm<sup>3</sup>. Las densidades de las lutitas tienden a ser menores en profundidades pequeñas donde las fuerzas de compactación no son tan grandes. Las lutitas dispersas o arcillas diseminadas en los espacios porosos pueden tener, en general, densidades algo menores que las lutitas intercaladas.

#### 4.2.6 Factores que influyen sobre el registro de densidad

El registro de densidad puede ser afectado por el tamaño de agujero y la variación de la densidad del fluido, cuando trabaja correctamente el calibrador, el software del registro realiza la corrección automáticamente. Cuando la curva tiene correcciones positivas, esto implica enjarre o malas condiciones de agujero y correcciones negativas por efecto de barita. El efecto de rugosidad del agujero impacta sobre todo a los registros que tienen contacto con la pared de la formación, tal como lo es el registro de densidad.

Si una formación tiene presencia de lutita, todas las herramientas de porosidad (Neutrón, Densidad, Sónico) registrarán una elevada porosidad; una excepción sería el registro de densidad, ya que este no registrará mayor porosidad si la densidad de la lutita es igual o mayor que la densidad de la matriz de la roca del yacimiento.

Existen efectos de gran trascendencia sobre los registros, mismos que deben ser tomados en cuenta para eliminarlos, corregirlos o atenuarlos. Los factores que influyen fuertemente sobre la respuesta del registro de densidad se mencionan en la Tabla 4.3

DE LA FORMACION DE INTERES	
Porosidad ( $\uparrow$ )	$\rho_b$ ( $\downarrow$ )
Variación de la porosidad de un lado a otro del agujero	$\rho_b$ (varía en diferentes corridas)
Lutita ( $\uparrow$ )	$\rho_b$ ( $\uparrow$ )
Formación diferente a la calibración (caliza con $S_w=100\%$ )	$\rho_b$ (requiere corrección)
Composición de la matriz	$\rho_b$ varía
DE LOS FLUIDOS SATURANTES	
Presencia de gas en formaciones con poca o sin invasión de filtrado de lodo.	$\rho_b$ ( $\downarrow$ )
Mala adherencia entre el patín y la formación	Requiere corrección
OTROS FACTORES	
Invasión de filtrado	Solo si existe gas

Tabla 4.3 Factores que influyen sobre la medición del registro de densidad.

### 4.3 REGISTRO NEUTRÓN

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.

#### 4.3.1 Principio del registro neutrón CNL (Compensated Neutrón Log)

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 (Fig. 4.9). 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 capturante 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.

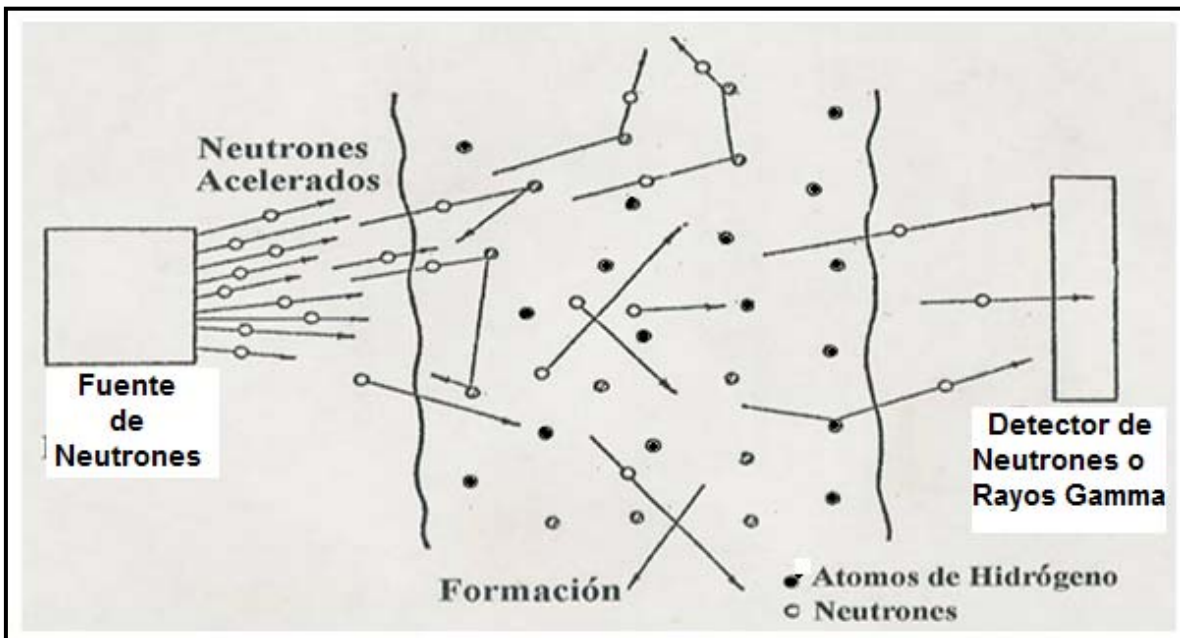


Fig. 4.9 Esquema del principio del registro de neutrón.

### 4.3.2 Equipo del registro Neutrón

La herramienta CNL mostrada en la Fig. 4.10, es del tipo mandril y está especialmente diseñada para combinarse con cualquier otra herramienta para proporcionar un registro de neutrones simultáneo. La herramienta CNL es un instrumento de detección de neutrones térmicos de doble espaciado. El equipo de superficie mide la frecuencia promedio de conteo de los dos detectores para producir un registro en una escala lineal del índice de neutrones capturados. La fuente de 16 Curies y espacios mayores entre la fuente y el detector dan a la herramienta CNL una mayor profundidad radial de investigación. Además, esta herramienta puede correrse en agujeros llenos de fluido, revestido o abierto, pero no se puede usar en agujeros con gas.

Para optimizar la respuesta al gas y mejorar la interpretación en la presencia de elementos absorbentes de neutrones, la herramienta de doble porosidad incorpora dos detectores de neutrones epitermales (neutrones a punto de ser capturados), además de los detectores de neutrones termales. Así se obtienen dos mediciones de porosidad por separado, una por cada par de detectores, por lo que en formaciones limpias las porosidades medidas generalmente concuerdan y en formaciones con arcilla que contengan un gran número de elementos absorbentes de neutrones termales, la porosidad que miden los detectores epitermales tienen un valor más bajo y concuerda de manera más cercana con la porosidad derivada de la densidad. La comparación de las dos mediciones de porosidad indica el contenido de arcilla.

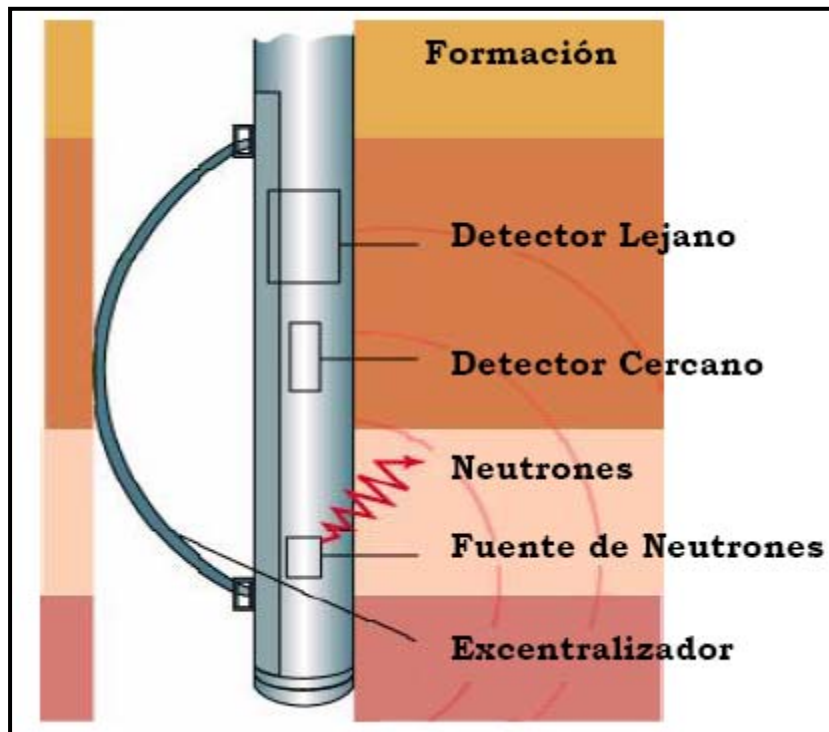


Fig. 4.10 Herramienta del registro neutrón.



### 4.3.3 Presentación del registro

Los valores de porosidad (obtenidos con base en la frecuencia de conteo en los detectores) se registran linealmente en las pistas 2 y 3. Los registros CNL y de doble porosidad se graban en unidades lineales de porosidad para una matriz de litología en particular. Cuando la herramienta CNL se corre en combinación con otra herramienta de porosidad, todas las curvas pueden registrarse en la misma escala de porosidad. Esta superposición permite una interpretación visual cualitativa de la porosidad y la litología en presencia de gas. La Fig. 4.11 muestra un ejemplo del registro CNL.

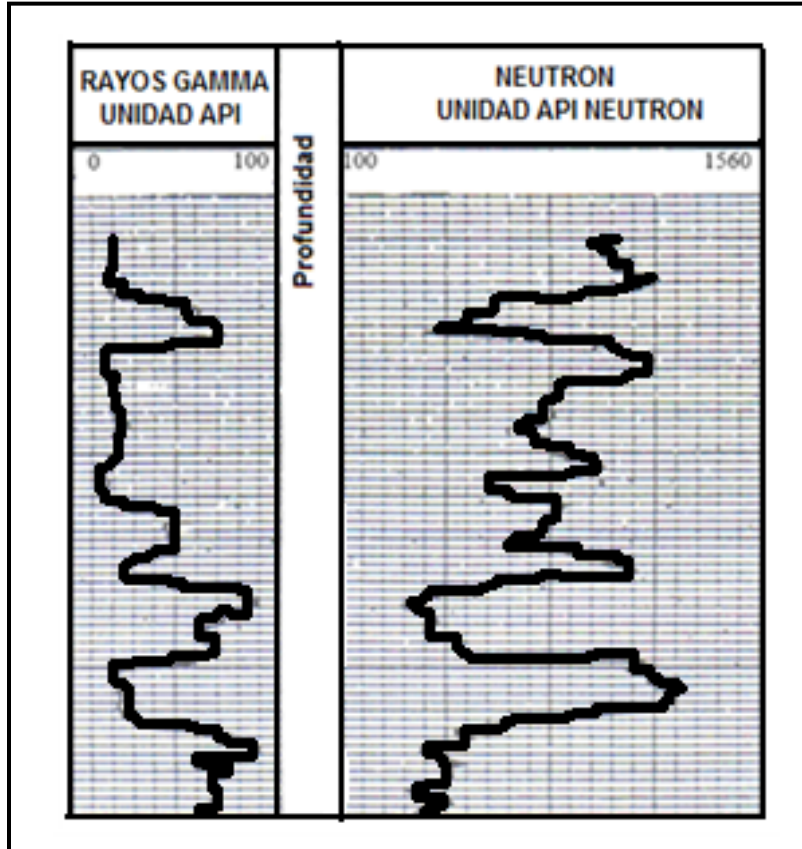


Fig. 4.11 Presentación del registro CNL con un registro de rayos gamma.

### 4.3.4 Característica de investigación

La resolución vertical típica de la herramienta CNL es de 2 pies. La investigación radial depende de la porosidad de la formación. De manera muy general, en formaciones con porosidad cero la profundidad de investigación es de aproximadamente 1 pie. Con porosidades mayores en agujeros llenos de agua, la profundidad de investigación es menor porque los neutrones son desacelerados y capturados más cerca del agujero. Para condiciones promedio la profundidad de investigación de la herramienta CNL es de 10 pulg., aproximadamente.

### 4.3.5 Respuesta de la herramienta

Como el aceite y el agua contienen prácticamente la misma cantidad de hidrógeno por unidad de volumen, las respuestas reflejan la porosidad en formaciones limpias saturadas de líquidos. Sin embargo, la herramienta responde a todos los átomos de hidrógeno en la formación, incluyendo aquellas combinadas químicamente en los minerales de la matriz de la formación. Por lo tanto, la lectura de los neutrones depende en su mayor parte del índice de hidrógeno en la formación que es proporcional a la cantidad de hidrógeno por unidad de volumen, tomando como unidad el índice de hidrógeno del agua dulce en las condiciones de superficie. En formaciones arcillosas, indicará mayor porosidad que la real y en formaciones con gas señalará menor porosidad.

### 4.3.6 Índice de Hidrógeno del agua salada

El NaCl disuelto ocupa espacio y reduce la densidad del hidrógeno. Una fórmula aproximada para el índice de hidrógeno de una solución salina a 75 °F es:

$$H_w = 1 - 0.4P \quad (4.4)$$

Donde: P Es la concentración de NaCl en ppm

$H_w$  Es el índice de hidrógeno

Una fórmula más general, independiente de la temperatura, es:

$$H_w = \rho_w(1 - P) \quad (4.5)$$

Donde:  $\rho_w$  es la densidad del agua

En los registros en pozos abiertos, las formaciones están generalmente invadidas por fluidos de perforación y se considera que el agua, en zonas hasta donde llega la investigación de los registros, tiene la misma salinidad que el fluido que llena el pozo. Para pozos entubados, la zona invadida usualmente desaparece con el tiempo y la salinidad del agua es la del agua de formación.

### 4.3.7 Determinación de la porosidad a partir de registros de neutrones

El registro neutrón puede proporcionar valores de porosidad aparente siempre que se tomen en cuenta algunas suposiciones y correcciones. Sin embargo, solamente se puede reconocer y corregir ciertos efectos como lo es la litología, contenido de arcilla y cantidad y tipo de hidrocarburo cuando exista información adicional de porosidad de los registros sísmico o densidad. Cuando se hace una interpretación basada sólo en el registro neutrón hay que considerar siempre las incertidumbres correspondientes.

### 4.3.8 Factores que influyen sobre el registro neutrón

El resultado del registro neutrón se ve afectado por factores que hacen que el conteo de neutrones se incremente o disminuya de acuerdo al efecto que produzcan. Estos factores se mencionan en la Tabla 4.4

DE LA FORMACION DE INTERES	
Arcillosidad (↑)	Lectura del detector (↓)
Presencia de gas (↑) (en formaciones de alta porosidad, baja invasión de filtrado de lodo)	Lectura del detector (↑)
DE LOS FLUIDOS SATURANTES	
Invasión del filtrado de lodo	No afecta si se desea conocer la porosidad  Sí afecta, si se desea conocer la porosidad y el tipo de fluido en la formación. En formaciones de baja porosidad (invasión grande) es imposible identificar el gas.
OTROS FACTORES	
Diámetro del agujero (↑) (se recomienda correr el registro en agujeros de poco diámetro)	Lectura del detector (↓)
Resistividad del lodo (↓), sal (↑)	Lectura del detector (↓)
Densidad del lodo (↑), sal (↑)	Lectura del detector (↓)
Espesor del enjarre (↑)	Lectura del detector (↓)
Espesor del ademe y el cemento (↑) (cuando se corre el registro neutrón en pozo ademado, se recomienda usarlo solo en forma cualitativa)	Lectura del detector (↓)
Excentricidad de la sonda (↑)	Lectura del detector (↑)

Tabla 4.4 Factores que influyen sobre la medición del registro neutrón.

---

## CAPÍTULO V CALIBRACIÓN DE REGISTROS DE POROSIDAD

En este capítulo se hace una descripción de los procedimientos aplicados para llegar a la calibración de los registros de porosidad utilizados comúnmente en la industria del petróleo (registros sónico, neutrón y de densidad), así mismo, se presenta la manera de obtener la porosidad en el laboratorio.

### 5.1 MÉTODOS GENERALES PARA DETERMINAR LA POROSIDAD EN MUESTRAS DE ROCA

Existen varios métodos generales para determinar la porosidad, los cuales fueron subdivididos por Collins (1961) y Scheidegger (1974) en las siguientes categorías:

- a) **Método directo:** Este método consiste en la medición del volumen de una muestra porosa y entonces de alguna manera destruir el medio poroso y medir solo el volumen sólido.
- b) **Método óptico:** La porosidad de una muestra es igual a la "porosidad areal". La porosidad areal es determinada por secciones pulidas de la muestra. Es frecuentemente necesario impregnar los poros con algún material como: cera, plástico o algún otro material para hacer los poros más visibles y distinguirlos entre poros interconectados o no interconectados. Este método puede tener muchas variaciones con otro método debido a que poros pequeños a lo largo de poros grandes son difíciles de cuantificar y sugieren errores.
- c) **Método de imbibición:** Este método consiste en sumergir un medio poroso completamente en un fluido humectante en vacío durante suficiente tiempo para causar que el fluido humectante penetre en todos los poros. La muestra es pesada antes y después de la imbibición. Estos dos pesos junto con la densidad del fluido permite la determinación del volumen de poros. Cuando la muestra está completamente saturada con el líquido humectante, una medición del desplazamiento volumétrico en el mismo líquido humectante da directamente el valor del volumen de la muestra. Con el volumen de la muestra y de poros, la porosidad puede ser directamente determinada. La imbibición, si es hecha con suficiente cuidado, proporcionará el mejor valor de la porosidad efectiva.
- d) **Método de inyección de mercurio:** El volumen de la muestra es determinado por la inmersión de una muestra en el mercurio. Después de evacuar la muestra la presión hidrostática del mercurio en la cámara conteniendo la muestra y el mercurio, se incrementan a altos niveles. Como resultado el mercurio penetrará en el espacio del poro y debido a que la presión es suficientemente alta, el mercurio penetrará en poros suficientemente pequeños. Sin embargo, la penetración de mercurio nunca es del 100% debido a que no es fluido mojante y que se necesitaría una presión infinita para hacer que todos los poros fueran llenados completamente y como la alta presión provocaría cambios en la estructura de los poros en la muestra este método tiene sus deficiencias. De acuerdo con lo anterior, las porosidades medidas serán menores a las reales en una magnitud igual a la porosidad ocupada por el volumen irreductible del fluido mojante.

- e) **Método de densidad:** El método de densidad requiere de la determinación de la densidad de la muestra y de la densidad del sólido en la muestra. Puesto que la masa de un medio poroso reside enteramente en la matriz sólida, se tiene lo siguiente

$$m = \rho_s V_s = \rho_B V_B \quad (5.1)$$

Donde  $m$  es la masa de la muestra,  $\rho_s$  es la densidad del sólido,  $V_s$  es el volumen del sólido en la muestra,  $\rho_B$  y  $V_B$  es la densidad y el volumen total de la muestra.

Por la definición de la porosidad  $\emptyset$ ,

$$\emptyset = 1 - (V_s/V_B) = 1 - (\rho_B/\rho_s) \quad (5.2)$$

## 5.2 MEDICIÓN DE LA POROSIDAD EN LABORATORIO

### Obtención de la porosidad ( $\Phi$ )

La porosidad puede ser calculada por medio de mediciones hechas en el laboratorio o bien por interpretaciones de registros geofísicos de pozos. A continuación se describen métodos que comúnmente se aplican en el laboratorio.

#### Porosidad absoluta.

Se obtiene a través de la observación en un microscopio de una fotografía ampliada de una sección de una lámina delgada de roca, a la cual se le coloca una retícula delgada cuadrada. Con base en el número total de nodos o cruces de línea de la retícula,  $N_t$ , y el número de nodos que caen en el espacio poroso que indica la fotografía,  $N_p$ , la porosidad se puede obtener con la siguiente expresión:

$$\emptyset_a = N_p/N_t \quad (5.3)$$

Si la roca es deleznable es decir no tiene cementante o tiene muy poco, se mide el volumen de la muestra,  $V_r$ , se desmenuza a nivel de granos, y se mide el volumen de sólidos,  $V_s$ , obteniéndose un valor aproximado de la porosidad absoluta de la siguiente forma:

$$\emptyset_a = (V_r - V_s)/V_r \quad (5.4)$$

#### Porosidad efectiva

Para evaluar la porosidad efectiva en el laboratorio deben conocerse dos de los tres siguientes parámetros:

$V_r$  (volumen de roca),  $V_{pc}$  (volumen de poros comunicados) y  $V_s$  (volumen de sólidos).

#### Determinación del $V_r$

- Muestra de geometría regular. A partir de sus dimensiones.
- Muestra de forma irregular. A partir de la cantidad de líquido que desplaza (principio de Arquímedes.)

#### Determinación de $V_{pc}$

- Extracción de gas (aire) que satura la muestra
- Extracción completa del líquido que satura 100% a la muestra
- Saturación completa (100%) de la muestra con un líquido que no reaccione con los sólidos

#### Determinación de $V_s$

- Utilizando un gas inerte, nitrógeno por ejemplo, aplicando la ley de Boyle

Si en el laboratorio se mide  $V_r$  y  $V_{pc}$

$$\phi_e = \frac{V_{pc}}{V_r} \quad (5.5)$$

Si en el laboratorio se mide  $V_r$  y  $V_s$

$$\phi_e = \frac{V_r - V_s}{V_r} \quad (5.6)$$

Si en el laboratorio se mide  $V_{pc}$  y  $V_s$

$$\phi_e = \frac{V_{pc}}{V_{pc} + V_s} \quad (5.7)$$

### 5.3 POROSIDAD EN NÚCLEOS

Se obtiene la muestra de roca del yacimiento mediante la extracción de núcleos, la cual consiste en cortar muestras continuas de la formación en el fondo del pozo, aplicando diversas técnicas. Hasta donde es posible, las muestras se tratan de recuperar sin dañarse, preservando la integridad física y mecánica de la roca. El material de la formación puede ser roca sólida, material deleznable, conglomerados, arenas no consolidadas, calizas o arcillas. Con equipo convencional, las muestras de núcleos llegan a medir hasta 10 metros de longitud y 15 centímetros de diámetro.

### Método de análisis de núcleos

Generalmente las propiedades de las rocas del yacimiento pueden ser medidas ya sea en núcleos completos o en pequeños tapones que son cortados de los grandes.

La importancia del análisis de un núcleo grande o completo reside en que la heterogeneidad de la roca puede no ser representada correctamente en mediciones hechas en pequeñas muestras o tapones de núcleos. El análisis en núcleos completos se recomienda cuando se considera que las muestras pequeñas no reflejan las propiedades en conjunto o promedio.

Un tapón de núcleo es una porción más pequeña de una muestra entera de núcleo. Se obtiene cortando muestras cilíndricas de 1 o 1.5 pulgadas de diámetro y hasta 3 pulgadas de largo de un núcleo entero. Generalmente son cortados en dos direcciones: perpendicular y paralelamente al eje del núcleo grande y se le llaman tapones horizontales y verticales, respectivamente.

La medición de las propiedades de la roca en tapones de núcleos es probablemente la práctica más común en laboratorios de yacimientos cuando la roca solo tiene porosidad primaria. La Figura 5.1 muestra cómo son cortados los tapones a partir de núcleos completos, de forma vertical y horizontal para la medición de sus propiedades.

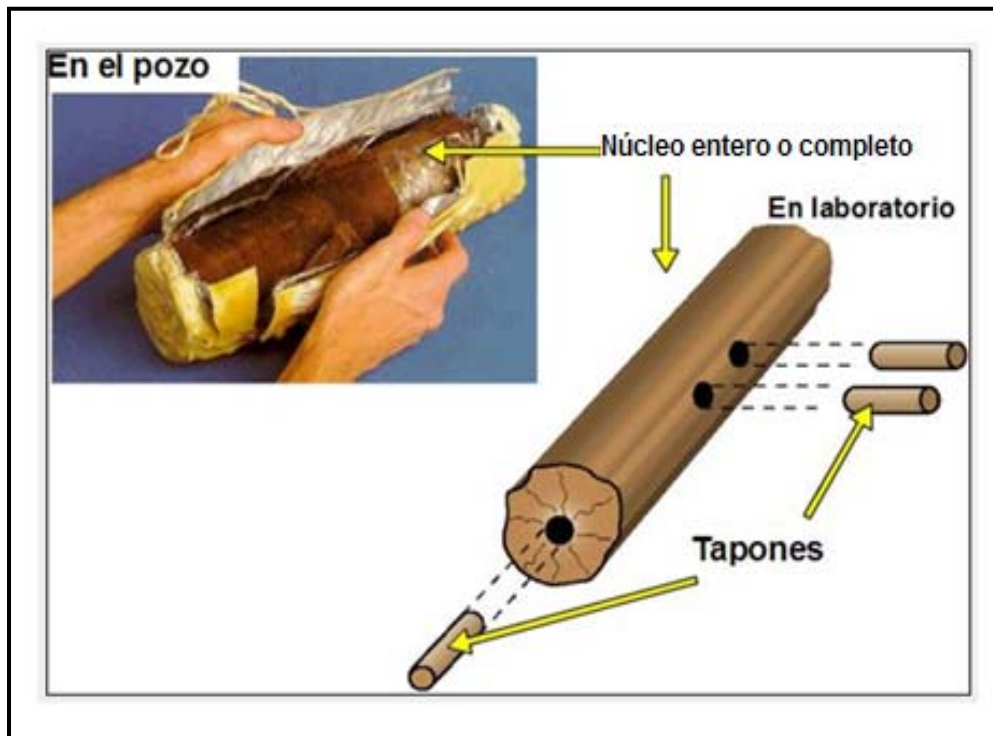


Fig. 5.1 Se muestra el núcleo completo y los posibles cortes verticales y horizontales para su análisis en el laboratorio.

---

### Tipos de pruebas en núcleos

Los análisis de núcleos se dividen generalmente en dos tipos; análisis convencionales de rutina y análisis especiales.

Los análisis convencionales o de rutina se llevan a cabo con muestras completas de núcleos o con tapones a presión y temperatura ambiente. Con este tipo de análisis se obtienen propiedades básicas como:

- Porosidad
- Permeabilidad absoluta
- Saturación de fluidos

Si las mediciones de las propiedades mencionadas en los análisis convencionales se realizan a condiciones de yacimiento se consideran análisis especiales y se pueden obtener propiedades como:

- Presión capilar
- Permeabilidad relativa
- Mojabilidad
- Tensión interfacial y superficial

### 5.4 CALIBRACION DEL REGISTRO SÓNICO

Para realizar esta calibración es preciso contar con datos de porosidad de núcleos medidas de laboratorio y el registro sónico obtenido en el tramo nucleado del pozo. La Fig. 5.2 muestra esta información. El registro sónico y datos de núcleo del lado izquierdo son para el ejemplo A y la información del lado derecho es para el ejemplo B.



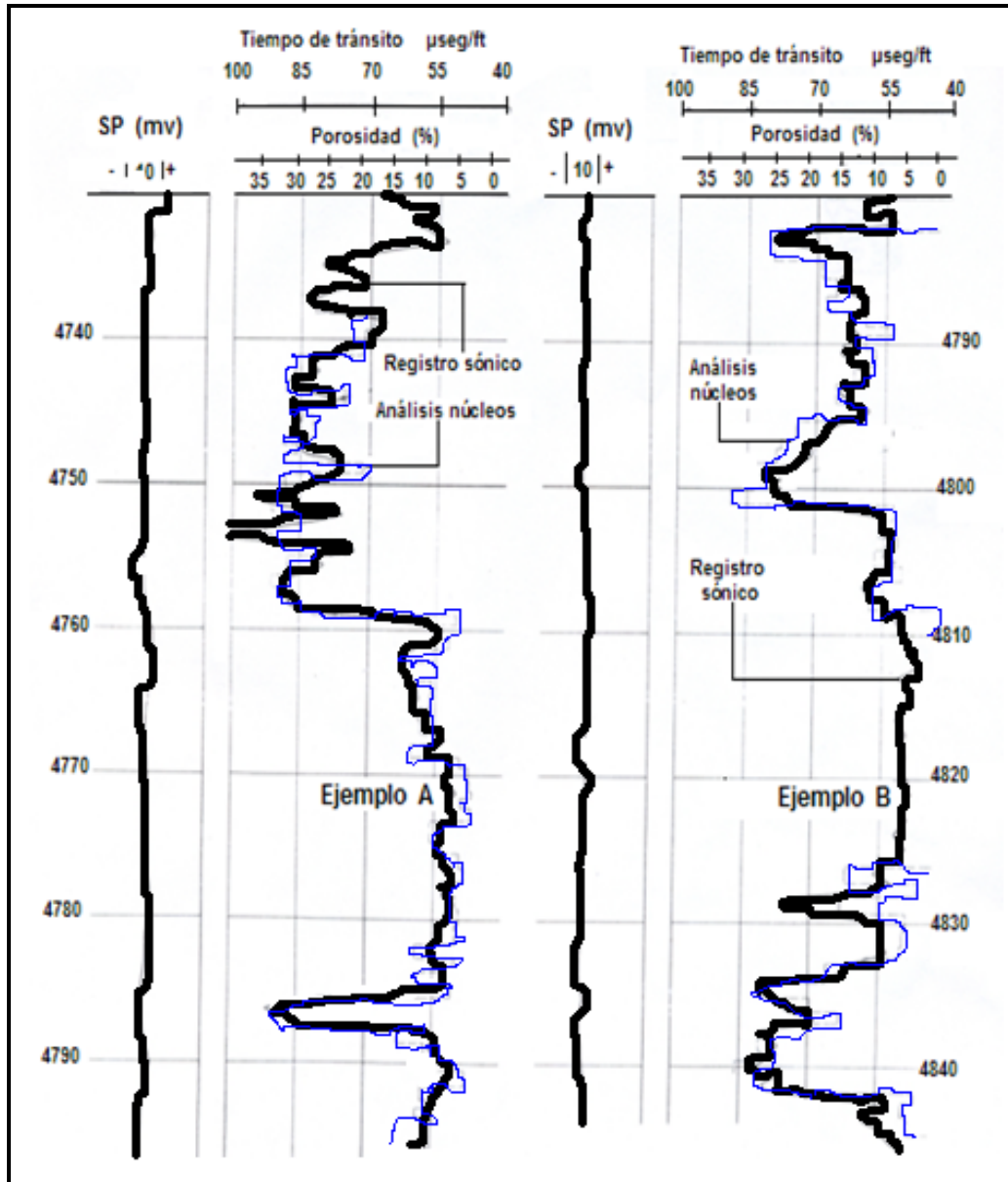


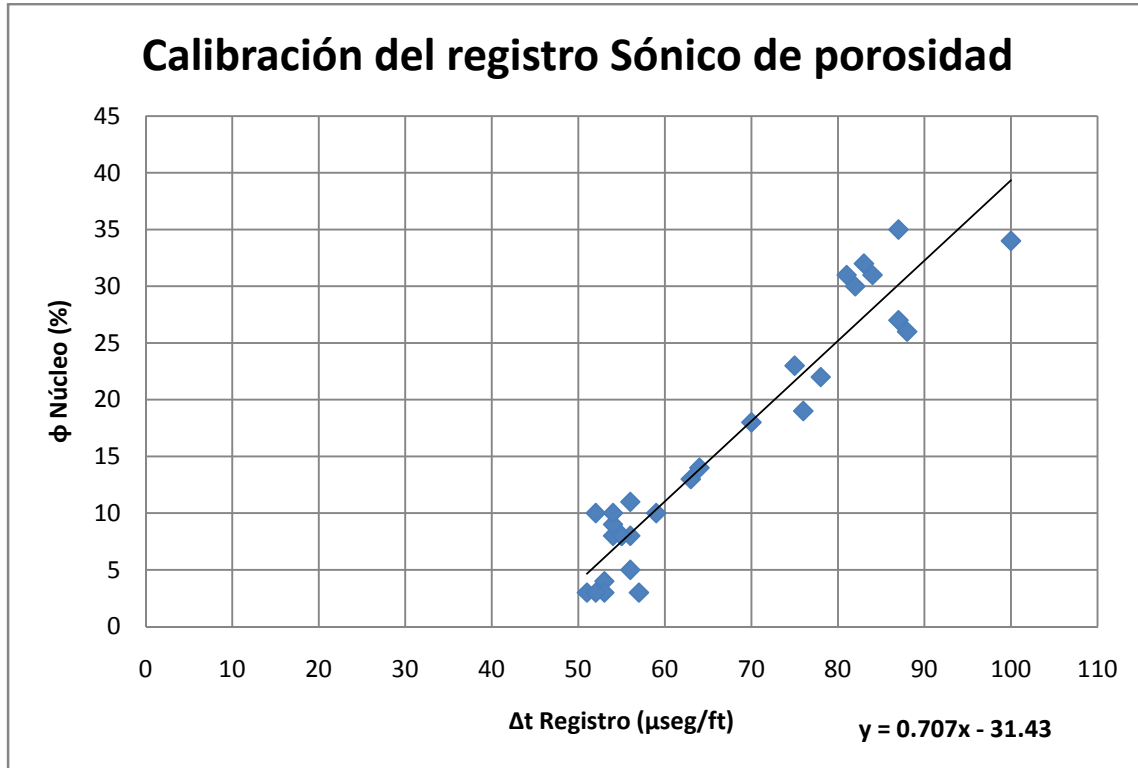
Fig. 5.2 Se representan dos registros sísmicos y dos SP, con su respectiva curva de resultados de porosidad obtenida en el laboratorio (Pirson, 1963).

**Ejemplo A**

A partir de la profundidad de 4740 (m) hasta la profundidad de 4790 (m) se tomaron lecturas cada 2 metros en el registro del pozo y se leyó el tiempo de tránsito correspondiente; del mismo modo, para la curva que indica los resultados obtenidos de porosidad en muestras de núcleos en laboratorio. De esta forma se obtuvo la Tabla 5.1 de datos y la Gráfica 5.1 para la calibración correspondiente.

Profundidad (m)	$\Delta t$ Registro ( $\mu\text{seg}/\text{ft}$ )	$\phi$ Núcleo (%)
4740	70	18
4742	82	30
4744	78	22
4746	87	27
4748	81	31
4749	76	19
4750	83	32
4753	87	35
4754	100	34
4755	75	23
4756	84	31
4759	64	14
4760	55	8
4762	63	13
4764	56	8
4766	59	10
4768	56	11
4770	57	3
4772	53	4
4774	54	8
4776	53	3
4778	56	5
4780	51	3
4782	54	9
4783	52	3
4784	54	10
4786	88	26
4789	55	8
4790	52	10

Tabla 5.1 Datos del registro sónico y de núcleos del ejemplo A.



**Gráfica 5.1** Muestra la calibración del registro sónico para el ejemplo A.

La ecuación de calibración que se obtiene para el registro sónico del ejemplo (A) es  $y = 0.7078x - 31.432$  y se puede observar que  $\phi = f(\Delta t)$  por lo que la ecuación obtenida de la calibración se puede reescribir como:

$$\phi = 0.7078(\Delta t) - 31.432 \tag{5.8}$$

La ecuación 5.8 brinda la posibilidad de poder obtener la porosidad ( $\phi$ ) de una manera rápida con solo leer el dato de tiempo de tránsito en el registro sónico obtenido del pozo y sustituirlo en la ecuación.

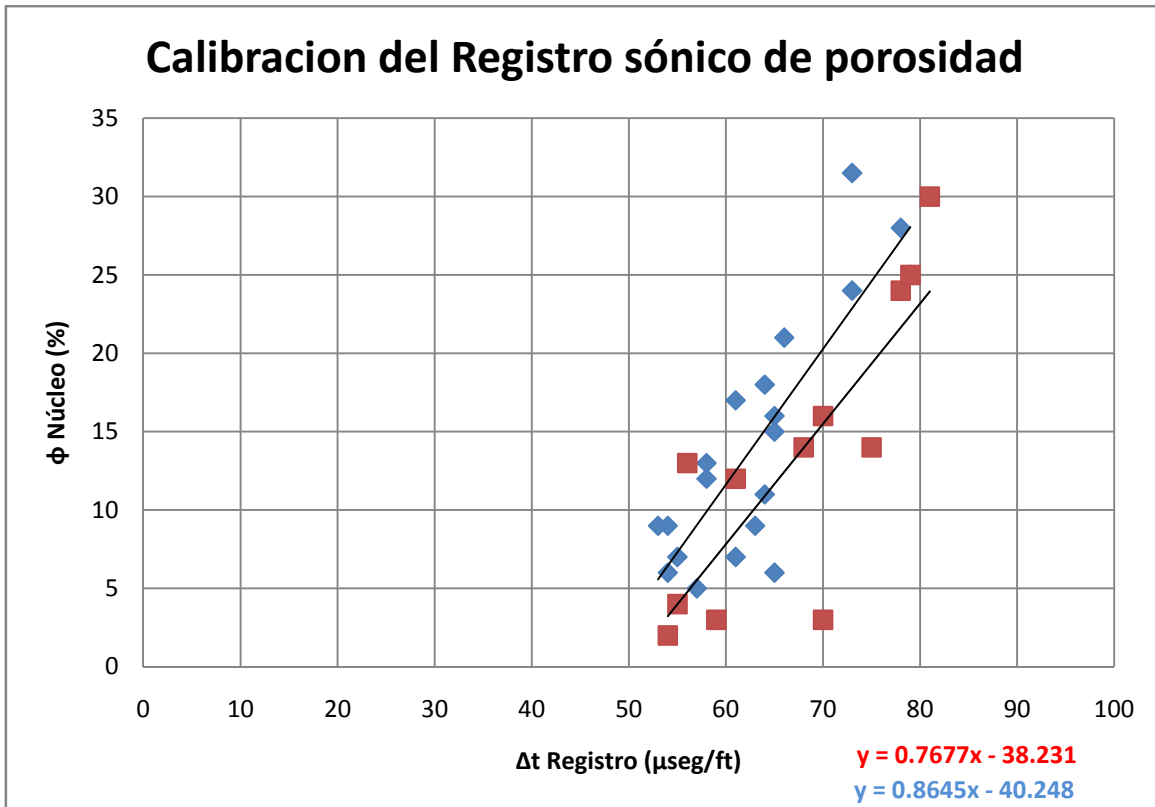
La aplicación de dicha ecuación puede ser muy útil en la medida que no siempre se cuenta con resultados de porosidad de núcleos de todos los pozos de un campo o simplemente en pozos en los que se decidió no nuclear.

