



**Universidad Nacional Autónoma de México**

**Facultad de Ingeniería**

**División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra**

***“MANUAL BÁSICO PARA LA  
INTERPRETACIÓN DE REGISTROS  
GEOFÍSICOS DE POZO”***

**T E S I S**

Para obtener el título de:

**INGENIERO PETROLERO**

Presenta:

**GUILLERMO GUILLOT MERCHAND**

**DIRECTOR DE TESIS**

**Ing. Bernardo Martell Andrade**



Ciudad Universitaria, México D.F.

Junio 2010.



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



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

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

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

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

---

---

**“MANUAL BÁSICO PARA LA INTERPRETACIÓN DE REGISTROS GEOFÍSICOS  
DE POZO”**

**CONTENIDO**

**RESUMEN.....I**

**INTRODUCCIÓN.....II**

**CAPITULO I. PRINCIPIOS Y FUNDAMENTOS DE LOS REGISTROS GEOFÍSICOS**

I.1	DEFINICIÓN.....	1
I.2	HISTORIA.....	2
I.3	CLASIFICACIÓN DE LOS REGISTROS GEOFÍSICOS.....	7

**CAPITULO II. PROPIEDADES DE LAS ROCAS**

II.1	POROSIDAD.....	12
II.2	PERMEABILIDAD.....	14
II.3	PRESIÓN CAPILAR.....	16
II.4	MOJABILIDAD.....	16
II.5	MISCIBILIDAD.....	17
II.6	SATURACIÓN DE FLUIDOS.....	17
II.7	AGUA DE FORMACIÓN.....	18
II.8	GEOMETRÍA DE LOS YACIMIENTOS.....	19
II.9	FACTOR DE FORMACIÓN E ÍNDICE DE RESISTIVIDAD.....	20
II.10	RESISTIVIDAD DE LAS FORMACIONES.....	23
II.11	SATURACIÓN DE AGUA EN FUNCIÓN DE LA RESISTIVIDAD.....	24
II.12	PROCESO DE INVASIÓN.....	25
II.13	TEMPERATURA Y PRESIÓN.....	
II.14	PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN Y SATURANTES EN LAS ROCAS.....	31
II.15	ALGUNOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN UTILIZADOS EN EL CAMPO.....	33

---

---

**CAPITULO III. DEFINICIÓN E INTERPRETACIÓN DE LOS REGISTROS  
GEOFÍSICOS**

III.1 POTENCIAL ESPONTÁNEO.....	36
III.2 RAYOS GAMMA.....	50
III.3 RESISTIVIDAD.....	62
III.4 SÓNICO DE POROSIDAD.....	90
III.5 DENSIDAD.....	102
III.6 NEUTRÓN .....	119

**CAPITULO IV. INTERPRETACIÓN DE LITOLOGIA, POROSIDAD Y CONTENIDO DE  
FLUIDOS**

IV.1 DETERMINACIÓN DE LA LITOLOGÍA Y LA POROSIDAD.....	129
IV.2 DETERMINACIÓN DEL CONTENIDO DE FLUIDOS.....	145

<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>163</b>
--------------------------	------------

<b>REFERENCIAS.....</b>	<b>164</b>
-------------------------	------------

---

---

## *RESUMEN*

Este trabajo de tesis, es una recopilación de toda una serie de libros, enfocados a la interpretación de registros geofísicos de pozo, además de ser útil para que los diferentes alumnos de las carreras del área de ciencias de la tierra logren un aprendizaje más significativo, siendo un complemento o material de apoyo para poder cursar la asignatura de Petrofísica y Registros de Pozo.

El objetivo de este trabajo es que los alumnos tengan a su disposición un material que esté basado en la materia que se da en la facultad y los pueda llevar paso a paso para tener el conocimiento básico para poder interpretar registros geofísicos, o bien sea una guía para comprender mejor lo visto en clase.

Uno de los problemas que se presenta en esta asignatura es la bibliografía, pues resulta ser en ocasiones de muy difícil acceso o bien de difícil comprensión. Por esta razón se busca que el alumno pueda contar con este material en todo momento y tenga la capacidad de desarrollar en gran parte su poder analítico y autodidacta.

En este texto se realiza una clasificación física de las diferentes herramientas disponibles en función de su naturaleza, las cuales son: eléctricas, acústicas, electromagnéticas y nucleares, donde cada una de estas propiedades nos da una información muy específica de las diferentes propiedades de la roca en estudio.

Como es de suponer, entre más estudios o análisis realicemos a la roca, más certera será la información obtenida y a su vez permitirá una mejor interpretación de la formación adyacente o atravesada por cada uno de nuestros pozos petroleros con el fin de conocer e interpretar mejor nuestro campo petrolero en estudio, teniendo como fin determinar el valor económico de dicho campo y desarrollar la mejor estrategia de explotación buscando siempre que este desarrollo sea rentable y de buen valor económico, de acuerdo a la relación costo-beneficio.

En este texto se analizarán de manera teórica algunas de las principales herramientas disponibles de acuerdo al principio de medición, que son los siguientes: herramienta para medir Registro de Potencial Espontáneo (SP), Registro de Rayos Gamma, Registro de Resistividad, Registro sónico de Porosidad, Registro de Densidad, y Registro de Neutrones, con sus diferentes variables y arreglo

Por último se presentan conclusiones sobre este trabajo, las cuales se fueron determinando conforme se desarrolló este trabajo, así mismo la importancia que debe darle la industria y el mismo alumno a esta parte de la ingeniería geológica-petrolera.

---

## *INTRODUCCIÓN*

Los registros geofísicos de pozos se introdujeron a la industria petrolera, hace más de medio siglo, y desde entonces han venido evolucionando de tal manera que hoy en día podemos tener más y mejores conocimientos para llevar a cabo una interpretación y evaluación de un yacimiento.

El objetivo principal de la mayoría de los registros de pozos que se toman en la actualidad, es determinar si una formación tiene o no potencial, es decir, si contiene o no hidrocarburos, que tipo de hidrocarburos, así como las características litológicas de la misma formación que los contiene.

En el pasado solo era posible conocer estas propiedades mencionadas, por medio de análisis y muestras de rocas cortadas y recuperadas directamente de la barrena y pruebas de formación, hoy en día se tiene la capacidad de conocer estas propiedades indirectamente por medio de la toma de registros de pozos.

Se conoce gran cantidad de artículos técnicos, los cuales, describen los diferentes métodos existentes para la toma de un registro, nos describen las herramientas y arreglos necesarios para obtener información específica sobre las propiedades de las rocas, o bien para la caracterización del fluido contenido en la formación, etc., así mismo nos detallan su aplicación y su interpretación cualitativa y cuantitativa. A pesar de toda esta literatura, en ocasiones resulta complicada acceder a toda esta literatura.

Este trabajo escrito, toca precisamente esos puntos, abarca los registros geofísicos más usados en la industria, y muestra los diferentes arreglos y combinaciones que se pueden realizar para tener mejor interacción con la formación; logrando así lograr una interpretación más certera de las condiciones del yacimiento y que se manifieste en una mayor rentabilidad durante la explotación de los yacimientos.

## **CAPITULO I**

### **PRINCIPIOS Y FUNDAMENTOS DE LOS REGISTROS GEOFÍSICOS**

#### **1.1 DEFINICIÓN**

Los registros geofísicos son la representación gráfica de una propiedad física de la roca contra la profundidad, y que a su vez nos indican las características de las formaciones atravesadas por un pozo.

Los registros geofísicos constituyen una de las informaciones básicas que se pueden obtener durante la perforación de un pozo petrolero, pues permite determinar las propiedades petrofísicas de las rocas, como la litología, porosidad, saturación de fluidos y cualitativamente la permeabilidad, así como permite también correlacionar límites de estratos, lo que nos va a dar como resultado poder determinar la capacidad de la roca para poder producir hidrocarburos.

Los registros geofísicos también son considerados de suma importancia durante la interpretación geológica así como la caracterización de áreas potencialmente productoras de hidrocarburos, pues son el principio de toda una evaluación de reservas y económica.

## I.II HISTORIA

Inicialmente las primeras mediciones para obtener un registro de un pozo petrolero se dieron en 1912, año en que se llevaron a cabo los primeros experimentos de prospección del subsuelo realizados por Conrad Schlumberger, el cual consistió en enviar una señal eléctrica induciéndola al subsuelo entre dos varillas metálicas y dibujar sobre un plano las líneas de potencial constante observadas en superficie, estas diferentes líneas indicaban la naturaleza de la roca, así como la configuración geométrica de los cuerpos de roca atravesados por el campo eléctrico inducido.

Sin embargo los primeros registros de pozo se remontan al año 1927, que fue donde los hermanos Schlumberger efectuaron algunos registros de resistividad de manera experimental con la finalidad de poder localizar formaciones productoras de hidrocarburos. Posteriormente se descubrió que hay presencia de potenciales eléctricos naturales en los pozos, y tenían relación directa con la existencia de capas permeables.

El día 5 de Septiembre de 1927 fue cuando se tomo el primer registro eléctrico por H.G. Doll en un campo petrolero llamado Pechelbronn, ubicado en una provincia de Francia de nombre Alsace-Lorraine, para llevar a cabo la toma de este primer registro se aplico el método desarrollado por los hermanos Schlumberger, en un pozo vertical, el cual consiste en realizar la toma por “estaciones” donde el instrumento de medición de fondo (llamado sonda) se detenía en intervalos periódicos dentro del agujero y tomaba mediciones de resistividad, una vez calculadas se trazaba manualmente una gráfica, y ya con estos datos se podía tener una excelente representación de la columna geológica que se iba atravesando, pues este procedimiento se repetía estación por estación hasta que se tenía el registro completo.

Fue en el año de 1929 que este tipo de registro de resistividad eléctrica se introdujo comercialmente, primeramente en Venezuela, Estados Unidos y Rusia, un poco más adelante en las Indias Orientales Holandesas. Como era de suponerse rápidamente tomo fuerza este registro, pues se volvió de gran utilidad en la industria petrolera, ya que era una gran herramienta para propósitos de correlación e identificación de las zonas o capas con contenido de hidrocarburos, por medio de la medición de la resistividad.

El primer registro se le llamo Curva Lateral y se utilizo un espaciamiento lateral de dos metros entre la fuente emisora de corriente y el punto medio de los electrodos de potencial, posteriormente este espaciamiento fue cambiando gradualmente hasta que se logro estandarizar en 18' 8". Uno de los problemas más significativos que presentaba este arreglo era que se generaba un potencial al entrar en contacto con el lodo de perforación o bien con los fluidos propios de la formación, aun cuando no se indujera ningún tipo de corriente. Este que se conoció como Potencial Espontaneo en un principio se busco eliminar, posteriormente se volvió de gran utilidad para la interpretación cualitativa de los yacimientos.

Más tarde, en el año de 1931, la medición del potencial espontaneo, de siglas SP, se incluyó en la curva de resistividad en el registro eléctrico. En ese mismo año los hermanos Marcel y Conrad Schlumberger, perfeccionaron un método de registro continuo y desarrollaron el primer trazador gráfico.



Para 1932 los hermanos Schlumberger introdujeron este nuevo tipo de arreglo al mercado, con lo cual mejoraron la calidad de la curva conocida como normal, debido a que lograba detallar bien los límites de capas, pero a su vez disminuía el radio de investigación .

Asimismo en el año 1934, desarrollaron otros dispositivos como fue la curva normal larga, con la que se trato de obtener radios de investigación mayores, por lo tanto la combinación de estos tres curvas de resistividad (normal corta, normal larga y lateral larga) con la curva del SP, combinación que predomino en los campos petroleros desde 1936 hasta los años cincuenta, integran hoy en día lo que se conoce como un registro eléctrico convencional.

En 1939 se empezó a trabajar en la propiedades radioactivas de las rocas, para esa época el conocimiento de esta propiedad de las rocas era muy reducido, pero ya se utilizaba el registro de rayos gamma para determinar cualitativamente la litología de la formación (arcillosidad de las rocas) y para fines de correlación geológica, una de las grandes ventajas que aportó este instrumento es que la medición podía tomarse en agujeros adermados, pues permitió que se tomaran registros en pozos donde nunca se habían podido tomar por la situación técnica en que se encontraban.

Durante el año de 1941 se pudo observar que los registros eléctricos resultaban inadecuados para poder determinar zonas porosas en formaciones masivas de calizas y de ahí surgió la idea de introducir un registro de Neutrones, su principio está basado en emitir neutrones que interactúan directamente con el hidrógeno que está contenido en la formación, relacionándolo directamente con la porosidad.

Las herramientas de rayos gama (GR) y neutrónica representaron el primer uso de las propiedades radioactivas en la toma de registros de pozos y el primer uso de la electrónica de pozos, pues a diferencia de la curva de SP y de las diferentes herramientas de resistividad, se tiene la capacidad de tomar registros de formaciones a través de la tubería de revestimiento, así como en agujeros llenos de aire, gas o lodos a base de aceite. La combinación de un registro de rayos gamma (GR) con un registro de neutrones, mejora las interpretaciones litológicas y las correlaciones estratigráficas de pozo a pozo.

Poco después en 1949, al registro neutrónico se denomino como un indicador de la porosidad, no obstante se sabe que los primeros registros neutrónicos fueron fuertemente influenciados por los diferentes ambientes que presenta cada pozo, sin embargo con la introducción de la herramienta de medición de porosidad neutrónica (SNP) en 1962 y la de registro neutrónico compensado (CNL) en 1970, el registro de neutrones se aceptó plenamente como un indicador de la porosidad.

Se sabe que los primeros intentos para determinar la porosidad de la formación del intervalo en cuestión se realizaban a través de mediciones de resistividad a través del registro de microresistividad.

Cabe mencionar que también se desarrollo un registro de echados a principios de los años treinta, con la herramienta conocida como de echados anisótropa. Este instrumento fue utilizado en un pozo comercial por primera vez en 1943, permitía determinar la dirección y el ángulo de inclinación de la formación y estaba compuesto de tres brazos en conjunto con un dispositivo llamado fotoclinómetro, cada brazo tenía un sensor de SP, estos sensores fueron remplazados por

instrumentos de resistividad corta en el año 1946, lo que hizo posible la medición del echado en pozos en los que el SP proporcionaba muy pocos datos que podían ser correlacionables.

La primera sonda de medición de echados eléctrica de registro continuo, usaba tres arreglos de microresistividad y contenía una brújula de inducción terrestre, que apareció a mediados de los años cincuenta, desde entonces se han venido haciendo varios desarrollos para mejorar la medición del echado de la formación. Actualmente una herramienta de echados es de cuatro brazos y permite medir u obtener diez curvas de microresistividad al mismo tiempo y un acelerómetro triaxial en conjunto con magnetómetros nos permite obtener información muy exacta sobre la desviación y el azimut de la herramienta.

Existe otra herramienta que se introdujo a principios de los años cincuenta, llamada microlog, la cual utiliza un arreglo lineal con espaciamiento muy pequeño, que está compuesto por tres electrodos que están incrustados en la superficie de un cojín aislador, estos tres electrodos tienen contacto directo con la pared del pozo a través de un patín, con esta herramienta se pudo conocer el factor de formación de las rocas en el lugar de medición, se pudo determinar con mayor precisión el calibre o diámetro del agujero y localizar zonas en las que existiera un enjarre.

Este registro también resulta muy útil para delinear las capas permeables, y otros instrumentos de microresistividad contribuyen a establecer un perfil de resistividad que va desde la zona invadida cerca de la pared del pozo hasta la formación no invadida o contaminada (zona virgen).

Posteriormente se desarrolló una nueva herramienta llamada microlaterolog para lodos salinos en el año de 1953, el registro microproximidad y el microesférico enfocado (microSFL) aparecieron un poco más tarde.

En 1952 se desarrollaron los registros microenfocados, con la finalidad de poder medir o determinar la resistividad de la zona lavada o la influencia de la resistividad del filtrado de lodo.

Más tarde, en 1958 apareció el registro de proximidad, el cual sirvió para determinar directamente la resistividad de la zona lavada. Actualmente se cuenta con herramientas similares que miden de una forma casi directa los valores de resistividad verdaderos de la formación.

En 1951 se introdujo el registro o herramienta llamada laterolog, primer aparato enfocado a realizar la medición de la resistividad profunda en presencia de lodos muy salados y conductivos. El principio de este arreglo se basa en enfocar la corriente por medio de un gran número de electrodos con la finalidad de tener una mejor resolución vertical en capas delgadas; El aparato laterolog rápidamente desplazó a los registros de resistividad convencionales en lodos salinos y formaciones de alta resistividad. En sincronía con esta herramienta se comenzó a medir las propiedades acústicas de las rocas, cuantificando por primera vez el tiempo de tránsito de estas mismas y relacionándolo con su porosidad.

A partir de la década de 1930 los cables de registro se utilizaron para poder llevar al fondo de los pozos geófonos con la intención de medir el tiempo de tránsito acústico de las rocas a diferentes intervalos de tiempo a partir de fuentes de sonido originadas en superficie.

A finales de los años cincuenta el registro sónico fue aceptado ya, como un buen registro indicador de porosidad a un grado altamente confiable, su medición responde principalmente a la porosidad de la formación o intervalo estudiado y es básicamente independiente de la saturación. Este registro en conjunto con el registro de resistividad enfocado (el laterolog) o el de inducción hicieron posible que actualmente se puedan evaluar las formaciones a partir de los registros de pozo.

Con el paso de los años se continuaron desarrollando diferentes herramientas laterolog, pero hoy en día la herramienta Dual Laterolog (DLL) realiza mediciones laterolog profundas y someras y se corre generalmente en conjunto con la herramienta MicroSFL. Hoy en día existe una herramienta que en lugar de tres curvas es capaz de registrar cinco curvas de resistividad enfocada, y se le conoce como eléctrico enfocado de alta resolución ( ).

Para los lodos a base agua, el registro eléctrico que se tomaba originalmente ha sido reemplazado por un registro de inducción, el cual se desarrolló en 1949 como resultado del trabajo realizado en tiempos de guerra con los detectores de minas, para ser usados en lodos base aceite, pero con el tiempo se dieron cuenta que este aparato tenía superioridad sobre los registros eléctricos en lodos base agua dulce.

Un aparato de inducción que constaba de cinco bobinas se combinó con una curva de SP y con una normal de 16 pulgadas para formar la herramienta eléctrica de inducción en el año de 1956, posteriormente en 1959 el aparato de cinco bobinas se sustituyó por uno con un arreglo de seis bobinas, el cual era capaz de realizar mediciones a mayor profundidad.

El registro de doble inducción (DIL) se introdujo al mercado en el año de 1963, y es capaz de efectuar mediciones de inducción profunda, inducción media y resistividad somera, mas tarde el inducción fasorial y hoy se cuenta en el campo con el arreglo de inducción (AIT), el cual obtiene cinco curvas de inducción a diferentes distancias de investigación (10", 20", 30", 60" y 80").

Existe otra herramienta que infiere la porosidad, la cual se desarrolló en 1953 con el nombre de registro de densidad, con esta herramienta pudo precisarse en su momento la densidad de la roca en cuestión, proporcionando al geofísico una gran ayuda para determinar las variaciones de esta con respecto a la profundidad. Esta herramienta ha evolucionado de tal forma que realiza mejores lecturas y actualmente es usado un registro de litodensidad, este nos da una idea más clara de la litología de la formación a través de la curva de factor fotoeléctrico.

Para el año de 1970 se dio el comienzo de la era del procesamiento de los registros, pues con el uso de las computadoras se hizo posible analizar e interpretar a mayor detalle la información obtenida a partir de los diferentes registros que son tomados por las herramientas o arreglos de antes mencionados.

Actualmente existen centros en los cuales se llevan a cabo los diferentes procesos, que se encuentran localizados en zonas estratégicas de acuerdo a las necesidades de cada campo, compañía, región, etc.

Hoy en día se han seguido desarrollando herramientas que permitan conocer aun mejor las propiedades físicas de las rocas de cada formación, así como se intenta también determinar ciertos parámetros que permitan evaluar a los yacimientos por medio de la correlación e interpretación.

Vale la pena hacer mención que este punto trata de explicar los detalles más importantes que contribuyeron al desarrollo e innovación tecnológica de las herramientas convencionales, los arreglos y registros que actualmente son utilizados en la industria para tener una mejor y más rentable explotación de los hidrocarburos.

### I.III CLASIFICACIÓN DE LOS REGISTROS

Para poder hacer uso de los registros geofísicos tenemos que conocer su principio de aplicación en función de diferentes propiedades físicas y litológicas.

A continuación se presenta una forma o método muy concreto y fácil para poder decidir o identificar el tipo de registro que podemos utilizar de acuerdo a lo que se esté buscando conocer, todos están basados en una o varias propiedades físicas, mecánicas o litológicas, pero será importante saber qué factores pueden estar actuando en el yacimiento.

*a. En función del principio físico de la herramienta:*

*Resistividad*

*Acústicos*

*Radioactivos*

*Mecánicos*

#### **Resistividad**

**Rt** {  
 Eléctrico (**ES**)  
 Eléctrico enfocado (**LL**)  
 Doble eléctrico enfocado (**DLL**)  
 Inducción (**I-ES**)  
 Doble inducción – eléctrico enfocado (**DIL**)  
 Eléctrico enfocado azimutal (**ARI**)  
 Arreglo de inducción (**AIT**)  
 Eléctrico enfocado de alta resolución ( )

**Rxo** {  
 Micro eléctrico (**ML**)  
 Micro enfocado (**MLL**)  
 Micro proximidad (**MPL**)  
 Micro esférico enfocado (**MSFL**)

**Acústicos**

Sónico de porosidad (**BHC**)  
Sónico de espaciamento largo  
Sónico digital  
Sónico dipolar  
Sónico de amplitud (**A-BHC**)  
Sónico de densidad variable (**VDL**)  
BHTV – TV POZO

**Radiactivos**

- Rayos Gamma  $\left\{ \begin{array}{l} \text{Rayos gamma naturales (GR)} \\ \text{Espectroscopia de rayos gamma naturales (NGT)} \end{array} \right.$
  
- Neutrones  $\left\{ \begin{array}{l} \text{Radiactivo (GNT)} \\ \text{Epitermal (SNP)} \\ \text{Compensado (CNL)} \end{array} \right.$
  
- Densidad  $\left\{ \begin{array}{l} \text{Densidad de la Formación (FDC)} \\ \text{Lito densidad (LDT)} \end{array} \right.$

**Mecánicos:**

- Temperatura
- Calibración
- Desviaciones

**Registros en agujero entubado:**

- Radiactivo y coples
- Trazadores radiactivos
- Sónico de cementación
- Densidad variable
- Temperatura
- Producción

- b. *En función de la propiedad petrofísica que se busca medir, todas ellas en agujero descubierto:*

*Resistividad*

*Porosidad*

**Resistividad:**

- Investigación profunda

<b>Rt</b>	{	Eléctrico Eléctrico enfocado Doble eléctrico enfocado Inducción
-----------	---	--

- Investigación somera

<b>Rxo</b>	{	Micro eléctrico Micro enfocado Micro proximidad Micro enfocado esférico
------------	---	--

**Porosidad:**

- Sónico compensado
- Densidad compensado
- Neutrón compensado

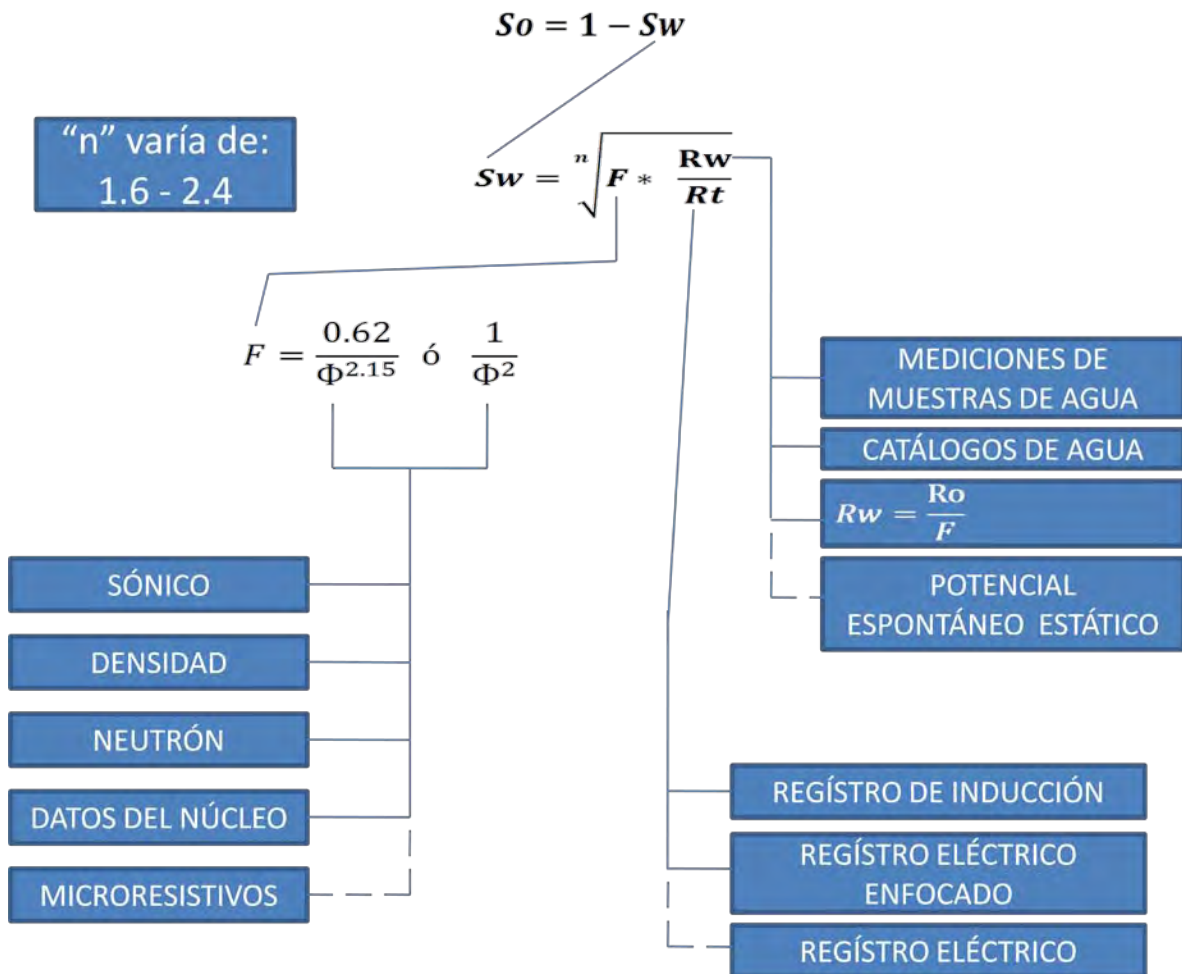
El registro de echados, así como el de imágenes de resistividad de pared de pozo es un complemento de mucha importancia para la interpretación estructural y sedimentaria tanto para el geólogo, como para el petrofísico en la evaluación de las secciones atravesadas por un pozo.

DIAGRAMA DE FLUJO PARA INTERPRETACIONES

RESERVA ESTIMADA DE HIDROCARBUROS INSITU

VOLÚMEN DE ACEITE RECUPERABLE  
DEL VOLÚMEN DE ACEITE "IN -SITU"

$\emptyset \times S_o \times \text{Espesor de capa} \times \text{Area de drene} \times \text{Factor de recuperaci3n}$





Con el paso del tiempo las mejoras y el desarrollo tecnológico de los diferentes registros geofísicos, así como las diferentes herramientas o combinaciones de ellas, dan como resultado la importancia de saber para que nos sirven cada uno de estos registros, con la finalidad de lograr determinar o discernir entre uno y otro de acuerdo a lo que se requiera investigar u obtener información.

Por lo tanto los registros geofísicos permiten:

- Correlacionar e identificar los límites entre las capas.
- Diferenciar entre rocas blandas y suaves.
- Determinar cuerpos permeables.
- Determinar el contacto agua-hidrocarburos
- Determinar cuantitativamente la  $\phi$  y  $S_w$ .
- Determinar la capacidad productiva (movilidad de hidrocarburos).
- Pronosticar los fluidos a producir.
- Determinar la litología.
- Determinar la porosidad secundaria.
- Delinear las características estructurales y sedimentarias.
- Determinar el volumen de arcilla y la permeabilidad.
- Conocer la salinidad del agua de formación.
- Determinar la calidad de la cementación.
- Determinar daños en las tuberías.
- Determinar si existe y que tan fuerte es la corrosión en tuberías.
- Localizar los coples.
- Conocer la temperatura.
- Medir las desviaciones.
- Registros de producción: medir el gasto y la densidad de un fluido.

## CAPÍTULO II

### PROPIEDADES DE LAS ROCAS

Para poder comprender e interpretar cualitativamente y cuantitativamente los registros geofísicos de pozo, es importante que primero se definan algunos conceptos básicos y propiedades específicas de las rocas que forman parte de los yacimientos.

#### II.1 POROSIDAD

Es una de las propiedades más importantes de la roca, en la cual está contenido un yacimiento, la porosidad se define como el volumen de poros entre el volumen total de roca, es decir la cantidad de huecos que son capaces de almacenar fluidos, que pueden o no estar interconectados o comunicados entre sí; existen dos tipos de porosidad, la porosidad efectiva o porosidad absoluta.

- a) **Porosidad efectiva:** Es la relación del volumen total de poros comunicados entre el volumen total de roca, y se expresa de la siguiente forma:

$$\phi = \frac{V_{pc}}{V_t} \frac{[m^3 \text{ poros comunicados}]}{[m^3 \text{ roca}]}$$

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

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

$$\phi_A = \frac{V_p}{V_t} \frac{[m^3 \text{ poros comunicados} + \text{no comunicados}]}{[m^3 \text{ roca}]}$$

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

La porosidad primaria o también conocida como original, es la que se genera al momento del depósito de los sedimentos o de las rocas, dentro de esta clasificación quedan comprendidas las porosidades intergranulares (sucrosica o de matriz) de las arenas y areniscas, ya que en un área limpia la matriz de la roca se compone de granos de arena individuales con una forma más o menos esférica y acomodados de manera que los poros se hallan entre los granos.

Fraser y Graton realizaron estudios con la finalidad de poder determinar los límites de variación para este tipo de porosidad, siempre y cuando se consideren granos esféricos, de acuerdo al diferente arreglo de los granos, la porosidad máxima será del 47.6% en un arreglo cubico, para un arreglo romboidal será de 34.5% mientras que para un arreglo hexagonal será del 25.9% teóricamente. Estas porosidades reales son sumamente afectadas por la forma y tamaño de grano, así como también por la cantidad de material cementante.

La manera de obtener estos porcentajes de porosidad de acuerdo a diferentes arreglos de esferas uniformes es la siguiente:

Considérese una celda unitaria de ocho esferas de igual tamaño y forma en un arreglo cubico:

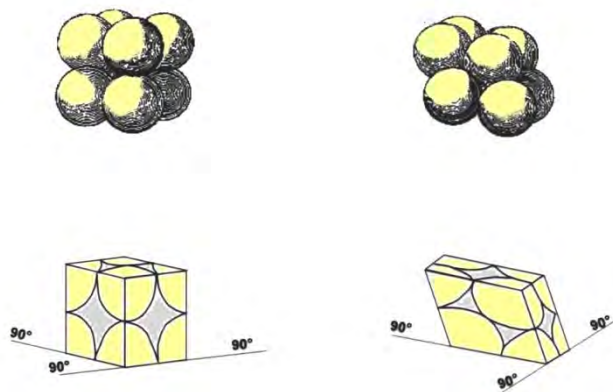


Fig. II.1 Límites de porosidad según el arreglo de granos.  
(Fraser y Graton)

El volumen total del cubo es:  $V_t = (4r)^3$

El volumen de espacios vacíos es:  $V_{ev} = (4r)^3 - 8(4/3\pi r^3)$

por lo tanto:  $\phi = \frac{(4r)^3 - 8(4/3\pi r^3)}{(4r)^3} = 47.6\%$

La porosidad secundaria o inducida, es considerada como aquella que se desarrolla posteriormente al proceso de depósito de los sedimentos, se debe al desplazamiento del agua contenida en la formación o a fuerzas tectónicas en la matriz de la roca, tales como porosidad por disolución, por reemplazamiento, por fracturas, etc.

## II.2 PERMEABILIDAD

La permeabilidad (K) es una propiedad del medio poroso y a su vez es una medida, tanto de la capacidad de la roca o formación para permitir la transmisión de fluidos, como la magnitud del flujo de fluidos por unidad de gradiente hidráulico, la unidad de medida para esta propiedad es el milidarcy.

Un darcy es la unidad de permeabilidad de una sustancia para un fluido. Se dice que un material tiene un Darcy cuando  $1\text{cm}^3$  de fluido de viscosidad unidad, fluye en 1 segundo a través de  $1\text{cm}^2$ , de sección y 1 cm de espesor, bajo una diferencia de presión de una atmósfera.

Es de vital importancia conocer la permeabilidad del medio, pues conociendo esta, se puede predecir la productividad de un acuífero o yacimiento en condiciones variantes de flujo y de presión, además el determinar esta propiedad representa un significado económico importante en la industria.

La mayoría de los métodos para determinar o medir esta propiedad están fundamentados en las consideraciones del espacio poroso, estructura del poro y la saturación de fluidos, por lo tanto es posible considerar que la permeabilidad esta impuesta a partir de propiedades de las rocas en condiciones estáticas y no de flujo.

Una roca deberá tener fracturas, capilares o poros interconectados para ser permeable, por lo tanto existe una cierta relación entre la porosidad y la permeabilidad, ya que por lo general una permeabilidad mayor se acompaña de una porosidad mayor, sin embargo esto no es una regla absoluta. Las lutitas y ciertas clases de arenas tienen altas porosidades, pero debido a que sus granos son tan pequeños sus caminos son escasos y tortuosos como para permitir el flujo de fluidos.

Otras formaciones como las calizas, pueden presentar pequeñas fracturas o fisuras de una gran extensión, se sabe que la porosidad será muy baja pero debido a estas fracturas la permeabilidad puede ser muy grande.

Los buenos acuíferos llegan a tener permeabilidades que exceden 1 darcy, mientras que los yacimientos de petróleo son mayores a 1 milidarcy, y los yacimientos de gas suelen tener permeabilidades todavía más bajas.

La K en fracturas se ha estimado como una función del ancho de la fractura:

$$K = 50,000,000 \times (\text{ancho})^2 \text{ pg.}$$

Esto es una aproximación de la permeabilidad, donde la fractura solamente contribuye de un 0.5% a un 1.5% de la porosidad total.

Las lutitas forman barreras impermeables en muchos yacimientos de hidrocarburos, ya que su permeabilidad se encuentra en el rango del microdarcy, y estas permeabilidades pueden determinarse en el laboratorio por medio de técnicas de presión momentánea; estos valores obtenidos solo son validos para la matriz y representa un límite bajo.

Los efectos que tiene la presión y temperatura sobre la permeabilidad depende directamente del tipo de roca, en rocas porosas bien cementadas, las variaciones de presión y temperatura que se presentan no son muy grandes si las comparamos con la permeabilidad de muestra a muestra, aunque es importante considerar estas variaciones, ya que representan un gran impacto en los cálculos de ingeniería de yacimientos.

La permeabilidad con un solo fluido contenido en los poros es denominada como K absoluta, y cuando los poros presentan más de un fluido se conoce como K efectiva; dando como resultado la K relativa, esta es la relación que existe entre la K efectiva de un fluido y la K absoluta.

El siguiente esquema nos muestra un diagrama relativo de la permeabilidad para un sistema agua-aceite; a baja saturación de agua (contenida en los poros) es obvio que solo fluya el aceite, mientras que a alta saturación de agua solo fluye agua.

La permeabilidad relativa del aceite disminuye mientras que cierta cantidad de agua y aceite fluyen.

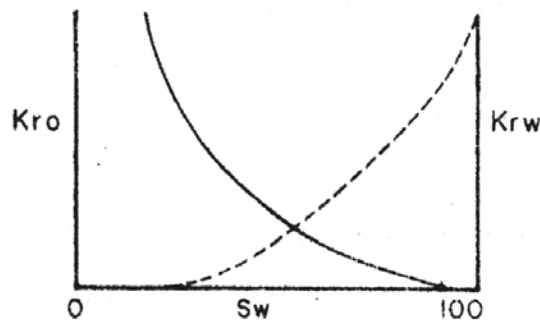


Fig. II.2 Diagrama representativo de la K relativa entre agua-aceite.

Del diagrama anterior se logra observar que existe un rango de saturación de agua en el que el agua y aceite fluyen, y solo el agua puede estar fluyendo aunque la saturación del agua sea menor del 100%, cabe mencionar que estas curvas se presentan diferentes para cada tipo de roca así como para diferentes saturaciones críticas del agua.

### II.3 PRESIÓN CAPILAR

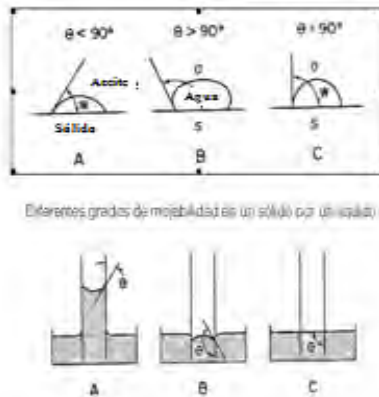
Es la diferencia de presiones que existe en la interfase que separa dos fluidos inmiscibles, uno de los cuales moja preferentemente la roca. También se define la presión capilar como la capacidad que tiene el medio poroso de succionar el fluido que la moja y de repeler al no mojante.

$$P_c = p_{fnm} - p_{fn}$$

### II.4 MOJABILIDAD

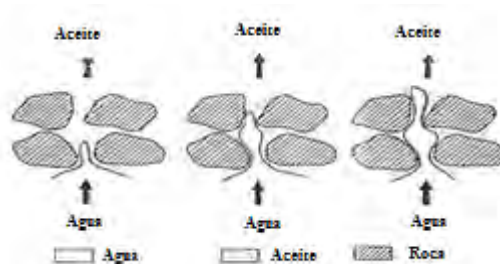
Se dice que un fluido moja en forma preferencial la superficie de un sólido cuando se adhiere y tiende a esparcirse o extenderse sobre ella, en presencia de otros fluidos.