**EJEMPLO B**

Para este ejemplo se consideran los dos intervalos en los que se tomaron núcleos. El primer intervalo va de 4782 a 4808 m. El segundo intervalo a considerar abarca de 4826 a 4842 m. El intervalo 4808 a 4826 m no fue nucleado por lo que no se consideró para la calibración. Las lecturas se realizaron tomando en cuenta los principales puntos donde el registro muestra variación y se obtuvo el tiempo de tránsito y la porosidad correspondiente para cada caso, obteniendo la Tabla 5.2 de datos y la Gráfica 5.2 para mostrar la calibración correspondiente.

Profundidad (m)	$\Delta t$ Registro ( $\mu\text{seg}/\text{ft}$ )	$\phi$ Núcleo (%)
4782	65	6
4783	79	25
4784	64	18
4786	65	16
4788	61	17
4789	61	7
4790	64	11
4791	63	9
4792	58	13
4793	65	15
4795	58	12
4796	66	21
4798	73	24
4800	78	28
4801	73	31.5
4802	55	7
4803	54	9
4804	54	6
4805	53	9
4806	57	5
4808	55	10
4826	54	2
4827	56	13
4828	59	3
4829	75	14
4830	55	4
4833	61	12
4834	70	16
4835	78	24
4837	68	14
4838	79	25
4840	81	30
4842	70	3

Tabla 5.2 Datos del ejemplo B para realizar la calibración.



**Gráfica 5.2** Muestra la calibración del registro sónico del ejemplo B para los dos intervalos nucleados: 4782 – 4808m ■ 4826 – 4842m ■

Esta gráfica muestra dos líneas de tendencia, la línea que corresponde a los datos en azul representa el intervalo que va de 4782 a 4808m y la línea que corresponde a los datos en color vino representa el intervalo que va de 4826 a 4842m. En ambas líneas se puede apreciar una tendencia muy similar, no obstante, el hecho de que los datos originen dos tendencias se podría pensar que los dos intervalos tienen características geológicas o petrofísicas diferentes.

Del mismo modo que para el ejemplo A, tomando las dos ecuaciones que resultan de la calibración se puede hacer la misma analogía y dichas ecuaciones quedan de la siguiente forma:

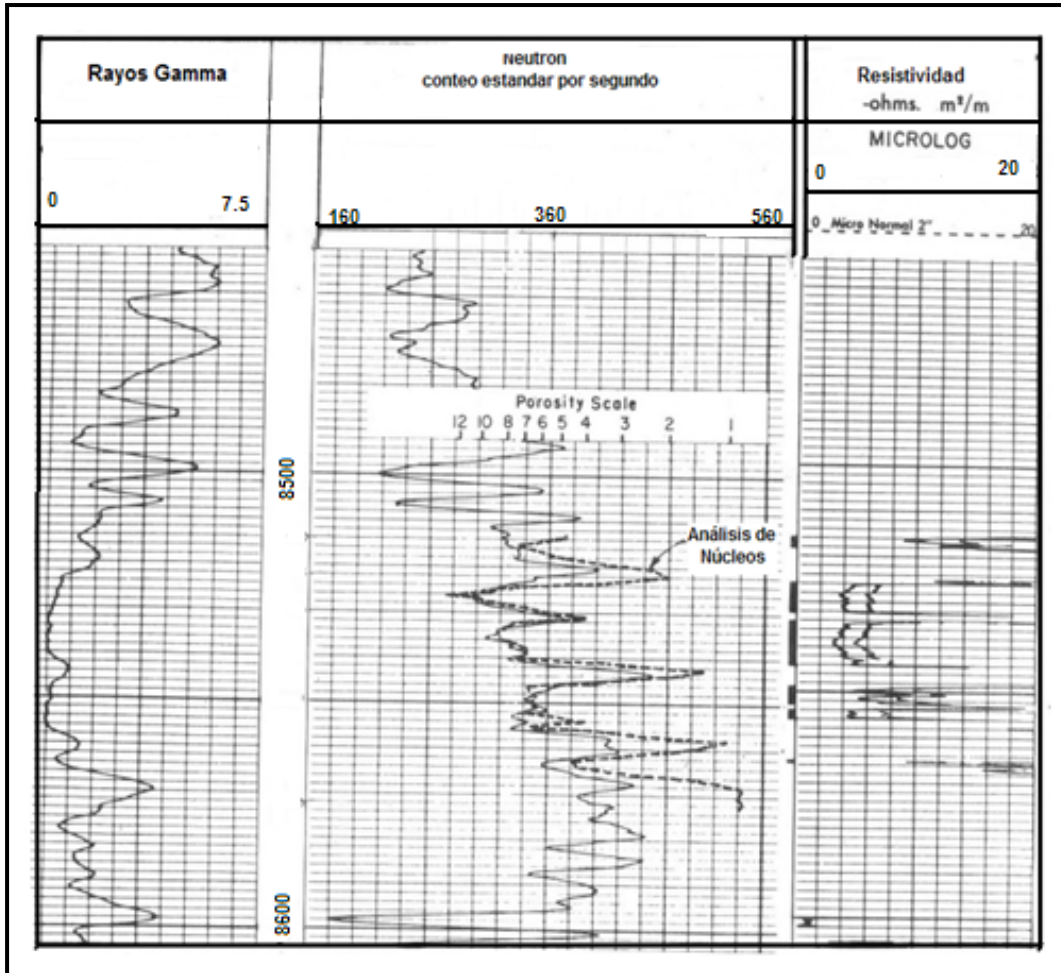
$$\phi = 0.7677(\Delta t) - 38.231 \tag{5.9}$$

$$\phi = 0.8654(\Delta t) - 40.284 \tag{5.10}$$

Con las 2 ecuaciones anteriores se está en condiciones de poder conocer el valor de la porosidad ( $\phi$ ) en intervalos de este pozo o de otros del mismo yacimiento con solo leer el dato de tiempo de tránsito en el registro a la profundidad de interés y sustituirlo en la ecuación que corresponde a la roca en estudio.

**5.5 CALIBRACIÓN DEL REGISTRO NEUTRON**

El registro Neutrón es otro registro que permite conocer la porosidad de una formación de acuerdo al principio con el que opera, así que para lograr su calibración se debe básicamente contar con el registro neutrón del pozo y además tener información de núcleo cortado en el intervalo registrado y analizado en el laboratorio. La Fig. 5.3 proporciona esta información.

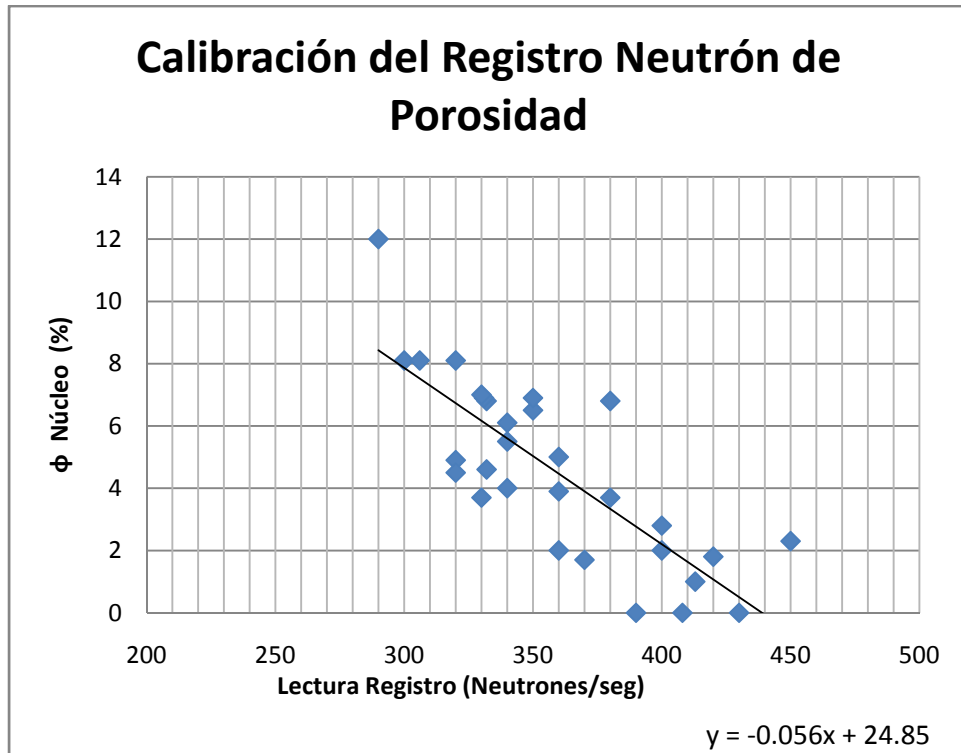


**Fig. 5.3 Registro neutrón en función del conteo de neutrones por segundo y la curva de porosidad obtenida en el laboratorio por análisis de núcleos (Hilchie, 1989).**

Las lecturas en este registro se realizaron en el intervalo que va de 8514 hasta 8572 m, tomándose lecturas cada 2 m. Se registró la lectura de conteo de neutrones por segundo y los correspondientes valores de porosidad en %, obteniendo la Tabla 5.3 de datos y la Gráfica 5.3 que muestra la calibración.

Profundidad (m)	Conteo Registro (Neutrones/seg)	$\phi$ Núcleo (%)
8514	320	4.9
8516	332	6.8
8518	332	4.6
8520	400	2.8
8522	360	2
8524	320	4.5
8526	290	12
8528	300	8.1
8530	340	5.5
8532	360	5
8534	320	8.1
8536	306	8.1
8538	331	6.9
8540	330	7
8542	370	1.7
8544	450	2.3
8546	380	6.8
8548	350	6.5
8550	340	6.1
8552	350	6.9
8554	340	4
8556	330	3.7
8558	413	1
8560	420	1.8
8562	380	3.7
8564	360	3.9
8566	400	2
8568	430	0
8570	390	0
8572	408	0

Tabla 5.3 Datos del registro neutrón de porosidad y de porosidad obtenida en laboratorio.



**Gráfica 5.3** Muestra la calibración del registro neutrón de porosidad, los datos se grafican en escala semilogarítmica.

Para este caso la ecuación de calibración obtenida para el registro neutrón de porosidad es  $y = -0.0566x + 24.85$ . De manera análoga a lo que se ha hecho con el registro sónico, esta ecuación se puede reescribir ya que la porosidad ( $\phi$ ) es función de la lectura de neutrones/seg del registro, siendo así, la ecuación queda:

$$\phi(\%) = -0.0566 \text{ LR}(\text{Neutrones/seg}) + 24.85 \quad (5.11)$$

La ecuación 5.11 indica que es posible conocer la porosidad ( $\phi$ ) en un intervalo tomando la lectura de neutrones/seg en el registro neutrón de un pozo del mismo yacimiento, en el intervalo de interés y sustituyéndolo en la ecuación. En este caso, la dispersión de datos podría ser debido a que la formación sea muy heterogénea.

Es común que los datos de conteo y de porosidad relacionados con los registros neutrón se grafiquen en escala semilogarítmica. En la Fig. 5.3 se observa la relación entre los conteos del registro neutrón (escala normal) y los datos de porosidad de núcleos (escala logarítmica). En este trabajo, dicha información se encuentra graficada en escala normal o milimétrica y se debe a que en esta escala los datos muestran buena concordancia.



## 5.6 CALIBRACIÓN DEL REGISTRO DE DENSIDAD

Para llevar a cabo esta calibración es necesario disponer de un registro de densidad y un intervalo dentro de la columna registrada, que cuente con información de porosidad obtenida de núcleos en laboratorio. Para ilustrar esta calibración, se utilizarán dos ejemplos: uno de una formación somera y, otro, de una roca consolidada. La Fig. 5.4 muestra la información que se dispone para realizar la calibración del registro de densidad con datos del primer ejemplo.

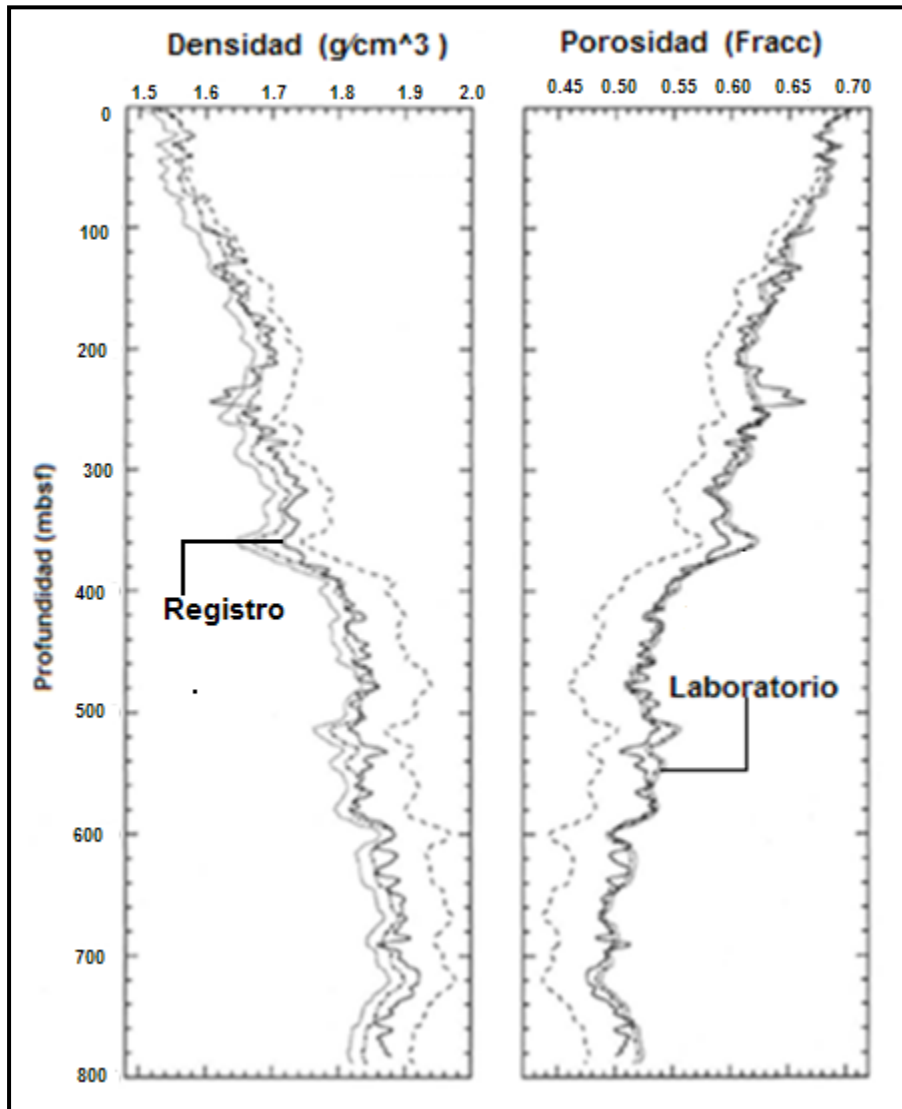


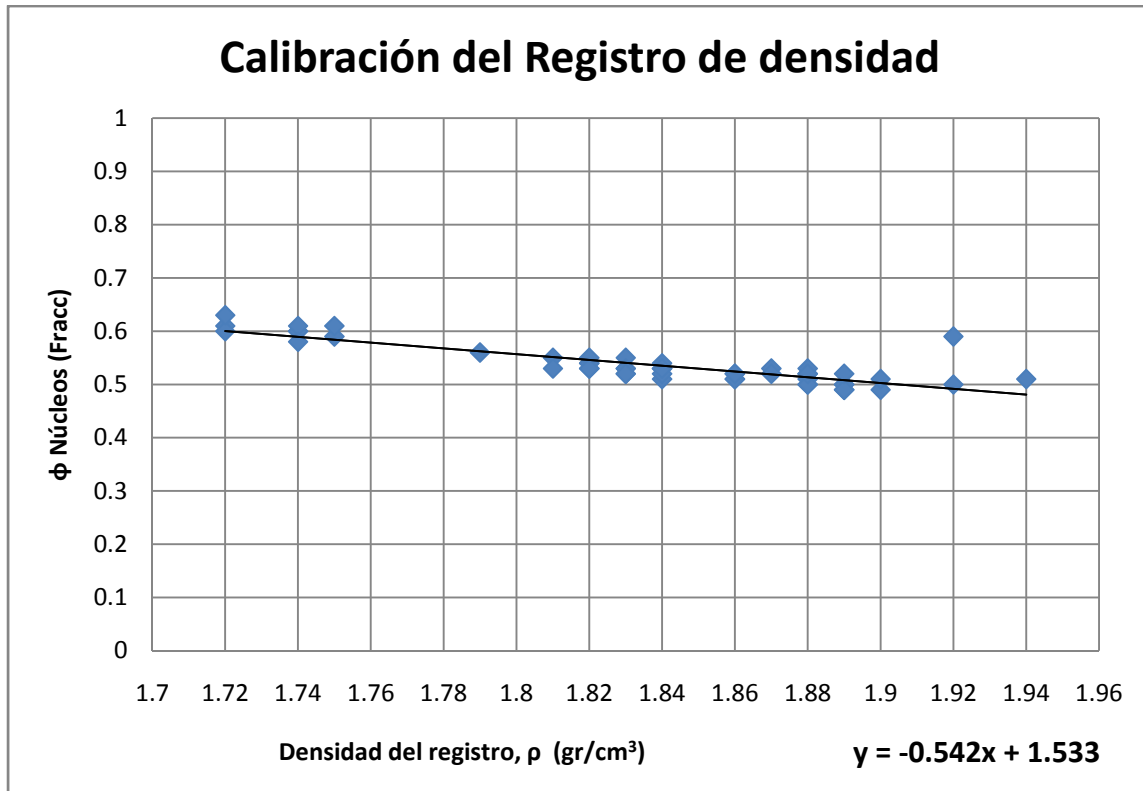
Fig. 5.4 Las curvas de interés de esta gráfica son: la curva de densidad derivada del registro y la curva de porosidad obtenida del laboratorio (Mayer, 1993).

Las lecturas se realizaron cada 10 m en el intervalo de 300 hasta 780 mbsf (metros bajo fondo del mar), tanto en la curva del registro como en la que reporta los valores de porosidad obtenidos en laboratorio. Así se obtuvo la Tabla 5.4 y su respectiva Gráfica 5.4 que muestra la calibración.

Prof (mbsf)	$\rho$ (gr/cc)	$\phi$ Lab(frac)
300	1.72	0.61
310	1.74	0.6
320	1.75	0.59
330	1.72	0.6
340	1.74	0.6
350	1.74	0.61
360	1.72	0.63
370	1.75	0.61
380	1.74	0.58
390	1.79	0.56
400	1.81	0.55
410	1.82	0.54
420	1.84	0.53
430	1.81	0.53
440	1.82	0.54
450	1.83	0.53
460	1.82	0.53
470	1.84	0.51
480	1.86	0.51
490	1.83	0.52
500	1.84	0.52
510	1.82	0.55
520	1.83	0.55
530	1.87	0.53
540	1.84	0.54
550	1.83	0.53
560	1.83	0.52

570	1.84	0.53
580	1.82	0.53
590	1.86	0.52
600	1.88	0.5
610	1.86	0.51
620	1.88	0.52
630	1.86	0.52
640	1.88	0.51
650	1.89	0.5
660	1.89	0.49
670	1.9	0.49
680	1.88	0.5
690	1.89	0.5
700	1.89	0.49
710	1.92	0.59
720	1.94	0.51
730	1.92	0.5
740	1.9	0.51
750	1.89	0.52
760	1.88	0.53
770	1.87	0.52
780	1.88	0.52

Tabla 5.4 Datos obtenidos del registro de densidad y valores de porosidad obtenidos en laboratorio



**Gráfica 5.4 Muestra la Calibración del registro de densidad.**

Una vez realizada la calibración para este registro de densidad se obtiene la ecuación  $y = -0.5424x + 1.5332$ . Se puede observar que la porosidad ( $\phi$ ) es función de la densidad leída en el registro en (gr/cm<sup>3</sup>), por esta razón la ecuación de calibración obtenida puede ser reescrita como:

$$\phi(\text{fracc}) = -0.5424\rho(\text{gr/cm}^3) + 1.5332 \quad (5.12)$$

La ecuación 5.12 indica que es posible obtener la porosidad de una formación a través del registro de densidad tomado en un pozo que haya perforado esa formación leyendo del registro el dato de  $\rho$  en (gr/cm<sup>3</sup>) en el intervalo de interés y sustituyéndolo en la ecuación.

Para realizar la calibración del segundo ejemplo se requiere de un registro de densidad y resultados de porosidad medidos a núcleos en el laboratorio. El intervalo seleccionado del registro debe pertenecer al intervalo nucleado del mismo pozo y analizado en el laboratorio. Esta información requerida la contiene la Figura 5.5 que a continuación se muestra.

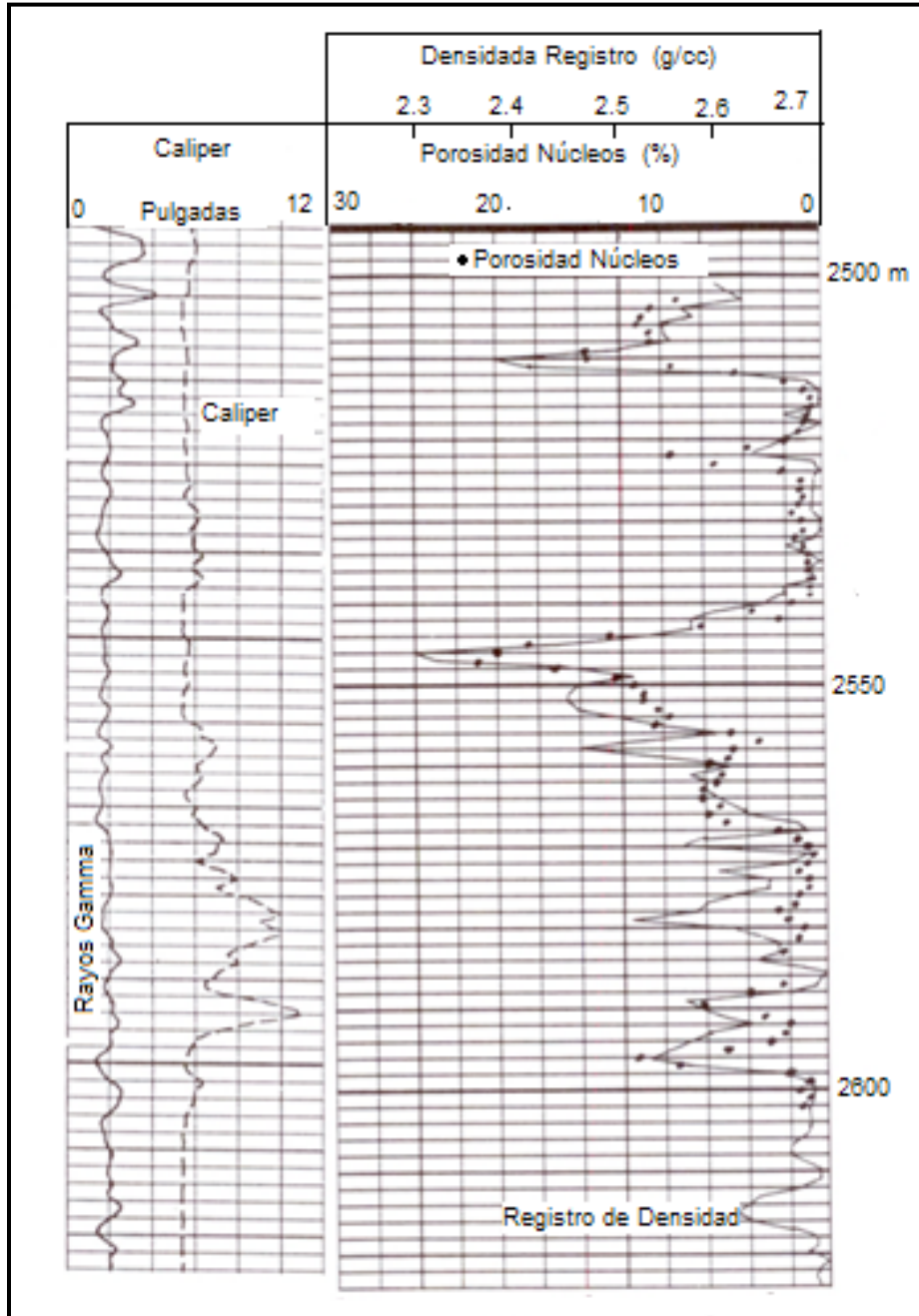
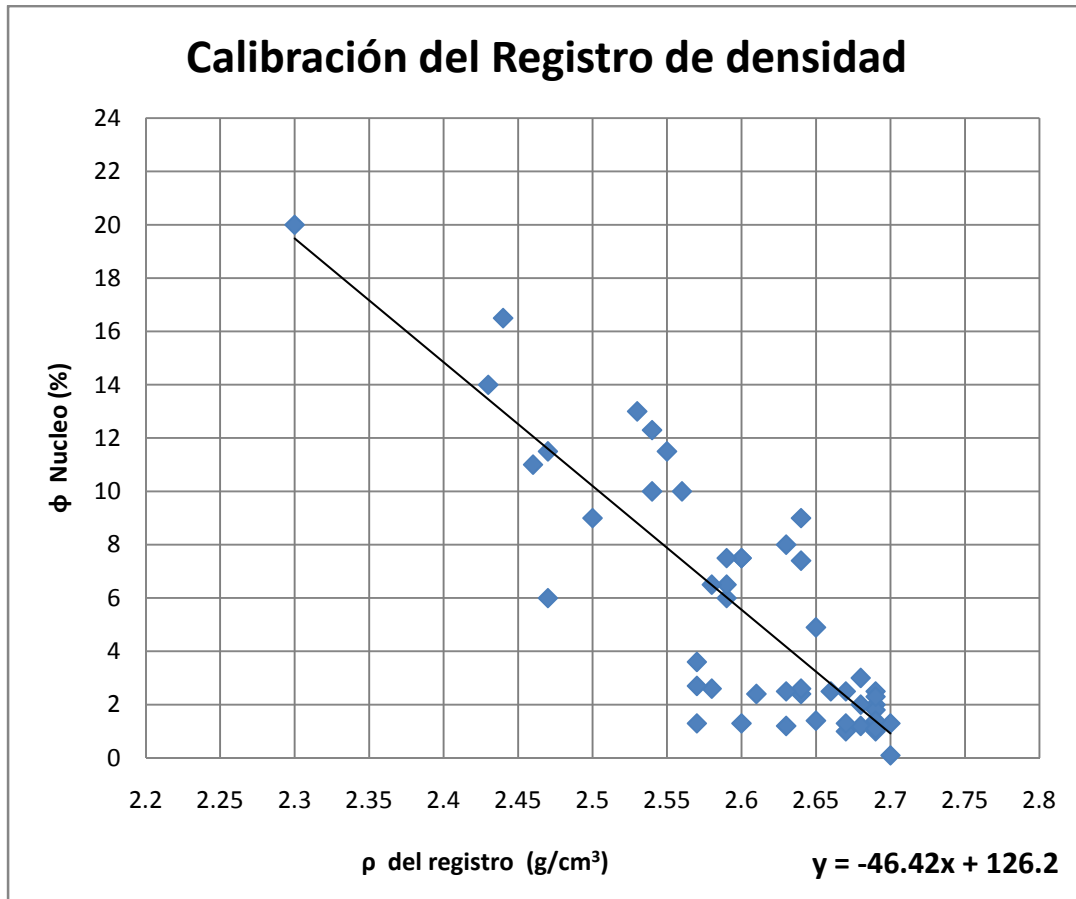


Fig. 5.5 Muestra registro de rayos gamma, registro de caliper y curva del registro de densidad y su correspondiente valor de porosidad obtenido de núcleos medidos en el laboratorio (Hilchie, 1989).

De la curva del registro y datos de porosidad obtenidos de núcleos en el laboratorio presentados en la Fig. 5.5 se leyó la información cada dos metros, iniciando en 2503 hasta 2600 m, en su escala correspondiente y de esta forma se obtuvo la Tabla 5.5 y la Gráfica 5.5 que muestra la calibración obtenida indicando también la ecuación de calibración correspondiente.

Profundidad (m)	$\rho$ registro (g/cc)	$\phi$ Núcleo (%)
2503	2.63	8
2504	2.54	10
2506	2.55	11.5
2508	2.56	10
2510	2.43	14
2512	2.59	6
2514	2.69	2
2516	2.69	1
2518	2.68	2
2520	2.67	2.5
2522	2.64	9
2524	2.69	2.5
2526	2.69	1.3
2528	2.69	1.8
2530	2.7	1.3
2532	2.69	1.4
2534	2.68	1.2
2536	2.69	1.1
2538	2.67	1
2540	2.64	2.4
2542	2.58	2.6
2544	2.53	13
2546	2.3	20
2548	2.44	16.5
2550	2.47	11.5
2552	2.46	11
2554	2.5	9
2556	2.59	6.5
2558	2.47	6
2560	2.6	7.5
2562	2.58	6.5
2564	2.6	7.5
2566	2.64	7.4
2568	2.68	3
2570	2.57	1.3
2572	2.67	1.3
2574	2.63	1.2
2576	2.61	2.4
2578	2.57	2.7
2580	2.6	1.3
2582	2.65	1.4
2584	2.64	2.6
2586	2.7	0.1
2588	2.65	4.9
2590	2.59	7.5
2592	2.63	2.5
2594	2.57	3.6
2596	2.54	12.3
2598	2.66	2.5
2600	2.69	2.3

Tabla 5.5 Presenta los valores de densidad leídos en el registro en ( $\text{g/cm}^3$ ) y los valores de porosidad en (%) obtenidos en el laboratorio. Ambos valores corresponden al mismo intervalo del pozo.



**Gráfica 5.5** Gráfica que muestra la calibración obtenida para el registro de densidad.

La ecuación obtenida es  $y = -46.426x + 126.27$ . De acuerdo a lo que se observa en la gráfica, la porosidad ( $\phi$ ) es función de la densidad leída en el registro en ( $\text{g}/\text{cm}^3$ ). De esta forma dicha ecuación se puede transformar en:

$$\phi(\%) = -46.426 \rho (\text{g}/\text{cm}^3) + 126.27 \quad (5.13)$$

La ecuación 5.13 se puede aplicar en cualquier pozo del yacimiento en caso de que carezca de núcleos y no se cuente con la información de porosidad medida; bastará con tener el registro de densidad y tomar en el punto o profundidad de interés la lectura de  $\rho$  en ( $\text{g}/\text{cm}^3$ ) y sustituir este dato en dicha ecuación para determinar la porosidad.

---

## CAPÍTULO VI REGISTROS GEOFÍSICOS PARA DETERMINAR SATURACIÓN DE AGUA

La saturación de agua es la fracción (o porcentaje) del volumen de los poros de la roca del yacimiento que está ocupada por 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 geofísicos de pozos petroleros.

Los registros de resistividad son los más usados para la determinación de saturación de agua, ya sea en la zona invadida por el fluido de perforación o bien en la zona virgen. La saturación de agua es función de la resistividad de la formación  $R_t$ , en la cual están comprendidos otros factores como la porosidad.

### 6.1 HERRAMIENTAS DE RESISTIVIDAD

Las primeras herramientas de resistividad estaban compuestas por la combinación de cuatro electrodos (dos de corriente y dos de potencial) a diferentes espaciamientos. La profundidad de penetración de la corriente es función del espaciamiento entre los electrodos.

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 o medición.

Estos sistemas son los llamados laterolog o de guarda, 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. Este tipo de registros son eficaces en formaciones de baja resistividad y se utilizan en secuencias de arena-lutita.

Existen varias herramientas de medición que se colocan en patines y sirven para obtener un valor pegado a la pared del pozo. Estas herramientas obtienen los micro registros 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.

## 6.2 REGISTROS ELECTRICOS (resistividad o conductividad)

Resistividad (R): resistencia que opone un volumen unitario del medio poroso al paso de la corriente eléctrica. La resistividad (resistencia específica) de una sustancia, es una resistencia medida entre lados opuestos de un cubo unitario de la sustancia a una temperatura específica.

La resistividad de una formación depende de:

- a) Porosidad efectiva. Se tiene que la resistividad se incrementa si la porosidad efectiva disminuye y viceversa.
- b) Saturación de agua y concentración salina del agua de formación. Esto significa que si se tiene una formación con buena porosidad, saturación y concentración salina altas, la resistividad disminuye.
- c) Contenido de hidrocarburos. Con una buena porosidad y alta saturación de hidrocarburos, la resistividad aumenta.
- d) Litología. Cuando la litología es base arena, la resistividad es baja y cuando es base carbonatos la resistividad es alta.
- e) Temperatura. Conforme la temperatura aumenta la resistividad disminuye.
- f) La geometría estructural de los poros. Si la geometría del espacio poroso se torna más compleja, por ejemplo más tortuosa, la resistividad aumenta.

La resistividad se expresa en forma abreviada como:

$$R = r \left( \frac{A}{L} \right) \quad (6.1)$$

Donde:

R es la resistividad en ohms-metros

r es la resistencia en ohms

A es el área de la sección transversal al flujo de corriente eléctrica del medio poroso en metros cuadrados

L es la longitud del medio poroso en m

La resistividad de la formación es un parámetro clave para determinar la saturación de hidrocarburos. La electricidad puede pasar a través de una formación sólo debido al agua conductiva que contenga dicha formación atravesando las diferentes zonas perpendiculares al pozo (Figura 6.1), las que presentan diferentes resistividades al paso de esta corriente eléctrica en cada una de ellas. Las formaciones subterráneas tienen



resistividades medibles y finitas debido al agua existente dentro de sus poros o al agua intersticial absorbida por una arcilla.

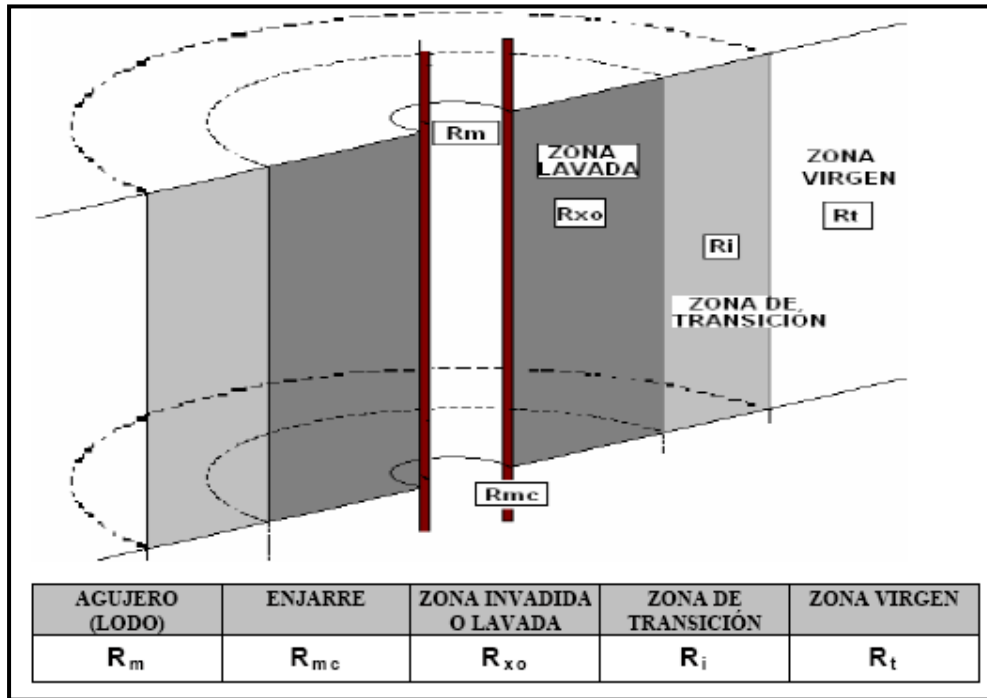


Fig. 6.1 Esquemas de zonas adyacentes al pozo y las resistividades en cada una de ellas.