La mojabilidad incide en la distribución de los fluidos dentro del espacio poroso, la cual a su vez afectará el proceso de desplazamiento de un fluido por otro por lo que las características de permeabilidad relativa variarán para un mismo medio poroso si las condiciones de mojabilidad varían.



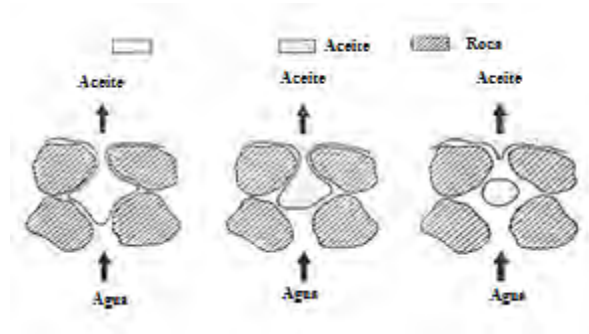
Casos de mojabilidades extremas:

1. Roca fuertemente mojada por agua  $\theta_o = 0^\circ$



Forma en que el agua va desplazando al aceite cuando el agua es el fluido mojante.

2. Roca fuertemente mojada por aceite  $\theta_o = 180^\circ$



Forma en que el agua va desplazando al aceite cuando el aceite es el fluido mojante; se puede observar un desplazamiento menos efectivo.

La mojabilidad determina la distribución de fluidos a nivel microscópico. El fluido que moja la roca se encontrará ocupando los poros más pequeños y en los intersticios de los granos de la roca así como también como una película sobre ellos dejando al fluido no mojante en el centro del poro.

## II.5 MISCIBILIDAD

La miscibilidad es la propiedad que tiene algunos líquidos para mezclarse entre sí en cualquier proporción, dando como resultado una nueva solución homogénea, este concepto no solo aplica para la fase líquida, sino también para fases como sólidas y gaseosas.

La miscibilidad es parcialmente función de la entropía, por lo que más comúnmente se presenta en estados de la materia que desarrollan más entropía. Una de las sustancias o fase que más fácilmente se mezclan entre sí, son los gases, posteriormente los líquidos, y muy raramente los sólidos.

La miscibilidad es posible detectarla cualitativamente con solo mirar si las sustancias, las fases, etc., logran o no una mezcla homogénea, y por lo tanto se considera que existe miscibilidad entre ambas sustancias.

## II.6 SATURACIÓN DE FLUIDOS

La saturación de fluidos ( $S_w$ ) de una roca, se define como la relación del volumen poroso ocupado por el agua ( $V_w$ ) entre el volumen total de poros de la roca, y se puede expresar de la siguiente forma:

$$S_w = \frac{V_w}{V_p} \frac{m^3 \text{ de agua}}{m^3 \text{ de poros}}$$

La parte del volumen poroso de la roca ocupado por los hidrocarburos (gas y/o aceite) será denominada como saturación de hidrocarburos y se representada por  $S_o$ , no importando si se trata de aceite o gas, o bien ambos fluidos:

$$S_w = \frac{V_{hc}}{V_p} = (1 - S_w) \frac{m^3 \text{ de hidrocarburos}}{m^3 \text{ de poros}}$$

Cabe mencionar que ambas saturaciones pueden ser representadas en fracción o en porcentaje.

## II.7 AGUA DE FORMACIÓN

### a) Salinidad

En general se puede decir que la salinidad del agua de formación va aumentando conforme aumenta la profundidad, sin embargo se presentan casos donde esto no se cumple, por presencia de diferentes fenómenos geológicos. Se ha encontrado que la salinidad del agua asociada a los yacimientos petroleros puede variar aproximadamente 1000 ppm hasta llegar a valores cercanos al de la concentración de saturación, de un orden aproximado de 300,000 ppm.

Los iones que generalmente se encuentran en las diferentes aguas de formación se describen en la siguiente tabla (II.1):

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>

Tabla II.1

La sal que comúnmente se encuentra en agua de formación es el NaCl.



### b) Relación entre resistividad, salinidad y temperatura

A temperatura constante la resistividad de un electrolito disminuye con el aumento de la salinidad. En los análisis cuantitativos de los registros eléctricos se acostumbra usar resistividades del agua de formación que corresponden a una concentración equivalente de NaCl. Como en las diferentes aguas de formación existen otras sales además del cloruro de sodio, se han determinado unos factores que permiten encontrar su equivalente en NaCl, estos factores se muestran en la siguiente tabla (II.2):

ION	FACTOR
Na	1.0
Ca	0.95
Mg	2.0
Cl	1.0
SO <sub>4</sub>	0.5
CO <sub>3</sub>	1.26
HCO <sub>3</sub>	0.27

Tabla II.2

Para obtener la salinidad equivalente de NaCl de una solución dada cuya composición se conoce, basta multiplicar la concentración de cada uno de los iones por su respectivo factor y luego sumar los productos parciales. La suma será la concentración equivalente de NaCl de la solución dada. La concentración de iones de una solución, se va a expresar comúnmente en partes por millón (ppm) o bien microgramos de soluto por gramo de solución.

## II.8 GEOMETRÍA DE LOS YACIMIENTOS

Las formaciones productivas de los yacimientos se presentan en una cantidad ilimitada de formas y tamaños, así como con una diferente orientación, en la figura II.3 se muestran algunos de los principales tipos de yacimientos; cabe mencionar que existen también diferentes combinaciones de estos mismos para dar origen a otro yacimiento con forma y tamaño diferente.

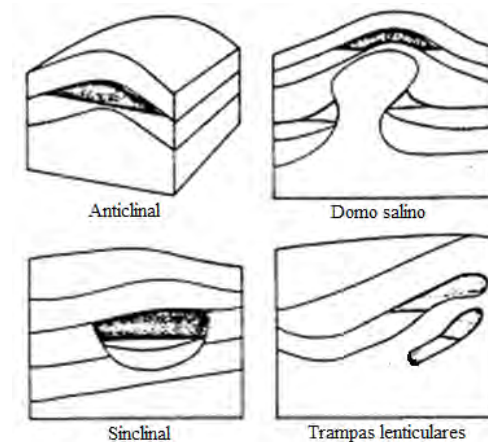


Fig. II.3 Representación de las diferentes formas de un yacimiento.

La orientación y forma física de un yacimiento pueden influir seriamente en su productividad. Los yacimientos pueden presentarse con una forma ancha o bien muy estrecha, espesos o delgados, o bien grandes o pequeños, en fin una gran variedad de combinaciones. Sus configuraciones pueden variar desde una simple forma lenticular hasta algunas excesivamente complejas.

La mayoría de las rocas que conforman los yacimientos, fueron depositadas y acomodadas en forma de capas, por lo tanto sus características físicas tienden a ser sumamente diferentes y muestran direcciones u orientaciones totalmente distintas, lo cual se puede definir como un medio anisotrópico.

Por lo general la permeabilidad dependerá directamente del tipo de depositación de capas, pues regularmente la permeabilidad es más alta en dirección paralela que en dirección perpendicular a las capas, así mismo las permeabilidades entre las capas varían en un alto grado o porcentaje.

Existen yacimientos que no se ajustan a este tipo de modelo, estos son los yacimientos o rocas de carbonatos, que son asociados a arrecifes, tienden a sufrir un fracturamiento de grandes dimensiones y/o extensiones, por lo cual se ajustan mas a otro modelo, incluso a modelos que involucran una doble porosidad.

## II.9 FACTOR DE FORMACIÓN E ÍNDICE DE RESISTIVIDAD

Estos dos conceptos fueron desarrollados por G. E. Archie en el año de 1942, conceptos que constituyen dos de los principales fundamentos para llevar a cabo una interpretación cuantitativa de los registros geofísicos.

Estos dos conceptos anteriores son producto de experimentos que desarrollo Archie en laboratorio los cuales se hicieron con muestras de yacimientos de arenas y areniscas, cabe mencionar que contribuyeron algunos otros autores.

Los resultados a los que llegaron se pueden apreciar en las graficas que se presentan más adelante (II.4 y II.5).

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

$$F = R_o / R_w$$

donde:

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

Rw: resistividad del agua salada que satura la roca.

A continuación se presenta un par de graficas que fueron desarrolladas por Archie, una en la cual considera areniscas y otra en la que considera arenas:

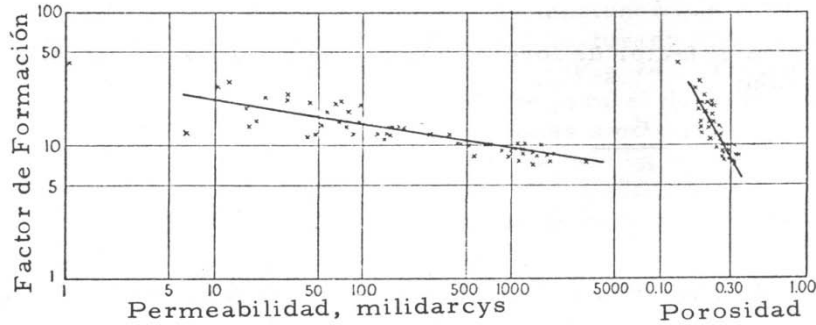


Fig. II.4 Relación entre permeabilidad, porosidad y factor de formación para areniscas.

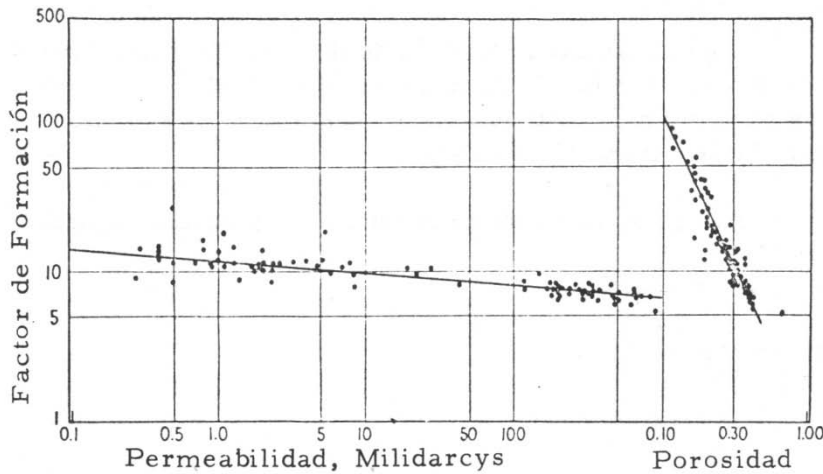


Fig. II.5 Relación entre permeabilidad, porosidad y factor de formación para arenas.

Los experimentos que Archie desarrolló, tenían como objetivo encontrar la resistividad de un gran numero muestras de diferentes formaciones que se encontraban saturadas al 100% de agua salada, a estas se les había determinado previamente la porosidad y la permeabilidad, las porosidades que fueron usadas variaban entre un 10% a un 40% y las salinidades del agua que saturaba a la roca variaban de 20,000 a 100,000 miligramos de NaCl / Litro.

De lo anterior se graficaron los diferentes valores de porosidad vs el factor de formación en escalas logarítmicas, con esto logró obtener una ecuación siguiente:

$$F = 1 / \Phi^m$$

m: podemos definirlo como el exponente de cementación, o bien considerado analíticamente su valor será la pendiente de la curva de la expresión, donde físicamente puede ser un indicador del grado de cementación de la roca, en este experimento Archie logró determinar que los valores de cementación para arenas no consolidadas es de 1.3 mientras que para arenas bien consolidadas es aproximadamente de 2.

F es el factor de formación y de acuerdo a la primera definición está dada por:

$$F = R_o / R_w$$

Cabe mencionar que además de Archie, otros autores han logrado deducir otras expresiones para poder determinar la porosidad, entre las más comunes y actualmente utilizadas se puede mencionar la desarrollada por Humble y obtenida por Winsauer:

$$F = 0.62 / \Phi^{2.15}$$

La manera más común de encontrarse en la práctica estas expresiones de Archie y Winsauer es la siguiente:

Archie:  $\Phi = (R_w/R_o)^{1/m}$

Winsauer:  $\Phi = 0.8 (R_w/R_o)^{0.465}$

La figura II.6 nos presenta gráficamente los resultados obtenidos por varios autores, de donde podemos resolver las anteriores de Archie y Winsauer:

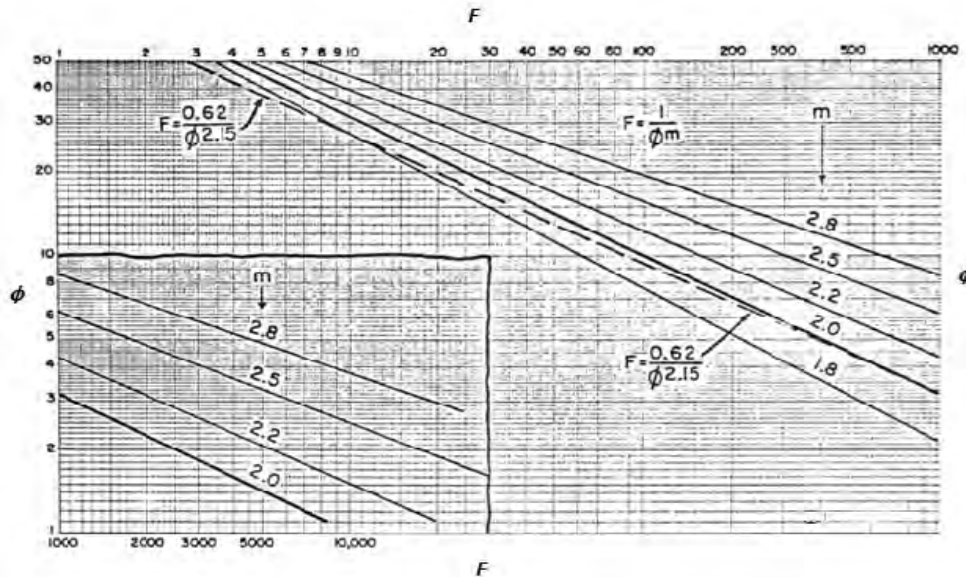


Fig. II.6 Factor de formación contra porosidad.

Es importante saber que con las graficas de la figura II.4 y II.5 se pueden resolver las dos expresiones anteriores de Archie y Winsauer para valores de  $m$  entre 1.8 y 2.8 de acuerdo a la ecuación de Archie.

## II.10 RESISTIVIDAD DE LAS FORMACIONES

La resistividad de las formaciones se define en base a la resistividad de cualquier conductor que esté presente en la formación de área y longitud unitarias, la unidad de medida está dada por el Ohm  $m^2/m$ , y se simboliza con la letra  $\Omega$ .

La resistividad es una de las propiedades de las rocas que han sido y son usadas comúnmente para la interpretación de registros geofísicos de pozos, pues por medio de esta propiedad se logran determinar ciertos parámetros de los yacimientos como, la porosidad y la saturación de fluidos, los cuales son considerados los más representativos durante la interpretación de un registro.

En general se puede mencionar que la mayoría de las rocas no conductoras son rocas secas, pero cabe aclarar que existen algunas excepciones. A diferencia de las que contienen fluidos como el agua salada se consideran rocas conductoras. En cada formación su resistividad in situ dependerá de la cantidad de agua que está contenida en la formación, así como también se encuentre distribuido el fluido dentro de la roca que se encuentre en estudio. Cabe mencionar que cuando la formación es arcillosa, los valores de resistividad se verán alterados por la cantidad y distribución de la arcilla.

A continuación se mencionan las resistividades que comúnmente presentan las rocas receptoras de los yacimientos y formaciones asociadas, para los campos mexicanos:

Lutitas	de 1 a 10 Ohm-m
Arenas con agua salada	de menos de 0.5 a 10 Ohm-m
Arenas con hidrocarburos	de 1 a 100 Ohm-m
Calizas	de 10 a 500 Ohm-m

Tabla II.3 Resistividad de las rocas receptoras.

### Resistividad de las formaciones parcialmente saturadas

Esta propiedad se presenta cuando el gas y el aceite están presentes en una roca de tipo porosa en conjunto con una cierta cantidad de agua salada, por lo que su resistividad será mayor que  $R_o$ , esto se debe a que existe una cantidad de agua salada que esta interactuando con los poros de la roca y la

cual permite que fluya una corriente eléctrica, este cantidad de agua podemos determinarla como  $S_w$ .

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

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

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{R_o}{R_t}}$$

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

## II.11 SATURACIÓN DE AGUA EN FUNCIÓN DE LA RESISTIVIDAD

Este índice se define como la relación o el cociente que resulta de dividir la resistividad de la roca saturada con agua salada e hidrocarburos, entre la resistividad que presente la roca saturada al 100% con agua salada.

Archie reporta en su trabajo de la resistividad, en muestras de arenas con un contenido variable de agua y aceite, y graficó los valores obtenidos de saturación de agua ( $S_w$ ) contra el cociente  $R_o/R_t$ .

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

$R_t$ : resistividad de la arena saturada con agua salada e hidrocarburos.

$$S_w = (R_o/R_t)^{1/n}$$

Donde  $n$  es un exponente que tiene un valor muy cercano a 2, por lo tanto la ecuación puede quedar de la siguiente manera:

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

O bien, tomando en cuenta que  $R_o = F R_w$ , tenemos que:

$$S_w = \sqrt{\frac{F R_w}{R_t}}$$

La siguiente figura es representativa de la relación entre  $S_w$  y  $(R_o/R_t)$ .

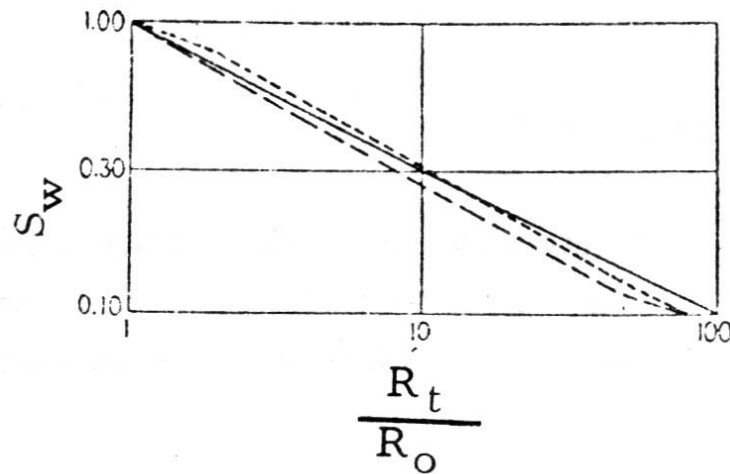


Fig. II.7 Gráfica de la relación entre  $S_w$  y  $R_t/R_o$ .

## II. 12 PROCESO DE INVASIÓN

Para poder entender este concepto es necesario conocer las principales funciones de un lodo de perforación, como lo son lubricar la barrena, suspender y eliminar los recortes de la formación que va dejando la barrena en el agujero, así como también crear un enjarre y lograr controlar las presiones que se puedan ir encontrando conforme avanza la perforación. En esta tercera función el papel más importante que juega el lodo es el de ejercer una presión hidrostática en el fondo del

agujero y durante todo el agujero descubierto con el objetivo de contrarrestar las presiones que presente el pozo, esta presión hidrostática debe ser ligeramente mayor a la de formación, independientemente de los intervalos que se vayan atravesando.

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

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

Si tomamos en cuenta el factor eléctrico, el comportamiento de filtración dentro del sistema roca fluidos, es un poco diferente a que si este se encontrara solamente sometido al agua de formación y/o hidrocarburos.

Por lo tanto se analizarán estos dos casos que se presentan en la mayoría de los pozos.

#### **a) Formaciones con agua como fluido único original.**

La figura II.8 que se presenta a continuación, es representativa de un corte de un pozo y de una zona vecina, en una formación que solo tiene contenido de agua, si vamos del centro del pozo hacia adentro de la formación podemos apreciar y distinguir las diferentes zonas de filtrado.

donde :

Rm: Lodo de perforación

Rmc: Enjarre o Revoque

Rxo: Zona Barrida o Lavada

Ri: Zona Invasada (transicional)

Ro: Zona No Invasada (virgen o no contaminada por filtrado)



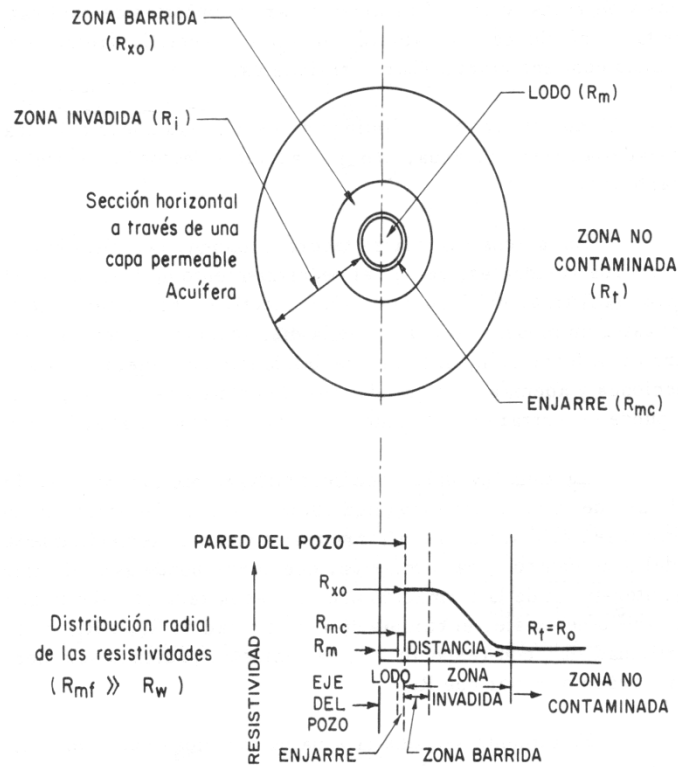


Fig. II.8 Corte horizontal sin presencia de hidrocarburos

La figura II.8 representa un perfil de la variación de las resistividades de las diferentes zonas, partiendo desde el centro o eje del pozo hacia adentro de la formación, y suponiendo como un caso muy general que la resistividad del filtrado del lodo es mayor que la resistividad del agua de la formación a la temperatura misma que se encuentra el intervalo en observación.

Cada zona mencionada anteriormente tiene sus características individuales, que son:

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

$$F = \frac{R_{xo}}{R_{mf}}$$

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

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

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

### **b) Formaciones con hidrocarburos**

La figura II.9, es representativa de un corte horizontal de un pozo, pero a diferencia del caso anterior, este se refiere a una formación que tiene contenido de hidrocarburos, así mismo se muestra en la figura los diferentes perfiles de saturación de fluidos, así como de resistividad.

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

Para la Zona Barrida ( $R_{xt}$ ), se tendrá además de filtrado del lodo de perforación, un contenido de hidrocarburos residuales, ya que el desplazamiento de los hidrocarburos por el agua del filtrado del lodo no es efectivo al 100%, en el perfil de resistividades de la fig. II.9 se muestra un modelo totalmente idealizado de la distribución que tendrían los fluidos dentro de la formación, si la permeabilidad de esta formación fuera muy grande e igual en todas direcciones. Si este no es el caso entonces el aceite residual puede encontrarse distribuido dispersamente en toda la zona barrida.

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

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

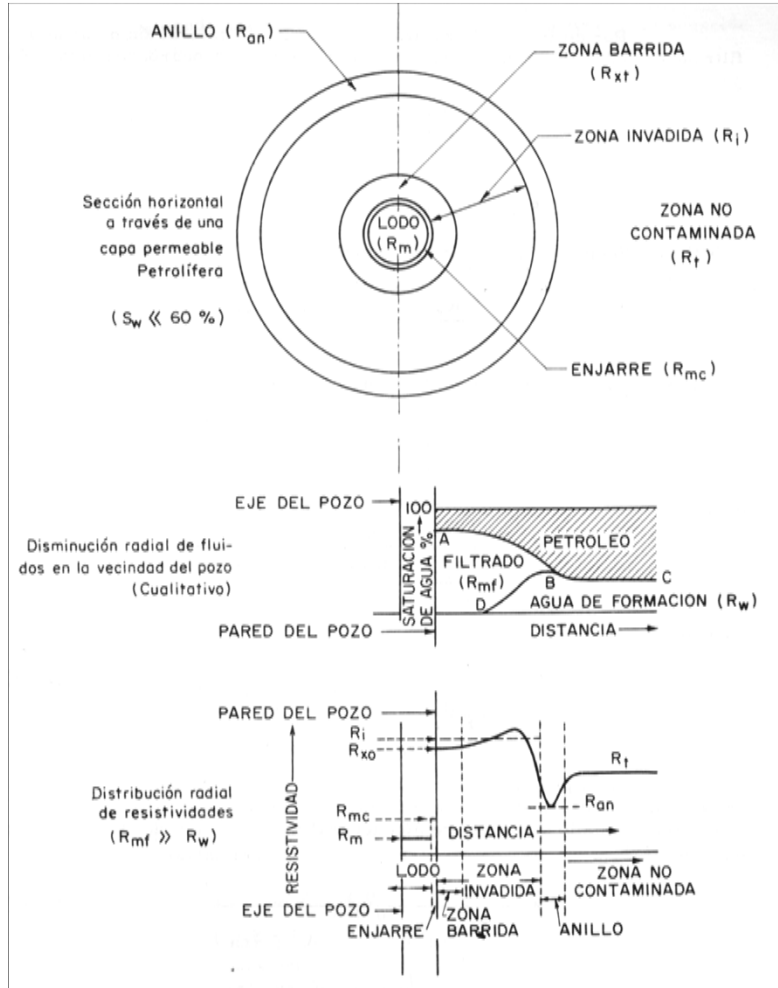


Fig. II.9 Corte Horizontal con presencia de hidrocarburos

**c) Condiciones ambientales diferentes**

Cabe mencionar que no todos los registros geofísicos de pozo se van a tomar en agujeros abiertos y llenos de lodo, sino que también existe la posibilidad de que los pozos se encuentren parcialmente llenos con lodo de perforación o en su defecto se encuentren totalmente vacíos, pudiendo estar ademados o no ademados.

A continuación se explicara cada uno de estos conceptos.

### c.1) Agujeros vacíos

Un agujero vacío puede estar definido como aquel agujero o pozo que no contiene fluido de perforación o fluido alguno, donde en vez de este puede existir la presencia de aire o gas (generalmente pozos muy someros), bajo estas condiciones no se tendrá invasión de filtrado del lodo ni de enjarre.

### c.2) Agujeros ademados

Está definido como aquel agujero, pozo o parte de él que se encuentra cubierta con tubería de ademe, es decir ya tiene o cuenta con tubería de revestimiento, y el espacio anular entre la tubería de ademe y la pared del agujero puede haber presencia de cemento o lodo, pues como se sabe la tubería de revestimiento puede estar llena de gas, lodo, aceite o bien estar solamente parcialmente llena con cualquiera de estos fluidos.

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

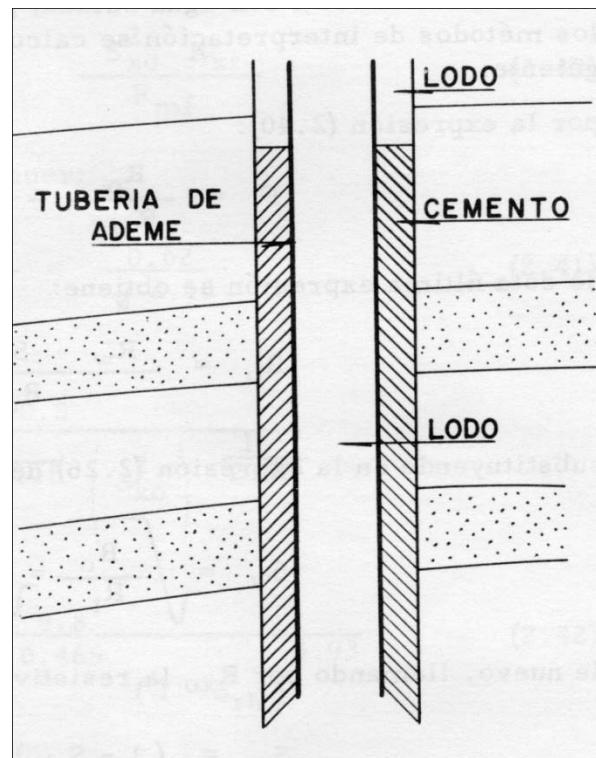


Fig. II.10 Agujero ademado.

### II.13 TEMPERATURA Y PRESIÓN

La temperatura y presión también afectan de distintas maneras la producción de hidrocarburos, pues en el yacimiento la temperatura y la presión, son factores que controlan la viscosidad y el grado de solubilidad de los tres fluidos contenidos en un yacimiento; agua, aceite y gas.

Por la razón mencionada, la relación de fase de la solución petróleo –gas, puede verse sometida a variaciones muy significativas en respuesta a cambios de temperatura y presión.

Las relaciones que existen entre la presión y la temperatura, con la fase de las diferentes mezclas de hidrocarburos son muy variables, esto depende del tipo y proporción de hidrocarburo que este presente.

Regularmente la temperatura en un yacimiento en etapa productiva, no presentara variaciones fuertes, aunque algunas de las técnicas de recuperación secundaria, como puede ser la inyección de vapor, nos da un claro ejemplo de que se rompe esta situación antes mencionada.

Sin embargo se debe considerar que es inevitable detener una caída de presión en el yacimiento, manifestándose en el pozo, por lo que es importante tener en cuenta estos parámetros y mantener la presión por mayor tiempo recurriendo o no a técnicas de recuperación.

### II.14 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN Y SATURANTES EN LAS ROCAS

En este inciso se hablará de la importancia que tienen los fluidos de perforación o mejor conocidos como lodos de perforación, pues el estudio y comprensión del comportamiento de estos diferentes fluidos nos ayudara a tener un mejor criterio para poder determinar el tipo de lodo o fluido que debe ser utilizado durante la perforación de un pozo con la finalidad de contaminar el menor grado posible la formación aledaña al pozo, o bien simplemente saber con qué tipo de fluido es más conveniente tomar un registros eléctrico; en fin, toda maniobra en el pozo, ya sea toma de registro, de núcleos o pruebas, dependerán de la naturaleza del fluido de perforación o bien, del que este contenido en el agujero; como ya se menciono anteriormente unos de los principales propósitos que tiene este fluido es el de transportar a la superficie la roca o esquirlas cortadas por la barrena, así mismo debe ejercer la suficiente presión para evitar que el pozo aporte y provoque un descontrol del pozo.

#### **Propiedades de los lodos de perforación**

Los lodos de perforación tienen sus principales propiedades, como son:

Densidad, viscosidad, y relación de filtración, para poder determinar estas propiedades y saber si un lodo cumple con las características anteriores, se han diseñado una serie de pruebas:

DENSIDAD.- Las unidades que se ocupan son lb/gal o gr/cm<sup>3</sup>. La presión en la columna de lodo en la base del agujero es una función directa de la densidad del lodo (figura 2.18). Esta presión debe ser la adecuada para prevenir el flujo de fluidos de la formación a la columna del lodo.

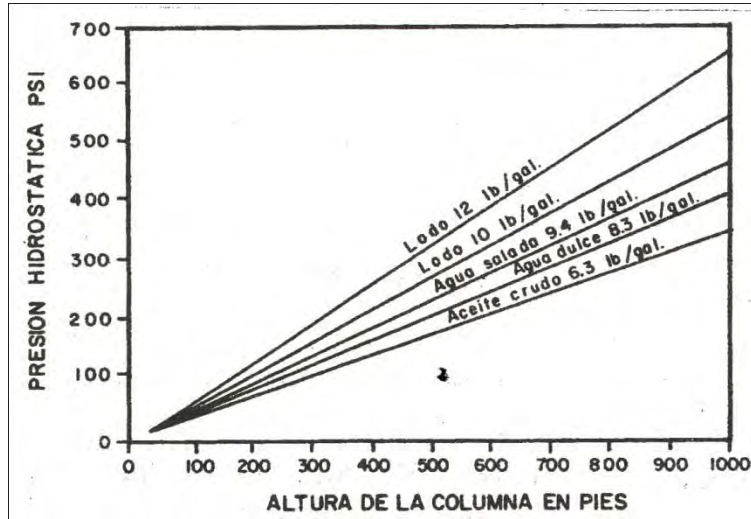


Fig. II.11 Presión hidrostática de la columna del lodo.

VISCOSIDAD.- LA unidad de medida está dada por el Centipoise (cp). La resistencia a la deformación que presenta un fluido es conocida como consistencia. Para Fluidos de tipo Newtoniano, tales como el agua o el aire, la relación al corte de deformación a bajas relaciones de flujo, es directamente proporcional a la fuerza de corte que causa el fluido al flujo.

La Constante de Proporcionalidad entre la deformación de corte y la relación de corte se conoce como viscosidad. La Curva de Esfuerzo –Deformación para un solo fluido se presenta en la figura 2.19 a continuación:

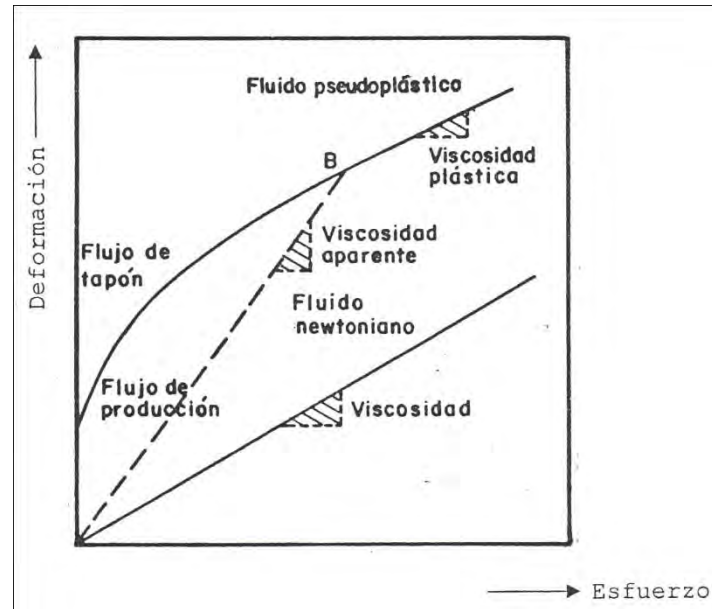


Fig. II.12 Curvas de consistencia para fluidos newtonianos y pseudoplásticos.

**RELACIÓN DE FILTRACIÓN.**- Se refiere a la cantidad de filtrado que pasa a través del enjarre en un periodo de tiempo hacia la formación, este fenómeno está regido por la ecuación de Darcy, donde se involucra el gasto ( $Q$ ), la permeabilidad, la sección transversal, el espesor del enjarre y la presión diferencial. Regularmente la presión diferencial se considera constante, pero el espesor del enjarre irá en aumento conforme aumente también el tiempo.

## II.15 ALGUNOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN UTILIZADOS EN EL CAMPO

Los fluidos de perforación que se ocupan se pueden clasificar en tres diferentes grupos:

- 1.- *Fluidos de fase simple con aditivos sólidos*, los más comunes son los que contiene agua, arcilla y lodos base aceite.
- 2.- *Los de fase doble*, son los de lodos emulsionados.
- 3.- *Aire o gas*, son ocupados en circunstancias especiales como en zonas de Lutitas que tiene perdidas de circulación.

En relación con los fluidos de perforación a base de agua, se conoce de antemano que el agua fue usada como el primer fluido de perforación de tipo rotaria, a pesar de que no es posible perforar únicamente con agua por la dispersión de arcilla.

Actualmente existen cuatro clases de minerales de arcilla primaria, Caolín, Bentonita, Mica Hidratada y Atapulgita.

Dentro del grupo Caolín se incluyen minerales tales como: Caolinita, Haloisita, Dactita, Nacrita y Endelita; estos minerales son plásticos cuando se hidratan o están húmedos, no cuentan con propiedades para un intercambio iónico. En lodos de perforación actúan como sólidos inertes, los cuales proporcionan esa viscosidad y peso que requiere el mismo.

El grupo Bentonita, se compone de minerales de Montmorillonita y este grupo posee propiedades para llevar a cabo un intercambio iónico y tener hidratación, la combinación de estas dos propiedades físicas cuando son controladas, pueden resultar particularmente útiles.

A continuación se describirán algunos de los tipos de lodos más comunes usados en la industria para llevar a cabo la perforación, toma de registros o núcleos, y pruebas.

1. **Lodos naturales.-** Regularmente son utilizados a poca profundidad, se hacen con arcilla superficial y en algunas ocasiones son enriquecidos con Bentonita. La Resistividad de este lodo puede variar en un rango de 0.7 a 5 Ohm-m a una temperatura de 75°F.
2. **Quebracho cáustico de bajo PH.-** La particularidad de este tipo de lodo es que es muy estable con un PH de 8.5, se forma con la finalidad de tratar a un lodo natural enriquecido con algo de bentonita; este lodo sirve para controlar la viscosidad y se utiliza solo donde existen cantidades limitadas de lodo arcilloso (lutítico).
3. **Quebracho cáustico con alto PH.-** Este lodo es muy parecido al mencionado anteriormente, la diferencia radica en que el PH va de 10.5 a 11.5 y tiene poca viscosidad.
4. **Lodos de limo.-** Este tipo de lodo es muy popular, pues se realiza agregando limo a un lodo natural o simplemente bentonítico. La función de limo es flocular la arcilla, originando una alta pérdida de agua.  
El problema con este tipo de lodos es que solidifican a 250°F y tiene resistividades menores de 0.1 Ohm-m a 75°F.
5. **Lodos de yeso.-** Son utilizados regularmente solo en formaciones de Anhidrita, contiene un catión equivalente que logra inhibir el hinchamiento de las arcillas de la formación atravesada por el pozo, ayuda a controlar formaciones altamente deleznable; Estos lodos difieren de los de base agua, en que las arcillas base sodio de cualquier bentonita, se convierte en arcilla base calcio mediante la adición de yeso, por lo que tolera altas concentraciones de sólidos arcillosos con bajas viscosidades.