Evaluar un yacimiento para encontrar su saturación de agua y de hidrocarburos incluye conocer la resistividad del agua que satura a la roca ( $R_w$ ), el factor de formación ( $F$ ) o la porosidad ( $\phi$ ) y la resistividad verdadera o real de la formación ( $R_t$ ). También se requiere la resistividad de la zona invadida ( $R_{xo}$ ), ya que tiene importancia porque puede utilizarse para obtener la  $S_w$  para indicar la movilidad de hidrocarburos y cuando la invasión es profunda, para obtener un buen valor de  $R_t$ .

El parámetro de mayor importancia es  $R_t$ , debido a su relación con la saturación de hidrocarburos en la región virgen.

### 6.3 TIPOS DE REGISTROS ELECTRICOS

- A. Registros convencionales
- B. Registros de corriente enfocada
- C. Registro de inducción

#### A. Registros convencionales

Es la primera herramienta que se utilizó en la interpretación cualitativa y cuantitativa. Actualmente su uso en la industria petrolera ha disminuido considerablemente, teniendo

más aplicación en la geohidrología, en la industria minera y geotecnia. Los dispositivos tienen variantes. Este tipo de registros se obtiene solo en agujero abierto con lodo dulce conductor.

Los electrodos van montados en una sonda y según el arreglo de los dispositivos, de emisión de corriente y los de medida, se pueden agrupar en: normales y laterales.

### **A.1 Fundamento del registro eléctrico convencional**

En los registros convencionales de resistividad, se envía corriente eléctrica a la formación a través de unos electrodos y se miden los potenciales eléctricos entre otros. La medición de estos potenciales permite determinar las resistividades. Para que haya una circulación de corriente entre electrodos y formación, la sonda debe ser corrida en pozos que contengan lodo o agua (conductores de electricidad).

#### **A.1.1 Arreglo normal**

Consiste de un electrodo A, por el que se emite una corriente alterna o pulsante de baja frecuencia (Fig. 6.2).

A 40 cm (16 pg.) de A se coloca otro electrodo M (normal corta) o a 1.60 m (64pg, normal larga), por donde se mide la diferencia de potencial. El potencial V medido entre los electrodos A y M, se calcula como:

$$V = \frac{RI}{(4\pi(AM))} \quad (6.2)$$

Donde:

- R Es la resistividad del medio homogéneo
- I Es la intensidad de corriente que sale de A
- AM Es el espaciamiento

El radio de investigación del arreglo normal es aproximadamente dos veces su espaciamiento y este tipo de arreglo es utilizado para formaciones suaves.

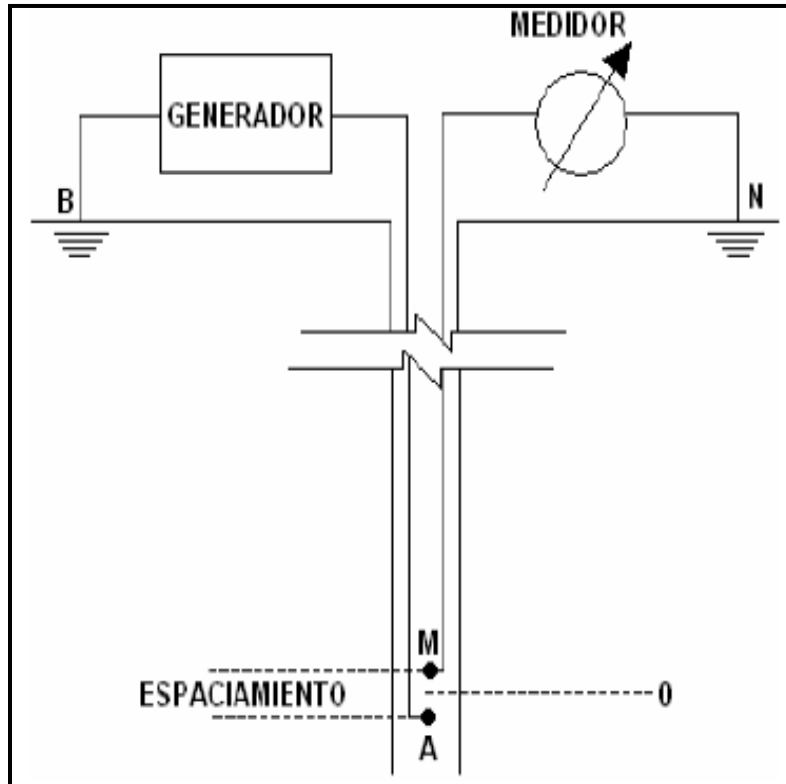


Fig. 6.2 Esquema del arreglo del dispositivo o diseño normal.

En la práctica, la resistividad aparente,  $R_a$ , registrada por cada dispositivo será afectada por las resistividades y las dimensiones geométricas de todos los medios que rodean el dispositivo (pozo, zona invadida, zona no contaminada y zonas adyacentes).

Una de las principales limitaciones que presenta este diseño, es que en capas relativamente delgadas la resistividad medida  $R_a$  es muy diferente de la verdadera  $R_t$ .

### A.1.2 Arreglo lateral

En el dispositivo lateral básico (Fig. 6.3), una corriente constante es circulada entre los electrodos B y A y se mide la diferencia de potencial entre los electrodos M y N, situados entre dos superficies equipotenciales esféricas concéntricas con centro en A, así la medición es proporcional al gradiente de potencial entre M y N. El punto de registro es 0, situado en el punto medio entre M y N. El espaciamiento entre A y 0 es de 18 pies o sea 5.70 metros.

Hablando en forma general, a mayor longitud de espaciamiento corresponde una investigación más profunda en la formación. Este arreglo es utilizado en formaciones duras y de poco espesor, su radio de investigación es el mismo de su espaciamiento (5.70 metros). La distancia entre los electrodos M y N es de 0.812 metros y se conoce como espaciamiento.

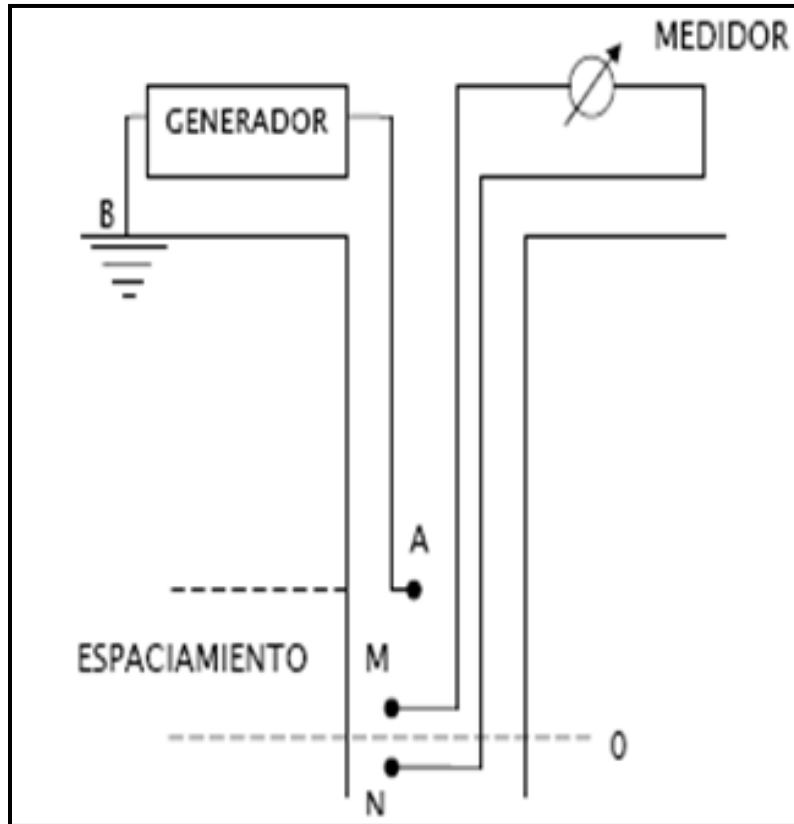


Fig. 6.3 Esquema del arreglo del dispositivo lateral.

## A.2 Presentación del registro

Como se puede apreciar en la Figura 6.4, las curvas de resistividad se encuentran en las pistas 2 y 3, a la derecha del carril de profundidades. La curva de la normal corta está representada por la línea continua, mientras que la de la normal larga se representa por la línea punteada; la curva lateral se encuentra en la pista 3 y está representada por una línea continua. La escala de resistividad de las curvas normales para registros en arenas, es comúnmente de 0 – 20  $\Omega$ -m., cuando los valores son mayores se registra otra curva de 0-200  $\Omega$ -m. Por otra parte, con línea continua se representa la curva de la normal corta en escala de 0 – 4  $\Omega$ -m. Para la curva lateral se tiene las mismas escalas que se utilizan en las escalas normales.

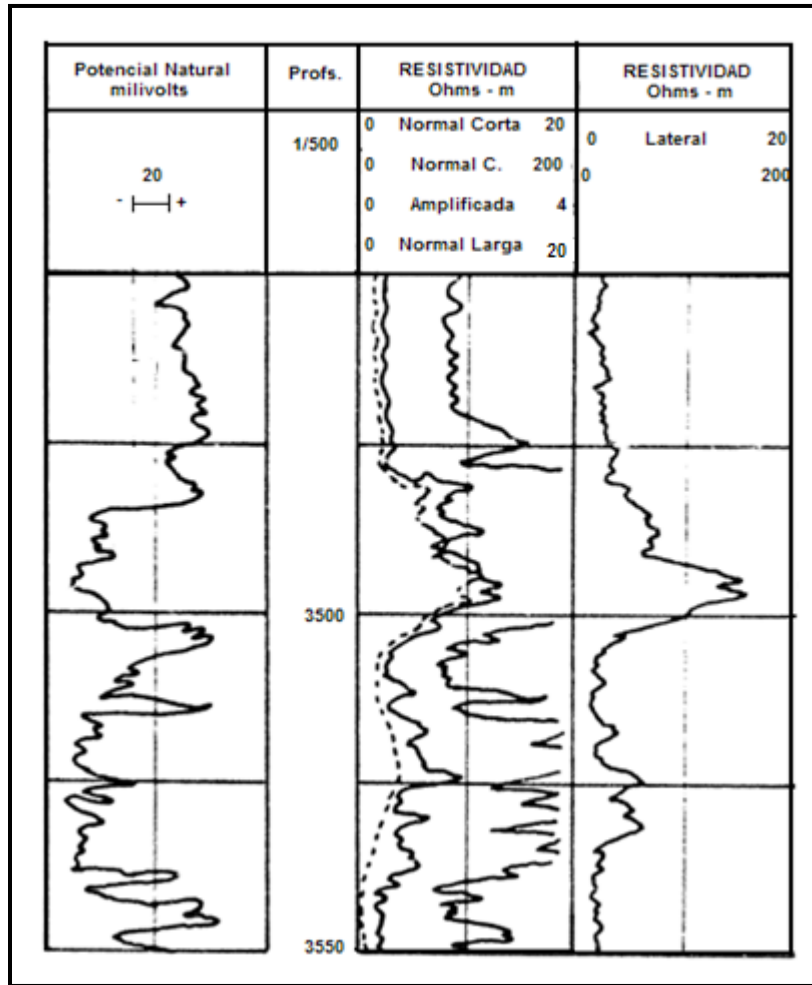


Fig. 6.4 Ejemplo de registro convencional de resistividad.

**B. Registros de corriente enfocada**

El equipo de corriente enfocada para medir la resistividad se diseñó para eliminar o disminuir los inconvenientes característicos de los registros de resistividad convencionales (el pozo y las formaciones adyacentes pueden afectar de manera considerable las respuestas de los sistemas eléctricos convencionales de registro). Estas herramientas de resistividad utilizan corrientes enfocadas para controlar la trayectoria que sigue la corriente eléctrica de medición. Son especialmente útiles en formaciones de espesor moderado a pequeño y en casos de alta resistividad y lodos salados. Como estas herramientas están diseñadas para registrar altas resistividades se usan escalas logarítmicas, con las que se tiene un amplio rango de medición.

Las herramientas con electrodos de enfoque incluyen el laterolog y el registro de enfoque esférico; estas herramientas son muy superiores a los instrumentos convencionales, por ejemplo, son muy adecuados para la resolución de capas con espesor delgado.

Existen sistemas disponibles con electrodos de enfoque con distancias o profundidades de investigación somera, media y profunda.

Los dispositivos que usan este principio tienen como aplicaciones cuantitativas determinar  $R_t$  y  $R_{x0}$ . La determinación de  $R_t$ , es de vital importancia para poder cuantificar la saturación de agua.

**Instrumentos de lectura profunda, incluyen el Laterolog3, el Laterolog7 y el Doble Laterolog (LLD).**

- **Laterolog3 (LL3).** Tiene 3 electrodos de tamaño grande. El espesor de la franja es de un pie aproximadamente, por lo que tiene muy buena resolución vertical. Detecta capas delgadas.
- **Inconveniencia:** demasiada masa de metal ocasiona distorsión en algunas mediciones.
- **Laterolog7 (LL7).** Tiene electrodos de tamaño pequeño, elimina la inconveniencia del LL3. El espesor de la franja de corriente es normalmente de 32 pulgadas.
- **Doble Laterolog (LLD).** Tiene nueve electrodos. La sonda emite dos diferentes franjas de corriente por lo que mide simultáneamente dos resistividades: una corresponde a la zona alejada o profunda del pozo (LLD) y otra a la zona cercana o somera (LLS). Ambas sondas tienen la misma resolución vertical (2 pies).

**Instrumentos de investigación media a somera, están integradas como herramientas de combinación y se puede considerar al Laterolog8.**

- Tiene 7 electrodos de tamaño pequeño.
- Mide resistividades en zonas cercanas al agujero. Su medición está afectada por la zona invadida.

**Instrumentos de medición de pequeño alcance, por ejemplo el registro esférico enfocado, SFL.**

Una versión de los registros de resistividad enfocados es el registro esférico enfocado SFL, tiene una profundidad de investigación menor que el más somero de los registros de resistividad enfocados o que la normal corta, a la cual puede sustituir con ventaja. El SFL se usa con un sistema especial de embocamiento, por medio del cual las caídas de potencial que se producen en el agujero se hacen similares a las que ocurrirían si el agujero fuera parte de un medio homogéneo que tuviera la misma resistividad de la formación, esto evita la distorsión de las líneas de potencial que ocurre con la normal corta en un medio no homogéneo. El Instrumento SFL se compone de dos sistemas de corrientes separados y más o menos independientes. El sistema de corriente compensadora, sirve para “tapar” el agujero y establecer las esferas equipotenciales. El sistema de rastreo de corriente  $I_0$ , provoca que una corriente de rastreo independiente fluya a través del “volumen de investigación”. La intensidad de dicha corriente es

proporcional a la conductividad de la formación. El instrumento SFL consiste de electrodos de emisión de corriente, otros para regreso de corriente y otros de medición.

### B.1 Factores que influyen sobre los registros de corriente enfocada

El lodo del pozo, las capas adyacentes y la zona invadida influyen sobre las lecturas del laterolog y del SFL, como a la mayoría de las mediciones de resistividad. Existen cartas basadas en simulaciones matemáticas para corregir dichas influencias en las lecturas de registros. Las correcciones siempre se harán en este orden: efecto de pozo, espesor de capa e invasión.

### B.2 Presentación del registro eléctrico enfocado

En la Figura 6.5 se muestra un ejemplo del registro eléctrico de corriente enfocada.

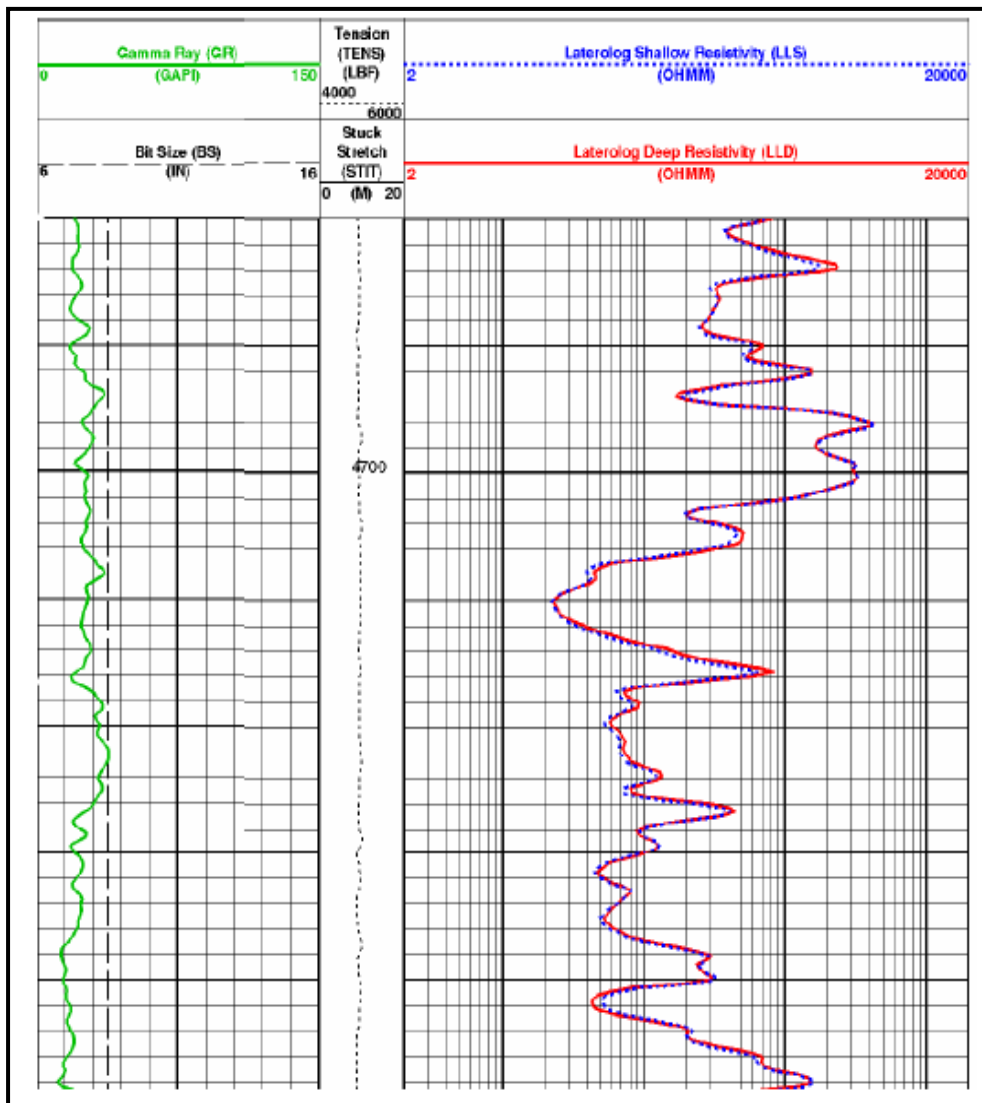


Fig. 6.5 Registro de resistividad Doble Laterolog (LLD).

## C. Registro de inducción

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 electrodos del diseño convencional no funcionan en lodos no conductivos y los intentos que se realizaron por tratar de registrar con ese tipo de fluidos no resultaron satisfactorios.

La experiencia demostró que el registro de inducción tiene muchas ventajas sobre el registro convencional cuando se aplica en pozos perforados con lodos base agua.

El registro de inducción está diseñado para una investigación profunda y minimiza los efectos de agujero, formaciones adyacentes y la zona invadida.

### C1. Principio de la herramienta

Las sondas de inducción consisten de un sistema de bobinas transmisoras y receptoras. A través de la bobina transmisora se envía una corriente alterna de alta frecuencia y de intensidad constante.

El campo magnético alterno que se produce debido a esta corriente, induce corrientes secundarias a la formación; dichas corrientes fluyen en la formación describiendo trayectorias circulares llamados anillos coaxiales con la bobina transmisora.

Estas corrientes generan a su vez campos magnéticos que inducen señales en la bobina receptora, como lo indica la Figura 6.6, las señales recibidas son prácticamente proporcionales a la conductividad eléctrica de la formación (C). La conductividad es el inverso de la resistividad.

$$C = \frac{1}{R} \quad (6.3)$$



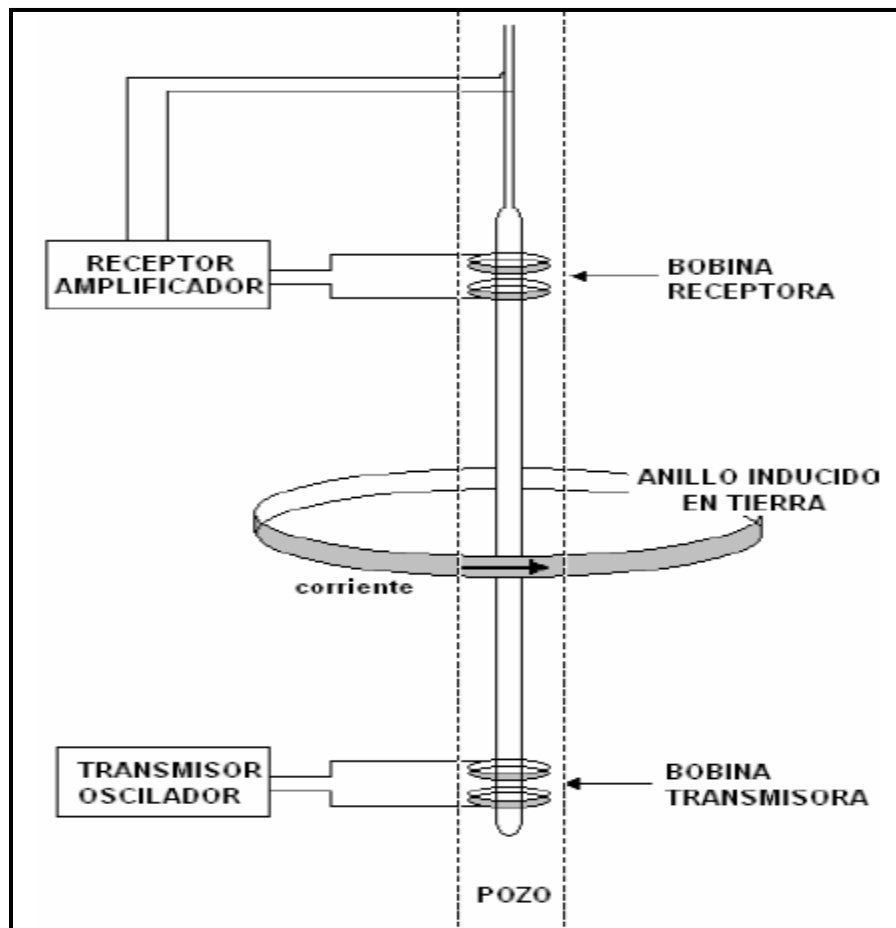


Fig. 6.6 Esquema básico de dos bobinas para el registro de inducción.

### C.2 Inducción de alta resolución

Debido a las limitaciones en el diseño de herramientas de inducción convencional, las mediciones de resistividad sufrían cierta distorsión por capas adyacentes, por invasión y en ocasiones por efecto de agujero.

En la década de los 80's se tuvieron significativos avances en el procesamiento de la señal lo cual mejoró las herramientas de doble inducción. Estas nuevas herramientas mejoraron las mediciones. El resultado de las mejoras a las herramientas de doble inducción es que ahora se tienen medidas de la resistividad de formación que son menos afectadas por condiciones de agujero, capas adyacentes e invasión del filtrado de lodo.

### C.3 Conducción de lutitas

La arcillosidad contribuye también a la conductividad eléctrica de las formaciones. La conductividad superficial en la interfase lutita-líquido es un factor importante en el efecto que la arcillosidad ejerce sobre la conductividad y su influencia es frecuentemente fuera de toda proporción con respecto a la cantidad de lutita. El efecto de la arcillosidad

depende de la cantidad, tipo, distribución de lutita, su naturaleza y de la cantidad relativa del agua de formación.

#### C.4 Presentación del registro de doble inducción

En la Figura 6.7 se muestra un ejemplo del registro eléctrico de inducción.

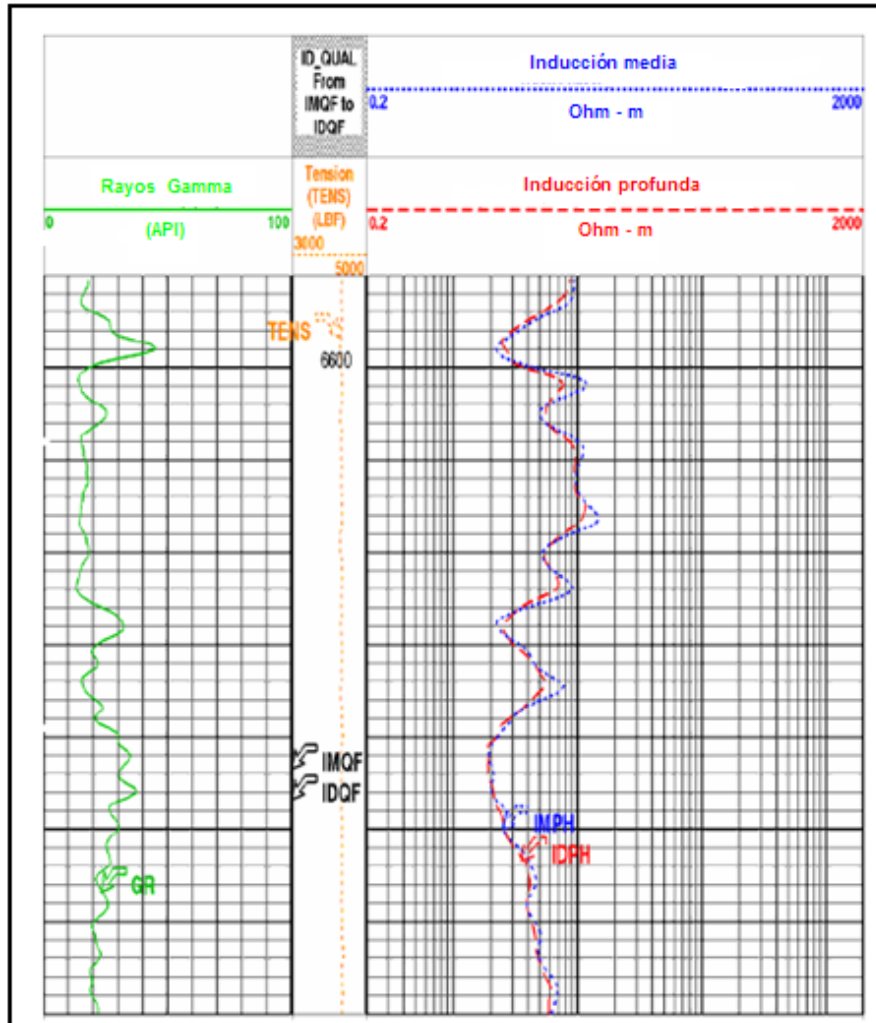


Fig. 6.7 Registro de resistividad de doble inducción.

#### 6.4 CÁLCULO DE LA SATURACIÓN DE AGUA

Para ejemplificar este cálculo se considera una formación limpia, por lo tanto se utiliza la ecuación de Archie. Esta ecuación se estableció experimentalmente para calcular la saturación de agua de una formación limpia, sin arcilla. Todo lo relacionado a los registros eléctricos de pozos, particularmente lo referente a las técnicas de interpretación de datos eléctricos que involucran las curvas de resistividad, están basadas en esta ecuación.

### 6.4.1 Determinación del factor de formación, F

Lo primero que se debe conocer es el factor de formación, el cual se puede obtener como se indica a continuación.

Puede ser determinado en el laboratorio mediante núcleos y, en tal caso, el procedimiento involucra dos etapas:

- 1) Saturar el núcleo 100% con agua salada de resistividad conocida  $R_w$  medida a la temperatura ambiente.
- 2) Medir la resistencia del núcleo cuando se encuentra saturado y obtener la resistividad  $R_o$  a  $S_w=100\%$ .

Con los valores anteriores conocidos, se puede calcular el factor de formación.

$$F = R_o/R_w \quad (6.4)$$

Los factores litológicos que afectan el factor de formación son:

- a) Los materiales de las rocas sedimentarias no son conductores de la electricidad
- b) Las rocas saturadas conducen la electricidad por el agua salada contenida en los poros.
- c) La porosidad controla el volumen de fluidos a través de la cual la electricidad puede fluir.
- d) El cementante y la distribución del tamaño de grano de las rocas controlan el tamaño de los poros intercomunicados y la tortuosidad.

Varias ecuaciones han sido propuestas para relacionar el factor de formación (F) y los factores litológicos, tales como la porosidad y el cementante. Dos de las ecuaciones más utilizadas son las siguientes:

$$\text{Fórmula de Archie } F = 1/\phi^m \quad (6.5)$$

$$\text{Fórmula de Humble } F = 0.62/\phi^{2.15} \quad (6.6)$$

En la fórmula de Archie el exponente m es llamado factor de cementación. Este factor varía con el grado de consolidación de la roca, como puede apreciarse en la siguiente tabla:

DESCRIPCION DE LAS ROCAS	m
1.- Rocas no cementadas (arena suelta, calizas dolíticas)	1.3
2.- Rocas muy ligeramente cementadas (arenas del tipo de la costa del golfo)	1.4 -1.5
3.- Rocas ligeramente cementadas (arenas con 20% de porosidad o más)	1.6 – 1.7
4.- Rocas moderadamente cementadas (arenas consolidadas con 15% o menos de porosidad)	1.8 – 1.9
5.- Rocas altamente cementadas (arenas de baja porosidad, calizas, dolomitas de porosidad Intergranular)	2.0 – 2.2

**Tabla 6.1 Muestra la variación del factor de cementación m, para diferentes consolidaciones de rocas.**

#### **6.4.2 Determinación de la resistividad del agua de formación**

El agua de formación es el agua no contaminada por el lodo de perforación que satura la porosidad de la roca. La resistividad del agua de formación,  $R_w$ , es un parámetro fundamental para el cálculo de la saturación de agua y, por consiguiente, de hidrocarburos con apoyo de los registros básicos de resistividad.

Considérese un tanque cúbico, con paredes aislantes, excepto dos paredes opuestas que son de metal y sirven como electrodos; el tanque es llenado con agua que contiene aproximadamente 10% de cloruro de sodio (NaCl), formando un medio conductivo y simulando el agua de formación. Un voltaje alterno de baja frecuencia (V) es aplicado a través de los electrodos y el resultado es una corriente (I) observada y medida. Utilizando

la ley de ohm ( $V=IR$ ), la resistividad del medio o resistividad del agua de formación  $R_w$  en unidades de ohm-m será igual a voltaje/corriente (volts/amperes).

Esta resistividad,  $R_w$ , es una propiedad intrínseca del agua y es función principalmente de la salinidad y temperatura; conforme estas variables tengan valores altos la conductividad será mayor y la resistividad disminuirá.

Existen diversas formas y métodos para determinar la resistividad del agua de formación ( $R_w$ ), las principales son las siguientes:

- 1) Por medición directa de una muestra de agua del yacimiento cuando el pozo ya está produciendo, y mediante un resistivímetro se mide el valor de su resistividad ( $R_w$ ) directamente. Dicha agua debe ser de la formación sin contaminar, obtenida de preferencia con un probador de formaciones.
- 2) Conociendo la salinidad del agua de formación, por ejemplo en partes por millón (ppm) de NaCl, obtenida por medio de análisis químico de una muestra de agua producida de un pozo. Existen métodos basados en encontrar las concentraciones equivalentes de cloruro de sodio (NaCl) en una solución que contiene también iones de otros elementos diferentes al Na y al Cl. A partir de la Figura 1.1 con base en la salinidad y conociendo la temperatura, se estima  $R_w$ .
- 3) Por catálogos de agua. En el mundo existen regiones productoras de hidrocarburos bien estudiadas, que han hecho posible la publicación de catálogos que contienen datos de resistividad para muchas aguas de formación, que se obtuvieron en diferentes campos y horizontes productores de esas regiones. En general, la fuente de los valores  $R_w$  proviene de la medición directa de una muestra de agua obtenida de la producción de una prueba de producción o de alguna prueba de perforación por medio de un probador de formaciones, y en algunos casos, de registros geofísicos de pozos (en la zona productora de interés).
- 4) A partir del SP puede determinarse un buen valor de  $R_w$ , tomando la curva SP registrada en formaciones limpias (no arcillosas) y gruesas saturadas 100% con agua.

#### 6.4.3 Cálculo de la saturación de agua con la fórmula de Archie

La Figura 6.8 muestra una idea de cómo la relación  $R_t / R_o$  (conocido como índice de resistividad), varía en función de la saturación. La curva 1 es para una arena mojada por agua cuya pendiente es 2; la curva 2 es para una arena mojada por agua cuya pendiente es 1.8; la curva 3 es para una arena mojada por aceite y el valor de su pendiente varía con el grado de mojabilidad y saturación. Las pendientes de las curvas 1 y 2 se les conocen como exponentes de saturación "n".

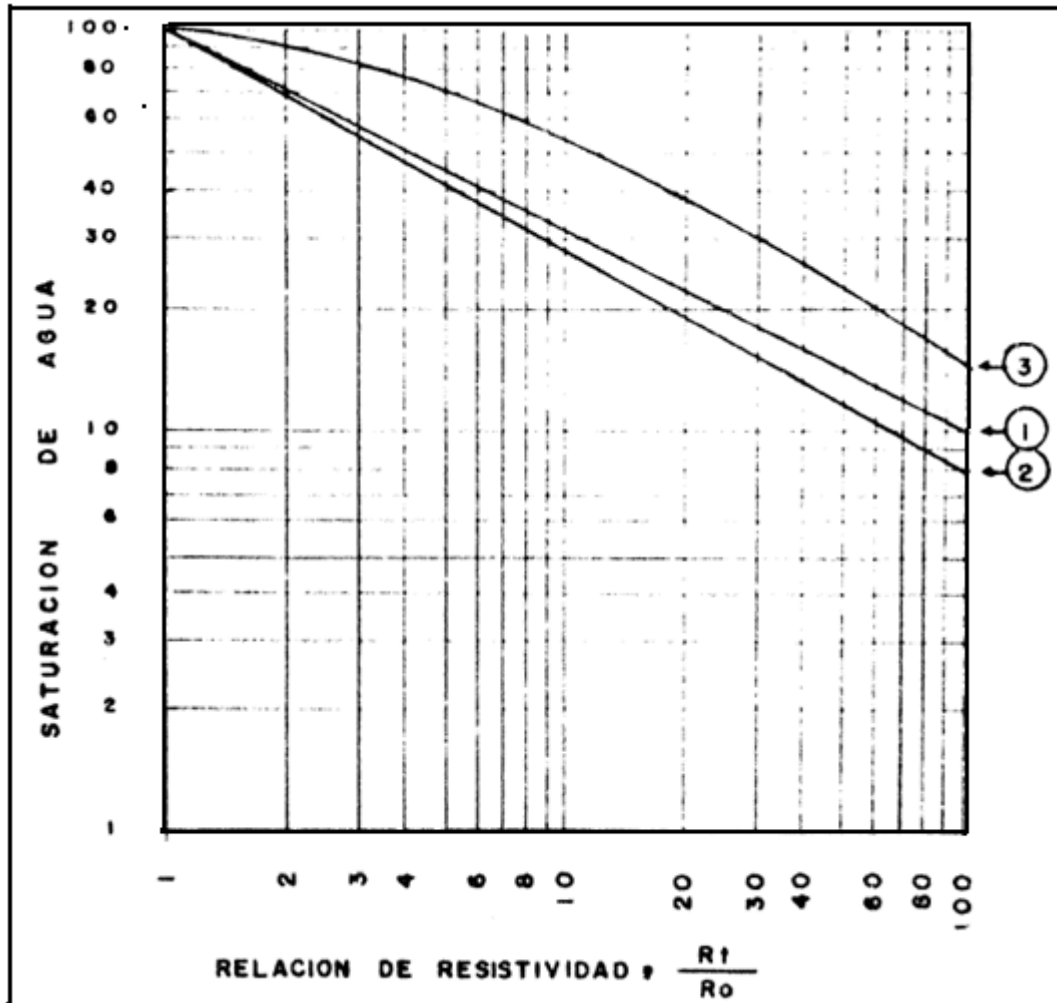


Fig. 6.8 Esta gráfica muestra cómo la relación  $R_t/R_o$  varía en función de la saturación de agua.

Matemáticamente las líneas de la Figura 6.8 se pueden expresar de la siguiente manera:

$$\log S_w = -n \log \frac{R_t}{R_o} \quad (6.7)$$

$$S_w = \left( \frac{R_o}{R_t} \right)^{\frac{1}{n}} \quad (6.8)$$

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{R_o}{R_t}} \quad (6.9)$$

La ecuación anterior se puede expresar de la siguiente manera:

Despejando  $R_o$  de la ecuación 6.4 se tiene que:

$$R_o = FR_w \quad (6.10)$$

Sustituyendo la ecuación (6.10) en la ecuación (6.9), finalmente se tiene:

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{FR_w}{R_t}} \quad (6.11)$$

En donde:

$n=2$ , que es el valor más aceptado del exponente de saturación

$S_w$  Es la saturación de agua, en fracción

$F$  Es el factor de formación

$R_w$  Es la resistividad del agua de formación (Ohm-m)

$R_t$  Es la resistividad verdadera de la formación (Ohm-m)

La determinación de  $R_t$  es de vital importancia para poder cuantificar la saturación de agua. La resistividad que se lee directamente de las curvas en los registros, es la resistividad aparente ( $R_a$ ), la cual debe corregirse por aspectos del ambiente de medición para obtener el valor correcto de la  $R_t$ . Por medio de la curva normal larga se pueden obtener valores aceptables de  $R_t$ , cuando la invasión no es muy profunda. Se prefiere tomar la  $R_t$  de un registro de investigación o medición profunda.

El Índice de resistividad  $I$ , es la relación  $R_t/R_o$ . Por lo que:

$$I = R_t/R_o \quad (6.12)$$

### Correcciones por efecto de lutita o arcilla

La presencia de arcillas y lutitas no es rara en las rocas y contribuyen a la conductividad de la formación. La ecuación de Archie está diseñada para el cálculo de la saturación de agua ( $S_w$ ) para condiciones muy ideales; es decir, formaciones limpias, generalmente

arenas, con matriz granular y porosidad interconectada, las cuales prácticamente son pocas. Así mismo, de alguna manera casi todas las formaciones productoras tienen la presencia, en algún grado, de arcillas, siendo este el factor principal que ha provocado la generación de otras ecuaciones que consideran y corrigen el cálculo de la  $S_w$  por estos efectos.



**CAPÍTULO VII CALIBRACIÓN DE REGISTROS DE SATURACIÓN DE AGUA**

La saturación de agua congénita es la información más importante que se puede obtener del perfil eléctrico, ya que por medio de este dato se puede determinar si una formación puede o no contener aceite o gas. Aunque no es el único factor que se toma en cuenta antes de probar una formación sí es el decisivo. La saturación de agua calculada ayuda también a ubicar el lugar donde se pueden terminar los pozos. En el Capítulo VI se habla de los diferentes registros eléctricos que existen, sus principios de funcionamiento y el alcance en profundidad de medición que cada uno de ellos tiene. El interés principal de llevar a cabo la calibración del registro eléctrico es para calcular la saturación de agua en formaciones con interés petrolero. Para la calibración de los registros eléctricos, dado que son varios, en este trabajo se toma un ejemplo representativo. Como antecedente a la calibración se comentan algunos conceptos importantes para tal efecto.

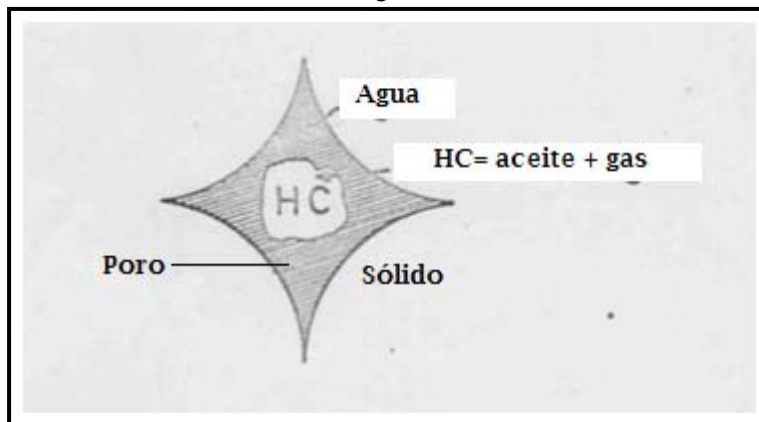
**7.1 OBTENCIÓN DE LA SATURACIÓN DE FLUÍDOS EN LABORATORIO.**

El término saturación de fluidos es utilizado para indicar la presencia de los fluidos en la formación. La saturación de fluidos se define como la fracción o porcentaje del espacio poroso ocupado por un fluido particular a las condiciones del yacimiento.

Matemáticamente se puede expresar la definición anterior como sigue:

$$S_f = \frac{\text{(Vol. de fluidos @ c. y.)}}{\text{(Volumen de poros)}} \tag{7.1}$$

La Figura 7.1 representa idealmente un poro o intersticio saturado por aceite, gas y agua y se encontrará normalmente en la forma siguiente:



**Fig. 7.1 Ubicación en los poros de las diferentes saturaciones.**

$$S_o = \frac{\text{Vol. de aceite @ c.y.}}{\text{Volumen de poros}} \tag{7.2}$$

$$S_g = \frac{\text{Vol. de gas @ c.y.}}{\text{Volumen de poros}} \quad (7.3)$$

$$S_w = \frac{\text{Vol. de agua @ c.y.}}{\text{Vol. de poros}} \quad (7.4)$$

Si un poro contiene aceite, gas y agua, se puede demostrar que:

$$S_o + S_g + S_w = 1 \quad (7.5)$$

$$S_{Hc} + S_w = 1 \quad (7.6)$$

$$S_{Hc} = 1 - S_w \quad (7.7)$$

Por definición todos los valores de saturación están relacionados a volúmenes porosos y no a volúmenes de roca.

La saturación de fluidos puede ser obtenida directamente utilizando métodos de laboratorio, basados en el análisis de muestras representativas del yacimiento (núcleos). En la determinación de este parámetro son necesarias las siguientes consideraciones (1) cómo son medidos estos valores (2) qué representan estos valores y (3) conociendo lo que ellos representan, cómo pueden ser aplicados.

### 7.1.1 Método de la retorta a presión atmosférica

A una muestra de roca recién cortada del yacimiento se le extraen los líquidos saturantes a temperatura alta y haciendo las correcciones necesarias se obtienen  $S_w$  y  $S_o$ . Por medio de la inyección de mercurio a otra muestra, se obtiene  $S_g$ . Este procedimiento se conoce como método de la retorta y se describe a continuación.

En análisis convencionales el líquido de saturación puede obtenerse por destilación de una muestra a presión atmosférica, este proceso se conoce como método de la retorta y se representa en la Figura 7.2.

Los líquidos (agua y aceite) de la muestra son vaporizados en la cámara de calentamiento, los vapores pasan a un condensador y los líquidos recuperados se colocan en tubos receptores calibrados. En este método se emplean muestras representativas de entre 100 y 175 g. Tiene algunas desventajas este método: (1) debido a las elevadas temperaturas con que se trabaja (1000 a 1100 °F), se puede remover el agua de cristalización de la roca, causando un aumento en la saturación de agua intersticial y (2) el aceite calentado a altas temperaturas tiende a desintegrarse térmicamente (cracking), cambiando en consecuencia su estructura molecular.

Se usa una curva de corrección de aceite, la exactitud del valor obtenido de aceite es de  $\pm 5\%$  y la reproducibilidad es de  $\pm 2\%$  del volumen medido. El agua y el aceite no

combinados que se destilan en cada muestra son calculados como porcentaje del volumen total, usando el peso total de la muestra y la densidad natural determinada en una pieza de muestra adyacente.

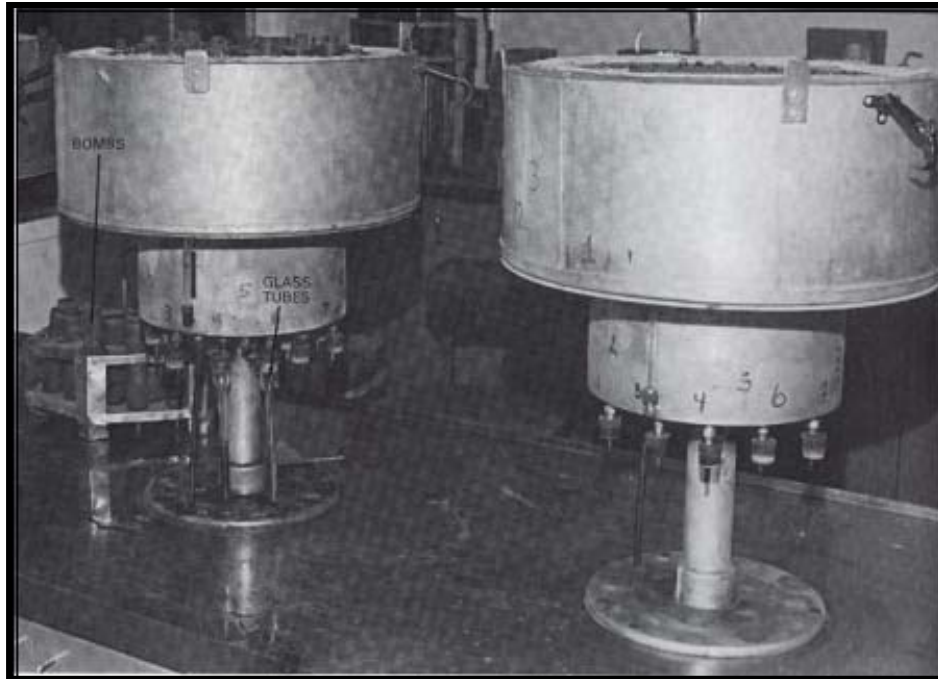
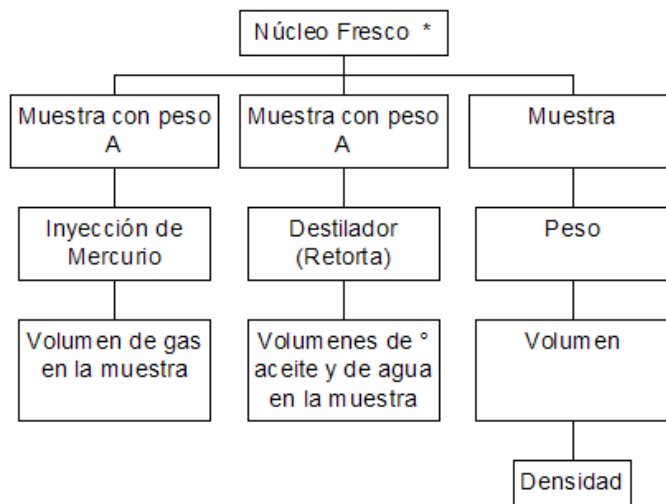


Fig. 7.2 Retorta para determinar la saturación de fluidos en muestras de roca.

A continuación se muestra un diagrama de flujo para la obtención de la saturación de fluidos:



\* Núcleo recién sacado del pozo

° Requieren corrección

Se debe tomar en cuenta que  $V_o + V_g + V_w = V_p$ , esto implica conocer la  $S_o$ ,  $S_g$  y  $S_w$  respectivamente.

$V_A$  = volumen de la muestra con un peso A

$$V_A = \frac{\text{Peso A}}{\text{Densidad}}$$

$$\emptyset = \frac{V_P}{V_A}$$

### Ventajas

- a. El contenido de líquidos se determina con base en cantidades o volúmenes relativamente grandes, medibles.
- b. El volumen de cada líquido recuperado se obtiene por medición directa.
- c. Se elimina el posible error de peso de sal depositada por el agua contenida en la muestra.
- d. Se elimina el posible error por pérdida de granos de arena en el manejo.
- e. El contenido de aceite se mide directamente, mientras que en los métodos de extracción, el contenido de aceite se calcula por diferencias.

### Limitaciones

- a. Para obtener resultados exactos es necesaria información de calibración de agua para cada formación (Fig. 7.3)
- b. La exactitud de la información de la saturación de agua para muestras conteniendo materiales arcillosos es menor, debido a la dificultad de establecer una temperatura correcta de retorta, o el tiempo para remover solo el agua de los poros.
- c. Se requiere la curva de corrección para la recuperación de aceite (Fig. 7.4)
- d. Para obtener la información completa se usan dos piezas separadas de núcleo.

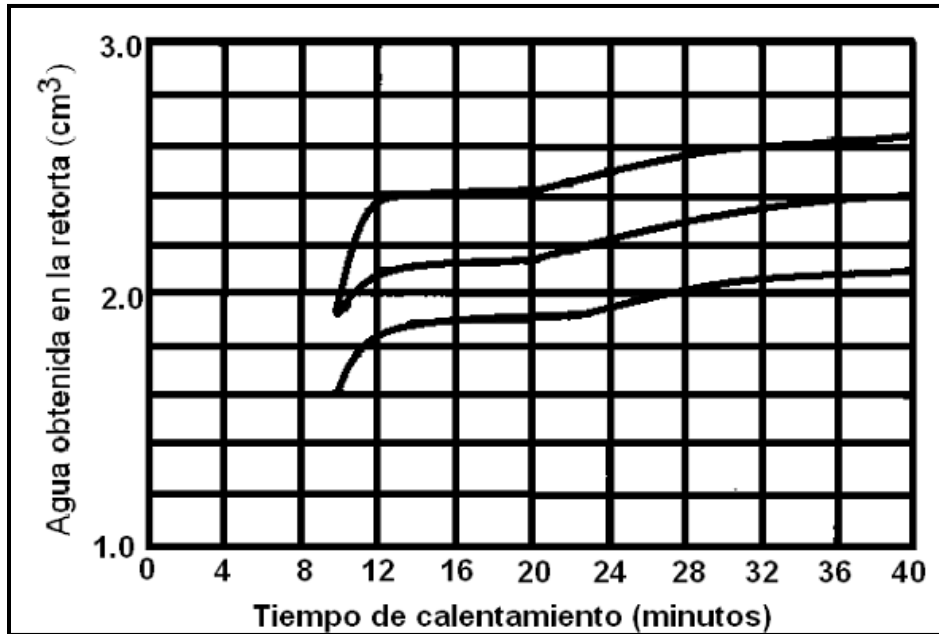


Fig. 7.3 Curvas de calibración para el agua.

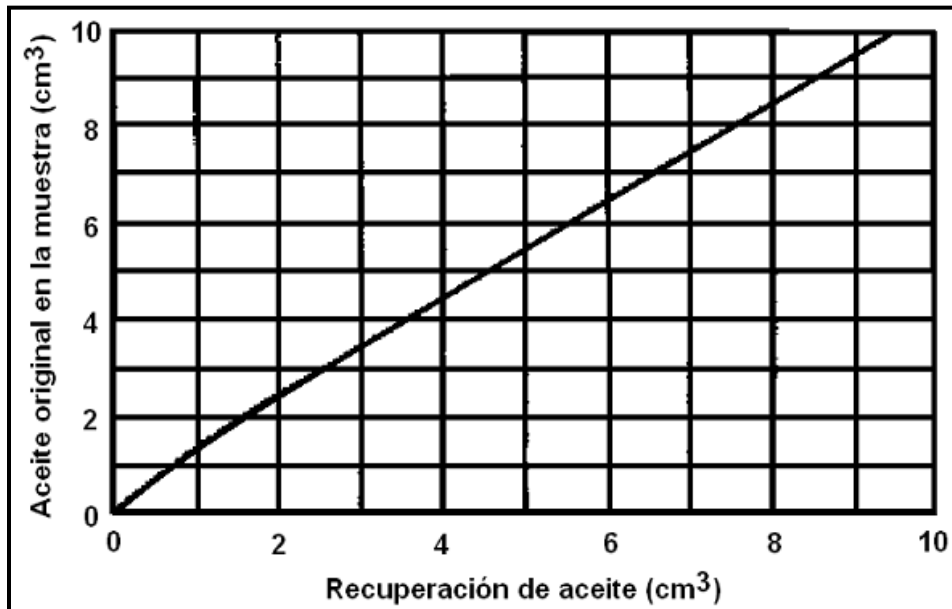


Fig. 7.4 Curva de calibración para el aceite.

### Aplicaciones principales de la determinación de la saturación de fluidos

- Conocer los volúmenes de los distintos fluidos existentes en una parte o en todo el yacimiento.
- Determinar la profundidad de los contactos entre fluidos (gas-aceite, hidrocarburos-agua) en el yacimiento.

- c. Conocer la distribución de fluidos en el yacimiento.
- d. Determinar espesores, áreas o volúmenes del yacimiento en los que no hay movimiento de algún fluido.
- e. Seleccionar intervalos para terminación o reparación de pozos.
- f. Obtener otros parámetros de caracterización.

## 7.2 INTERPRETACIÓN DE REGISTROS ELECTRICOS

En la interpretación de registros eléctricos se deben considerar tres zonas: la primera es el radio de invasión donde se tiene una distribución del filtrado del lodo de perforación y las saturaciones irreductibles de los fluidos que había en esa zona, la zona de transición es el espacio físico donde se presenta el cambio de saturaciones de fluidos entre la zona invadida y la zona no invadida que presenta el lugar donde no se modifican las saturaciones originales, esto se ilustra en la Figura 7.5

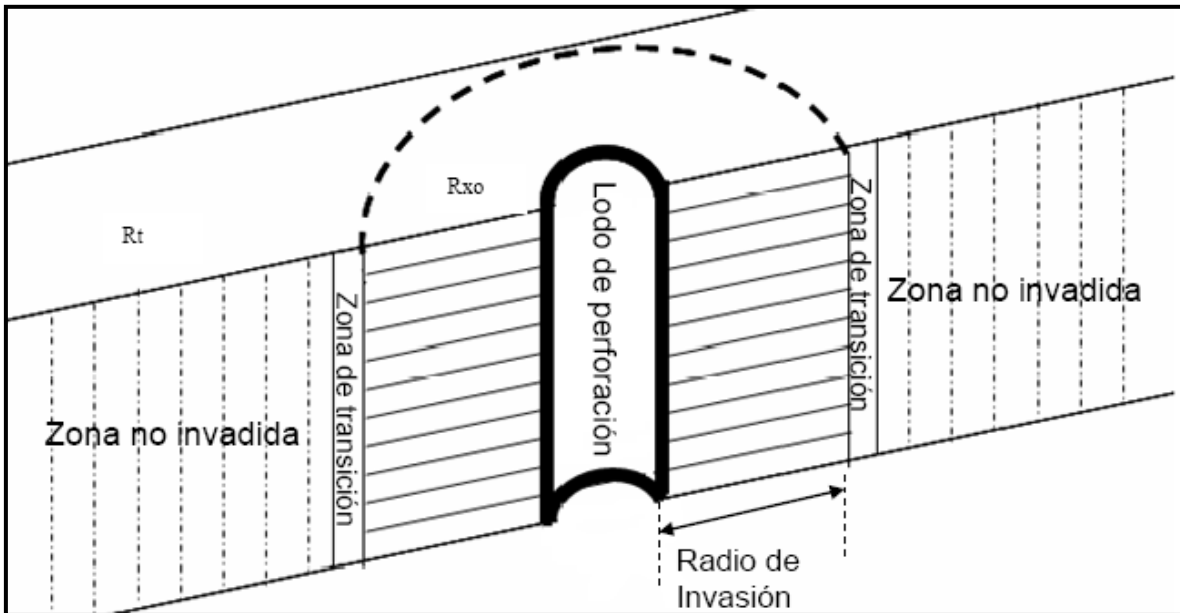


Fig. 7.5 Diferentes zonas de invasión originadas por el filtrado del lodo de perforación.

Es importante conocer los tipos de registros que ayudan a determinar el tipo de litología, la permeabilidad y la conductividad eléctrica, ya que por medio de la combinación de éstos se pueden determinar, zonas de agua, zonas donde hay líquidos (aceite o agua), siempre teniendo en cuenta **parámetros que modificarán los datos de los registros como: salinidad del lodo de perforación, zonas arcillosas, la invasión del filtrado del lodo de perforación, etc.**

Donde el filtrado de lodo de perforación invade a la formación se presentará una zona de resistividad variable.

El espesor del enjarre está entre 1/8 a 3/4 de pulgada y presentará una zona de resistividad moderada y es la zona más cercana al agujero. Dicho enjarre se constituye generalmente de sólidos pesados y son de muy baja permeabilidad.

La segunda zona es la zona invadida o zona lavada, contiene filtrado de lodo, agua congénita irreductible y si había aceite contiene también aceite residual.

La extensión de la zona lavada en zonas muy porosas llega a tener hasta 4 pulgadas.

La tercera zona es la zona de transición saturada con una mezcla de filtrado de lodo, y fluidos de la formación.

La zona final es la zona no invadida, que tiene una resistividad verdadera de la formación,  $R_t$ .

Los factores que afectan el diámetro de la zona invadida incluyen: el tipo de lodo, la diferencia de la presión entre el lodo de perforación y la formación, procesos de perforación y tiempo de exposición así como segregación gravitacional.

La resistividad eléctrica puede ser definida como la resistencia que opone un volumen del medio poroso al flujo de corriente eléctrica. La resistividad es una de las medidas más importantes para la evaluación de reservas, los diferentes registros de resistividad difieren en la profundidad de investigación, existen tres zonas en la vecindad del pozo, estas zonas son identificadas por el tipo de fluido saturante, es aquí donde cobra importancia la profundidad de investigación de cada uno de los tipos de registros eléctricos.

Con respecto a la profundidad de investigación, la resistividad en una zona invadida con agua ( $S_w = 100\%$ ) es menor a la resistividad de una zona invadida con lodo de perforación.

Las lutitas, por otro lado, y formaciones porosas saturadas con agua salada o salmuera tienen muy poca resistividad. Cuando se corren simultáneamente los registros SP y resistividad brindan la posibilidad de interpretar la litología y la presencia de fluidos existentes en los poros.

Cuando el lodo de perforación se filtra a la formación invade la vecindad del pozo desplazando los fluidos que se encuentran en esta zona (ya sea agua, aceite o gas), de esta manera la zona invadida o zona lavada presenta una resistividad llamada  $R_{xo}$ , esta puede ser muy diferente a la resistividad de la zona no invadida (llamada  $R_t$ ) y una zona de transición separa estas dos zonas (llamada  $R_i$ ). Existen varios tipos de registros de resistividad y no únicamente han sido adaptados para diferentes tipos de lodos, sino

también, para medir la resistividad de la zona invadida ( $R_{xo}$ ) y la zona no invadida ( $R_t$ ), ver Figura 7.6.

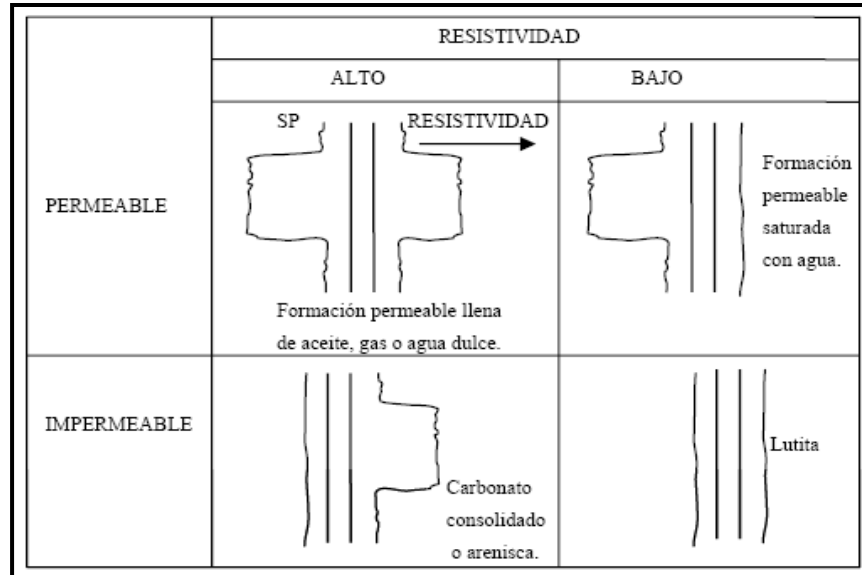


Fig. 7.6 Cuatro respuestas básicas para los registros SP y resistividad.

Generalmente los registros de microresistividad están referidos a la zona invadida. La Figura 7.7 muestra la respuesta de los registros de resistividad  $R_t$  y  $R_{xo}$  (profundo y somero) para diferentes relaciones de agua del yacimiento, la resistividad del filtrado del lodo ( $R_{mf}$ ), la resistividad del agua de formación ( $R_w$ ). La convención es que los registros de penetración profunda son mostrados con una línea segmentada y los registros de investigación somera con una línea continua. Cuando la formación es impermeable no existe separación entre ambas líneas, esto es debido a que no existe filtrado del lodo de perforación y, por tanto, no hay zona invadida.

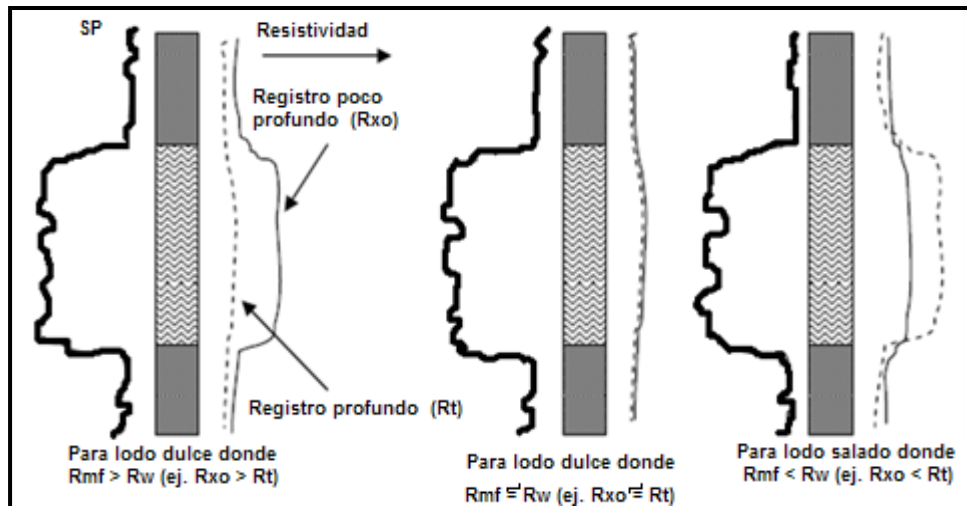


Fig. 7.7 Esquema del registro SP y respuestas de resistividad mostrando variación entre la resistividad del lodo de perforación y la resistividad del agua de formación.



Cuando se corren dos registros de resistividad al mismo tiempo, es posible identificar zonas de hidrocarburos, ver Figura 7.8; aunque se debe tener en cuenta que es una interpretación cualitativa de la presencia de hidrocarburos, ya que solo se determina la profundidad aproximada a la cual hay agua o hidrocarburos. Para determinar si los hidrocarburos se encuentran en fase líquida o fase gaseosa es necesario combinarlos con los registros de porosidad (densidad y neutrón).

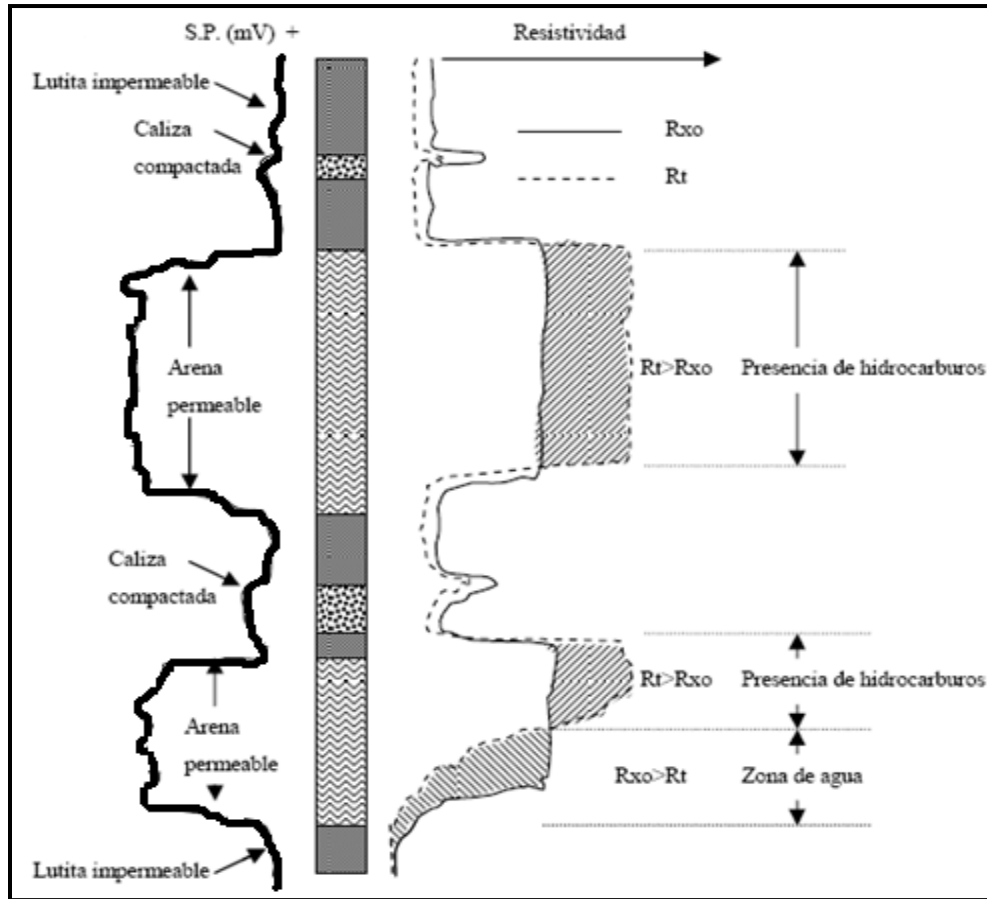


Fig. 7.8 Registros SP y de resistividad con su interpretación cualitativa.

**Radio de medición de los registros de resistividad**

Zona lavada, $R_{xo}$	Zona invadida, $R_i$	Zona no invadida, $R_t$
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Micro registro</li> <li>• Micro registro lateral</li> <li>• Registro de proximidad</li> <li>• Registro microesférico enfocado</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Normal corta</li> <li>• Registro lateral-8</li> <li>• Registro esférico enfocado</li> <li>• Registro de inducción media</li> <li>• Registro lateral somero</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Normal larga</li> <li>• Registro lateral</li> <li>• Registro inducción profunda</li> <li>• Lateral profundo</li> <li>• Registro lateral-3</li> <li>• Registro lateral-7</li> </ul>

Tabla 7.1 Clasificación de los registros de resistividad con base en su radio de investigación

**7.2.1 Registro doble laterolog – R<sub>xo</sub> (DLL – R<sub>xo</sub>)**

Este registro consta de dos laterolog con diferentes profundidades de medición o investigación. El doble laterolog registra la resistividad de la zona no invadida y la zona de transición, y para determinar la resistividad de la zona lavada se requiere de un registro para esa zona y puede ser el MSFL (Microspherically focused log).

Esta herramienta mide un laterolog profundo, LLD, y un laterolog somero, LLS, con el mismo sistema de electrodos y un R<sub>xo</sub> MICROSFL, con una almohadilla fijada en la parte baja de la herramienta, ver Figura 7.9. El flujo de corriente para el laterolog profundo y somero emana de la herramienta produciendo la misma resolución vertical para ambos laterolog.

Esta herramienta proporciona tres medidas de resistividades, una respuesta R<sub>t</sub> (R<sub>LLD</sub>), una respuesta a R<sub>i</sub> (R<sub>LLS</sub>) y una respuesta para R<sub>XO</sub> (R<sub>MSFL</sub>). Estas tres respuestas de resistividades son medidas simultáneamente, además de poder ser registrado también un SP. Una representación de la forma típica de presentación en el doble laterolog-R<sub>XO</sub> es mostrada en al Figura 7.10.

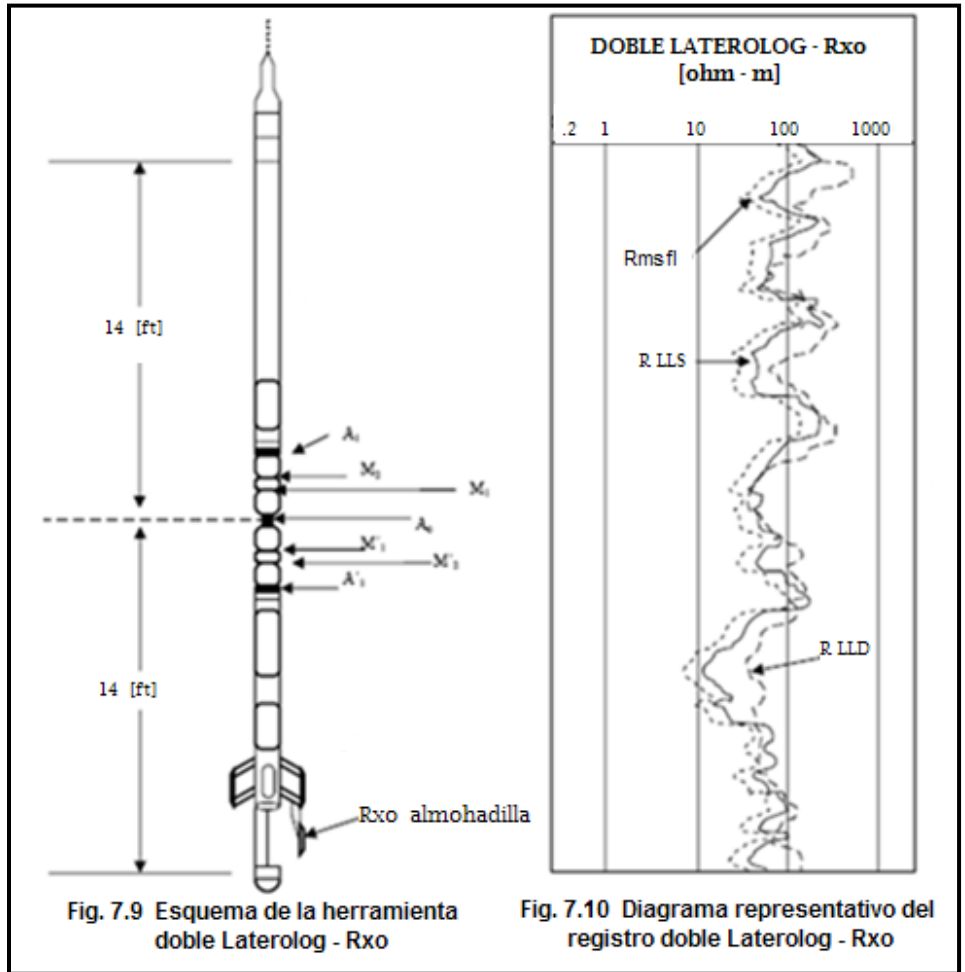


Fig. 7.9 Esquema de la herramienta doble Laterolog - R<sub>xo</sub>

Fig. 7.10 Diagrama representativo del registro doble Laterolog - R<sub>xo</sub>

La restricción para este registro es que requiere lodo conductivo, la resistividad del lodo deberá ser menor que la resistividad del agua de formación y el registro es grabado una sola vez. Sin embargo, la interpretación de la zona invadida es mejor que con otros registros.

### 7.2.2 Registro de doble inducción – Laterolog 8 (DIL - LL8)

Los dispositivos de inducción miden la conductividad eléctrica usando la corriente generada por bobinas, las bobinas transmisoras producen una señal electromagnética, señal que induce corriente en la formación.

Los registros modernos de inducción son los llamados Dual Induction Focused Log (Registros de doble Inducción enfocada). Este registro está compuesto por un dispositivo de inducción de lectura profunda ( $R_{ILD}$  que mide  $R_t$ ), y es similar a un registro de inducción eléctrica. El registro de doble inducción enfocada tiene además un dispositivo de lectura media ( $R_{ILM}$  que mide  $R_i$ ) y una lectura poco profunda ( $R_{XO}$ ) laterolog enfocado que es similar al Short normal (normal corta). La lectura somera del laterolog puede ser cualquiera de los dos: Laterolog-8 (LL-8) o un Spherically Focused Log (registro enfocado esféricamente (SFL)).

Los registros de doble inducción enfocada son usados en formaciones que son profundamente invadidas por el filtrado de lodo. A causa de la profundidad de invasión, un registro de invasión de lectura profunda ( $R_{ILD}$ ) no puede medir correctamente la resistividad verdadera de la formación ( $R_t$ ). Los valores obtenidos de las tres curvas de este registro son usados para una correcta medición de la resistividad de la zona no invadida con la ayuda de una carta de corrección denominada tornado. Las tres resistividades de este registro son presentadas por cuatro ciclos logarítmicos de un rango de escala de 0.2 a 2000 ohm/m. Este registro es acompañado normalmente por la curva SP.

La separación entre las tres curvas de resistividad del registro depende del diámetro de invasión. Los registros de inducción deben ser corregidos por: efectos de agujero, efectos de espesor de los cuerpos y efectos del filtrado.

Este registro intenta mejorar aspectos de toma de información con el uso de bobinas, ya que para producir la señal en el agujero, usa las bobinas localizadas en la sonda para enfocar el campo magnético generado. Este propósito de las bobinas es muy similar a los electrodos. Otro propósito de las bobinas es incrementar la efectividad de la profundidad de investigación y la resolución de la herramienta en estratos delgados. Con respecto a los efectos de invasión el diámetro de investigación no debe ser mayor a 100 pulgadas para una óptima determinación de  $R_t$ , esto quiere decir que a una mayor profundidad del filtrado se tendrá una menor confiabilidad en los valores de resistividad registrados por la sonda en la zona no invadida.