6. **Lodos emulsionados.**- Se dividen en dos:

Lodos de aceite: Son los que contienen menos del 5% en agua y contiene mezclas de álcalis, ácidos orgánicos, agentes estabilizantes, asfaltos oxidados y diesel de alto punto de llama o aceites minerales no tóxicos. La característica principal que presenta el uso de este lodo, es que logra eliminar el riesgo de contaminación de las zonas productoras, ya que los contaminantes como la sal o la anhidrita no pueden afectarlos. Resiste altas temperaturas y o puede ser usado a mucha profundidad.

Emulsiones invertidas: Estos lodos contienen más del 50% en agua, la cual se encuentra contenida en el aceite mediante diferentes emulsificantes; una de las características principales que presenta este lodo es que resulta muy estable a diferentes temperaturas.

Se debe considerar extrema precaución durante el uso de estos dos tipos de lodos, pues tiene un alto poder contaminante. Estos lodos han sido empleados con éxito para muchas tareas de perforación con: pozos profundos con condiciones extremas de presión y temperatura.

## CAPITULO III

### DEFINICIÓN E INTERPRETACIÓN DE LOS REGISTROS GEOFÍSICOS

En este capítulo se estudiarán de manera muy generalizada los registros que comúnmente son utilizados en la industria petrolera para llevar a cabo la evaluación de una roca y así mismo el contenido de fluidos en la misma y determinar si tiene o no potencial para ser productora de hidrocarburos.

Los registros que se discutirán en este capítulo, no son todos los registros que existen en la industria petrolera, sino solamente los básicos convencionales que comúnmente se obtienen y que son presentados en el curso de “Petrofísica y registros de pozos”.

#### III.1 CURVA DE POTENCIAL ESPONTANEO (SP)

##### Introducción

La existencia de lo que hoy se denomina en los registros eléctricos y de inducción de pozo como la curva de potencial espontáneo (SP), se conoce desde el año 1931 aproximadamente, año en que su inventor c. Schlumberger lo ofreció comercialmente en la industria.

En la practica la medición del SP se obtiene mediante un electrodo que va colocado en la misma sonda que se utiliza para poder determinar otras propiedades o mediciones con otros aparatos o sensores, que a fin de cuenta se colocan todo de tal forma que el arreglo permite hacer en un solo viaje y tomar diferentes mediciones de las propiedades del pozo.

##### Definición

La curva de potencial espontáneo o potencial natural (SP) es un registro de la diferencia de potencial de un electrodo móvil colocado dentro del pozo y un electrodo fijo colocado en superficie.

La curva del SP nos permite:

- a) Determinar cuerpos permeables.
- b) Determinar los límites entre capas.
- c) Correlacionar estratos.
- d) Conocer cualitativamente el contenido arcilloso de una capa.
- e) Determinar valores de resistividad del agua intersticial de las formaciones ( $R_w$ ).

Regularmente la curva del SP se obtiene mediante un electrodo que va dispuesto en la misma sonda con la que se pueden obtener otros registros.

La disposición esquemática de los instrumentos de medición del registro del potencial natural se muestra a continuación en la figura III.1.1.

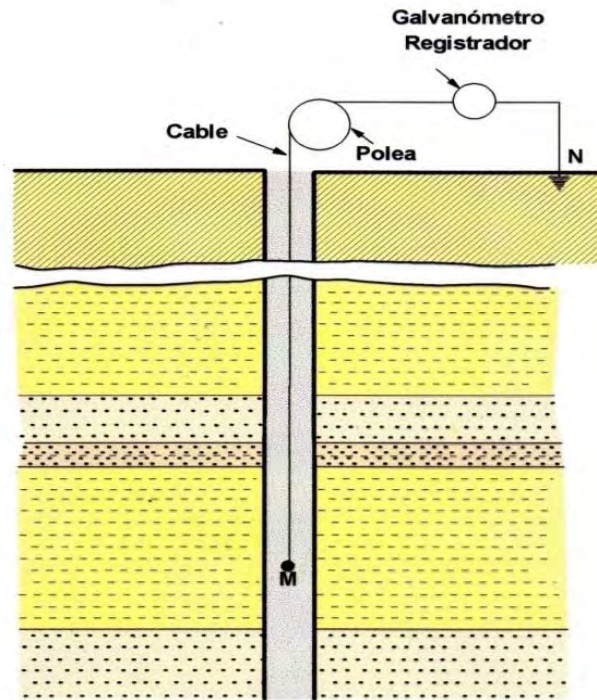


Fig. III.1.1 Diagrama de la obtención del registro.

### Origen del SP

Cuando hay presencia de formaciones permeables, la respuesta del SP tiende alejarse de una línea base y el que se mueva hacia la derecha o izquierda con respecto a la línea de las lutitas dependerá de la salinidad propia del agua de formación, a continuación en la figura III.1.2 se muestra un esquema que nos ilustra que tipo de agua está contenida en un intervalo.

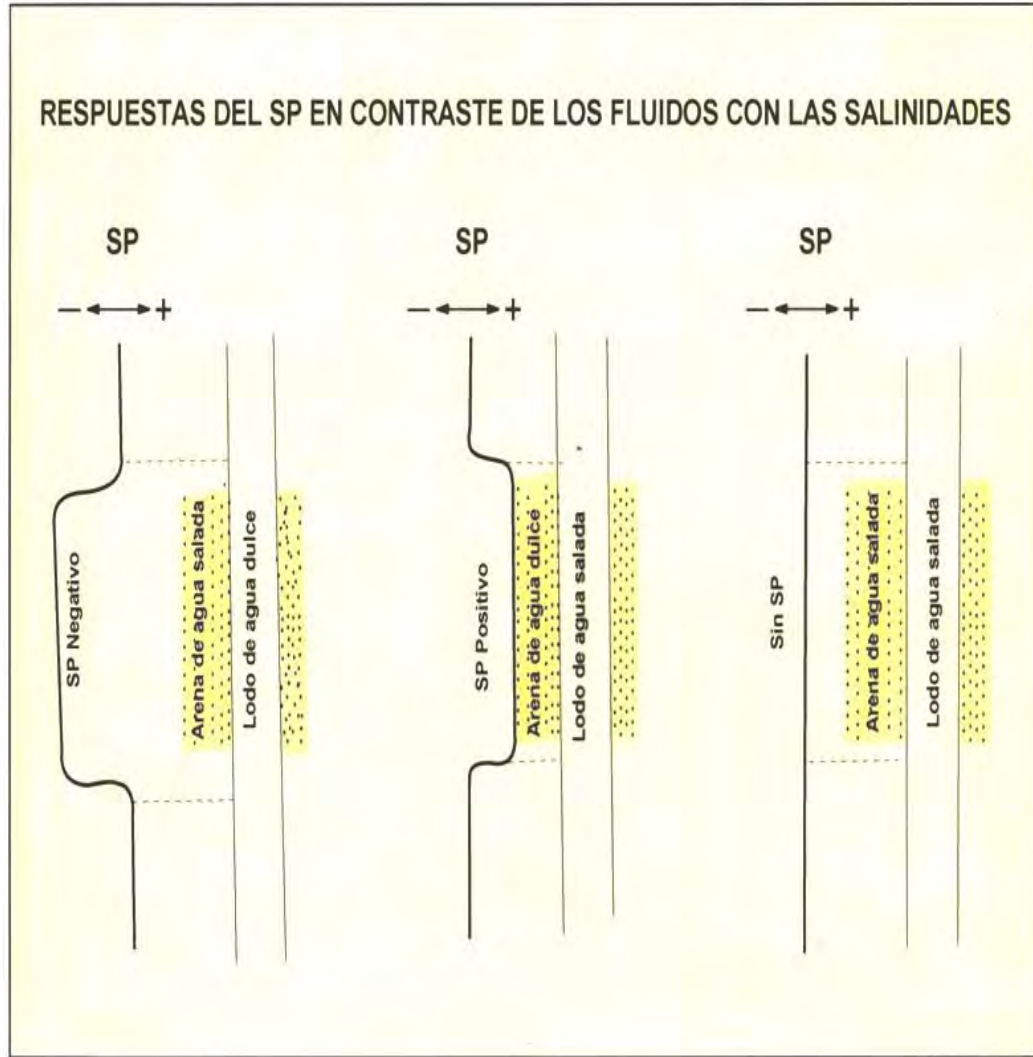


Fig. III.1.2

Respuesta del SP en función de la salinidad de los fluidos contenidos en la formación.

### Teoría del potencial espontáneo

Existen varias fuentes que dan origen a los potenciales naturales que se registran en el lodo de control frente a las formaciones en estudio, distintos experimentos de campo y laboratorio dan como resultado las siguientes fuentes originadoras de la curva de SP.

**a) Potencial de Electrofiltración.**

Conocido también como potencial de corriente, electro-cinético o electro-ósmosis; se asocia al potencial existente entre el enjarre, que es cuando se hace pasar un electrolito a través de un dieléctrico o membrana permeables y se logra observar una diferencia de potencial en ambos lados de la membrana, que es proporcional a la caída de presión a través del dieléctrico.

La magnitud no se puede medir con mucha exactitud, por lo tanto se da la siguiente expresión aproximada para medir el potencial de electrofiltración:

$$E_f = 0.37 P \sqrt{R_{mc} T_{mc} Q_f} \quad \text{Ec. III.1.1}$$

Donde:  $R_{mc}$ : Resistividad de la película del lodo en [Ohms-m].

$T_{mc}$ : Espesor de la película del lodo [cm].

$Q_f$ : Filtrado en [cm<sup>3</sup>/30 min] por cada 700 [KPa].

$P$ : Presión diferencial en centenas de KPa.

**b) Potencial Electroquímico.**

Este fenómeno se presenta cuando dos soluciones de diferente concentración se ponen en contacto y se observa una diferencia de potencial a través del límite que los separa, condición es la que se da en los pozos petroleros, debido a que en sus formaciones, contienen agua intersticial que generalmente tiene una salinidad más alta comparada con el agua del filtrado del lodo.

Este fenómeno es posible verificarlo de dos maneras: a) Teniendo como límite que separa las dos soluciones una membrana permeable e inerte (contacto directo), o conocido como potencial de difusión (fig. III.1.3)

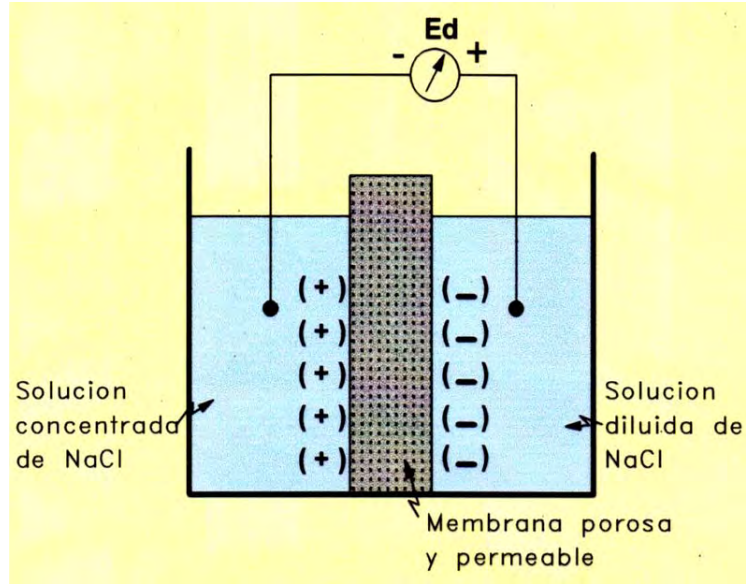


Fig. III.1.3 Generación del potencial de difusión.

En la figura III.1.3 se muestra el arreglo para llevar a cabo el experimento de potencial de difusión, donde se tienen dos soluciones de cloruro de sodio.

O bien la otra manera es: b) teniendo como límite que separa, una lutita o mejor conocido como potencial de membrana (fig. III.1.4)

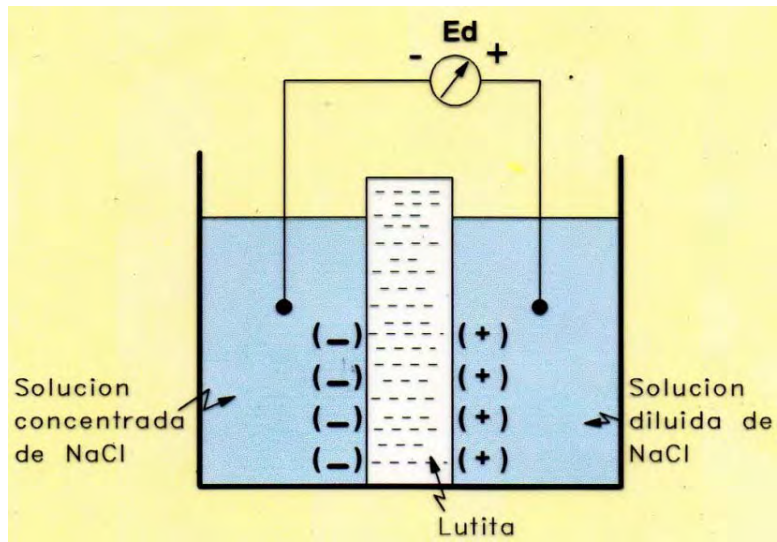


Fig. III.1.4 Generación del potencial de membrana.

### c) *Potencial de Difusión*

En la figura III.1.3 se muestra el arreglo para poder determinar el potencial de difusión, donde el medio son dos soluciones de NaCl de diferente concentración (concentrada y diluida) y la membrana porosa que separa estas soluciones tiene como objetivo facilitar el contacto entre ambas soluciones sin que estas puedan mezclarse. Ya que existe una diferencia de concentración de NaCl en ambas soluciones en contacto, se hará presente un intercambio de iones de Na<sup>+</sup> y Cl<sup>-</sup> de la solución de mayor concentración de NaCl a la de menor concentración, donde los iones de cloro serán los que se muevan con mayor velocidad.

Para determinar el potencial de difusión, puede ser aplicada la ecuación de Nernst, que es la siguiente:

$$E_d = -11.5 \log \frac{R_{mf}}{R_w} \quad \text{Ec. III.1.3}$$

Donde:  $R_w$  Resistividad del agua de la formación

$R_{mf}$  Resistividad del filtrado del lodo (menos concentración NaCl)

Considerar para una temperatura de 25°C

$E_d$  está dada en milivolts.

Ahora bien, si se trata de un pozo petrolero, se debe de considerar que esta diferencia de potencial se origina al contacto del agua de formación con el lodo o fluido de control, y la membrana está representada por la arena o formación porosa y permeable.

### d) *Potencial de Membrana*

En la figura III.1.4 se muestra el arreglo para llevar a cabo el experimento en laboratorio y poder explicar el fenómeno de potencial de membrana, donde de igual forma que el caso anterior, hay presencia de dos soluciones de NaCl con diferente concentración cada una, pero la diferencia es que esta separadas por una membrana cotiónica, lo que quiere decir que solo permite el paso de cationes o iones positivos (Na<sup>+</sup>) de la solución más concentrada a la menos concentrada, dando como resultado que el lado derecho de la membrana cotiónica (fig. III.1.4) se cargue positivamente por el exceso de iones de N<sup>+</sup>, y como consecuencia, el lado izquierdo de la membrana se cargue negativamente por el exceso de iones de Cl<sup>-</sup>; debido a este desequilibrio o intercambio iónico, se provoca una diferencia de potencial.

Analizando el experimento anterior, se puede observar que la membrana cotiónica corresponde a la lutita, ya que este tipo de roca tiene la propiedad de solo dejar pasar los iones de  $\text{Na}^+$ , donde la solución más concentrada sigue siendo el agua intersticial que está contenida en la arena o formación porosa y permeable, tomando en cuenta lo anterior, habrá una carga positiva frente a la lutita en el lodo y una carga negativa en la arena, justo en el contacto con la lutita.

Esta diferencia de potencial que es originada por la presencia de este fenómeno, puede ser determinada por una ecuación muy aproximada que fue desarrollada también por Nernst:

$$E_m = -59.1 \log \frac{R_{mf}}{R_w} \quad \text{Ec. III.1.4}$$

Donde también se debe de considerar una temperatura de  $25^\circ\text{C}$ , y  $E_m$  está dado en milivolts. Como se puede apreciar, este potencial de membrana es el que aporta la mayor parte del potencial registrado en la curva del SP.

Ahora bien, en caso de que ninguna otra corriente circule en pozo, el valor de la diferencia de potencial entre la arena y la lutita o SP será dado por:

$$SP = -70.6 \log \frac{R_{mf}}{R_w} \quad \text{Ec. III.1.5}$$

Considerando que el valor de 70.6 es válido solo para una temperatura de  $25^\circ\text{C}$ , la ecuación general quedaría de la siguiente manera, donde  $k$  es la constante de temperatura de la formación:

$$SP = -K \log \frac{R_{mf}}{R_w} \quad \text{Ec. III.1.6}$$

y para obtener  $R_w$ , se tiene que:

$$R_w = \frac{R_{mf}}{10^{-SP/k}} \quad \text{Ec. III.1.7}$$

Se debe considerar que si el agua de formación es de mayor concentración salina que el filtrado del lodo, la expresión del SP se desarrollará hacia el lado izquierdo de la línea base de las lutitas, y se dice que es negativo, por el contrario si la curva del SP se desarrolla hacia la derecha, nos indica que la concentración del filtrado del lodo es mayor que la del agua contenida en la formación.



**Presentación del registro**

El desarrollo del SP se da por el resultado de diferencia de salinidad dentro del pozo entre el fluido de control y el agua de formación; a su vez es capaz de diferenciar zonas de lutitas porosas y permeables, determinar límites de capas, y determinar la resistividad del agua de formación.

La curva del SP es registrada en la pista del lado izquierdo, que regularmente va acompañada por una curva de resistividad (fig.III.1.5) se aprecia una línea del lado derecho de la pista del SP que aparenta ser bastante uniforme y con lecturas muy constantes, este perfil es conocido como línea base de las lutitas y es tomada como línea de referencia ya que a partir de ahí se realizan las lecturas de potencial frente al las capas permeables y porosas.

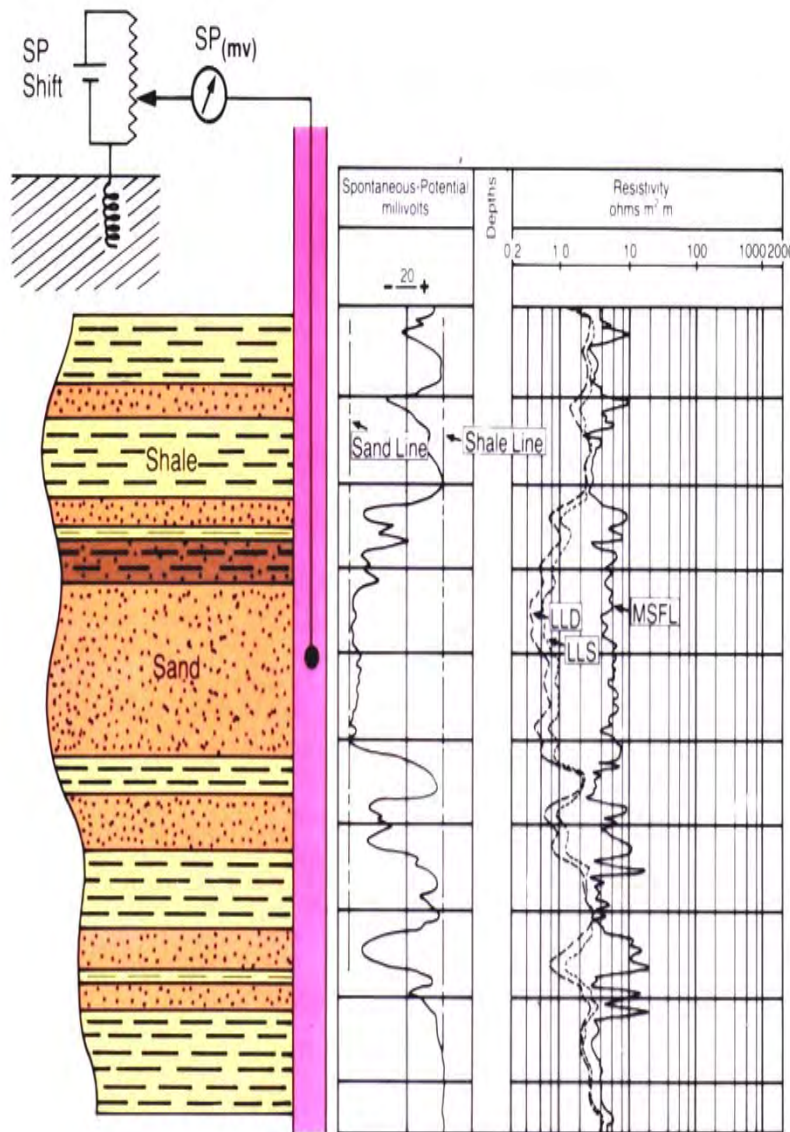


Fig. III.1.5 Ubicación de la línea base de las lutitas.

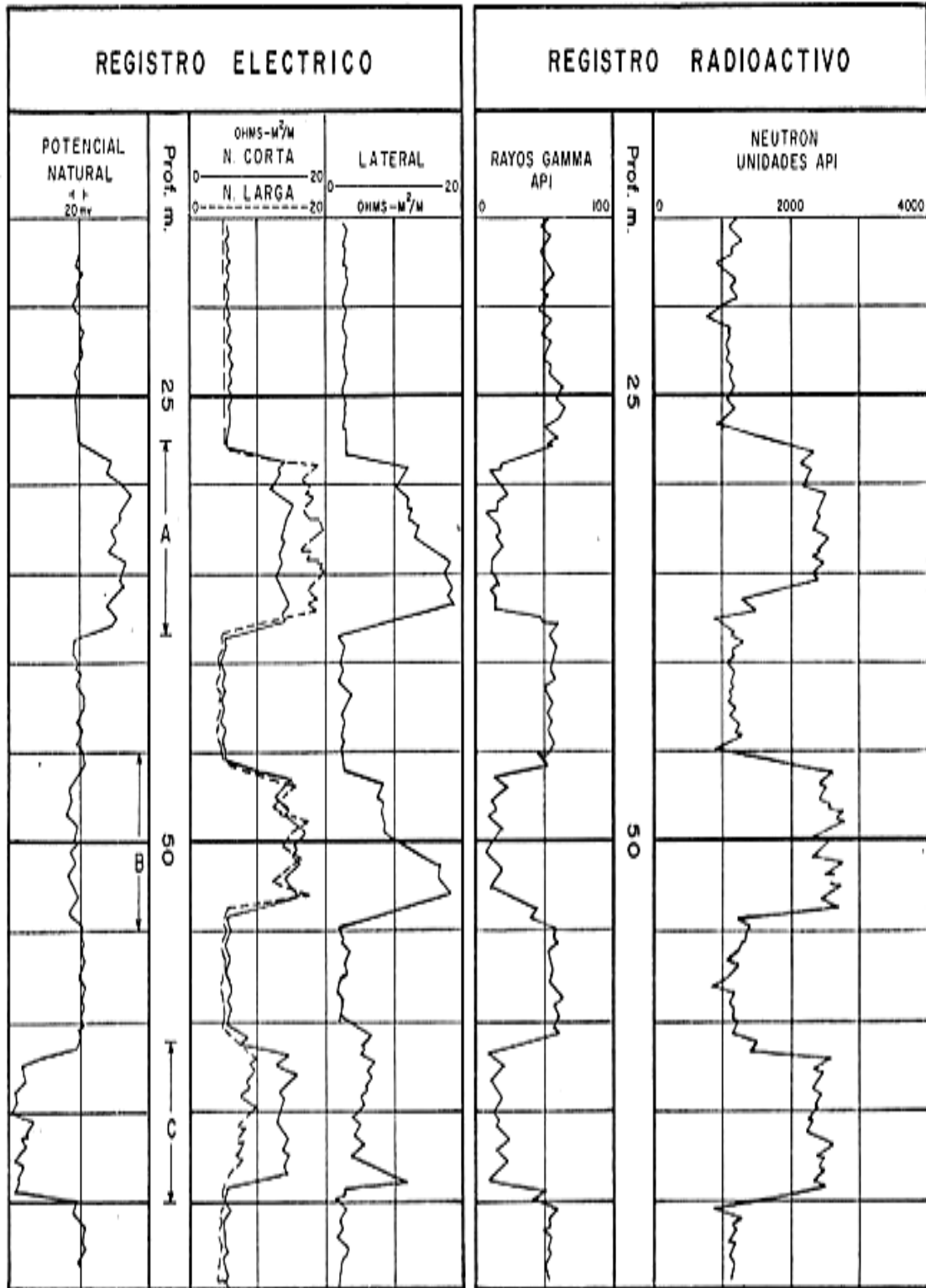


Fig. III.1.6

A) Agua dulce

B) Agua salobre

C) Agua salada

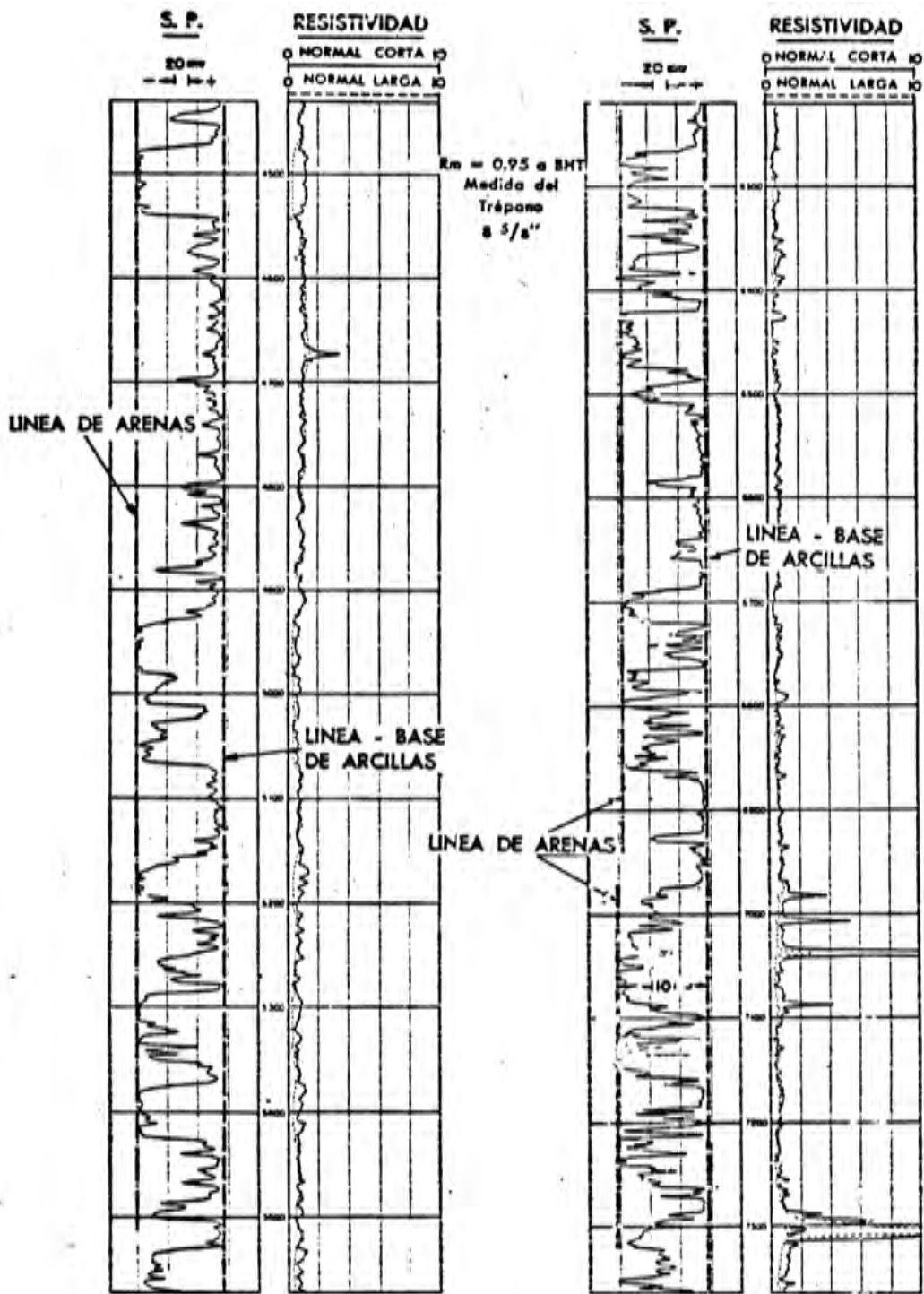
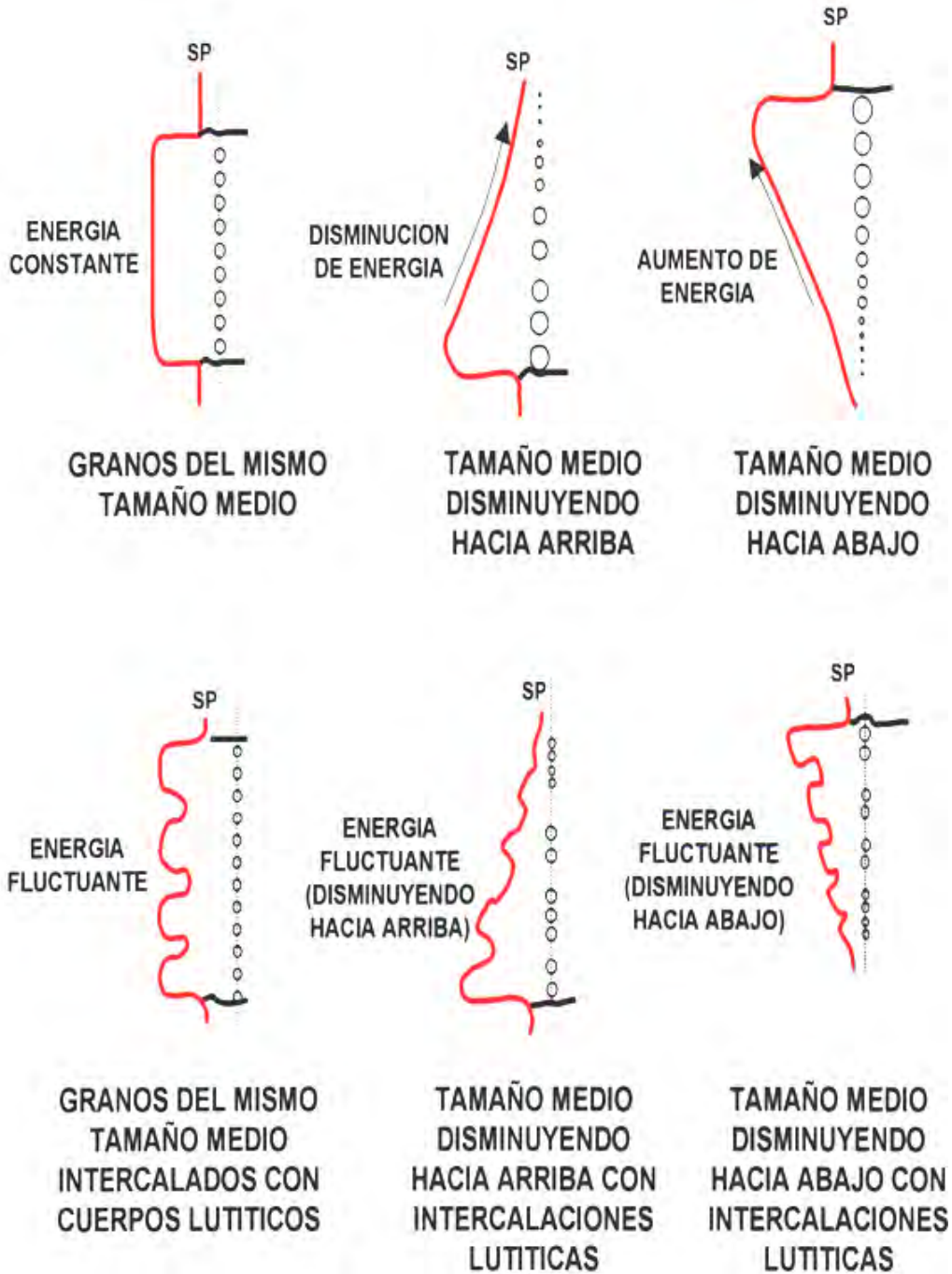


Fig. III.1.7 Representación de la escala.

Las escalas comúnmente usadas van de 10 a 20 [mv] por cada división de la pista, ósea 100 a 200 [mv] totales de desplazamiento de la curva del SP. Esta curva es similar a la de rayos gamma, por lo tanto es correlacionable.

Los aspectos litológicos y texturales de los sedimentos pueden ser obtenidos a partir de la curva del SP, de igual forma podemos determinar la energía del agente de depositación; esta curva regularmente tiene una respuesta similar cuando se trata de mismos ambientes de depósito, y a continuación se muestra como son este tipo de respuestas y cómo podemos interpretarlas:



Patrones de la curva de potencial espontáneo para determinar algunos ambientes de depósito y la manera en que se aprecia cuando tenemos a la curva de resistividad.



ARENA DE PLAYA  
MAR TRANSGRESIVO



ARENA DE PLAYA  
MAR REGRESIVO



ARENA DE RELLENO  
DE VALLE



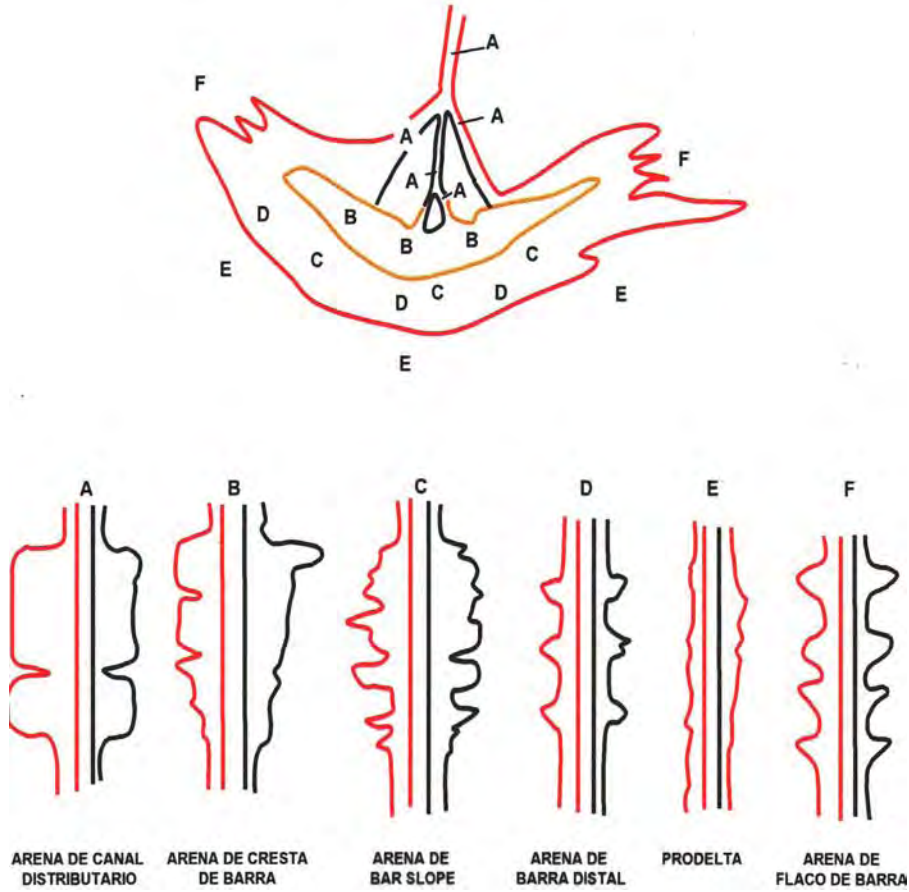
ARENA DE BARRA  
DE BARRERA



ARENA DE TURBIDITA

Patrones teóricos de sedimentación reconocidos a partir de las formas de la curva SP.