Una típica presentación del DIL-LL8 se muestra en la Figura 7.11.

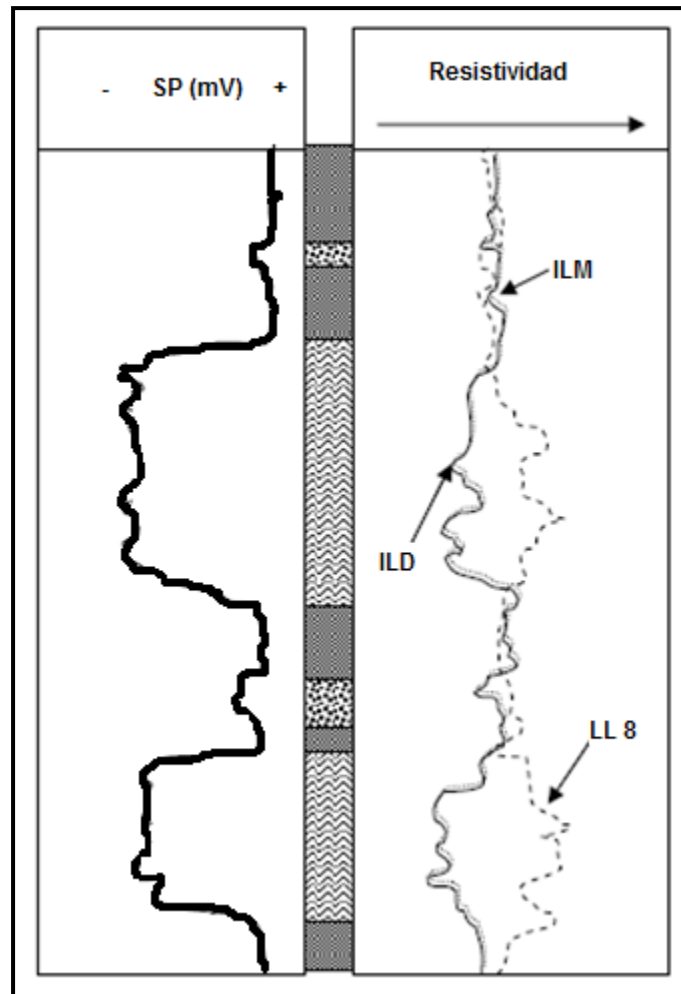


Fig. 7.11 Diagrama del registro de doble inducción Laterolog – 8 (DIL-LL8) y SP.

Una de las limitantes que presenta el registro LL8 es que al tomarse junto con el registro SP se requiere tener fluido conductivo. Sin embargo, en general, la toma de registros de inducción no requiere de dicho lodo. Es un registro que se considera de resolución pobre, pero cuando la resistividad de la zona invadida es mayor a la resistividad verdadera de la formación, el doble inducción laterolog DIL es un excelente registro de resistividad.

### 7.3 RESISTIVIDAD DEL AGUA DE FORMACIÓN

Para realizar de manera adecuada la calibración de registros con el fin de conocer saturación de agua ( $S_w$ ), surge la necesidad de analizar de manera cuantitativa la resistividad del agua de formación ( $R_w$ ).

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

### 7.3.1 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 ( $S_w = \sqrt[n]{\frac{FR_w}{R_t}}$ ), se le saca logaritmo, se obtiene:

$$n \log S_w = \log F + \log R_w - \log R_t \quad (7.8)$$

Sustituyendo la ecuación particular de factor de formación  $F = a\phi^{-m}$  y despejando  $\log R_t$  de la ecuación, se obtiene:

$$\log R_t = \log R_w + \log a - m \log \phi - n \log S_w \quad (7.9)$$

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

$$\log R_t = -m \log \phi + \log(aR_w) \quad (7.10)$$

Que representa la ecuación de una recta en papel logarítmico 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. 7.12 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  $m$ .

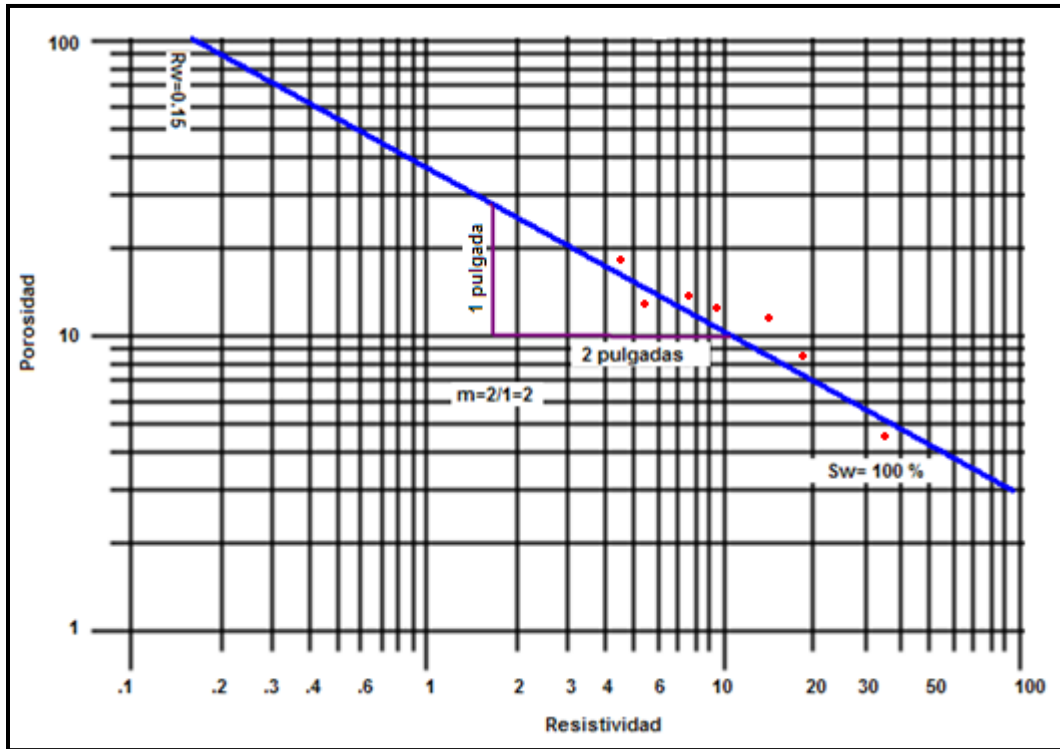


Fig.7.12 Ejemplo de la gráfica de Pickett que muestra la línea de saturación de agua al 100% y el valor de la resistividad del agua (Rw).

### 7.3.2 Obtención de Rw 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:

$$SSP = SP = -K \log \frac{R_{mf}}{R_w} \tag{7.11}$$

Donde:

K = Constante que depende de la temperatura de la formación

R<sub>mf</sub> = Resistividad del filtrado del lodo

R<sub>w</sub> = Resistividad del agua de formación

En la interpretación cuantitativa de registros será frecuentemente necesario conocer el valor de Rw a partir de la ecuación 7.11. 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.

### **Cálculo de $R_w$ a partir del SSP**

Generalmente, la resistividad del agua se calcula a partir de la ecuación 7.11, poniendo a  $R_w$  en forma explícita, se tiene:

$$R_w = \frac{R_{mf}}{\frac{SSP}{10^{-K}}} \quad (7.12)$$

### **Obtención de $R_{mf}$**

Se puede determinar esta resistividad en una muestra de filtrado del lodo que se obtiene en el mismo sitio del pozo. 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.

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:

$$R_{mf} = CR_m^{1.07} \quad (7.13)$$

Se encontró que los valores de C son función de la densidad del lodo; la Figura 7.13 muestra gráficamente esta relación.

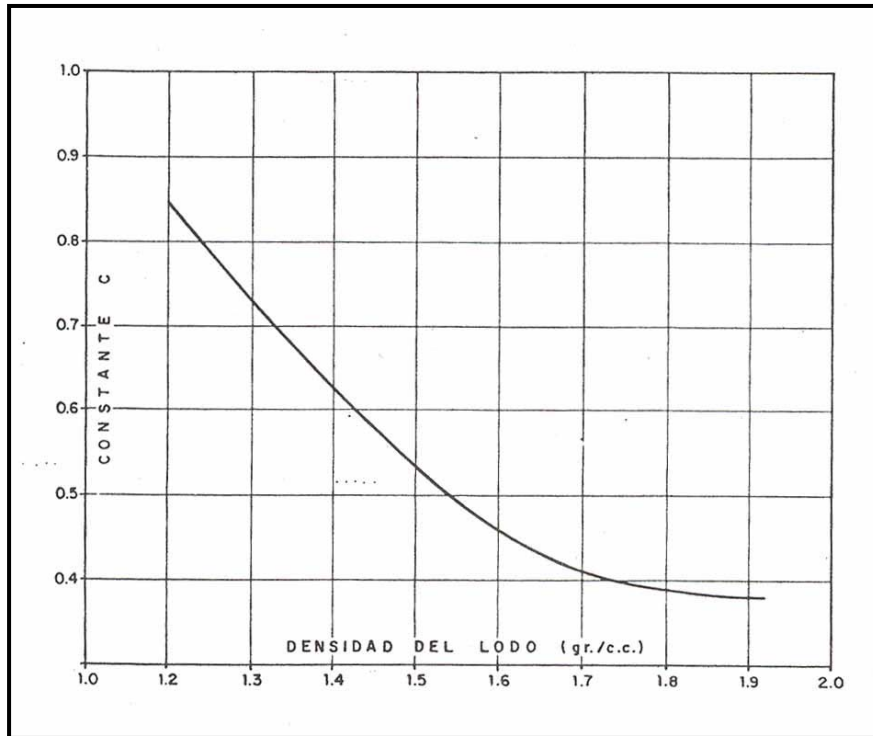


Fig. 7.13 Relación entre la densidad del lodo y la constante C de la ecuación de Overton y Lipson.

### Determinación de la constante K

La constante K de la ecuación 7.11 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:

$$K = 60 + 0.13 T \quad (7.14)$$

O bien:

$$K = 64 + 0.23 T \quad (7.15)$$

Para T en grados centígrados.

### 7.3.3 Obtención de $R_w$ 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 Na Cl

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 Na Cl. La gráfica de la Fig. 7.14 es útil para encontrar el valor de R<sub>w</sub> conociendo la salinidad en ppm y la temperatura de la Formación.

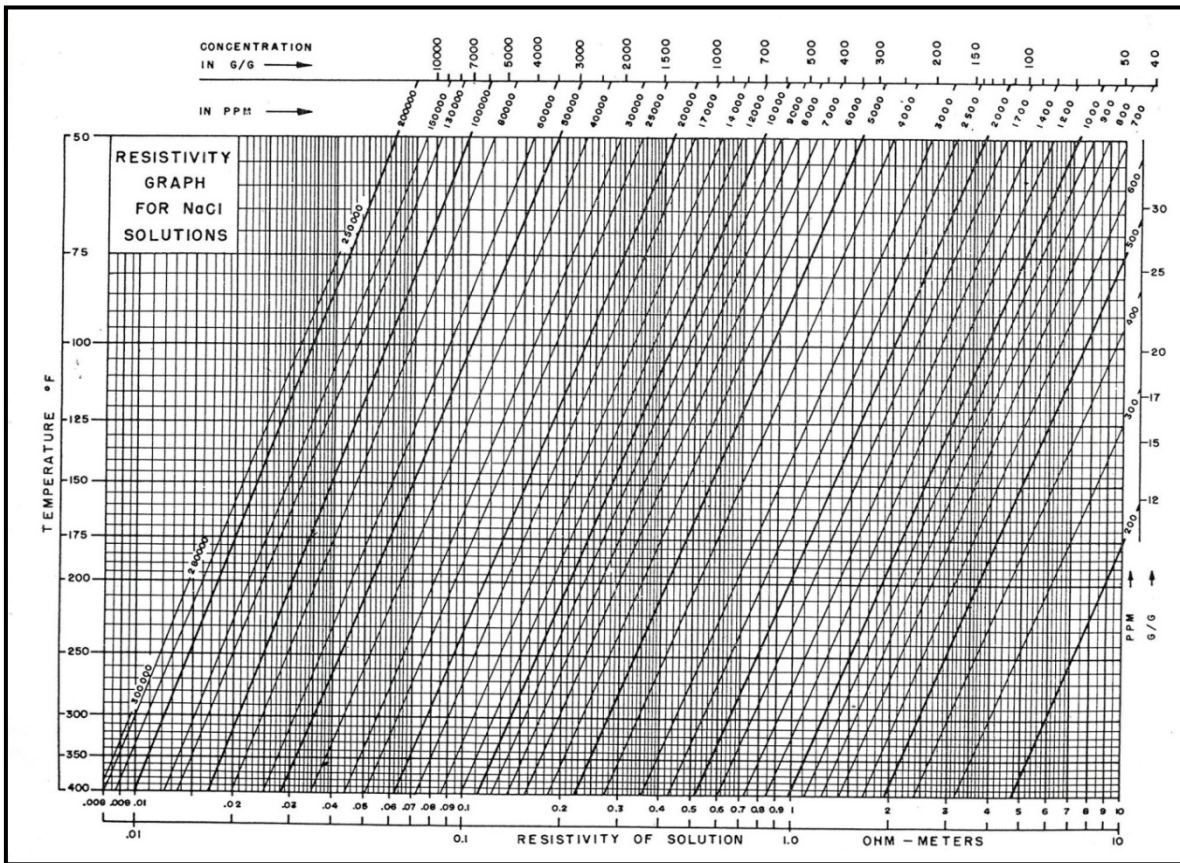


Fig. 7.14 Resistividad del agua como una función de la salinidad y la temperatura. La salinidad está en términos de la concentración de NaCl.

## 7.4 RESISTIVIDAD DE LAS ROCAS

Una roca, en general, se comporta como un aislante eléctrico con resistividades eléctricas del orden de  $10^5 - 10^7$  [ $\Omega - m$ ] (la resistividad del cobre comercial por ejemplo es de  $1.72 \times 10^{-8}$  [ $\Omega - m$ ]).

Las rocas de un yacimiento petrolero están compuestas por sólidos y espacios (poros, huecos, cavernas). Los sólidos normalmente no conducen la corriente eléctrica, tampoco los hidrocarburos; en cambio, el agua si conduce. En ocasiones la roca de un yacimiento tiene materiales que ayudan al paso de la corriente eléctrica, como son las arcillas cuando están en contacto con agua.

La resistividad de una roca arcillosa no depende solo de su litología, sino también de la magnitud del espacio poroso, de la capacidad de alojar en sus poros soluciones salinas que favorezcan la conducción eléctrica a través de iones en solución y de la geometría de dichos poros. Otros factores que influyen son: porcentaje de saturación o sea, la cantidad de agua salada (salmuera) en los poros, la salinidad de la salmuera, la Mojabilidad, así como condiciones de medio ambiente como son presión y temperatura a las que se encuentra el sistema roca fluidos. La resistividad en las rocas varía entonces en un amplio rango dependiendo de cómo interactúen las variables antes mencionadas.

**Porosidad:** en general se tiene que a mayor porosidad efectiva, menor es la resistividad.

**Salinidad de las soluciones acuosas:** a mayor salinidad de las soluciones, mayor es el contenido de iones que pueden conducir corriente eléctrica, y es menor la resistividad.

**Porcentaje de saturación:** es el porcentaje de volumen de poros ocupados por soluciones acuosas. Si los poros no están ocupados por soluciones acuosas, el medio tendrá una resistividad muy alta. La resistividad disminuye con el grado de saturación según la ley de Archie.

**Temperatura:** a mayor temperatura, disminuye la viscosidad de las soluciones acuosas, facilitando la movilidad de los iones y por lo tanto, disminuye la resistividad.

**Presión:** para rocas sedimentarias, a mayor presión aumenta el grado de compactación, disminuyendo la porosidad y aumentando potencialmente la resistividad de las rocas.

### Tipos de resistividad

Al analizar los núcleos se consideran las siguientes resistividades:

- $R_w$  resistividad del agua
- $R_o$  resistividad de la roca con  $S_w = 100\%$
- $R_t$  resistividad de la roca con  $S_w < 100\%$

### 7.4.1 Factor de formación

Se ha establecido de manera experimental que la resistividad de una formación pura con contenido completo de agua (esto es, una que no contenga hidrocarburos ni una cantidad apreciable de arcilla), es proporcional a la resistividad del agua con la cual está completamente saturada. La constante de proporcionalidad se llama factor de resistividad de formación  $F$ . De este modo, si  $R_o$  es la resistividad de una roca de formación no arcillosa, saturada al 100% con agua de resistividad  $R_w$ , entonces

$$F = \frac{R_o}{R_w} \quad (7.16)$$

Archie, basándose en sus observaciones, propuso una fórmula que relaciona la porosidad y el factor de formación  $F$ ; la relación es:

$$F = a\phi^{-m} \quad (7.17)$$

Donde:

$m$  es el factor o exponente de cementación

$a$  es un factor geométrico del medio poroso

El exponente de cementación  $m$  y la constante  $a$  se determinan de manera empírica en el laboratorio.

### 7.4.2 Índice de resistividad

$$I = R_t/R_o \quad (7.18)$$

La proporción  $R_t/R_o$  se conoce como Índice de resistividad. Un Índice de resistividad de uno supone una saturación de agua al 100% y a medida que disminuye la saturación de agua el índice se incrementa.

Experimentalmente se ha observado que el índice de resistividad es función de la saturación de agua de este modo se tiene:

$$I = S_w^{-n} \quad (7.19)$$

Los parámetros  $a$ ,  $m$  y  $n$  son parámetros geométricos del espacio poroso de la roca.

## 7.5 CALIBRACION DE REGISTROS ELECTRICOS

Para la calibración de registros eléctricos y se tenga base para determinar con aproximación aceptable la saturación de agua en un yacimiento petrolero se plantean dos alternativas:

- Con información de laboratorio obtenida de análisis de muestras de roca del yacimiento en cuestión.
- Con información de campo proporcionada por dos registros geofísicos, tomados en pozos del yacimiento en estudio, aplicando la técnica o gráfica de Pickett. Los registros son: uno de porosidad y uno de resistividad.

### 7.5.1 Calibración con información de laboratorio

Para efectuar la calibración se requieren núcleos o muestras de roca representativas del yacimiento, de las cuales se conoce bien la profundidad a la que se cortaron. A estas muestras se les realizará mediciones de porosidad efectiva, permeabilidad absoluta y de resistividad eléctrica tanto saturadas 100% con agua como con saturaciones de agua menores a 100%. También se requieren muestras de agua de la formación para medir su resistividad ( $R_w$ ) o información del agua que permita obtener la  $R_w$  en forma indirecta.

Con las mencionadas mediciones en laboratorio se podrán determinar los parámetros eléctricos  $R_o$ ,  $R_t$ ,  $F$ ,  $a$ ,  $m$ ,  $I$  y  $n$  que son la base para la calibración del registro eléctrico.

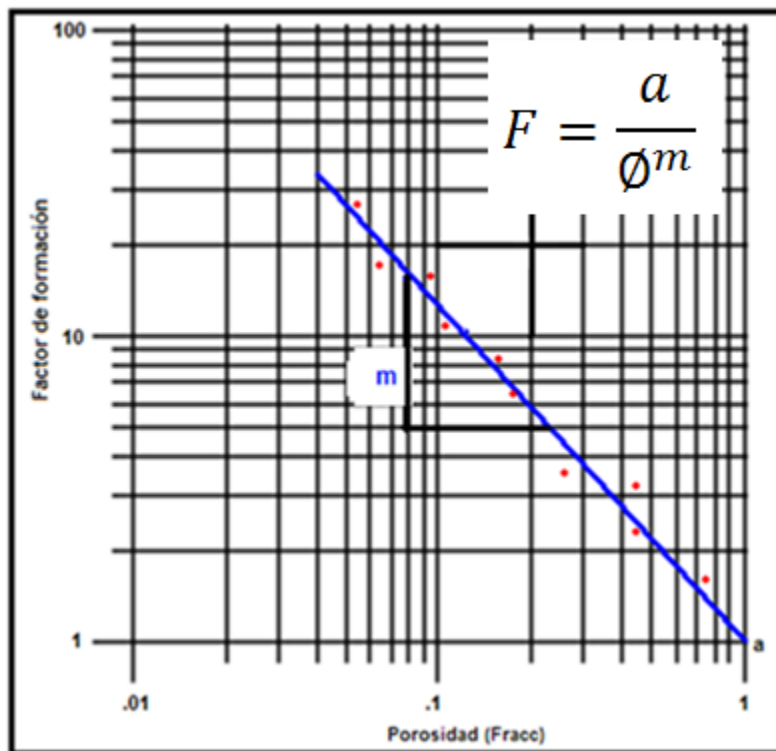
A continuación, en forma resumida, se indica una secuencia de operaciones y mediciones que conforman el procedimiento de calibración del registro eléctrico.

#### **Secuencia para la obtención de los parámetros eléctricos: $R_o$ , $R_t$ , $R_w$ , $F$ , $a$ , $m$ , $I$ y $n$ a partir de mediciones de resistividades eléctricas a núcleos en laboratorio.**

1. Cortar y limpiar muestras de roca tomadas de los núcleos. Las muestras deben ser de geometría regular, de preferencia cilíndrica.
2. Medir la porosidad efectiva y la permeabilidad absoluta de las muestras, de preferencia utilizando gas.
3. Pesar las muestras en una balanza analítica.
4. Saturar las muestras 100% con la salmuera apropiada en un equipo de saturación de presión alta.
5. Pesar las muestras saturadas de agua en una balanza analítica.
6. Determinar el grado de saturación de los núcleos comparando el volumen de agua inyectada en cada núcleo con el correspondiente volumen de poros medido con

gas en un porosímetro tipo Boyle. Estos volúmenes deben ser iguales para tener  $S_w = 100\%$ .

7. Medir la resistividad de las muestras con un resistímetro. Como los núcleos están saturados 100% con salmuera, la resistividad medida será  $R_o$ .
8. Desaturar un poco los núcleos por medio de inyección de gas o con algún otro procedimiento. Pesarse las muestras para determinar su grado de saturación de salmuera por diferencias, la cual deberá ser menor al 100%.
9. Medir la resistividad de las muestras. Como tienen saturación de salmuera menor que el 100%, la resistividad será  $R_t$ .
10. Repetir los pasos 8 a 9 varias veces para tener valores de  $R_t$  a distintas saturaciones de agua.
11. Calcular el valor de  $F$  para cada muestra ( $F = R_o/R_w$ ), en caso necesario medir  $R_w$  con el resistímetro.
12. Para cada núcleo calcular los valores de  $I$  correspondientes a las distintas saturaciones ( $I = R_t/R_o$ ).
13. Con los datos de las muestras preparar la gráfica de  $F$  vs  $\phi$  en papel doble logarítmico. La tendencia resultante de los datos será una recta. Determinar las constantes  $m$  y  $a$  (pendiente de la recta y ordenada al origen) y obtener la ecuación de la recta.

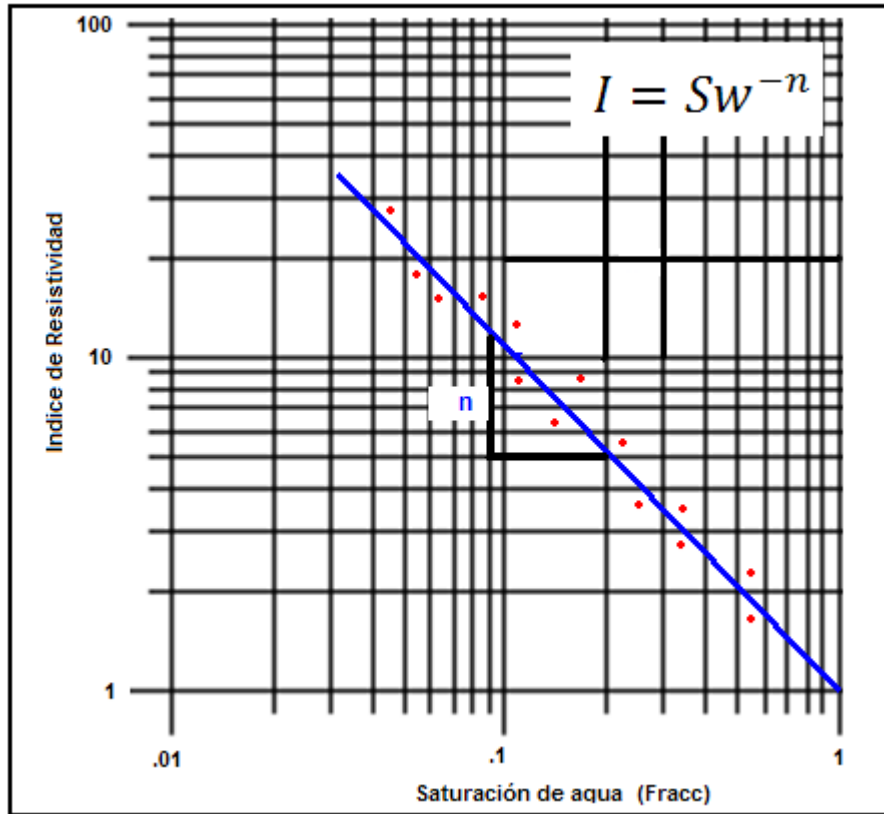


Gráfica 7.1 Muestra el factor de formación contra porosidad en papel doble logarítmico.

La ecuación correspondiente a la Gráfica 7.1 es:

$$F = \frac{a}{\phi^m} \quad \text{o bien} \quad F = a\phi^{-m} \quad (7.20)$$

14. Preparar la gráfica de I vs  $S_w$  en papel doble logaritmo. Como en el caso anterior, la tendencia de los datos será una recta. Determinar el valor de n (pendiente de la recta) y establecer la ecuación de dicha recta.



Gráfica 7.2 Muestra el I vs  $S_w$  en papel doble logaritmo.

La ecuación correspondiente a la Gráfica 7.2 es:

$$I = S_w^{-n} \quad (7.21)$$

Cuando  $R_t$  alcanza el valor de  $R_0$ , es decir, cuando se tiene una saturación de 100% en la muestra el valor de  $I = 1$ .

Combinando las ecuaciones 7.20 y 7.21 resulta:

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{aR_w}{\phi^m R_t}} \quad (7.22)$$

Esta ecuación se conoce como la ecuación de Archie para formaciones limpias.

Los datos que se obtienen del laboratorio son:  $a$ ,  $m$  y  $n$ ; por otra parte,  $R_w$  se puede obtener ya sea del laboratorio o del registro SP,  $R_t$  se obtiene a partir del registro eléctrico y  $\phi$  de uno de porosidad.

Lo mencionado en párrafos anteriores corresponde a la calibración de registros eléctricos con base en datos de laboratorio.

Cuando no se conocen los parámetros  $a$ ,  $m$  y  $n$ , para el yacimiento en especial es común asignar los valores siguientes:

$$a = 1, m = 2, n = 2$$

De esta manera al sustituir los valores en la ecuación 7.22 queda de la siguiente manera:

$$S_w = \sqrt{\frac{R_w}{\phi^2 R_t}} \quad (7.23)$$

Otra ecuación muy utilizada, si no se conocen  $a$ ,  $m$  y  $n$  es la ecuación propuesta por Humble:

$$F = 0.62 \phi^{-2.15} \quad (7.24)$$

$$\text{Donde: } a = 0.62, m = 2.15, n = 2$$

Las ecuaciones propuestas para determinar  $S_w$  son función, principalmente, de:

- Tipo de roca
- Tipo de registro eléctrico

Se han propuesto muchos modelos para determinar la  $S_w$  en formaciones arcillosas.

Uno de los modelos más utilizados es el de Fertl y Hammack, cuya ecuación es:

$$S_w = \left( \frac{0.81 R_w}{\phi^2 R_t} \right)^{\frac{1}{2}} - \left( \frac{V_{sh} R_w}{0.4 \phi R_{sh}} \right) \quad (7.25)$$

Término de formación limpia.
------------------------------------

Término de corrección por efecto de lutitas.
---

Para la calibración de registros eléctricos tomados en formaciones arcillosas debe considerarse información de las arcillas, como la cantidad y su resistividad.

**7.5.2 Calibración con información de campo**

En caso de no disponer de análisis petrofísico de laboratorio, se puede realizar la calibración del registro eléctrico o de saturación de agua con datos de campo, basada en información que se obtiene de registros geofísicos de pozos utilizando la técnica de Pickett. Para aplicar esta técnica se requieren solo dos registros (uno de porosidad y uno de resistividad profunda) de un pozo que haya atravesado intervalos saturados 100% de agua.

En el punto 7.3.1 se describió la forma de obtener la resistividad de agua ( $R_w$ ) y el exponente  $m$  con datos de porosidad ( $\phi$ ) y resistividad de la formación cuando está saturada 100% con agua ( $R_o$ ), para lo cual se ajustó una línea recta a los datos graficados en papel log-log, Figura 7.12.

Para ubicar la posición de otras líneas rectas correspondientes a  $S_w < 100\%$  se aplica la siguiente ecuación:

$$R_t = \frac{R_o}{S_w^2} \tag{7.26}$$

Por ejemplo, considerando la Figura 7.15, para una porosidad de 20% la  $R_o$  es 3.8 ohm-m. Para esa  $\phi = 20\%$  y  $S_w = 50\%$ , aplicando la ecuación 7.22 se tiene una  $R_t = 15.2$  ohm-m. Se ubican estos datos de  $\phi$  y  $R_t$  en la Figura 7.15 y se traza una línea recta paralela a la de  $S_w = 100\%$  y será la de  $S_w = 50\%$ . En esa forma se podrían obtener las líneas para otras saturaciones de agua.

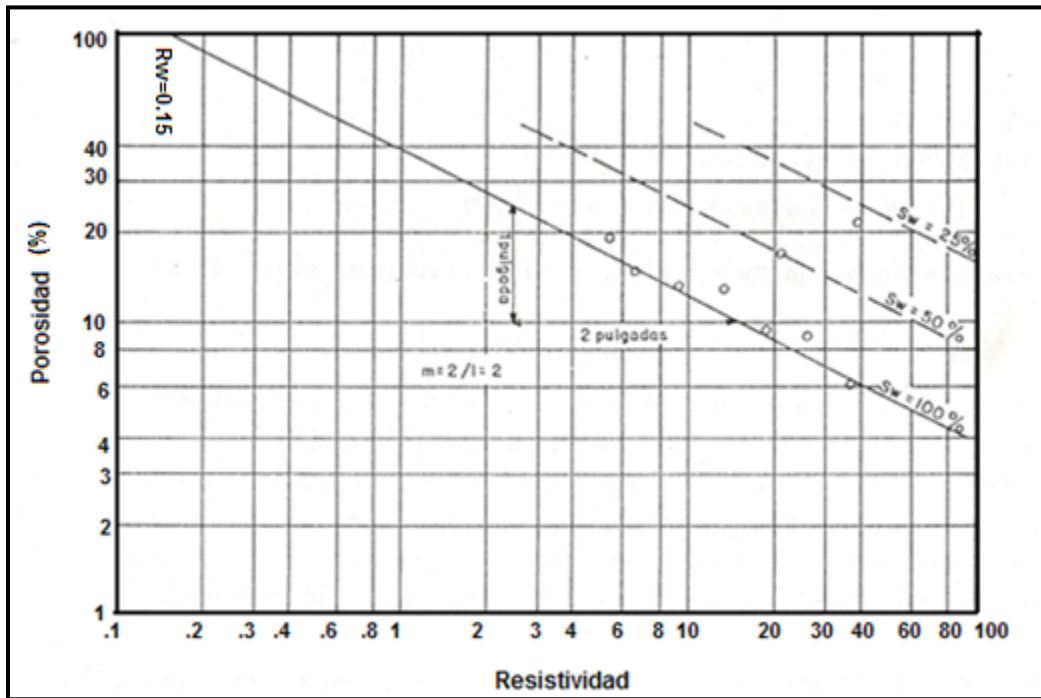


Fig. 7.15 Ejemplo de la gráfica de Pickett que muestra las líneas de saturación y el valor de la resistividad del agua.



En la Figura 7.16 se muestra el juego de registros geofísicos utilizados para ejemplificar la calibración con datos de campo.

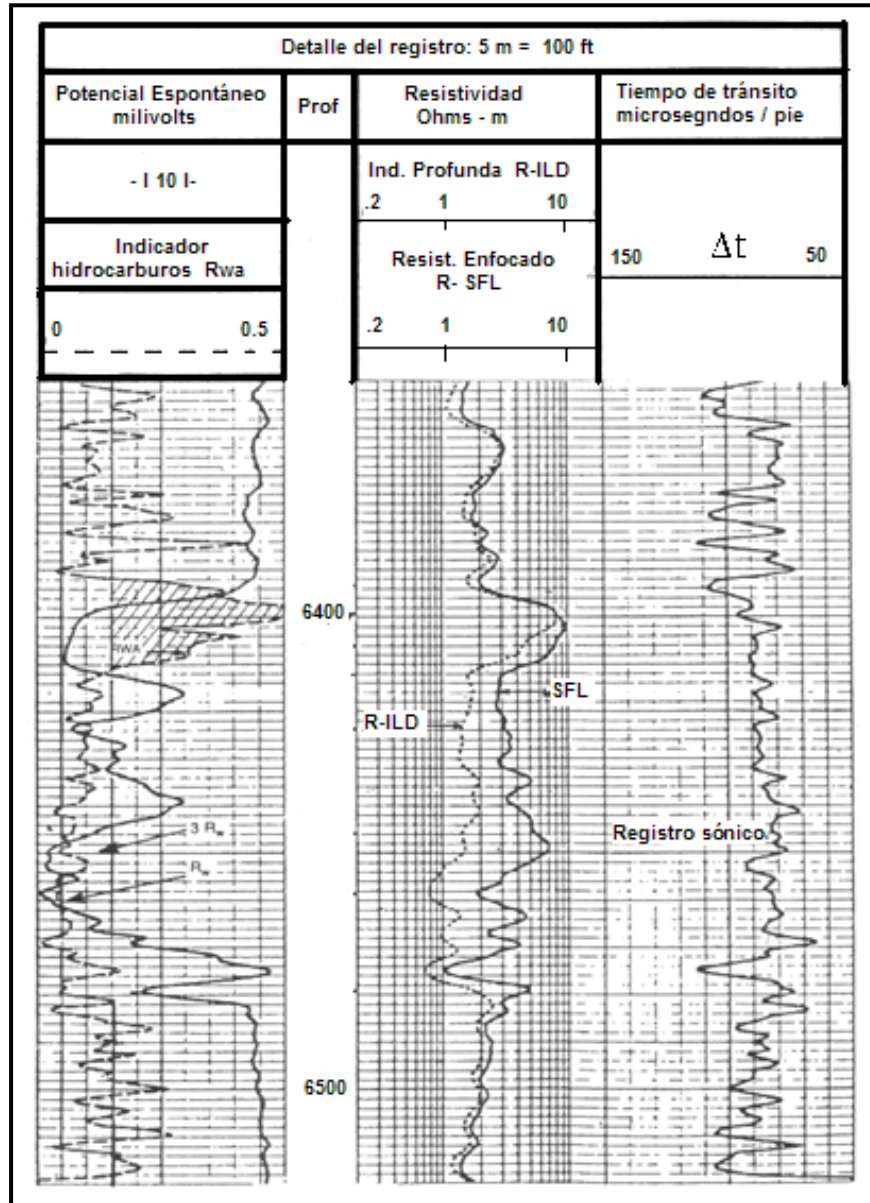


Fig. 7.16 Registro SP, registro de resistividad y registro sónico de porosidad utilizados para la calibración del registro eléctrico (Dewan J.T., 1983).

**Procedimiento de calibración con datos de campo**

En la curva segmentada del registro de resistividad profunda mostrado en la Figura 7.16, se toma en cuenta la zona no arcillosa con agua que corresponde a la profundidad promedio de 6460 m, se lee  $R_t = 0.8$  (ohm-m) y un valor de  $\Delta t = 85$  ( $\mu\text{seg}/\text{ft}$ ) en el registro sónico de porosidad. Este valor sustituido en la ecuación 5.8 arroja un valor de porosidad de 29%. Esta es una zona de alta saturación de agua ( $S_w = 100\%$ ) por lo que  $R_t = R_o$ .