Sistema de un delta



Determinación  $R_w$  a partir del SP con la expresión III.1.7

1. Determinar la temperatura del intervalo de la formación:

$$Temp_{form} = \frac{Temp_{max} + Temp_{sup}}{Prof_{max}} * Prof_{int} + Temp_{sup} \quad \text{Ec. III.1.8}$$

2. Determinar  $R_m$  a temperatura del intervalo:

$R1 =$  Resistividad inicial del fluido

$T1 =$  Temperatura de la  $R1$

$T2 =$  Temperatura del intervalo

$$\text{Para } ^\circ F \quad R2 = R1 \frac{T1+7}{T2+7} \quad \text{Ec. III.1.9}$$

$$\text{Para } ^\circ C \quad R2 = R1 \frac{T1+22}{T2+22} \quad \text{Ec. III.1.10}$$

Cualquier  $R2$  puede ser tomada como  $R_m$  ó  $R_w$

3. Determinar  $R_{mf}$  a temperatura de formación:

$$R_{mf} = C R_m^{1.07} \quad \text{Ec. III.1.11}$$

$$R_{mc} = 0.69 R_{mf} \left( \frac{R_m}{R_{mf}} \right)^{2.65} \quad \text{Ec. III.1.12}$$

Densidad del lodo gr /cc	Densidad del lodo lb/ gal	C
1.2	10	0.847
1.32	11	0.708
1.44	12	0.584
1.56	13	0.488
1.68	14	0.412
1.92	16	0.380
2.16	18	0.350

Tabla III.1 Datos de densidad y la constante C

$$SP = - K \log R_{mf}/R_w \quad \text{Ec.III.1.13}$$

$$R_w = R_{mf} / 10 - (SP/K) \quad \text{Ec. III.1.14}$$

$$K = 60 + 0.13 \text{ Temp}_{int} \text{ } ^\circ F \quad \text{Ec. III.1.15}$$

$$K = 64' + 0.23 \text{ Temp}_{int} \text{ } ^\circ C \quad \text{Ec. III.1.16}$$

## III.2 REGISTRO DE LA CURVA DE RAYOS GAMMA

### *Introducción*

Como es bien conocido todas las formaciones geológicas contiene una cierta cantidad de material radiactivo, donde la magnitud de esta radioactividad dependerá de las características individuales de la roca.

### *Definición*

Es un registro de radioactividad de las rocas, producto de la desintegración natural de las pequeñas cantidades de elementos radioactivos que contienen, los elementos radioactivos tienden a concentrarse en arcillas y lutitas, formaciones limpias tienen normalmente un nivel bajo de radioactividad. (arenas, areniscas, calizas, dolomías), por lo tanto la curva de rayos gamma naturales nos indica la diferencia de radioactividad entre uno y otro tipo de roca contenido en la formación.

Se puede concluir que la curva de rayos gamma naturales es un registro complementario en la interpretación de la litología de las formaciones atravesadas por un pozo, teniendo como objetivo el apoyar la interpretación del registro de potencial espontáneo, que también es un registro que permite cualitativamente identificar zonas permeables, por lo que ambos registros se consideran correlacionables, pues las curvas generadas son muy similares.

Este registro se puede tomar simultáneamente con otros, ya sean también radiactivos o de resistividad, en agujeros vacíos o llenos de cualquier tipo de lodo y en pozos entubados.

Este registro normalmente se presenta en la pista izquierda del registro, en escala "API" incrementándose la actividad de rayos gamma de izquierda a derecha.

### *Propiedades de los Rayos Gamma*

Los Rayos gamma son erupciones de ondas electromagnéticas de alta energía que son emitidas espontáneamente por algunos elementos radiactivos. Casi toda la radiación gamma en la tierra es emitida por el isótopo radiactivo de potasio de peso atómico 40 y por elementos radiactivos de la serie uranio y torio.

Cada uno de estos elementos emite rayos gama cuyo número y energía son distintivos de cada elemento.

El potasio ( $k^{40}$ ) emite rayos gamma de un solo nivel de energía de  $1.46_{\text{mev}}$  mientras que las series de uranio y torio emiten rayos gama de varios niveles de energía.



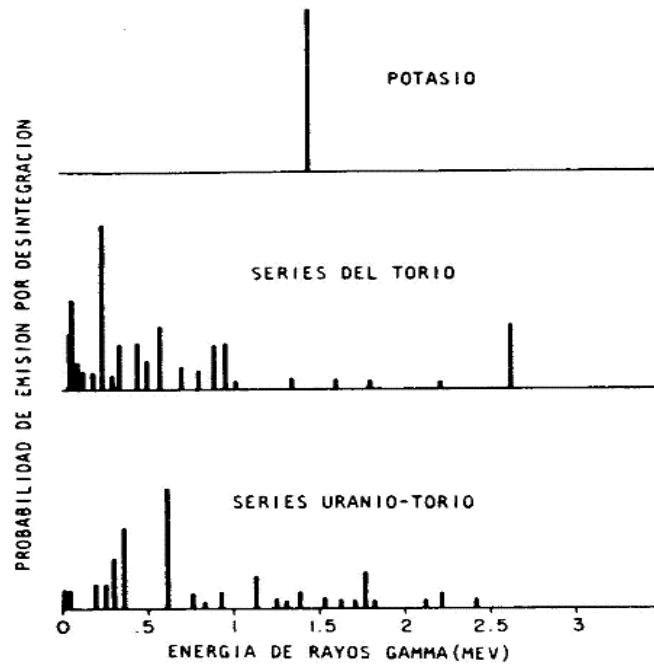


Fig. III.2.1 Espectro de emisión de Rayos Gamma de minerales radioactivos.

### FAMILIAS RADIATIVAS NATURALES

Serie del uranio (u 238)

Serie del torio (th 232)

Serie del potasio (k 40)

Considerando que las rocas sedimentarias tiene una roca antecesora:

Rocas cristalinas → Erosión → Sedimentarias

La radioactividad en ellas se observa con:

- Más concentración de Lutitas (especialmente arcillas orgánicas negras, carbón catalizador) → origen del petróleo.
- Se observa más radioactividad en aguas de formación que en aguas de mar actuales de la misma salinidad.
- Arenisca cuarzítica saturada de agua dulce → radiactividad CERO.

Vida media de elementos radiactivos naturales:

- Muy larga (billones de años).
- Uranio  $T = 4.5$
- Origen/ explosión atómica al origen de la tierra.
- No hay reemplazo.

La Curva de Rayos Gamma nos permite:

- Correlacionar e identificar la litología.
- Evaluar la arcillosidad (cuantitativamente).
- Evaluar la deposición de materiales radiactivos.
- Usarse para usos especiales.
- Correlacionar la profundidad  $\left\{ \begin{array}{l} \text{Sin P.N.} \\ \text{Con P.N.} \end{array} \right.$
- Identificar los disparos.
- Detectar e identificar los diferentes flujos.

### Equipo

La sonda de Rayos gamma está compuesta por un detector que sirve para medir la radiación Gamma, que se origina en el volumen de la formación cerca de la misma, hoy en día son usados generalmente los contadores de Centelleo (Scintilómetros) para llevar a cabo esta medición, pues son más efectivos que los que se utilizaban en el pasado, que eran los contadores de Geiger-Mueller; debido a su efectividad, estos contadores de centelleo solo requieren de unas cuantas pulgadas de longitud, obteniendo así, una información muy detallada de la formación.

Por lo tanto el perfil de rayos gamma puede correrse en combinación con otros muchos perfiles, como los es un Neutrónico, Sónico, Densidad, Inducción, Laterolog, así como en determinado caso se puede correr con un detector de coples, cuellos o bien un cañón perforador, para llevar a cabo trabajos de terminación y mantenimiento de pozos.

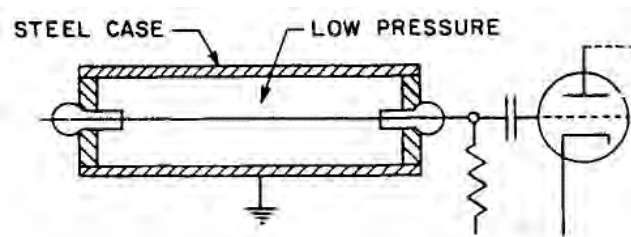
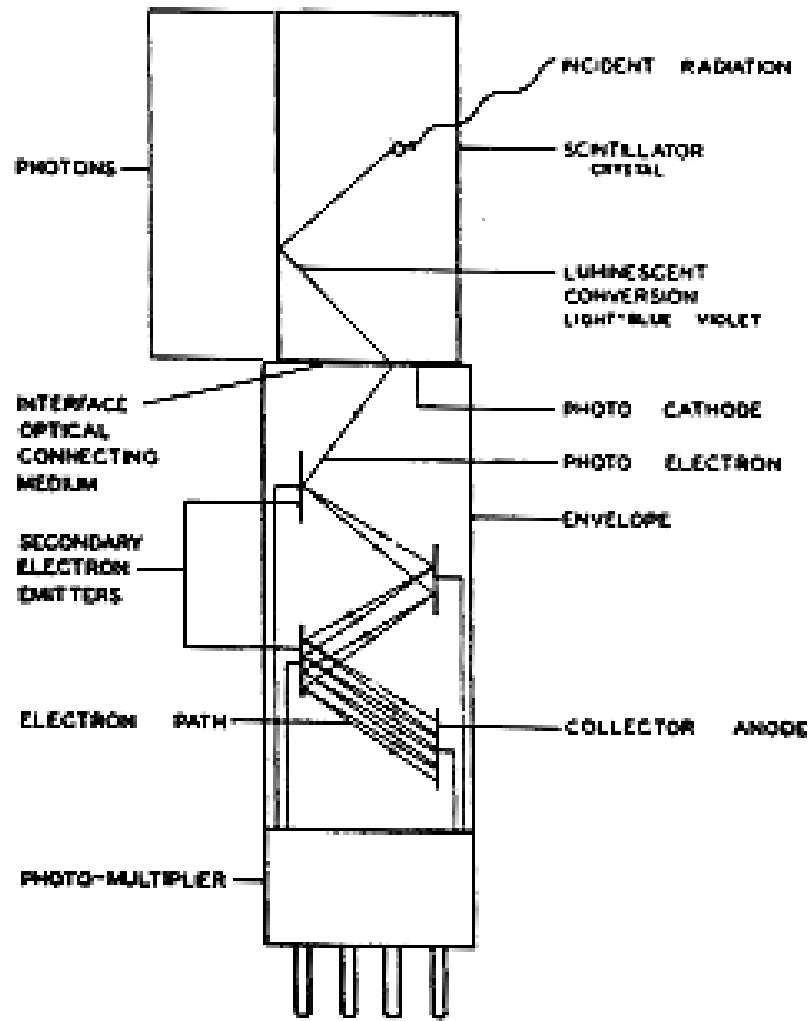


Fig. III.2.2



**Fig. 7.5—Schematic of scintillator and photomultiplier tube (from Ref. 4).**

Fig. III.2.3

En el pasado los registros de rayos gamma fueron usados exclusivamente en forma cualitativa, simplemente para fines de correlación litológica, pero con el paso del tiempo el uso de rayos gamma se ha venido a la interpretación cuantitativa, tanto para la evaluación de formaciones petroleras como para la misma detección de depósitos con algo de valor, por lo tanto se han tenido que desarrollar técnicas cuantitativas de calibración para este tipo de registro.

Actualmente las deflexiones de la curva están calibradas en unidades API, pero esta tuvo una calibración previa en concentraciones de Radio, y se expresa en microgramos por tonelada métrica de formación.

Como ya se conoce que el Uranio es un elemento radiactivo, es lógico pensar que la radioactividad de cada formación se expresa en concentraciones de Uranio, sin embargo es más cercana a la concentración de Radio, debido a que es un elemento intermedio de la serie radioactiva, y de ahí la siguiente expresión:

$$\frac{\text{Gramos de Uranio}}{\text{Unidad de peso de la formación}} = \frac{3 \times 10^6}{\text{Unidad de peso de la formación}}$$

Correspondiente a esta relación, las radiactividades que presenta cada formación pueden expresarse en términos de la concentración equivalente del elemento radioactivo Radio.

Se sabe empíricamente que la radiactividad que más comúnmente se encuentra en los pozos es de  $1 \times 10^{-2}$  hasta  $20 \times 10^{-12}$  gramos radioequivalentes por cada gramo de roca, (1 a 20 microgramos por tonelada métrica).

La siguiente tabla nos muestra los valores de radiactividad que pueden presentar comúnmente las diferentes formaciones que regularmente se encuentran en los pozos petroleros.

TIPO DE FORMACIÓN	CONTENIDO EQUIVALENTE EN RADIO $10^{-12}$ gr/gr
Anhidrita y sal	0 - 2
Arenisca, caliza	1 - 10
Arenisca y caliza arcillosas	3 - 14
Lutita clara	5 - 20
Lutita marina orgánica	10 - 90
Bentonita, ceniza volcánica	7 - 30

Tabla III.2.1 Valores de radioactividad en diferentes formaciones

A continuación se presenta en la figura III.2.4 un pozo artificial de calibración de rayos gamma, es representativo de los principales diseños que componen este arreglo.

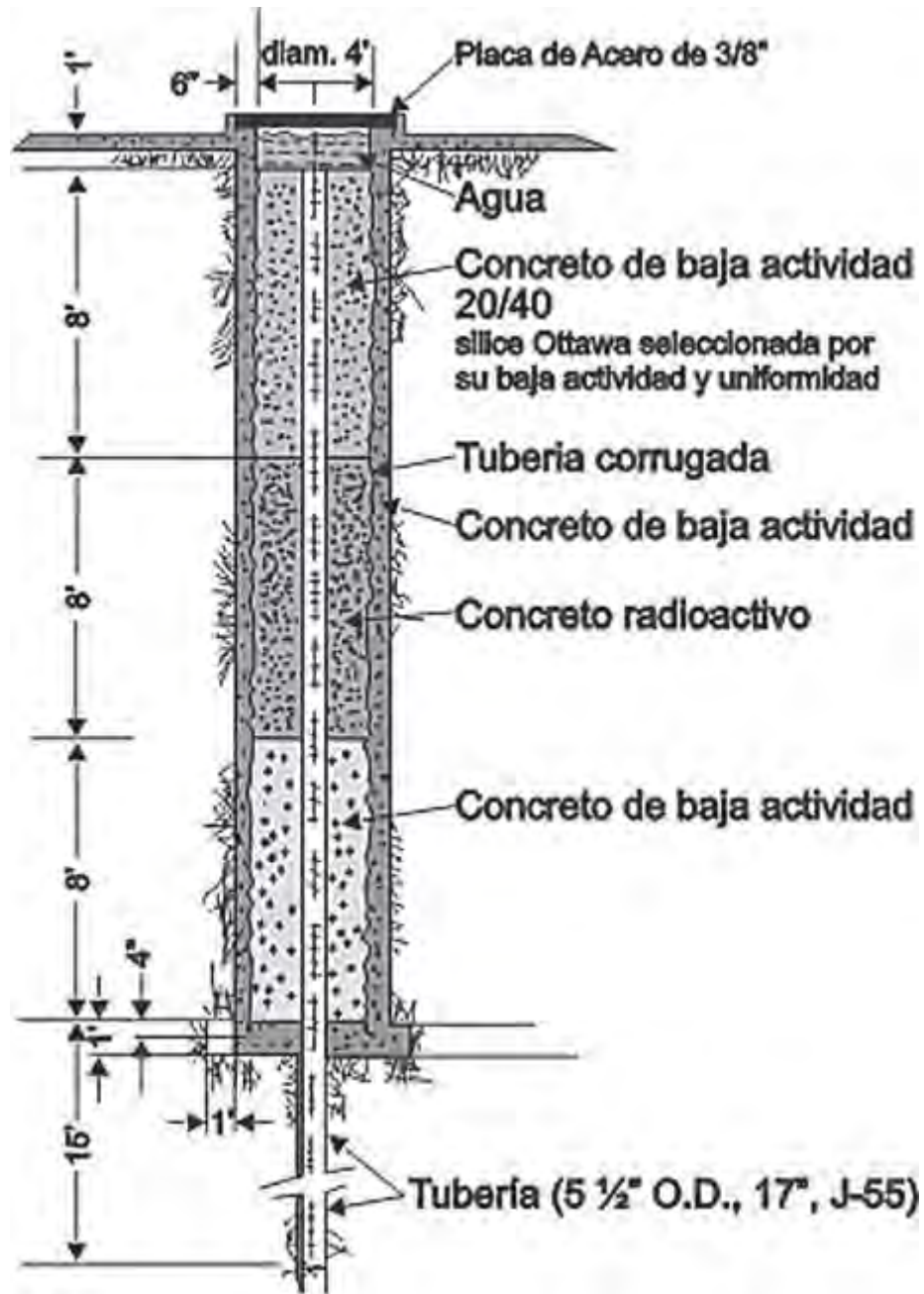


Fig. III.2.4 Pozo artificial de calibración de rayos

Presentación del registro

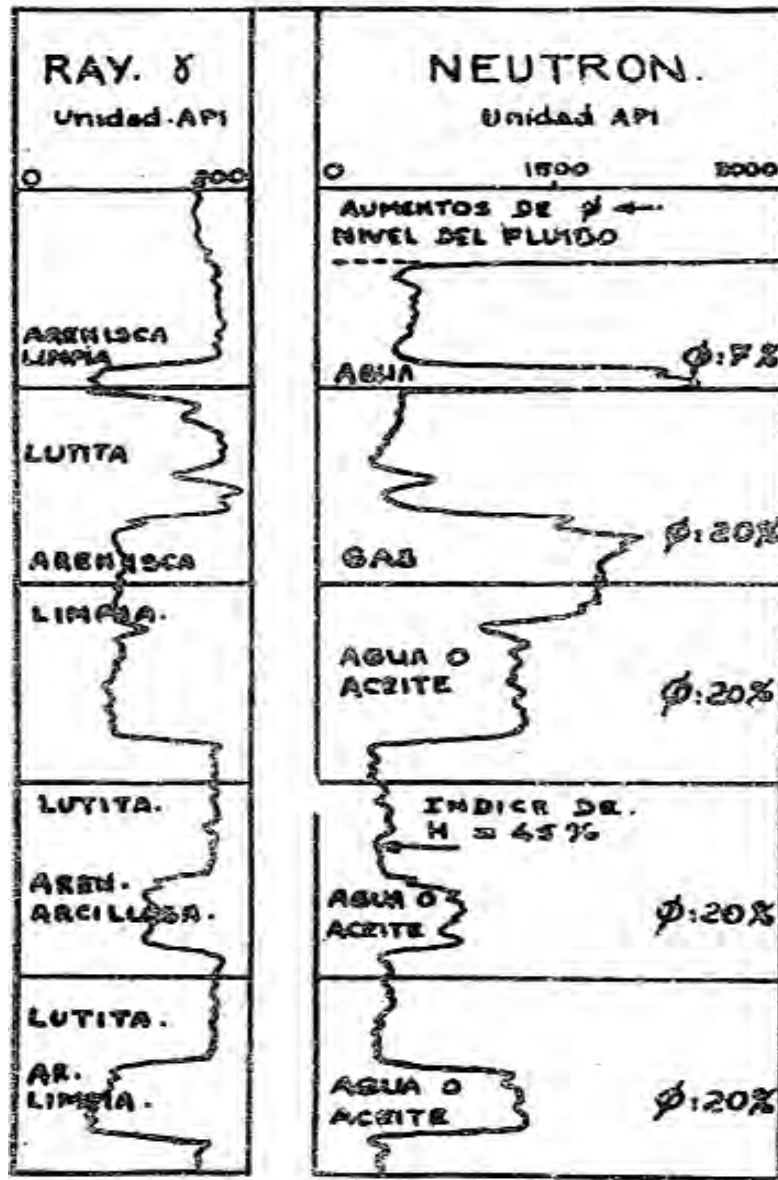


Fig. III.2.5 Presentación de la curva de rayos gamma.