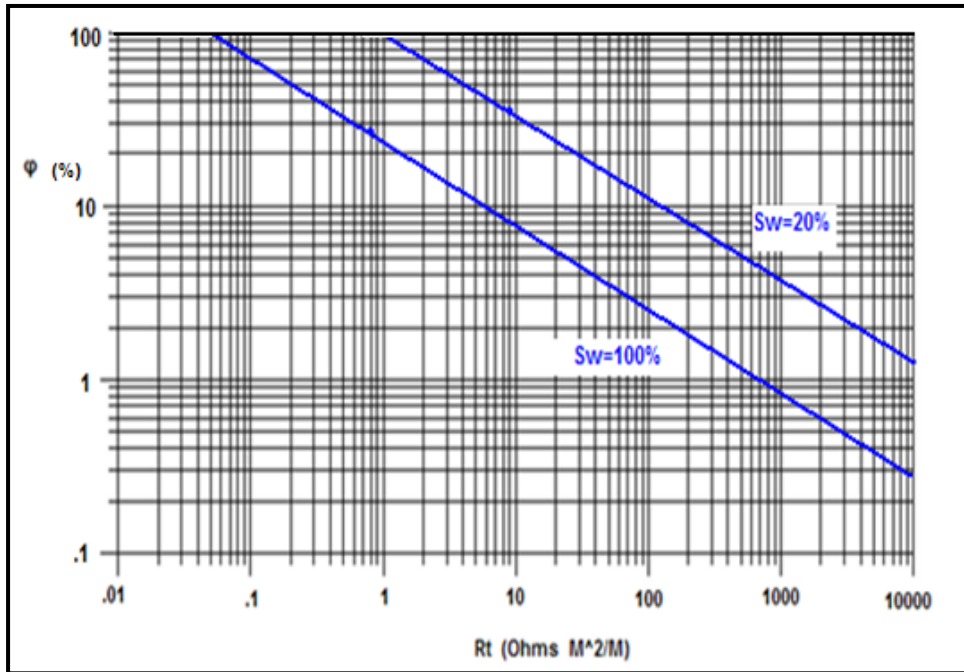
Ahora bien, se carece de más pozos para obtener más datos como sería lo recomendado por el método; entonces, ante esta situación se busca otra zona limpia sin arcillas, pero con baja saturación de agua y sería una zona donde el registro eléctrico indicaría altos valores de resistividad. Esto ocurre alrededor de la profundidad de 6402 m, donde se lee un valor de  $R_t = 9$  (ohm-m) y un valor de  $\Delta t = 95$  ( $\mu\text{seg}/\text{ft}$ ), que sustituyendo este valor en la ecuación 5.8 se obtiene una porosidad de 36%. Esta es una zona limpia sin arcillas y de baja saturación de agua en la que se considera que existe saturación de agua irreductible por tener la máxima resistividad, una alta porosidad y estar muy alejada de la zona con  $S_w = 100\%$ . Si no se conoce la  $S_{wi}$ , se considera en principio igual a 20%. Este valor permite, de acuerdo al método, trazar una línea paralela a la de  $S_w = 100\%$ .

De esta forma se tienen dos puntos clave para el método: el primero, donde se tiene baja resistividad con alta saturación de agua y, el segundo, donde se tiene alta resistividad con baja saturación de agua.

Para trazar la primer línea de saturación de agua de 100% se requiere conocer al menos dos puntos. El primer punto es el que corresponde a la zona de 100% de saturación de agua y baja resistividad, es decir  $R_t = 0.8$  (ohm-m) y  $\phi = 29\%$ . Para determinar el segundo punto, de acuerdo al método se establece el punto de agua, donde  $R_w = R_t$  y  $\phi = 100\%$ . Para determinar  $R_w$  es necesario conocer la salinidad del agua de formación.

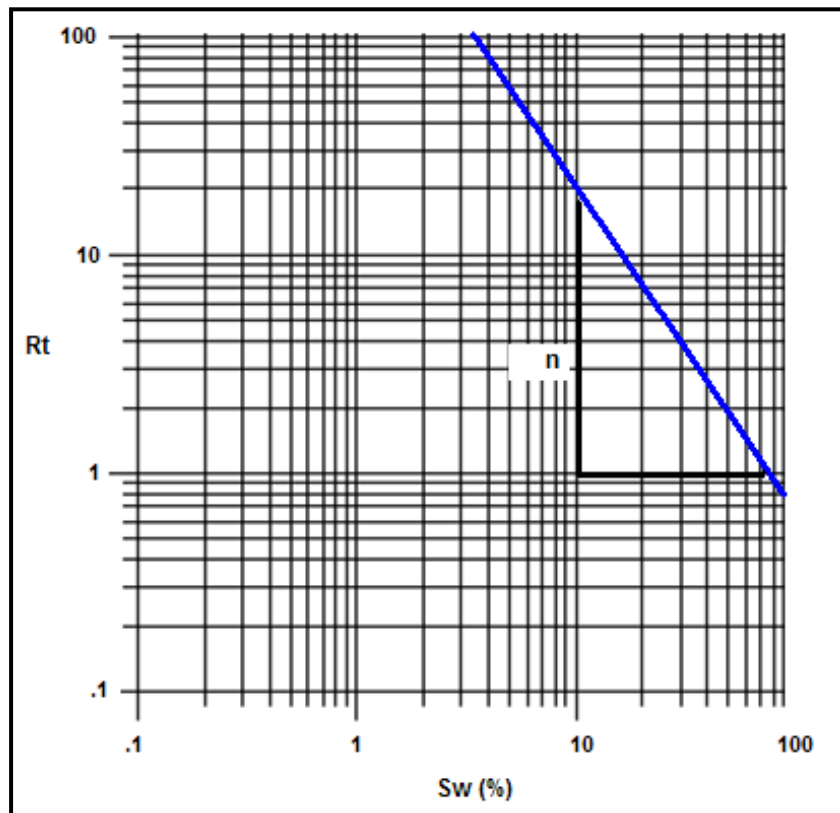
En este ejemplo se supone que el agua contiene 100,000 ppm y el intervalo está a una temperatura de yacimiento de 125 °F (51.67 °C). Utilizando la Figura 7.14 se obtiene el valor correspondiente de  $R_w = 0.047$  (ohm-m), por lo que este valor es el de  $R_t$  para  $\phi = 100\%$ .

Se procede a graficar en papel doble logaritmo  $R_t$  en el eje de las abcisas y  $\phi$  en el eje de las ordenadas. Se obtiene la línea de  $S_w = 100\%$  y con  $R_t = 9$  (ohm-m) y  $\phi = 36\%$  se traza la línea paralela a la de  $S_w = 100\%$  correspondiente al valor de  $S_{wi} = 20\%$ . Esto se muestra en la Gráfica 7.3



Gráfica 7.3 Presenta líneas de saturaciones obtenidas con la técnica de Pickett.

A continuación las dos saturaciones de la Gráfica 7.13 se grafican contra sus valores de  $R_t$  respectivos en escala log-log y este procedimiento se muestra en la Gráfica 7.4

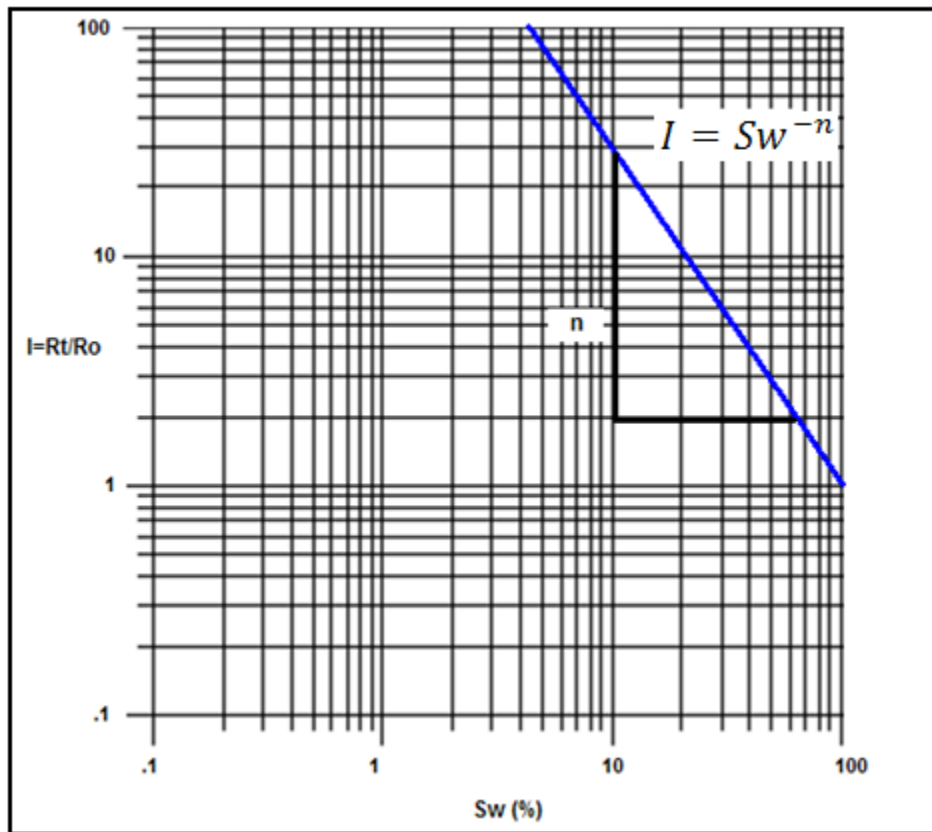


Gráfica 7.4 Muestra la línea que resulta al relacionar los valores de saturación de agua con sus respectivos valores de  $R_t$ .

Se sabe que el Índice de resistividad es  $I=R_t/R_o$  y se puede obtener con apoyo en la Gráfica 7.4 ya que ahí se conocen los valores  $R_t$  para cada valor de saturación de agua. Para obtener  $R_o$  se hace referencia a la Figura 7.16 en el registro de resistividad profunda (línea segmentada) y en la zona de baja resistividad con alta saturación de agua. De acuerdo al método de Pickett ahí se tiene la mayor saturación de agua y se puede considerar una  $S_w=100\%$ , lo que permite obtener el valor de  $R_o$  (esto ocurre en promedio a la profundidad de 6460 m en el yacimiento). De acuerdo a esto el valor correspondiente de  $R_o=0.8$  (ohm-m).

El Índice de resistividad cuando se tiene una  $S_w=100\%$  es 1, mientras que para una  $S_w=20\%$  el Índice de resistividad que le corresponde es de 11.25.

Ahora se grafican los valores de Índice de resistividad contra los valores de  $S_w$  correspondientes, de esta forma se obtiene la Gráfica 7.5 que muestra una parte de la calibración del registro de saturación de agua.



**Gráfica 7.5 Gráfica de Índice de resistividad contra saturación de agua. Esta es una de las gráficas de calibración del registro eléctrico o de saturación de agua.**

De la gráfica se puede observar:

$$\frac{R_t}{R_o} = S_w^{-n} \tag{7.27}$$

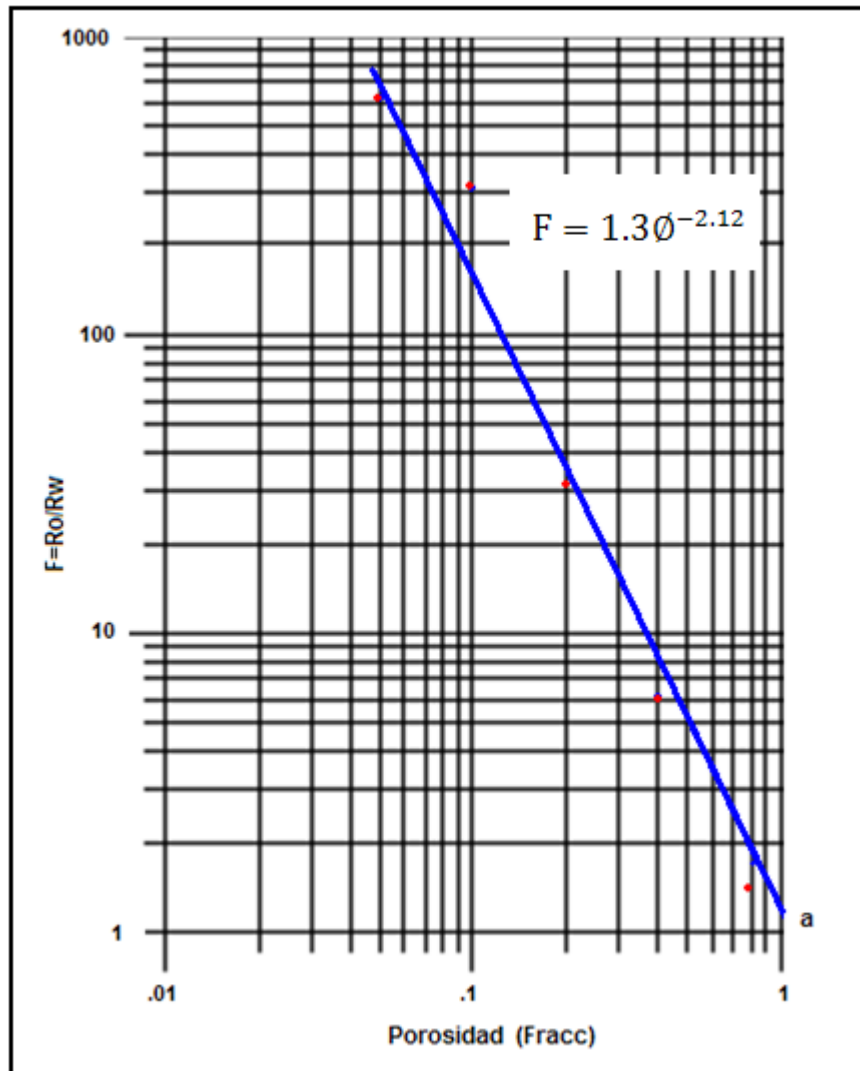
De la ecuación anterior se despeja  $S_w$  y se tiene:

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{R_o}{R_t}} \tag{7.28}$$

El valor de  $n$  se obtiene fácilmente de la recta, es el valor de su pendiente. Para el caso del ejemplo  $n = 1.7$

La ecuación 7.28 permite conocer la saturación de agua de un yacimiento con información de registros de resistividad, siempre y cuando se conozca el valor de  $n$ .

Con base en la gráfica 7.3 se obtiene información para establecer la relación  $\phi$  contra  $F$ . Como se mencionó anteriormente  $F=R_o/R_w$ . Sobre la línea de  $S_w=100\%$  se toman datos de  $R_t$ , que son  $R_o$ , para varias porosidades y se dividen entre el valor de  $R_w$ , que es  $R_t$  para  $\phi = 100\%$ . Los valores de  $F$  así determinados se grafican contra las porosidades correspondientes, en papel log-log, obteniéndose una recta, cuya pendiente es  $m$  y la ordenada al origen  $a$ , esto se muestra en la Gráfica 7.6



Gráfica 7.6 Muestra parte de la calibración del registro de resistividad o eléctrico.

En este caso la ecuación resultante es:

$$F = 1.3\phi^{-2.12} \quad (7.29)$$

Las gráficas 7.5, 7.6 y sus correspondientes ecuaciones 7.27 y 7.29 son los datos resultantes de la calibración del registro eléctrico o de saturación de agua.

---

## CAPÍTULO VIII REGISTRO GEOFÍSICO DE POROSIDAD, PERMEABILIDAD Y SATURACIÓN DE AGUA

### INTRODUCCIÓN

La investigación sobre nuevas herramientas y técnicas para mejorar la disciplina de perfilaje de pozos petroleros es cada día más sofisticada y precisa, pero a la vez, más compleja. En este trabajo se presenta un registro que aunque no es nuevo sí presenta innovaciones importantes para la caracterización de yacimientos en la industria petrolera.

Se trata de una tecnología desarrollada a través de varios años que opera bajo el principio de Resonancia Magnética Nuclear (RMN). Una importante innovación de tal tecnología radica en la capacidad que tiene para proporcionar información sobre la permeabilidad (K) en capas delgadas de arena y lutita de una formación. Aunque no se muestra su calibración, se expone el principio de operación, la herramienta que se emplea y el registro que se adquiere al utilizar dicha herramienta. Se muestran también dos ejemplos de registros tomados con RMN y se describe su interpretación.

El Registro de Resonancia Magnética Nuclear (RMN) se utiliza para determinar el índice de fluido libre (FFI) de una formación. Dicho índice es una cantidad que se puede comparar con la porosidad dada su similitud, está relacionada con la densidad de protones que se encuentran libres y que pueden reorientarse como respuesta a la presencia de un campo magnético externo aplicado.

De este modo el hidrógeno que se encuentra asociado a la lutita o que está contenido en una capa delgada de fluido cercana a la superficie de la roca será excluido de la medición. Al ser el FFI una medida del fluido libre es útil en la predicción de hidrocarburos movibles.

El hidrógeno cuenta con un solo protón, y es el ejemplo más simple de un núcleo de un elemento químico que posee tanto giro como momento magnético. El agua como sustancia muestra gran facilidad a la polarización magnética nuclear cuando un campo magnético se le aplica, por esta razón se le puede utilizar como elemento sensible de un magnetómetro.

El hidrógeno es la única especie nuclear encontrada en las formaciones de la tierra que puede ser fácilmente detectado por las técnicas de inducción nuclear. Sin embargo, el hierro y el potasio tienen momentos magnéticos débiles, al igual que el sodio y el aluminio; por esta razón, estos serán mucho menos detectables que el hidrógeno.

### 8.1 FUNDAMENTOS Y PRINCIPIOS DEL REGISTRO DE RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR (RMN)

Las herramientas de registros de resonancia magnética nuclear (RMN) utilizan potentes imanes permanentes para crear un intenso campo magnético estático de polarización ( $B_0$ ) dentro de la formación.

Los núcleos de los átomos de hidrógeno (protones) del agua y de los hidrocarburos, poseen una carga eléctrica positiva que al rotar sobre sí mismos generan débiles campos magnéticos (la rotación de los protones es producida por un pulso de radiofrecuencia generado por la herramienta), comportándose como pequeñas agujas imantadas. Cuando el intenso campo magnético  $B_0$  de la herramienta atraviesa una formación que contiene fluidos, sus protones se alinean a lo largo de  $B_0$ , como lo hace la aguja de una brújula, dando origen a un proceso de magnetización, que aumenta en forma exponencial y que ocurre de manera perpendicular o transversal a  $B_0$ , alcanzando un valor de equilibrio, con una constante de tiempo  $T_1$ , y que se mantiene mientras esté presente  $B_0$ .

Esta magnetización sufre un movimiento de precesión (movimiento que describe un cono de giro, ver Fig. 8.1) alrededor de  $B_0$  inmediatamente después de haber concluido el pulso de radiofrecuencia. Debido a la técnica utilizada para medir esta precesión libre, únicamente será detectado el hidrógeno asociado con líquidos, agua o hidrocarburos. La medición no será sensible al hidrógeno asociado con arcilla.

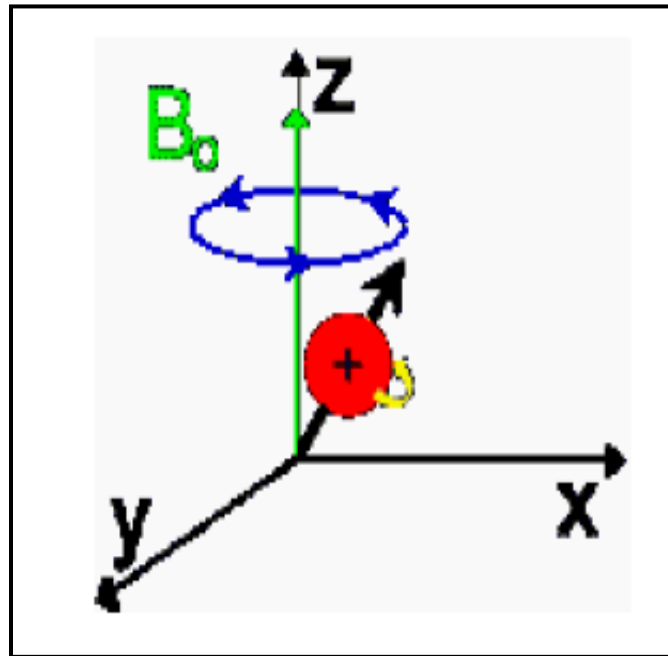


Fig. 8.1 Movimiento precesional del protón.

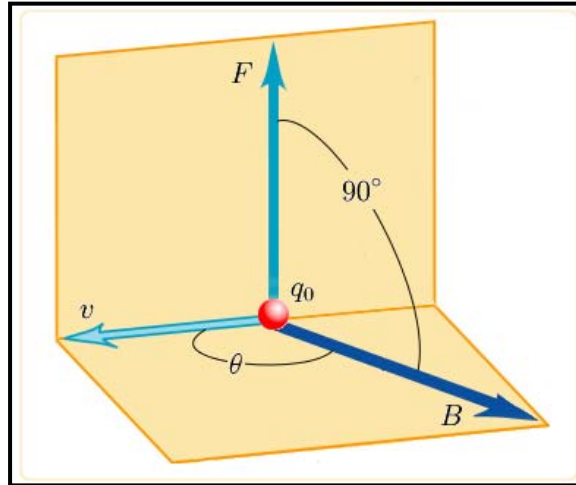
El campo magnético es una región del espacio en la cual una carga eléctrica puntual de valor  $q_0$  que se desplaza a una velocidad  $v$ , sufre los efectos de una fuerza  $F$  que es perpendicular y proporcional tanto a la velocidad como al campo, llamada inducción magnética o densidad de flujo magnético. Así, dicha carga percibirá una fuerza descrita con la siguiente igualdad:

$$F = q_0 v \times B \quad (8.1)$$



Tanto  $F$  como  $v$  y  $B$  son magnitudes vectoriales y el producto cruz es un producto vectorial que tiene como resultante un vector perpendicular tanto a  $v$  como a  $B$  (Fig. 8.2)

El módulo de la fuerza resultante será  $|F| = q_0 |v| |B| \cdot \sin \theta$  (8.2)



**Fig. 8.2** Se observa que: (a) la fuerza magnética se anula cuando  $v \rightarrow 0$ , (b) la fuerza magnética se anula si  $v$  es paralela o antiparalela (se invierte el sentido del vector) a la dirección de  $B$  (en estos casos  $\theta = 0^\circ$  o bien  $\theta = 180^\circ$  y  $v \times B = 0$ ) y c) si  $v$  es perpendicular a  $B$  ( $\theta = 90^\circ$ ) la fuerza desviadora tiene su máximo valor por  $F_{\perp} = q_0 vB$ .

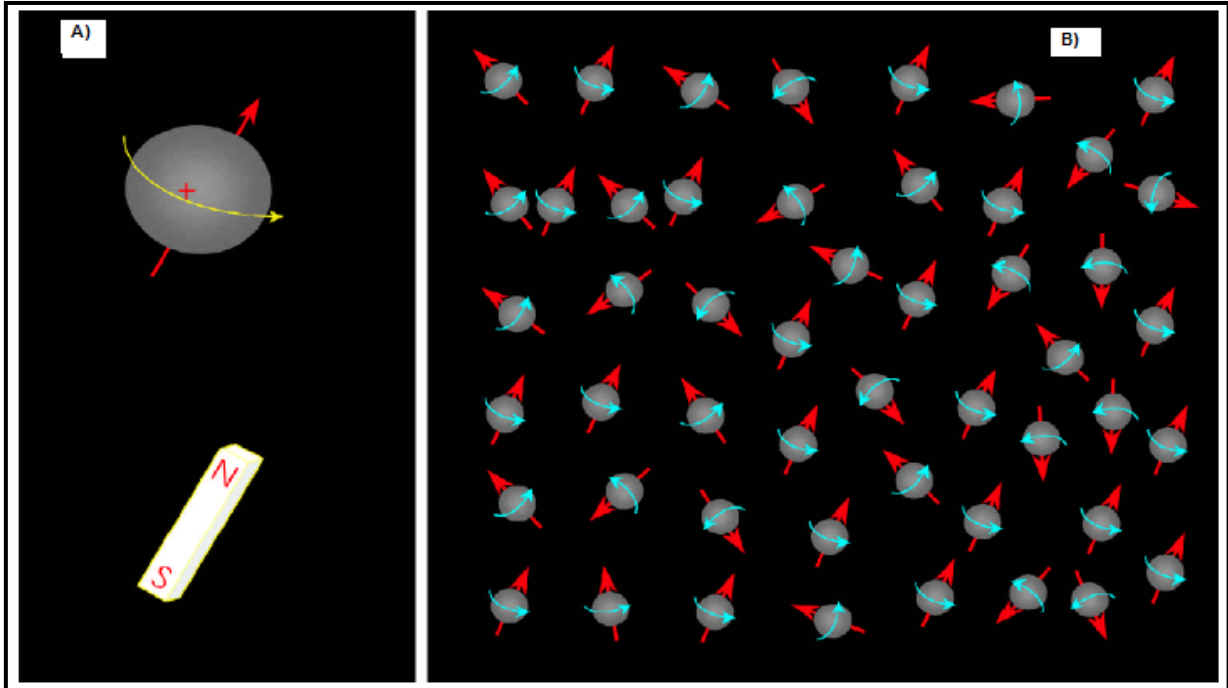
Los núcleos con número impar de protones y neutrones poseen una propiedad llamada spin. En la mecánica cuántica spin esta representado por un número cuántico magnético de spin. El spin puede ser visualizado como un movimiento de rotación del núcleo sobre su propio eje, este movimiento provoca un momento magnético en la dirección del eje de giro (se muestra en la Fig. 8.3A). La fuerza del momento magnético es función del tipo de núcleo; el núcleo de hidrógeno, por ejemplo, proporciona un mayor momento megnético. Se encuentra en gran abundancia en material biológico y en consecuencia su imagen es la más ampliamente utilizada en la resonancia magnética.

## 8.2 MAGNETISMO NUCLEAR

La resonancia magnética nuclear (RMN) se refiere a la respuesta de los núcleos atómicos a los campos magnéticos. Muchos núcleos tienen un momento magnético neto y un momento angular o rotacional. Frente a un campo magnético externo, un núcleo atómico hace precesión alrededor de la dirección del campo magnético externo de manera muy similar a un giroscopio haciendo precesión alrededor del campo gravitatorio terrestre. Cuando estos núcleos magnéticos giratorios interactúan con los campos magnéticos externos se pueden producir señales medibles.

Se pueden efectuar mediciones de cualquier núcleo que tenga un número impar de protones o neutrones o ambos, tales como el núcleo de hidrógeno ( $^1\text{H}$ ), carbono ( $^{13}\text{C}$ ), y sodio ( $^{23}\text{Na}$ ). Para la mayoría de los núcleos encontrados en formaciones de la tierra, la señal magnética nuclear inducida por campos magnéticos externos es demasiado pequeña para ser detectada por un instrumento magnético de perfilaje RMN de pozos; sin embargo, el hidrógeno, que tiene solo un protón y ningún neutrón y es abundante tanto en el agua como en los hidrocarburos, tiene un momento magnético relativamente amplio y genera una señal potente. Hasta hoy, casi todos los perfilajes RMN y los estudios de rocas hechos con RMN se basan en respuestas del núcleo de átomo de hidrógeno. Por esta razón, a veces se quita la palabra nuclear de “resonancia magnética nuclear”, y se usa, en cambio, perfilaje de resonancia magnética (MR) o perfilaje de imágenes con resonancia magnética (MRI).

El núcleo de un átomo de hidrógeno es un protón, que es una partícula pequeña, positivamente cargada con un momento angular asociado o rotacional. El protón giratorio representa un espiral de corriente que genera un campo magnético (o momento magnético) con dos polos (norte y sur) alineados con el eje del momento rotacional. Por lo tanto, el núcleo de hidrógeno se puede considerar como una barra imantada cuyo eje magnético está alineado con el eje del momento rotacional del núcleo, como se ilustra en la Fig. 8.3 (A). Cuando hay muchos átomos de hidrógeno presentes y no existe ningún campo magnético externo, los ejes de los momentos rotacionales del hidrógeno están alineados al azar, como se muestra en la Fig. 8.3 (B).



**Fig. 8.3** A) Debido a su magnetismo nuclear inherente, los núcleos de hidrógeno se comportan como si fueran pequeñas barras imantadas. B) En ausencia de un campo magnético externo, los ejes magnéticos nucleares quedan alineados al azar.

Considere la posibilidad de tener una cierta cantidad de núcleos ( $^1\text{H}$ ), Se pueden observar las orientaciones que presentan ante la ausencia y la presencia de un campo magnético externo, Fig. 8.4

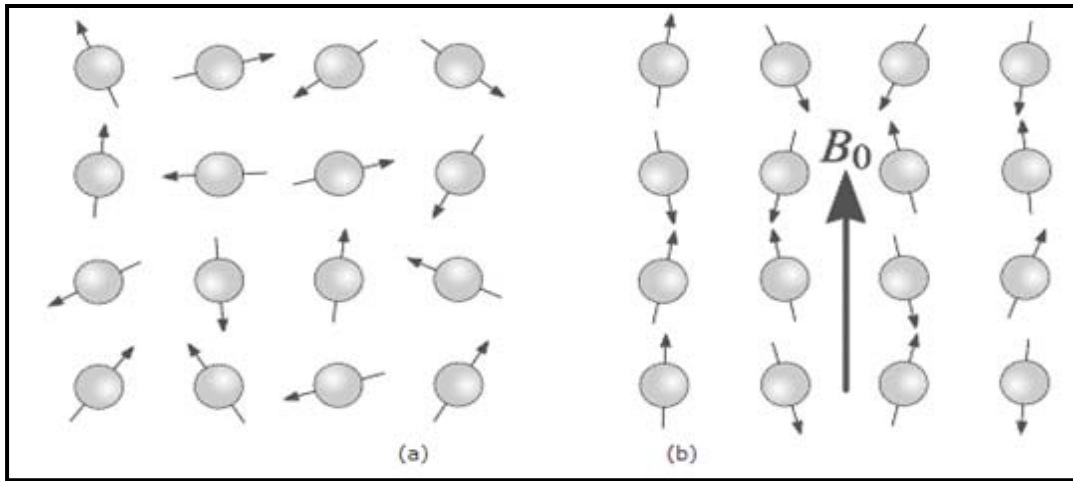


Fig. 8.4: (a) Muestra que en ausencia de un campo magnético externo ( $B_0$ ), los momentos magnéticos tienen orientaciones al azar; sin embargo, si se suministra un campo magnético externo, los momentos magnéticos tienden a alinearse con el ámbito exterior teniendo dos posibles orientaciones, siendo estas paralelas y antiparalelas (b).

### 8.3 POLARIZACIÓN

El primer paso para hacer una medición de RMN es alinear núcleos magnéticos con un campo magnético estático  $B_0$ . Cuando  $B_0$  se aplica a un núcleo magnético,  $B_0$  ejerce un momento torcional sobre el núcleo que actúa para alinear el eje del momento rotacional nuclear con  $B_0$ .

Cuando se aplica un momento torcional a un objeto giratorio, el eje del objeto se mueve perpendicular al momento torcional en un movimiento llamado precesión tal como se muestra en la Fig. 8.5 (izquierda). Entonces, cuando  $B_0$  se aplica a un núcleo magnético, el núcleo hará precesión alrededor de  $B_0$ . La frecuencia precesional ( $f$ ), llamada la frecuencia de Larmor, está dada por

$$f = \frac{\gamma B_0}{2\pi} \quad (8.3)$$

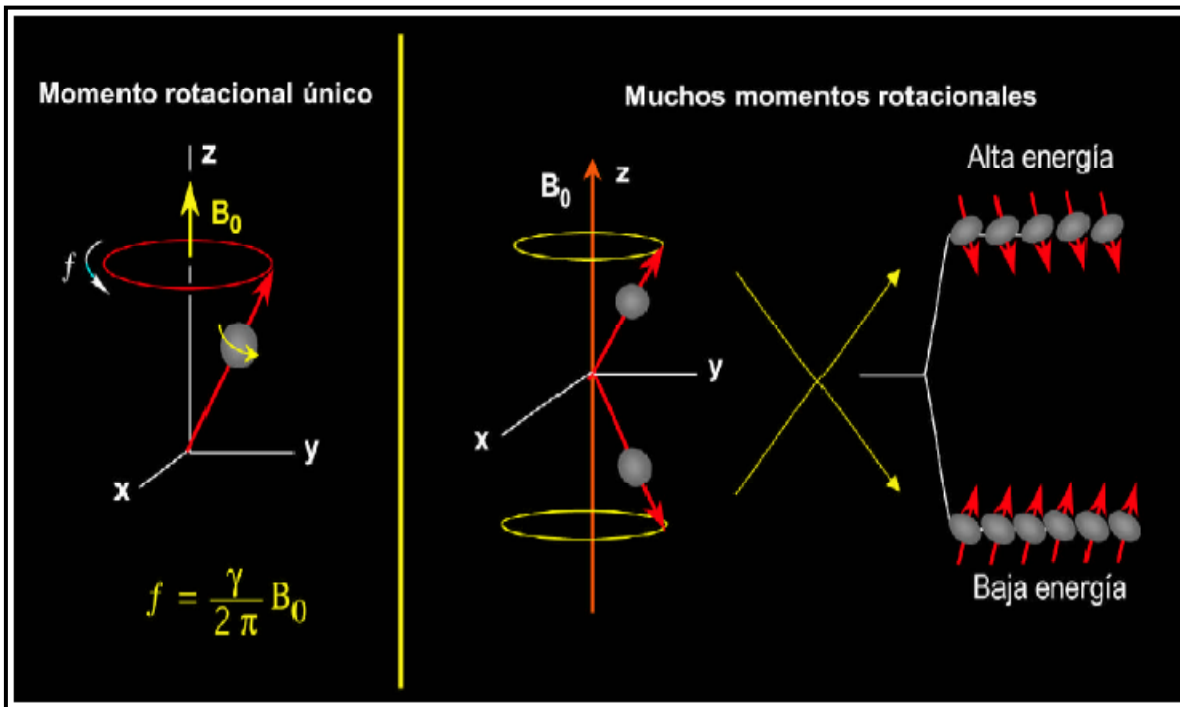
Siendo  $\gamma$  la relación giromagnética, que es una medida de la intensidad de magnetismo nuclear. Para el hidrógeno  $\gamma/2\pi = 42.58 \text{ MHz/tesla}$  (tesla es la unidad de medición del campo magnético) otros núcleos tienen otros valores de  $\gamma$ .

La ecuación (8.3) muestra que la frecuencia de Larmor de un núcleo dado es proporcional a la magnitud del campo magnético estático y a la relación giromagnética del núcleo dado. Para un campo magnético dado, especies nucleares diferentes tienen

frecuencias de Larmor diferentes (por sus diferentes relaciones giromagnéticas); por lo tanto, las diferentes especies se pueden diferenciar con base a esas frecuencias.

Para el hidrógeno la relación giromagnética tiene un valor fijo y, de acuerdo a la frecuencia de Larmor, es función de la intensidad del campo magnético estático. Si la intensidad del campo magnético depende de la posición, entonces la frecuencia de Larmor asociada con el núcleo es función de la posición del núcleo. Esta observación es fundamental en el Magnetic Resonance Imaging Logging (MRIL, por sus siglas en inglés) en el campo petrolero.

Según la mecánica cuántica, cuando un protón está sujeto a un campo magnético externo, el protón es forzado hacia uno de dos estados energéticos (alta y baja energía). Como se indica en la Fig. 8.5 (derecha), el estado energético de un protón en particular depende de la orientación del eje precesional del protón con respecto a la dirección del campo externo. Cuando el eje precesional es paralelo a  $B_0$ , el protón está en el estado de baja energía, que es el estado preferido. Cuando el eje precesional está en posición antiparalela a  $B_0$ , el protón está en el estado de alta energía. A la dirección de  $B_0$  se le designa como la dirección longitudinal.



**Fig. 8.5** En un campo magnético externo (izquierda), la frecuencia precesional de un núcleo depende de la relación giromagnética del núcleo y de la intensidad del campo externo. La alineación del eje de precesión de un núcleo con respecto a la dirección del campo externo (derecha) determina el estado energético del núcleo.

Cuando un gran número de protones giratorios están haciendo precesión alrededor de  $B_0$ , como se ilustra en la Fig. 8.5, hay más momentos rotacionales haciendo precesión paralelos a  $B_0$  que antiparalelos. La diferencia entre el número de protones alineados

paralela y antiparalelamente al campo  $B_0$  forma la magnetización bruta  $M$  que provee la señal medida por los dispositivos de RMN y MRI.

En cualquier instante, los momentos magnéticos de un conjunto de núcleos de hidrógeno pueden ser representados como vectores, como se muestra en la Fig. 8.6. Cada vector puede ser descrito por sus componentes perpendicular y paralelo a  $B_0$ . Para un número suficiente de núcleos distribuidos en la superficie del cono las componentes perpendiculares se cancelan quedando solamente las componentes en dirección paralela a  $B_0$ . Como la mayoría adopta la posición paralela, la red de magnetización  $M$  se encuentra en la dirección del campo.

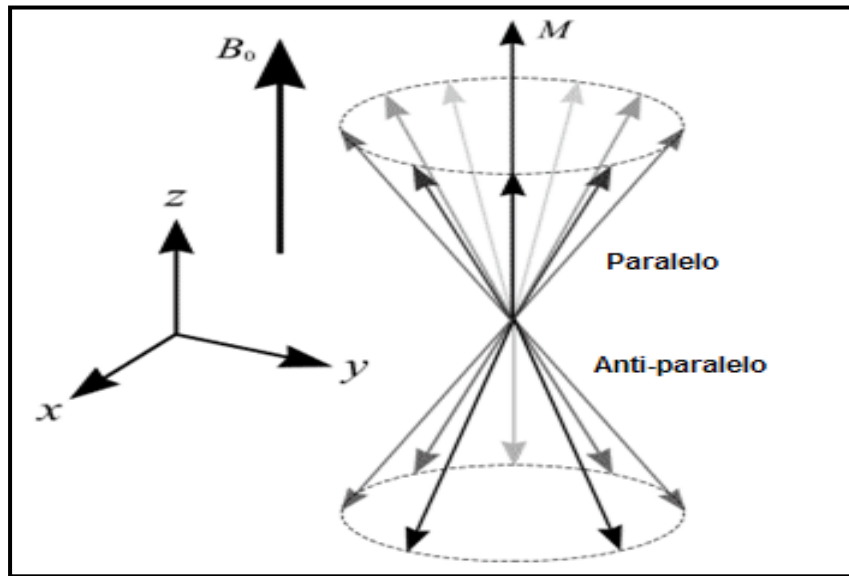


Fig. 8.6 Cuando muchos protones están haciendo precesión en un campo magnético externo, aparecerá una magnetización neta ( $M$ ).

La magnetización microscópica  $M$  está definida como el momento magnético neto por unidad de volumen. La magnetización está descrita por la ley de Curie de la siguiente forma

$$M = N \frac{\gamma^2 \hbar^2 I(I+1)}{3(4\pi^2)KT} B_0 \quad (8.4)$$

Siendo

$N$  = número de protones

$K$  = constante de Boltzman

$T$  = temperatura absoluta (Kelvin)

$\hbar$  = constante de Plank

$I$  = el número cuántico de momentos rotacionales del núcleo

M es proporcional al número de protones, a la magnitud  $B_0$ , al campo magnético aplicado y al inverso de la temperatura absoluta y de K.

Una vez que los protones están alineados en el campo magnético estático, se dice que están polarizados, la polarización no ocurre inmediatamente sino que más bien crece en una constante de tiempo, que es el tiempo de relajamiento longitudinal  $T_1$

$$M_z(t) = M_0 \left( 1 - e^{-\frac{t}{T_1}} \right) \quad (8.5)$$

Siendo

$t =$  el tiempo durante el cual los protones están expuestos al campo  $B_0$

$M_z(t) =$  la magnitud de la magnetización al tiempo  $t$ , cuando se toma la dirección de  $B_0$  a lo largo del eje Z

$M_{0=}$  la magnetización final y máxima en un campo magnético dado

$T_1$  es el tiempo en el que la magnetización alcanza 63% de su valor final y tres veces  $T_1$  es el tiempo en el que se logra el 95% de la polarización. En la Fig. 8.7 se ilustra una curva de relajamiento o polarización  $T_1$ . Fluidos diferentes, tales como agua, petróleo y gas, tienen tiempos de relajamiento  $T_1$  diferentes.

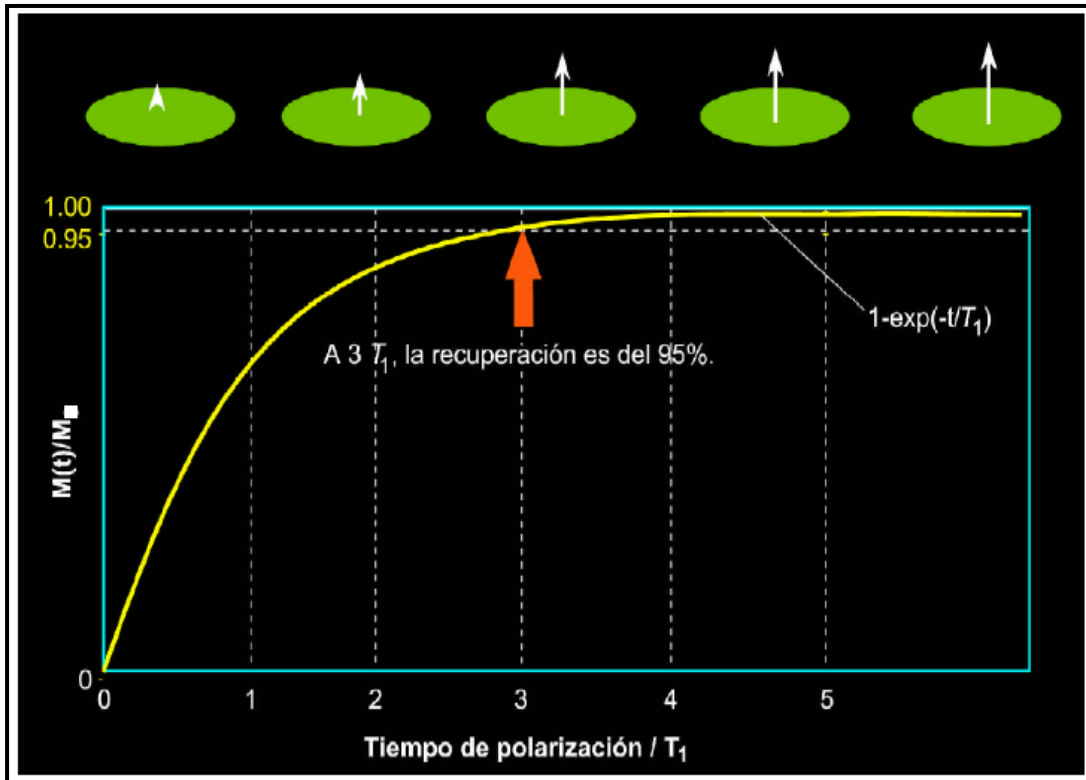


Fig. 8.7 Las curvas de relajamiento (polarización)  $T_1$  indican el grado de alineamiento o magnetización de los protones, en función del tiempo en el que una población de protones está expuesta a un campo magnético externo.

#### 8.4 INCLINACIÓN DE PULSACIONES Y DECAIMIENTO DE INDUCCIÓN

El siguiente paso en el ciclo de mediciones RMN es el de inclinar la magnetización desde la dirección longitudinal hasta un plano transversal. Esta inclinación se logra aplicando un campo magnético oscilatorio ( $B_1$ ) perpendicular a  $B_0$ , el campo magnético estático. Para una inclinación eficaz, la frecuencia de  $B_1$  debe igualar la frecuencia de Larmor de los protones en relación a  $B_0$ .

En la Fig. 8.8 se ilustra un campo magnético oscilatorio interactuando con protones. Desde el punto de vista de mecánica cuántica, si un protón está en el estado de baja energía, puede absorber energía proporcionada por  $B_1$  y saltar al estado de alta energía. La aplicación de  $B_1$  hace también que los protones hagan precesión en fase entre sí. Este cambio, en el estado energético y en la precesión en fase causada por  $B_1$ , se llama resonancia magnética nuclear.

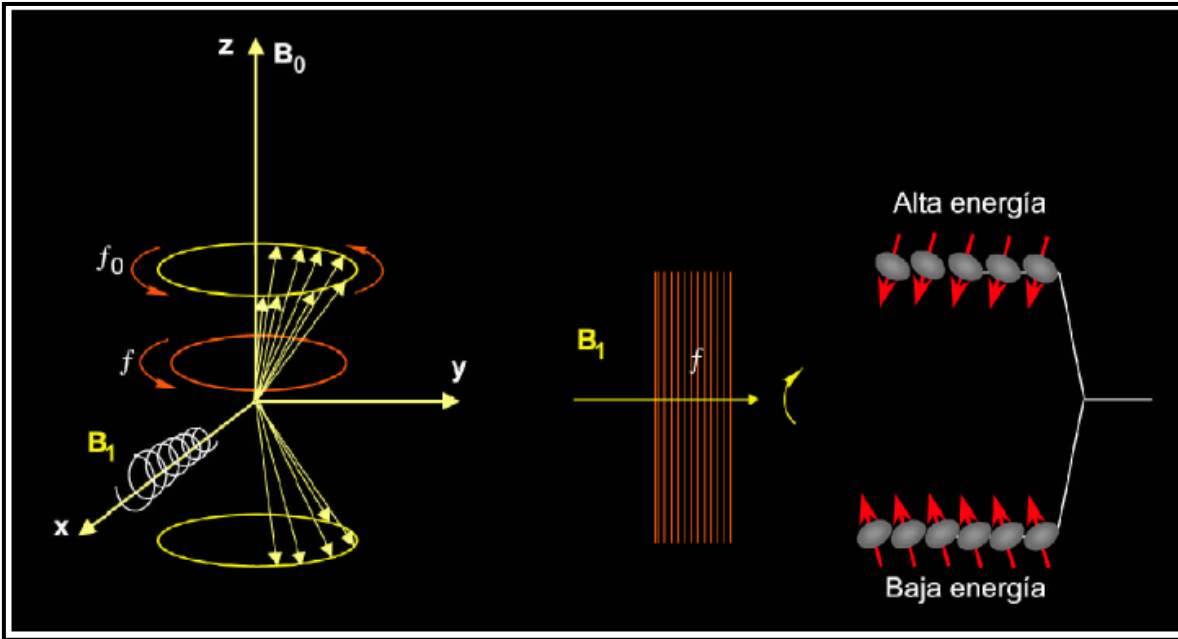


Fig. 8.8 Para una interpretación eficaz con protones (izquierda), el campo magnético oscilatorio  $B_1$  debe tener un componente sustancial perpendicular al campo estático  $B_0$  y debe tener una frecuencia  $f$  igual a la frecuencia de Larmor de protones  $f_0$  en el campo estático. En este caso (derecha), los protones harían precesión en fase entre sí y pueden absorber energía del campo oscilatorio y cambiar a un estado de alta energía. Así es como se genera la resonancia magnética nuclear.

A un nivel macroscópico, la resonancia causa la inclinación de la magnetización, la cual hace precesión alrededor de  $B_0$  a la frecuencia de Larmor. El ángulo al cual se inclina la magnetización está dado por:

$$\theta = \gamma B_1 \tau \quad (8.6)$$

Siendo

$\theta$  = ángulo de inclinación (grados)

$B_1$  = amplitud del campo oscilatorio

$\tau$  = tiempo durante el cual se aplica el campo oscilatorio

El ángulo de inclinación es entonces proporcional al producto  $B_1 \tau$ , que refleja la energía que  $B_1$  suministra al sistema de momentos rotacionales de los protones. Incrementando la potencia del campo oscilatorio o incrementando el tiempo durante el cual se aplica el campo oscilatorio aumenta el ángulo de inclinación. La relación entre inclinación y ángulo está ilustrada en la Fig. 8.9



El campo  $B_1$  utilizado en el perfilaje RMN es un campo magnético oscilatorio pulsante. Los términos de pulsación angular, tales como una pulsación  $\pi$  (o pulsación a  $180^\circ$ ) y una pulsación  $\pi/2$  (o pulsación a  $90^\circ$ ), se refieren al ángulo al cual  $B_1$  inclina la magnetización.

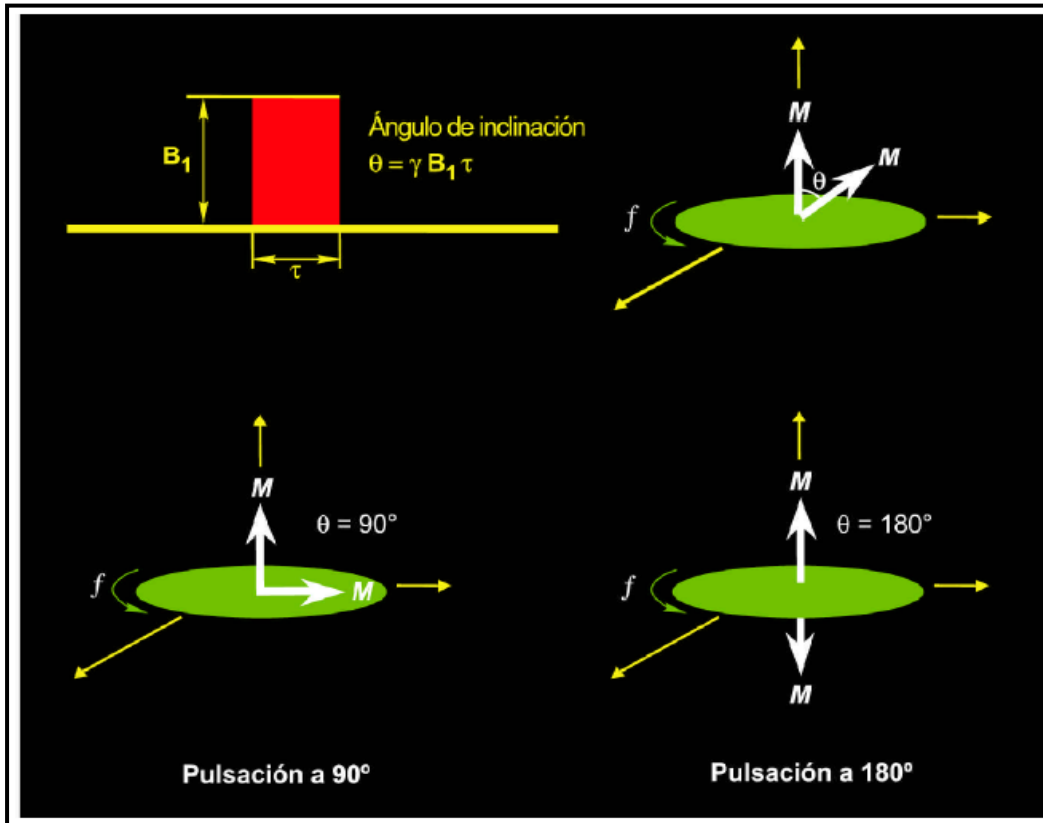


Fig. 8.9 El ángulo de inclinación  $\theta$  depende de la intensidad del campo oscilatorio  $B_1$  y el tiempo  $\tau$  durante el cual se aplica el campo.

Cuando un instrumento de RMN aplica una pulsación  $B_1$  a  $90^\circ$  a la población de protones polarizados por el instrumento, los protones hacen precesión en fase en planos transversales (con relación a  $B_0$ ). Macroscopicamente, la magnetización está inclinada  $90^\circ$  y hace precesión en el plano transversal.

Cuando el campo  $B_1$  se apaga, la población de protones comienza a desfasarse o a perder coherencia de fase, es decir que las precesiones de los protones ya no estarán en fase entre sí. Por lo tanto, a medida que el desfase progresa, la magnetización neta disminuye. Entonces una bobina receptora que mide la magnetización en la dirección transversal detecta una señal en decaimiento (Fig. 8.10). Este decaimiento es usualmente exponencial y se llama decaimiento de inducción libre (FID). La constante del tiempo del FID ( $T_2$ ) es muy corta (unas pocas decenas de microsegundos). El FID es causado por heterogeneidades del campo magnético que se deben al gradiente del campo magnético y a ciertos procesos moleculares que ocurren en el material que se está midiendo.

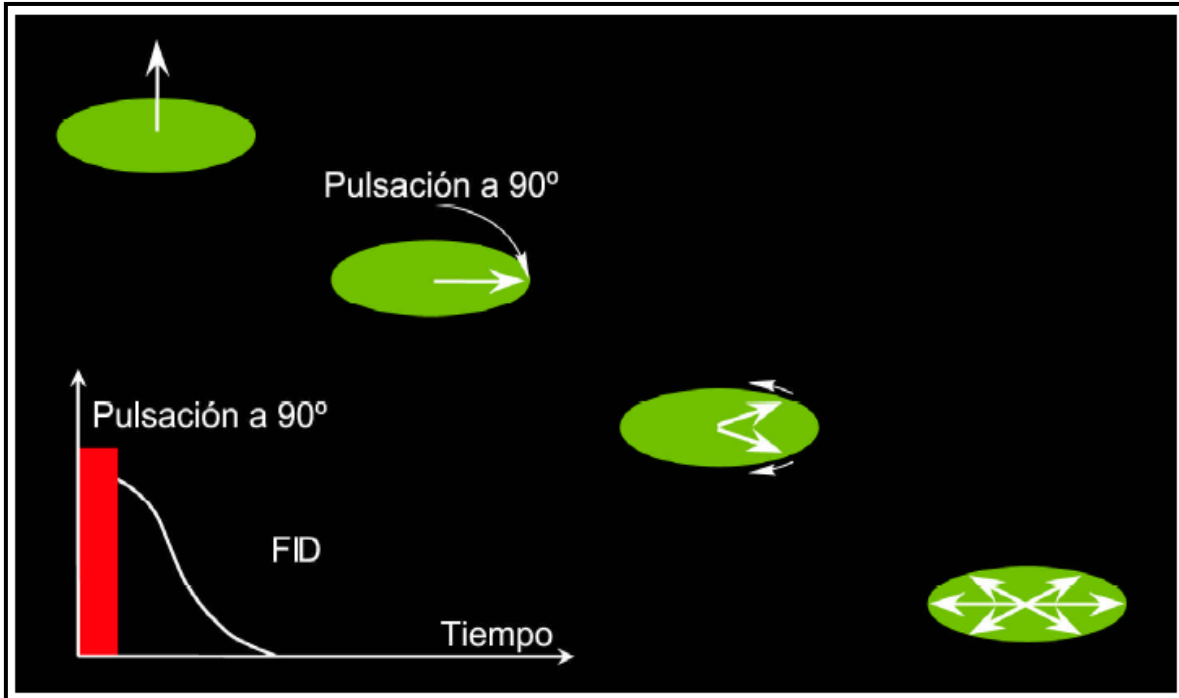


Fig. 8.10 Luego de la aplicación de una pulsación a  $90^\circ$ , la población de protones se desfasa, y se puede detectar una señal de decaimiento de inducción libre (FID).

### 8.5 DETECCIÓN DE ECOS DE MOMENTOS ROTACIONALES

El desfase causado por la heterogeneidad del campo magnético  $B_0$  es reversible. Los vectores de magnetización de protones en los planos transversales se pueden volver a poner en fase cuando se aplica una pulsación  $B_1$  a  $180^\circ$ . El orden de fase de los vectores de magnetización transversales se revierte, de modo que los vectores más lentos (desde el punto de vista de la fase) están delante de los vectores más rápidos. Los vectores más rápidos alcanzan a los vectores más lentos, se produce una recuperación del orden de fase, y se genera una señal que es detectable en la bobina receptora. Esta señal se llama eco de momentos rotacionales. El tiempo de recuperación de la fase es igual al tiempo en el cual se perdió dicha fase, y el pico de ecos de momentos rotacionales ocurre a  $2\tau$ , que se define como TE (espaciamiento entre ecos). En la Fig. 8.11 se ilustra la generación de ecos de momentos rotacionales.

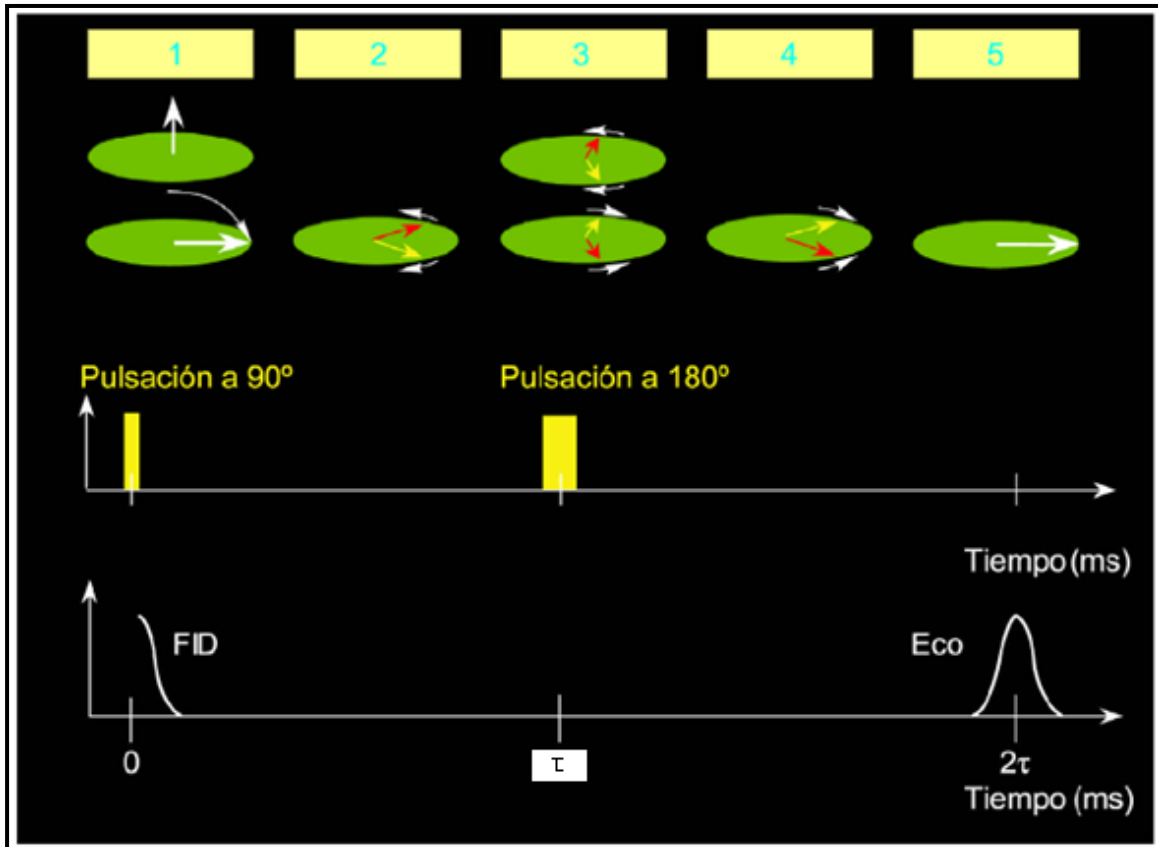


Fig.8.11: (1) Para generar un eco de momentos rotacionales, se aplica primero una pulsación  $B_1$  a  $90^\circ$ . (2) Luego de que cesa la pulsación a  $90^\circ$ , comienza el desfase. (3) En un tiempo  $\tau$ , se aplica una pulsación  $B_1$  a  $180^\circ$  para invertir los ángulos de fase y entonces se inicia la recuperación de fase. (4) La recuperación de fase procede. (5) La recuperación de fase está completa, y se genera una señal medible (un eco de momentos rotacionales) en un tiempo  $2\tau$ .

Un eco de momentos rotacionales único decae muy rápidamente, por lo que se pueden aplicar pulsaciones a  $180^\circ$  repetidamente para recuperar la fase de los componentes de magnetización y generar una serie de ecos de momentos rotacionales. Entonces, se puede registrar un tren de ecos de momentos rotacionales, como se muestra en la Fig. 8.12. Un eco de momentos rotacionales se forma a mitad del camino entre cada par de pulsaciones a  $180^\circ$ . El espaciamiento entre ecos (TE) es el tiempo entre los picos de ecos adyacentes. El número de pulsaciones en el tren de pulsaciones es NE. La secuencia completa de pulsaciones (una pulsación a  $90^\circ$  seguida por una larga serie de pulsaciones a  $180^\circ$ ) se llama una secuencia de CPMG (sigla que proviene de las iniciales de los apellidos de sus inventores: Carr, Purcell, Meiboom y Gill).

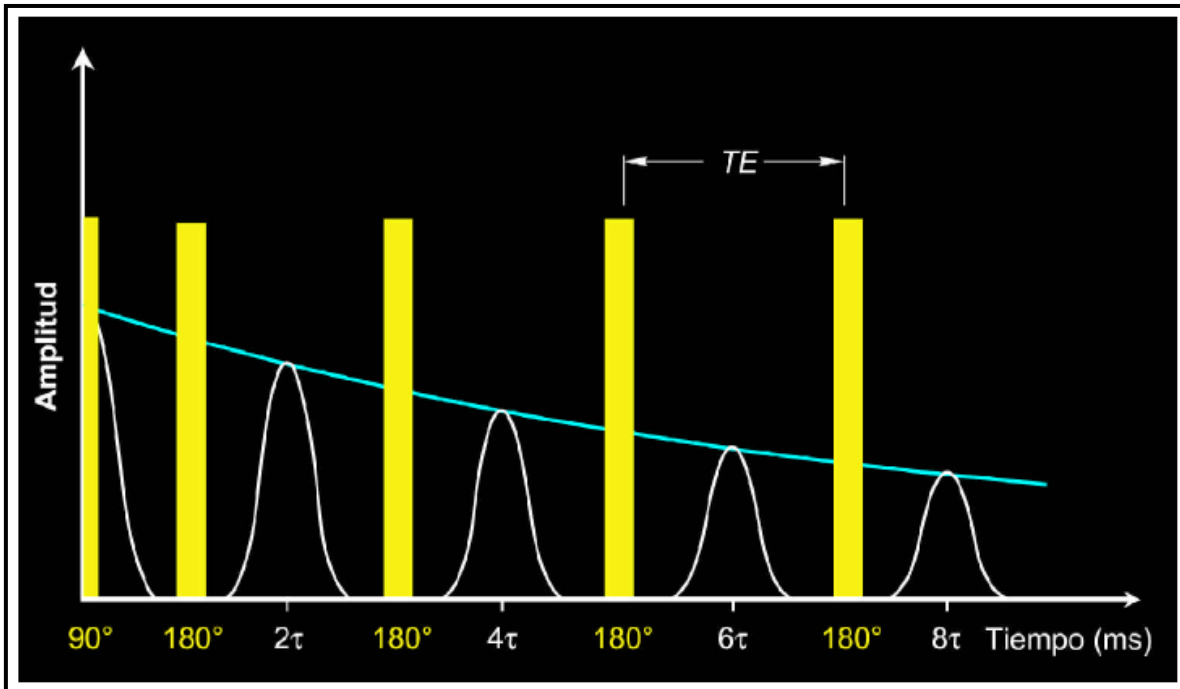


Fig. 8.12 Para generar un tren de ecos de momentos rotacionales, se utiliza una secuencia de pulsos de CPMG, que consiste en una pulsación  $B_1$  a  $90^\circ$ , seguida por una secuencia de pulsaciones  $B_1$  a  $180^\circ$ . Las pulsaciones  $B_1$  a  $180^\circ$  van seguidas por unos ecos de momentos rotacionales de amplitud decreciente.

En la medida que la difusión se puede ignorar, la secuencia de pulsaciones de CPMG anula la pérdida de fase causada por la heterogeneidad del campo  $B_0$ ; sin embargo, la pérdida de fase que resulta como consecuencia de interacciones moleculares y difusión es irreversible. Una vez que ocurre esta pérdida de fase irreversible, los protones no se pueden reenfoque completamente, y el tren de ecos de momentos rotacionales decaerá. Como se muestra en la Fig. 8.13, un instrumento de perfilaje que incluya RMN mide la amplitud de los ecos de momentos rotacionales en la secuencia de CPMG para monitorear el decaimiento de magnetización transversal y, por lo tanto, la pérdida de fase irreversible.

La constante de tiempo del decaimiento de magnetización transversal se llama tiempo de relajamiento transversal o también  $T_2$ . La amplitud del tren de ecos de momentos rotacionales en el tiempo  $\tau$ , que es la amplitud de la magnetización transversal  $M_x(t)$ , está dada por

$$M_x(t) = M_{0x} e^{-\frac{t}{T_2}} \quad (8.7)$$

Siendo  $M_{0x}$  la magnitud de la magnetización transversal en  $\tau = 0$  (el tiempo en el que cesa la pulsación a  $90^\circ$ ). El decaimiento  $T_2$  de la formación contiene la mayor parte de la

información petrofísica que se puede obtener de un perfilaje RMN y por lo tanto es primer objetivo de las mediciones del perfilaje RMN.

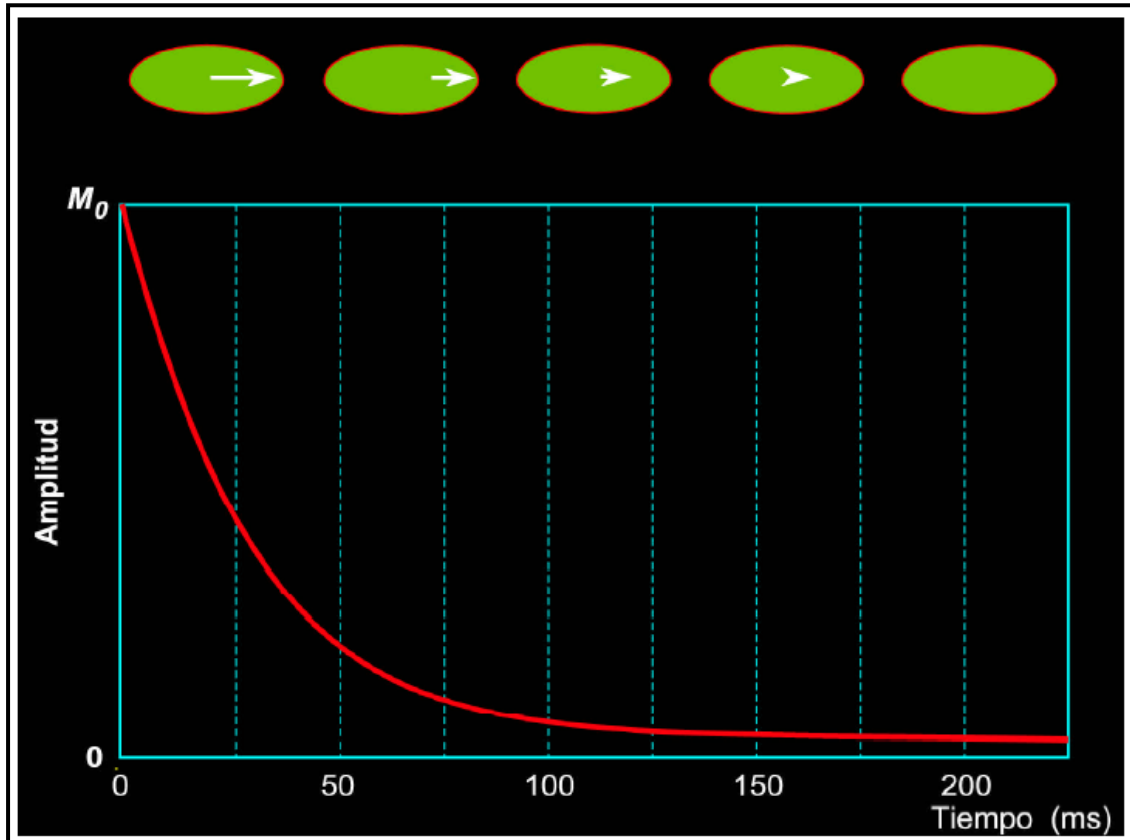


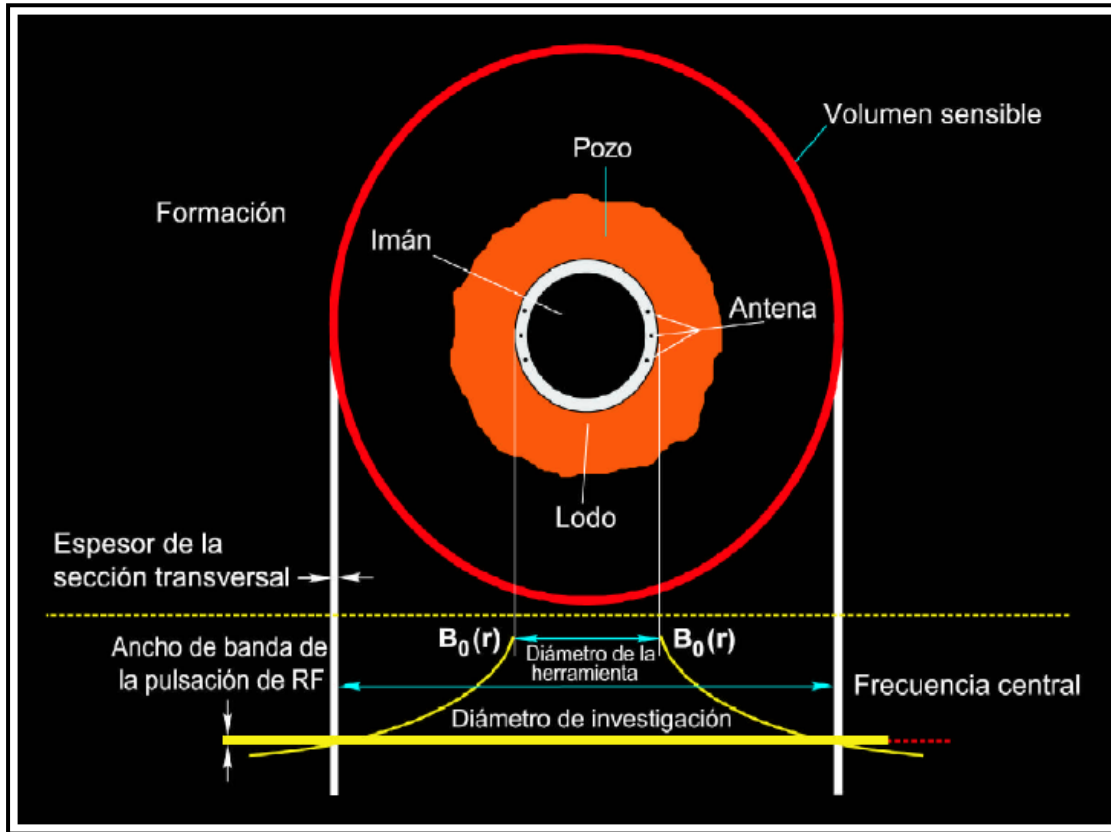
Fig. 8.13 Las amplitudes de los ecos de momentos rotacionales en decaimiento producen una curva de decaimiento exponencial con una constante de tiempo  $T_2$ .

## 8.6 PROFUNDIDAD DE INVESTIGACIÓN

Para que una herramienta MRIL investigue a una distancia particular dentro de la formación, se selecciona una frecuencia del campo oscilatorio ( $B_1$ ) que iguale a la frecuencia de Larmor de los protones a esa distancia. En la práctica, se selecciona una banda estrecha de frecuencias de modo que el volumen sensible de formación sea un cuerpo cilíndrico de pared delgada.

La Fig. 8.14 contiene una imagen transversal de una herramienta MRIL, el pozo, la formación que lo rodea, y el volumen sensible de formación. El gráfico ortogonal adyacente describe la disminución de la intensidad en  $B_0$  (y por lo tanto, la disminución de la frecuencia de Larmor) a medida que aumenta la distancia a la herramienta. Entonces, el gradiente de  $B_0$  y la selección de la banda de frecuencia para  $B_1$  determinan el diámetro y el espesor del volumen sensible de la herramienta. Este volumen está muy bien definido. Los protones a ambos lados del volumen sensible serán polarizados por el

campo  $B_0$  pero no serán inclinados por el campo  $B_1$  debido a la desigualdad de frecuencias entre la precesión de esos protones y el campo  $B_1$ .



**Fig. 8.14** El diámetro y el espesor del volumen sensible de la herramienta de MRIL están determinados por el gradiente del campo permanente  $B_0$  y la banda de frecuencias del campo oscilatorio  $B_1$

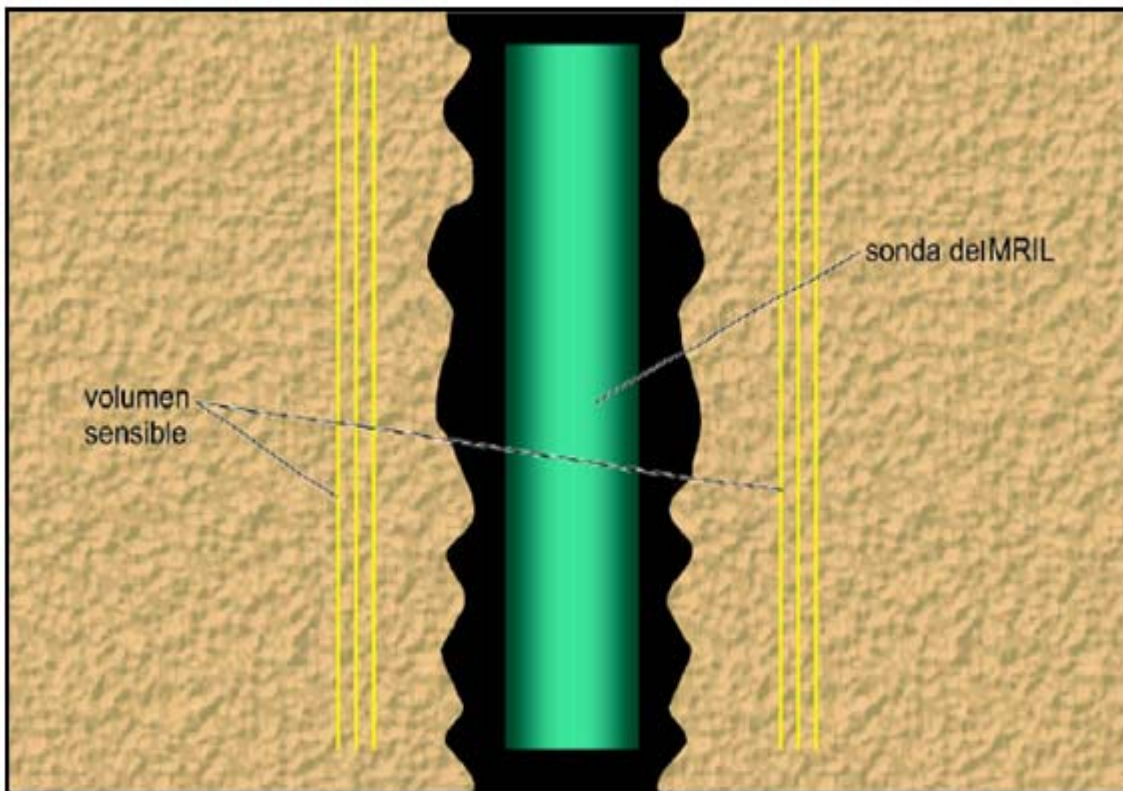
Teóricamente, la profundidad de investigación aumenta a medida que se reduce la frecuencia de  $B_1$ . En realidad, para aumentar la profundidad de investigación hace falta una intensidad  $B_1$  más alta para inclinar los protones  $90^\circ$  y  $180^\circ$ . Además, el aumento de la profundidad de investigación disminuye la relación señal a ruido.

Debido a la característica radial de las respuestas del MRIL, la herramienta debe estar bien centrada en el pozo. Cuando un ensanchamiento por derrumbe no cruza el volumen sensible, el ensanchamiento no tendrá ningún efecto en la medición excepto por el efecto de carga resistiva del lodo sobre el campo  $B_1$ . Debido a este efecto de carga resistiva, se necesita más potencia de  $B_1$  para lograr la inclinación de  $90^\circ$  en el volumen sensible en un ambiente de lodo salado comparado con un ambiente de lodo con alta resistividad.

Para las mediciones MRIL no hay correcciones por ensanchamientos o por fluidos en el pozo. Por lo tanto, cuando los fluidos que hay en el pozo afectan las señales MRIL, las mediciones MRIL no representan las condiciones de la formación y no se pueden utilizar para la evaluación correspondiente.

El campo magnético estático de una herramienta MRIL está generado por un imán permanente hecho con materiales ferromagnéticos y la magnetización depende de la temperatura. Por lo que, tanto la intensidad del campo magnético estático como la del gradiente de campo dependen de la temperatura. A medida que el imán se calienta,  $B_0$  disminuye y, para una cierta frecuencia de  $B_1$ , la profundidad de investigación también disminuye. Dado que el imán del MRIL tiene una dependencia de la temperatura bien caracterizada, únicamente el conocimiento de la temperatura del imán y de la frecuencia de  $B_1$  determinan la profundidad de investigación de la herramienta.

La Fig. 8.15 muestra una herramienta MRIL que responde a los materiales en una serie de cascos cilíndricos, cada uno de aproximadamente 1mm de espesor. Los materiales del pozo o de formaciones que estén afuera de esos cascos no tienen influencia en las mediciones. Por lo tanto, si la herramienta MRIL está centrada en el pozo y el diámetro de cualquier ensanchamiento de la pared del pozo es menor que el diámetro del casco sensible interno, la herramienta MRIL responderá únicamente a las propiedades RMN de la formación. En otras palabras, la rugosidad del pozo y los ensanchamientos moderados del pozo no afectarán las mediciones del MRIL.



**Fig. 8.15** La profundidad de investigación de una herramienta MRIL es de unas 18 pulg, cuando se opera a baja frecuencia y de unas 16 pulg. a alta frecuencia. Entonces, en un pozo de 12 pulg., las rugosidades con amplitud menor a 2 pulg. no afectará la señal del MRIL.

---

## 8.7 CONFIGURACIÓN DE LA HERRAMIENTA MRIL

La configuración básica de la herramienta MRIL consiste en un mandril magnético con un diámetro de  $4\frac{1}{2}$ ,  $4\frac{7}{8}$  o 6 pulg., una sección con componentes electrónicos y una o dos secciones como fuentes de energía (capacitores), como se ilustra en la Fig. 8.16. Un distanciador de fluidos, centralizadores, y separadores son artículos opcionales pero se recomiendan siempre y se deben elegir de acuerdo con el tamaño del pozo.

El uso de un distanciador de fluidos reduce el efecto de carga eléctrica del lodo e incrementa la relación señal a ruido. Tanto los centralizadores como los separadores ayudan a centrar la herramienta en el pozo. Además, los separadores pueden proteger el cuerpo de fibra de vidrio de la herramienta al mantenerla alejada de la pared del revestidor o de la pared del pozo.

Las herramientas MRIL son totalmente combinables con las otras herramientas o sondas de perfilaje para agujero abierto, tales como la herramienta de inducción de arreglo de alta resolución, herramienta de micro Imágenes eléctricas y la herramienta de barrido acústico.



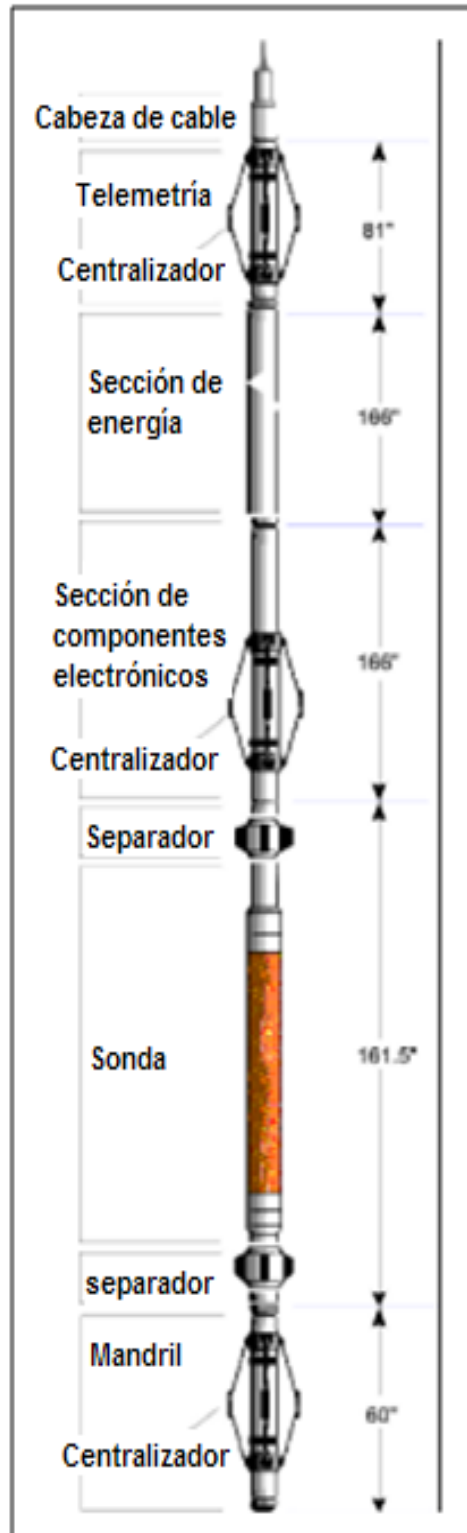


Fig. 8.16 En su configuración básica, la herramienta MRIL consiste en un mandril magnético, una sección con componentes eléctricos y una o dos secciones de fuentes de energía.

---

## 8.8 PRESENTACIÓN DEL REGISTRO MRIL

La Fig. 8.17 muestra un perfil MRIL obtenido de un yacimiento de arenisca de baja porosidad (aproximadamente 10 %), y baja permeabilidad (aproximadamente 1 a 100 md). La pista 1 contiene perfiles de rayos gama y calibre del agujero. La pista 2 contiene perfiles de resistividad profunda, media y somera. La pista 3 muestra la permeabilidad calculada del MRIL y la permeabilidad medida del núcleo. La pista 4 muestra la respuesta a la porosidad MRIL, datos de porosidad por neutrón y por densidad (basada en una matriz de arenisca) y porosidad medida en núcleo. Este pozo fue perforado con un lodo polimérico con cloruro de potasio (KCl) [equivalente a 48-kppm cloruro de sodio (NaCl)] y con una barrena de 8.5 pulgadas.

Respecto al intervalo indicado, el perfil muestra una formación de arenisca limpia en la parte superior, una arenisca arcillosa al fondo y una arcilla o lutita entre las dos areniscas. La curva de permeabilidad de MRIL se computó usando un modelo hecho especialmente para esta área. La concordancia entre permeabilidad de MRIL y la permeabilidad del núcleo es muy buena.

Los datos de porosidad y de permeabilidad obtenidos a partir del registro de la herramienta MRIL y los medidos en laboratorio sobre núcleos muestran buena concordancia por lo que demuestra buena aproximación de los datos determinados con el registro de la herramienta MRIL y además podrían utilizarse para efectos de calibración siguiendo técnicas como las descritas en el Capítulo V.

## 8.9 RMN DE ALTA RESOLUCIÓN

La identificación y cuantificación de la geometría porosa de la roca y la movilidad de los fluidos, sobre la base de las características de la relajación de la rotación nuclear del fluido, se encuentran entre las partes más importantes del perfil de RMN. La separación de la porosidad en los componentes de fluido adherido y fluido libre, resulta esencial para evaluar la productividad del yacimiento.

En las formaciones delgadas y laminadas, la productividad depende no solo de la relación neta de los volúmenes de fluido adherido y fluido libre, sino también de la ubicación relativa de los dos volúmenes de fluido dentro de los diferentes estratos laminados.

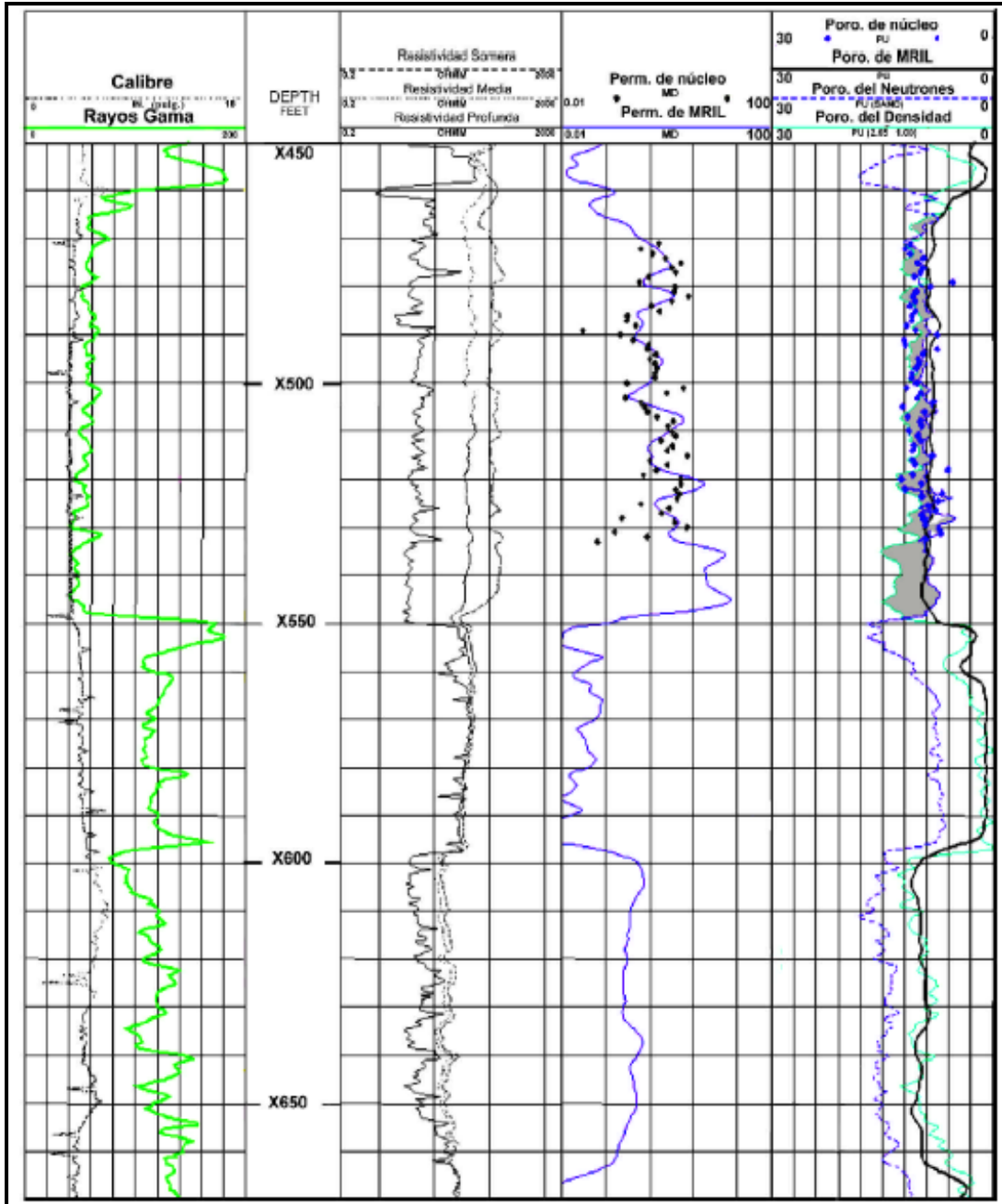


Fig. 8.17 Este ejemplo de baja porosidad y baja permeabilidad del sur de Australia muestra una buena concordancia entre datos de núcleos y la porosidad y la permeabilidad derivadas del MRIL.

### 8.9.1 Interpretación del registro RMN de alta resolución

Los datos de porosidad y permeabilidad derivados de registros de RMN de alta resolución, constituyen elementos fundamentales para evaluar los yacimientos con laminación delgada.

- **Ejemplo 1**

En un pozo perforado en una secuencia de capas delgadas de arenas y lutitas, se observa escasa correlación entre la porosidad de los núcleos (testigos) y la porosidad derivada de los registros de densidad-neutrón obtenidos en agujero abierto (Fig. 8.19). La porosidad de los núcleos presenta grandes fluctuaciones en la zona inferior: hasta 20% en un intervalo de 1 pie (0.3m), lo que podría esperarse en una formación laminada.

En dichas zonas, los registros tradicionales obtenidos en agujero abierto y los registros tradicionales de RMN, a menudo proporcionan una resolución vertical inadecuada y tienen limitada capacidad para seleccionar zonas aptas para los disparos.

La porosidad total medida por la herramienta CMR (Resonancia Magnética Combinable) de alta resolución, registrada en el carril (pista) 4, muestra las fluctuaciones pronunciadas de la porosidad, y ésta coincide perfectamente con los datos de los núcleos.

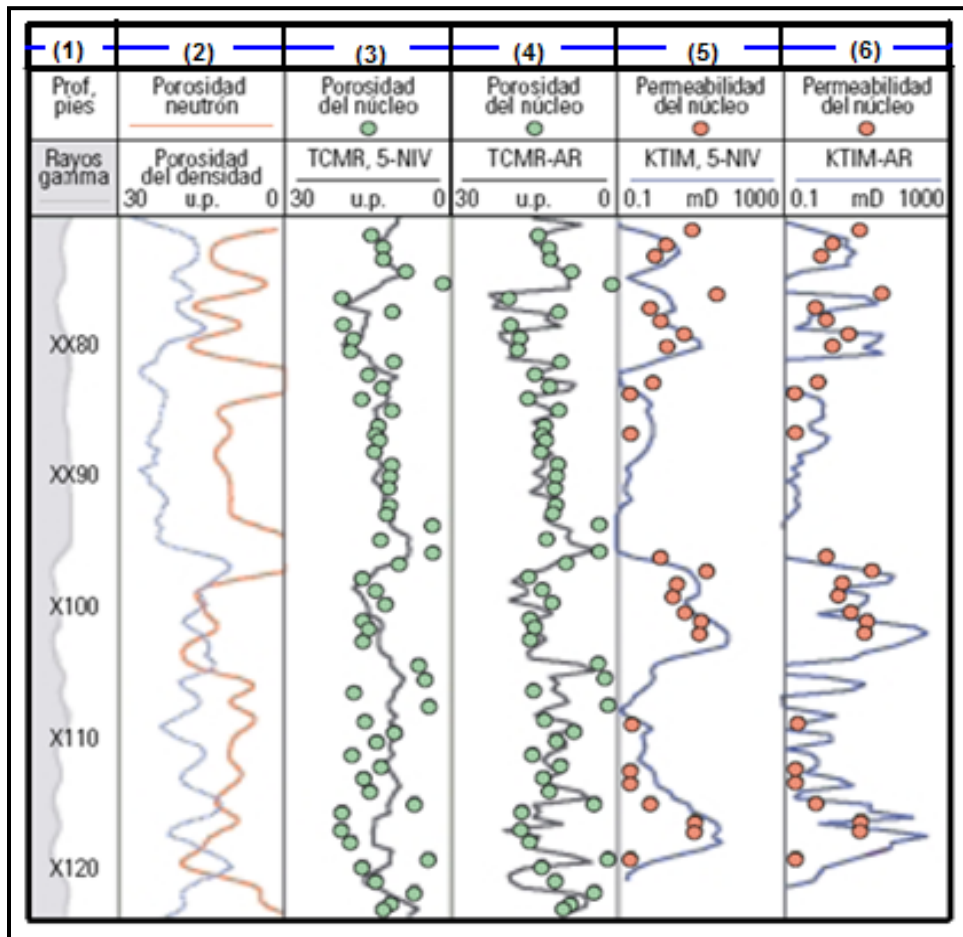


Fig. 8.19 Ejemplo de un pozo con una secuencia de estratos delgados de arena y lutita. En el carril 2 se observan los registros de porosidad tradicionales de densidad (azul) y neutrón (rojo). Un valor de porosidad total medida por la herramienta CMR con apilamiento de cinco niveles de profundidad (AR, negro), se compara con la porosidad de los núcleos en el carril 3. Nótese la precisión con que la porosidad total de alta resolución captura las marcadas variaciones de porosidad que se observan a lo largo de los datos de los núcleos. La

permeabilidad medida con la herramienta CMR obtenida con apilamiento de cinco niveles (azul), se compara con los datos de los núcleos en el carril 5, y la permeabilidad de alta resolución (azul) también se compara con los datos de núcleos en el carril 6. Una vez más, el registro CMR de alta resolución (azul) concuerda con las variaciones de permeabilidad observadas en los datos de los núcleos. En el carril de profundidad (1) aparece un registro de rayos gamma.

- **Ejemplo 2**

La herramienta de RMN produce un registro de pozo que deja constancia de los datos procesados como una función de la profundidad. La Fig. 8.20 muestra una parte de un registro de pozo tomado con dicha herramienta y se describe de manera cualitativa su interpretación.

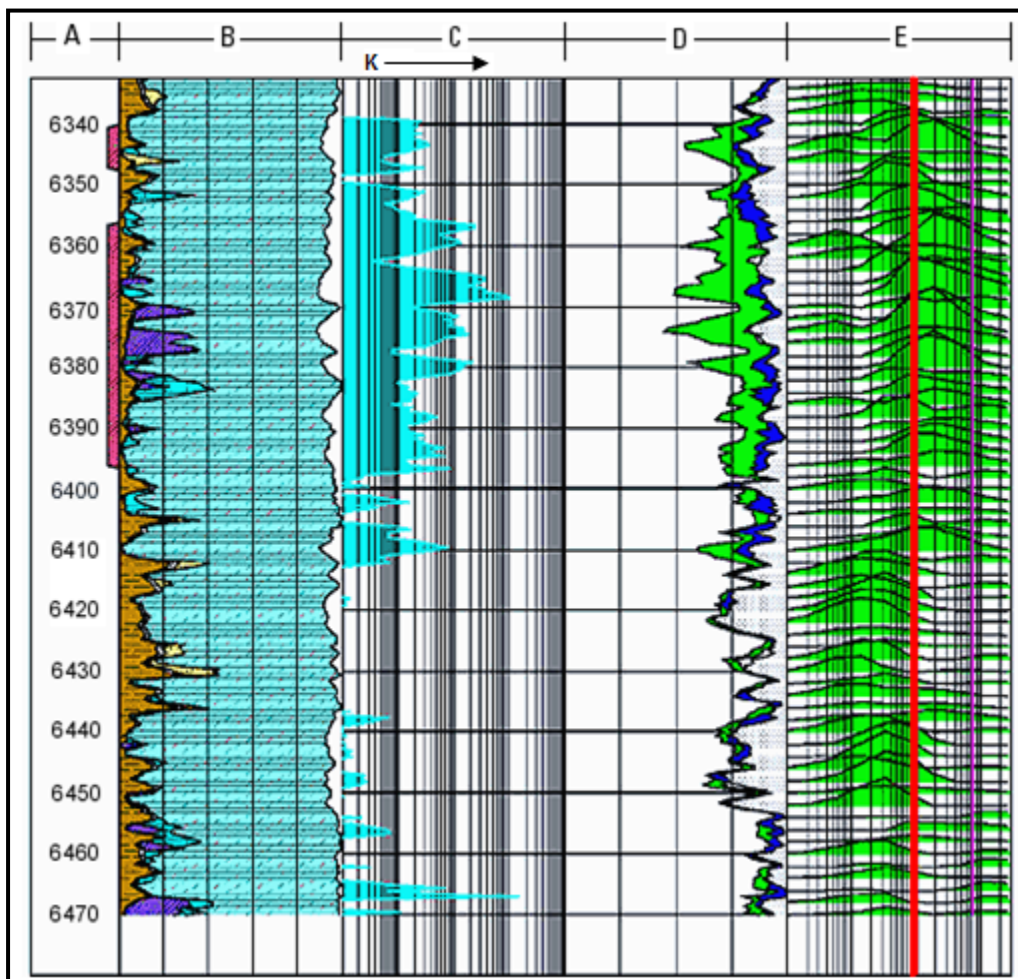


Fig. 8.20 En esta parte de registro de pozo la profundidad está en pies (columna A), en la parte de la derecha (columna E) hay un pequeño gráfico correspondiente a cada profundidad e ilustra la distribución de tamaño de poros, según se deduce de las mediciones de la herramienta RMN. Por debajo de los 6410 pies casi todo el peso en las distribuciones está en los poros pequeños, como lo muestran los picos verdes a la izquierda de la línea roja. Por encima de los 6410 pies el peso se encuentra principalmente en los poros grandes, como lo muestran los picos verdes a la derecha de la línea roja, que

indica una formación de granos gruesos. De este modo se pueden observar los datos de la RMN y reconocer inmediatamente un cambio en la textura de la roca o una discontinuidad en una formación a más de 6410 pies bajo tierra.

El tercer panel de la izquierda (columna C) muestra un registro de la permeabilidad al fluido derivada de la RMN. La permeabilidad cambia por orden de magnitud en esta sección. En la formación de granos finos la permeabilidad es insignificante, mientras que en la sección superior de granos gruesos es sustancial.

### 8.10 PRINCIPALES APLICACIONES DE PERFILES CON RMN

- Medición de la fracción de volumen de fluido libre (FFI). Como el petróleo y el agua tienen aproximadamente el mismo contenido de protones, ambas especies contribuyen a esta medida en virtud de las condiciones habituales del registro. La diferencia entre la porosidad deducida a partir de métodos de otros registros (neutrón-densidad, por ejemplo) y el FFI indicará la fracción de volumen de agua irreductible,  $\phi_{S_{wirr}}$ , esto se debe a que el índice de fluido libre no es sensible (debido al tiempo muerto de 20 mseg) a los fluidos ligados a las lutitas o a la matriz. De hecho, uno de los controles sobre el funcionamiento adecuado de la herramienta es que da un FFI de cero en las lutitas.
- Un método directo para calcular la permeabilidad (K) a través del registro de resonancia magnética nuclear lo proporcionan Seever y Timur. La base es la expresión de Koseny para la permeabilidad:

$$K = \frac{\phi^3}{T(1-\phi)^2 S^2} \quad (8.8)$$

Donde:  $\phi$  es la porosidad,  $S$  es el área de la superficie específica (superficie de los granos o poros/volumen de roca), y  $T$  es un factor textural o de tortuosidad.

La conexión con el registro magnético nuclear proviene del modelo KST (Koseny-Seever-Timur) que relaciona el tiempo observado de relajación  $T_1$  con el volumen de agua en íntimo contacto con la superficie de los poros o granos. El modelo KST fue desarrollado para analizar el tiempo de relajación del agua en medios porosos comparándolo con resultados de tiempo de relajación de una muestra de agua de la formación, concluyendo en las observaciones que el tiempo de relajación del agua en medios porosos disminuye en relación al valor esperado en una muestra de agua de la formación.

En la región central del espacio poroso, el valor de  $T_1$  es el esperado de la muestra de agua de la formación. Sin embargo, alrededor de la superficie del poro o sólido, hasta cierto espesor  $h$ , el tiempo de relajación es un nuevo valor,  $r_s$ . En este modelo, la diferencia en los ritmos de relajación entre el valor  $T_1$  observado y el valor de agua de formación ( $T_B$ ) se atribuye al volumen fraccional contenido en la capa de agua superficial.

$$\frac{1}{T_1} - \frac{1}{T_B} = \frac{V_s}{V_B} r_s \quad (8.9)$$

Donde:  $V_s$  es el volumen fraccional de agua cercano a la superficie de los poros

$V_B$  es el volumen de agua contenido en la muestra de la formación

En este enfoque se establece una relación bastante firme entre el  $T_1$  observado y el de la superficie de sólidos en relación al volumen de muestras de laboratorio. Esto es de interés para hacer una estimación de la permeabilidad de la formación.

La ecuación (8.9) puede formularse en términos de la ecuación de Koseny señalando que  $V_s$ , el volumen fraccional de agua cercano (dentro de una distancia  $h$ ) a la superficie de los poros, está dada por:

$$V_s = S(1 - \phi)h \quad (8.10)$$

Dado que se supone que el volumen fraccional de interface es mucho menor que la unidad, también se puede establecer que  $V_B = \phi$ . Así la ecuación puede ser reescrita como:

$$\frac{1}{T_1} - \frac{1}{T_B} = \frac{S(1-\phi)hr_s}{\phi} \quad (8.11)$$

O

$$\frac{\phi}{(1-\phi)S} = hr_s \frac{T_1 T_B}{T_B - T_1} \quad (8.12)$$

Elevando la ecuación (8.12) al cuadrado y sustituyéndola en la ecuación de Koseny, el resultado es el siguiente:

$$K = \frac{(hr_s)^2}{T} \phi \frac{(T_1 T_B)^2}{(T_B - T_1)^2} \quad (8.13)$$

Así que la permeabilidad se puede calcular en función de la porosidad ( $\phi$ ), de un factor textural  $T$  y de parámetros relacionados a la RMN.

Estudios de casos específicos y la teoría han mostrado que las herramientas MRIL proporcionan datos determinantes para:

- Distinguir zonas productivas de baja resistividad/bajo contraste
- Evaluar yacimientos de petróleo y/o gas de litología compleja
- Identificar petróleos pesados y de viscosidad mediana
- Estudiar formaciones de baja porosidad / baja permeabilidad
- Determinar saturación de petróleo residual
- Mejorar el diseño de tratamiento de estimulación

---

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Con base en la información recabada y analizada para desarrollar este trabajo, es posible establecer las siguientes conclusiones y recomendaciones:

### CONCLUSIONES

- Los registros geofísicos de pozos son importantes en la industria petrolera, principalmente en el área de yacimientos, ya que ayudan mediante su calibración a determinar parámetros petrofísicos necesarios para lograr la adecuada explotación de los yacimientos petroleros.
- El registro de Potencial Espontáneo (SP) considerado en este trabajo brinda la posibilidad de determinar el índice de arcillosidad de la formación a través de la ecuación  $I_{sh} = -0.0185 (SP) + 0.9981$ , para lo cual es suficiente sustituir el valor en milivolts (mV) leído en la curva reportada por el registro. Dicho índice de arcilla es únicamente válido para el pozo en cuestión y no para otros pozos aunque sean del mismo campo; esta limitación obedece a que la curva del registro SP es función de los contrastes de salinidad del filtrado del lodo de perforación y la salinidad del agua de formación y no en todos los pozos que se perforen se tendrá el mismo contraste.

La ecuación general de calibración del registro SP es:  $I_{sh} = -A (SP) + B$

- Con el registro de Rayos Gamma (GR) se pueden definir estratos lutíticos y no lutíticos, así como determinar el índice de arcillosidad ( $I_{sh}$ ). En el análisis realizado para este registro se obtuvo la siguiente ecuación de calibración  $I_{sh} = 0.0159(GR) - 0.4702$ . Con dicha ecuación se puede obtener el índice de arcillas leyendo del registro directamente el valor en unidades (API) a la profundidad de interés y sustituyendo dicho valor en la ecuación. Esta ecuación que representa la calibración del registro de litología (GR), es válida para cualquier pozo de un mismo campo y sobre todo para pozos que no cuenten con núcleos; esto es posible debido a que la información que se obtiene con este registro en el pozo es función exclusiva de la radioactividad presente en las formaciones.

La ecuación general de calibración del registro GR es:  $I_{sh} = A(GR) - B$

- En el registro sísmico (BHC) mientras mayor es el tiempo de tránsito, menor es la velocidad de transmisión de sonido en la roca y, por tanto, mayor es su porosidad. La ecuación de calibración para el ejemplo de este registro después de su análisis es  $\phi = 0.8654(\Delta t) - 40.284$ . Se lee  $\Delta t$  del registro sísmico en la profundidad de



interés del pozo, se sustituye el valor en dicha ecuación y se obtendrá el valor de porosidad ( $\phi$ ) correspondiente.

La ecuación general de calibración del registro sónico es:  $\phi = A(\Delta t) - B$

- El registro neutrónico (CNL) se basa en la medición de concentraciones de hidrógeno en la formación. La porosidad (o el índice de hidrógeno) se puede determinar mediante la medición de las poblaciones de neutrones epitermales o termales, o midiendo la captura de rayos gamma, o cualquier combinación de estos, en el elemento sensible receptor de la sonda. La ecuación de calibración que se encontró en el desarrollo de este trabajo para el registro CNL se plantea a continuación:  $\phi(\%) = -0.0566(\text{CPS}) + 24.85$ , donde CPS es Conteo Por Segundo. En el registro neutrón se toma la lectura de conteo en (CPS) en el nivel de interés del pozo, se sustituye en dicha ecuación y se obtiene la porosidad ( $\phi$ ) correspondiente.

La ecuación general de calibración del registro neutrón es:  $\phi = -A(\text{CPS}) + B$ .

Es común que los datos de conteo y de porosidad relacionados con los registros neutrón se grafiquen en escala semilogarítmica, en este trabajo, dicha información se encuentra graficada en escala normal o milimétrica y se debe a que en dicha escala los datos muestran buena concordancia.

- En el registro de densidad (FDC), si el dato de densidad es bajo indica alta porosidad y si es alto indica baja porosidad. La ecuación resultante de calibración obtenida para el registro de densidad tomado como ejemplo en este trabajo es:  $\phi = -0.5424(\rho_b) + 1.5332$ . Esta ecuación está en condiciones de ser válida para aplicarse en todo el campo y no solo para el pozo de donde se obtuvo, basta con leer en la curva del registro en el nivel de interés del pozo el valor correspondiente de densidad, en  $\text{gr/cm}^3$ , y sustituirlo en dicha ecuación y de esta forma obtener el valor de porosidad correspondiente.

La ecuación general de calibración que se encontró para el registro de densidad es:  $\phi = -A(\rho_b) + B$ .

- La saturación de agua congénita es la información más importante que se puede obtener del perfil eléctrico. Aunque no es el único factor que se toma en cuenta antes de probar una formación, sí es el decisivo para determinar si una formación puede o no contener aceite o gas económicamente explotables.
- En el laboratorio se trabaja con muestras representativas del yacimiento determinando de ellas: porosidad efectiva, permeabilidad absoluta y resistividad eléctrica tanto saturadas 100% con agua ( $R_o$ ) como con saturaciones inferiores a

100% ( $R_t$ ). También se requieren muestras de agua de la formación para medir su resistividad ( $R_w$ ). Con las mediciones anteriores obtenidas en el laboratorio se determinan los parámetros eléctricos que son la base para la calibración del registro eléctrico. Con los datos de las muestras se prepara la gráfica  $F$  vs  $\phi$  en papel doble logarítmico y el resultado de los datos graficados es una recta cuya ecuación es  $F = a\phi^{-m}$ , siendo  $a$  la ordenada al origen y  $m$  la pendiente de dicha recta. Del mismo modo, se prepara la gráfica de Índice de resistividad ( $I$ ) vs Saturación de agua ( $S_w$ ) medidos también en el laboratorio. El resultado de estos datos graficados es una recta cuya ecuación es  $I = S_w^{-n}$ . Finalmente, combinando estas dos ecuaciones se obtiene una ecuación muy importante para determinar la saturación de agua ( $S_w$ ); esta ecuación es:  $S_w = \sqrt[n]{\frac{aR_w}{\phi^m R_t}}$  conocida como la ecuación de Archie para formaciones limpias.

- Las herramientas de perfil de Resonancia Magnética Nuclear por pulsos (NMR), muestran gran capacidad para resolver problemas difíciles en la evaluación de las formaciones. La herramienta MRIL puede “ver” esencialmente todos los fluidos en el espacio poral y las mediciones de porosidad hechas por ellas se caracterizan por ser mediciones de porosidad total del yacimiento. En la información considerada en este trabajo existe buena concordancia entre los datos obtenidos en los núcleos al medir porosidad y permeabilidad en laboratorio con los perfiles obtenidos por herramientas NMR, lo que los hace confiables y competitivos.
- En general, las mediciones realizadas en el laboratorio a tapones de núcleo pueden ser utilizadas para calibrar la información que se obtiene de las diferentes curvas de los registros de pozos ya que esta información es de alta confiabilidad.

## RECOMENDACIONES

- Es recomendable contar siempre con núcleos pues son indispensables para la obtención de datos de aplicación muy amplia en la explotación de yacimientos petroleros, por ejemplo en la calibración de los registros geofísicos de pozo.
- Es recomendable realizar la calibración de los registros de pozo desde que se realiza la perforación de pozos exploratorios ya que de esta forma se puede contar con herramientas que faciliten la determinación de propiedades petrofísicas durante el desarrollo del campo.
- Es recomendable realizar calibraciones de registros de pozo a lo largo del desarrollo del yacimiento o campo petrolero y combinarlas para obtener información más precisa y lograr una mejor caracterización del yacimiento.

- Los procedimientos de calibración de registros de pozo presentados en este trabajo son bastante accesibles, por lo que se recomienda su aplicación.
- Se recomienda utilizar este trabajo como apoyo para las asignaturas Petrofísica y Registros Geofisios de Pozos y Caracterización Estática de Yacimientos del plan de la carrera de Ingeniero Petrolero.

---

**BIBLIOGRAFIA**

1. Atkinson J. P., Bowen W. B., Care with Core Calibration, Society of Petroleum Engineers, SPE:9736.
2. Arroyo Carrasco. F. A., Bases Teóricas en Interpretación de Registros Geofísicos de Pozos. (Apuntes F.I.), Ciudad Universitaria, Mexico, D.F. 1998.
3. Coates R. G., D. Roberts., The Magnetic Resonance Imaging Log Characterized by Comparison with Petrophysical Properties and Laboratory Core Data. Society of Petroleum Engineers, SPE: 22723, 1991.
4. Coates R. G., Lizhi X. y Manfred G. P., NMR LOGGING, Principles & Applications, Halliburton Energy Services Publication, 1999.
5. Cochrane J. E., Principles of Log Calibrated and their Application to log accuracy, Society of Petroleum Engineers, SPE: 1323, 1965.
6. Dewan J. T., Essentials of modern open-hole interpretation. Penn Well Publishing Company, Tulsa Oklahoma, 1983.
7. Doeglas, D., Grain-size índices, classification and environment, sedimentology, Gulf Publishing Company, Houston Texas, 1968.
8. Ellis, V. D., Well Logging for Earth Scientists. Elsevier, 1987.
9. [http://Documents and setting/Magnetic Resonance/Principles of Magnetic Resonance Imaging.htm](http://Documents.and.setting/Magnetic%20Resonance/Principles%20of%20Magnetic%20Resonance%20Imaging.htm), 2008.
10. Hilchie, D. W., Advanced Well Log Interpretation D. W. Hilchie Inc. 1989.
11. Lucia F.J., Carbonate Reservoir Characterization. Springer, Second Edition, 1999.
12. Pirson, S.J., Handbook of Well Log Analysis.- For Oil and Gas Formation Evalation Prentice Hall Inc. 1963.
13. Portilla San Agustín L., Facultad de Ingeniería. Tesis: Métodos para determinar la saturación de agua irreductible (Swi) en yacimientos petroleros. 2007.
14. Schlumberger, Principios/Aplicaciones de la interpretación de registros, 1989.
15. Society of Petroleum Engineers (SPE, USA) Well Logging, 1971.
16. Villamar V. M., Apuntes de clase "Caracterización de Formaciones", Facultad de Ingeniería, UNAM, 2007.
17. Villamar V. M., Apuntes de clase "Caracterización de Yacimientos", Facultad de Ingeniería, UNAM, 2008.

18. Willie M.R.J., The Fundamentals of well log interpretation. Elsevier, Third Edition 1984.