Al pasar a través de la materia, los rayos gamma experimentan colisiones de Compton sucesivas con los átomos del material de la formación y van perdiendo energía durante cada colisión; después el rayo gamma pierde suficiente energía, un átomo de la formación lo absorbe por medio de un efecto fotoeléctrico.; es decir, los rayos gamma son absorbidos gradualmente y sus energías se reducen al pasar a través de la formación, el porcentaje de absorción varía de acuerdo a la densidad de la formación, supóngase dos formaciones con el mismo tipo y volumen material radiactivo pero de diferentes densidades, estas registrarán diferentes niveles radiactivos, las formaciones de menor densidad se observaran con mayor índice de radiactividad.

La respuesta del registro de rayos gamma, posterior a las correcciones necesarias por cada pozo en estudio, serán proporcionales a las concentraciones de peso del material radiactivo en la formación, y podemos representarlo con la siguiente expresión:

$$GR = \frac{\rho V}{\rho_b} \quad \text{Ec. III.2.1}$$

Donde:

$\rho$  : Densidad de los minerales radiactivos.

$V$  : Factor de volumen total de los minerales.

$A$ : Factor de proporcionalidad correspondiente a la radiactividad del mineral.

$\rho_b$  : Densidad global de la formación.

Cuando la formación contiene más de un mineral radiactivo, la respuesta del perfil de rayos gamma será la suma de varios términos como los de la ecuación anterior (Ec. III.2.1), aplicada para una formación que contiene dos tipos de minerales radiactivos de diferente densidad y en cantidades diferentes, así como potencias distintas:

$$GR = \frac{\rho_1 V_1}{\rho_b} A_1 + \frac{\rho_2 V_2}{\rho_b} A_2 \dots \quad \text{Ec. III.2.2}$$

El perfil de rayos gamma puede ser normalizado multiplicándolo por  $\rho_b$  (del perfil de densidad), convirtiendo la ecuación III.2.2 en la siguiente:

$$\rho_b \times GR = B_1 V_1 + B_2 V_2 \quad \text{Ec. III.2.3}$$

donde:

$$B_1 = \rho_1 A_1 \quad y \quad B_2 = \rho_2 A_2$$

Por lo tanto el perfil de rayos gamma es particularmente útil para definir estratos de lutita cuando la curva del SP esta redondeada (en formaciones altamente resistivas) o bien simplemente cuando no se puede detectar la curva del potencial espontáneo; así mismo puede ser usado como un indicador del contenido de lutita, para la evaluación y detección de minerales, etc., su aplicación es muy basta.

### ***Cálculo del contenido de lutita en formaciones arcillosas***

Partiendo del supuesto en el que la magnitud de la deflexión de la curva de rayos gamma de un registro, es proporcional al contenido de material radioactivo en el intervalo de información que se está analizando. Por lo tanto es posible considerar que el tipo de lutita y su contenido de material radioactivo es el mismo en un intervalo de una profundidad bastante significativa, ahora bien, si la radioactividad de las arenas es débil, la fracción de la lutita en la zona porosa y permeable se representa por la siguiente ecuación (Ec. III.2.4):

$$P = \frac{\gamma - \gamma_{min}}{\gamma_{max} - \gamma_{min}} \quad \text{Ec. III.2.4}$$

*donde:*

*P: es la fracción de lutita*

*$\gamma$ : es la deflexión de la curva de rayos gamma frente a un intervalo donde se trata de determinar el contenido de lutita.*

*$\gamma_{min}$ : es la deflexión de la curva de rayos gamma frente a un intervalo arcilloso, que puede considerarse como un intervalo limpio.*

*$\gamma_{max}$ : es la deflexión de la curva de rayos gamma frente a una lutita.*

Por lo que se puede decir que el procedimiento para realizar lecturas de la curva de rayos gamma suele ser muy similar al mismo que se hace para la curva del SP, se traza una línea base de lutitas y una línea base de arenas limpias, de esta manera se puede considerar 0% de lutitas en la línea de arenas y un 100% en la línea de lutitas. Por lo tanto cualquier arena que este contenida entre estos dos limites tendrá una determinada fracción de lutita que se calculará con la ecuación anterior (Ec. III.2.4).

### ***Registro de espectrometría de rayos gamma (NGS)***

Este registro permite medir la cantidad de rayos gamma y su nivel de energía, también puede determinar las concentraciones de Torio, Potasio y Uranio que están contenidas en la formación.

La herramienta NGS utiliza como principio de medición un detector de centelleo de Ioduro de Sodio, los rayos gamma emitidos por la formación casi nunca alcanzan al detector directamente a pesar de que se mantiene contra la pared del pozo; más bien estos rayos se encuentran dispersos y van perdiendo energía debido a efectos como: el fotoeléctrico, el de dispersión de Compton y producción de pares.

El registro GNS nos proporciona un registro de las concentraciones de Potasio, Torio y Uranio de la formación, estas concentraciones se registran en la pista 2 y 3 del registro (fig. III.2.6). las



concentraciones de Torio (T) y de Uranio (U) se miden en parte por millón (ppm) y la concentración de Potasio (K) en porcentaje (%).

Además de las curvas de materiales radioactivos mencionados anteriormente, el registro presenta una curva de rayos gamma convencional, que se muestra en la pista 1; dando como resultado una arcillosidad mas verdadera, debido a la combinación lineal de las concentraciones de Potasio, Torio y Uranio; esta curva se expresa en unidades API.

El siguiente registro (fig. III.2.5) nos muestra las tres pistas o carriles principales del registro, en el carril una nos muestra la curva de rayos gamma de lado derecho, la del lado izquierdo representa la curva Rayos Gamma pero corregida por presencia de Uranio. En la pista dos se presentan las curvas del Torio y Uranio, y en la pista aparece la curva del Potasio.

El uso de estas tres curvas representativas del contenido de materiales radioactivos nos permite calcular un mejor contenido de arcillosidad en la formación, debido a la corrección de la curva de rayos gamma por presencia de Uranio.

La ecuación III.2.4 nos permite calcular el volumen de arcilla presente en la formación.

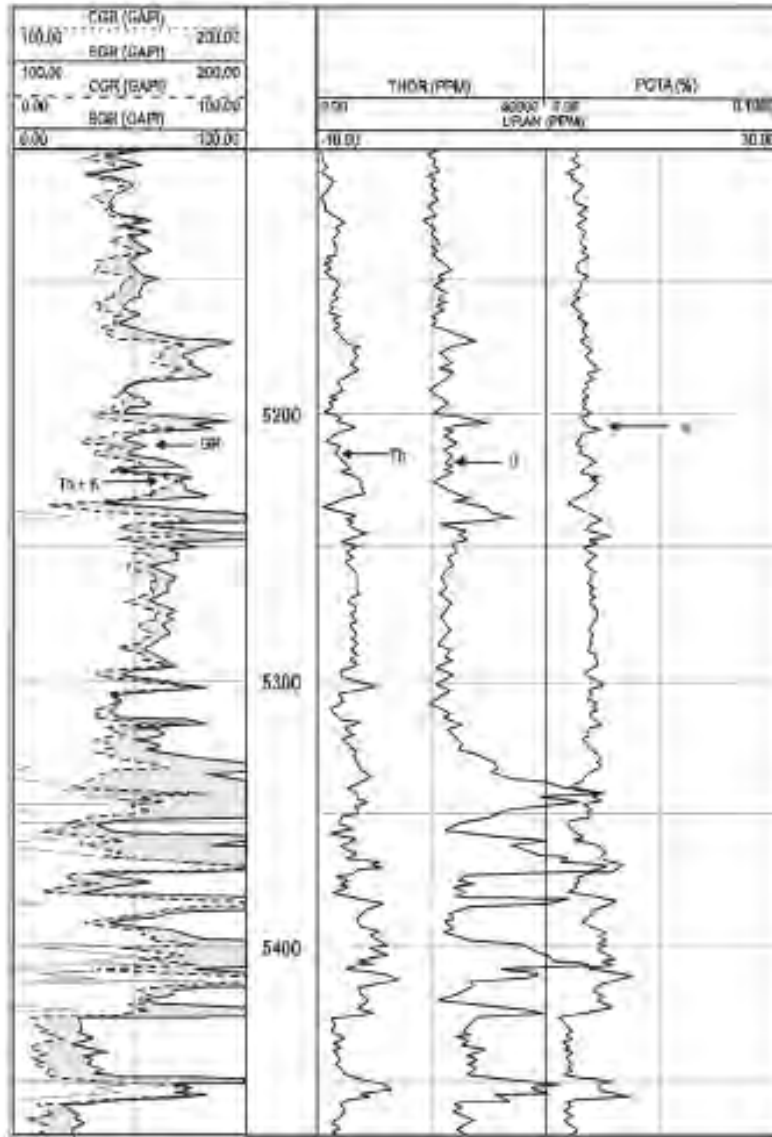
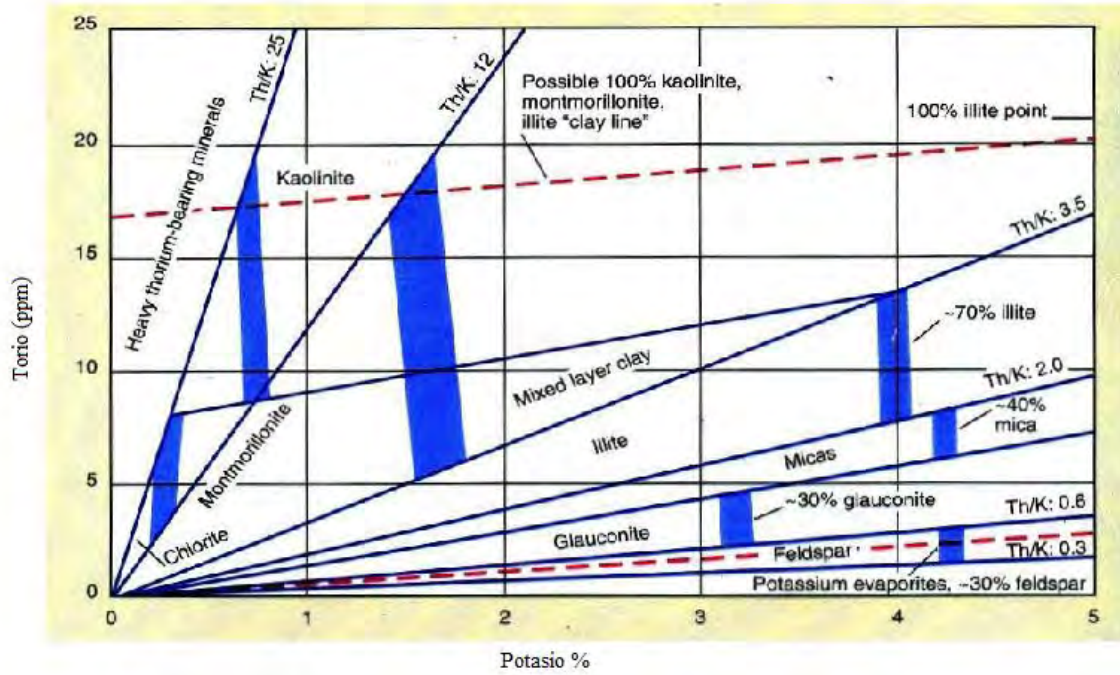


Fig. III.2.6 Presentación del registro NGS.

Se puede concluir que el registro espectrometría de rayos gamma es posible utilizarlo para evaluar y detectar formaciones con cierto contenido de minerales radioactivos, esta herramienta nos permite determinar el tipo de arcilla de la formación, así como ayuda a calcular su volumen.

Este registro es posible emplearlo para simple correlación de estratos donde exista un cierto contenido de Torio y Potasio. Por lo que este registro (NGS) resulta ser muy completo debido a que contribuye a determinar ambientes de depósito, contenido de minerales.



La figura anterior (III.2.7), es un a gráfica que nos permite obtener de manera rápida y muy exacta, el tipo de mineral o roca que estemos atravesando, en base al contenido de minerales radioactivos (K y T) para así saber que precauciones se deben tomar durante la perforación de un pozo; pues si conocemos nuestra litología y contenido mineralógico, se vuelve más segura y eficiente nuestra perforación.

### **III.3 REGISTRO DE LA CURVA DE RESISTIVIDAD**

#### **Introducción**

Para llevar a cabo la medición de esta propiedad en un pozo, se debe realizar mediante un sistema o arreglo de electrodos que se introducen en el pozo, actuando el lodo como un medio conductor que liga los electrodos con las formaciones, por lo mencionado anteriormente, estos registros solo pueden ser tomados en agujero descubiertos y que se encuentren llenos de lodo o fluido de control y que sea relativamente conductor.

Como se menciono, esta herramienta lleva montados unos electrodos en una sonda, y de acuerdo a al arreglo de los electrodos emisores de corriente y los de medición, podemos clasificar a estas sondas como normales o laterales; y los valores de resistividad que normalmente podemos encontrar varían del orden de 0.5 hasta 500 Ohms m<sup>2</sup>/m.

#### **Definición**

La resistividad, es una de las propiedades de las formaciones que van siendo atravesadas por un pozo, es de uso muy frecuente tanto para la interpretación cualitativa como para la cuantitativa de los registros de pozo.

Los valores de resistividad de las formaciones suelen ser muy variables entre sí, pues estos valores de resistividad no solo dependen del tipo de roca del que se trate, sino también interviene el tipo y distribución de los fluidos contenidos en la formación.

#### **Sonda Normal**

La siguiente imagen (fig. III.3.1) muestra el esquema del arreglo de este tipo de sondas, este consiste en un electrodo A por el cual se emite una corriente alterna o también conocida como corriente pulsante de baja frecuencia, cuya frente se encuentra en superficie, este circuito se cierra con otro electrodo B que se encuentra bastante alejado del electrodo A y M, donde el electrodo M, dista 0.40 m (16") o bien 1.60 (64") del electrodo o punto A; donde se mide la diferencia de potencial entre un electrodo M y un N que se encuentra todavía más alejado.

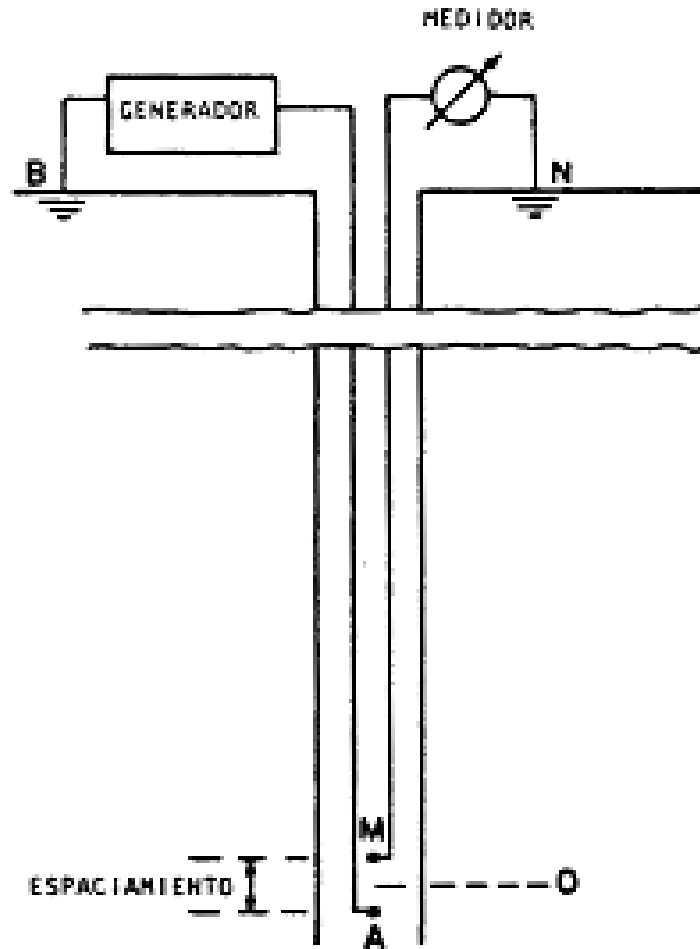


Fig. III.3.1 Esquema del arreglo de un dispositivo normal.

Debido a este tipo de arreglo, se determina que existe una caída de potencial entre los electrodos M y N de medición, y que esta caída es proporcional a la resistividad  $R$  del medio ambiente que los separa.

Para que lo anterior se cumpla, se supone que el electrodo A, que es el emisor de la corriente, se debe encontrar en un medio homogéneo e isotrópico; dadas estas condiciones, será posible que se genere un campo eléctrico alrededor del electrodo A.

Por lo tanto, las curvas de resistividad obtenidas con este tipo de arreglo en los electrodos de la sonda, son llamadas curvas normales; cabe aclarar que si se presenta un espaciamiento entre el electrodo de corriente A y el de medida M, es igual a 0.40 m (16") será llamada Curva normal corta, pero si el espaciamiento entre A y M es igual a 1.60 (64"), será llamada curva normal larga.

A continuación se presentan algunos ejemplos de las diferentes respuestas, para arreglos Normales:

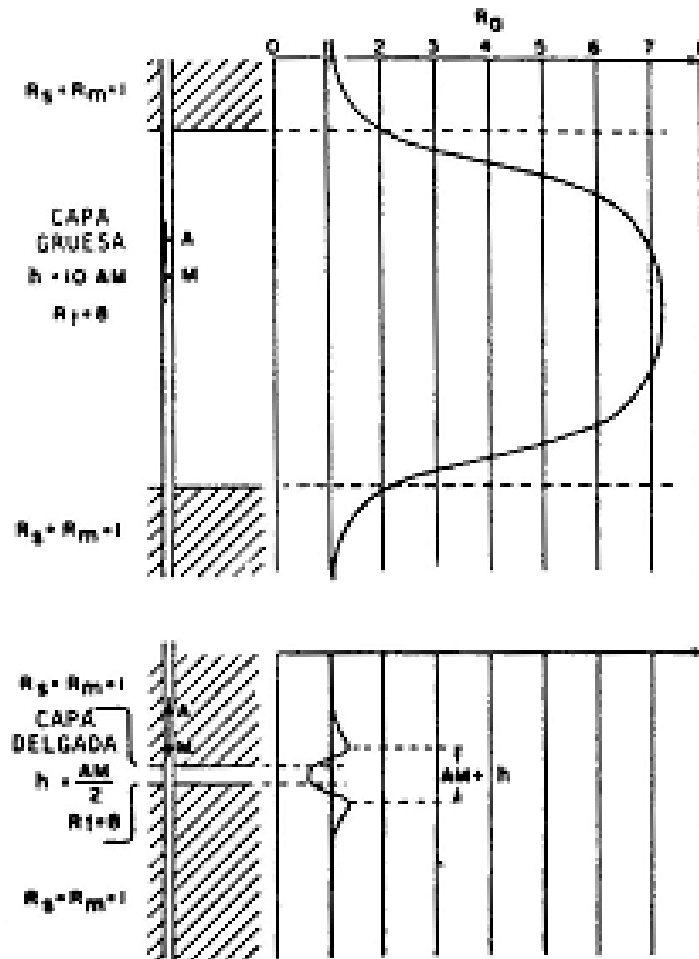


Fig. III.3.2 Curvas Normales.

Capa más resistiva que las formaciones adyacentes.

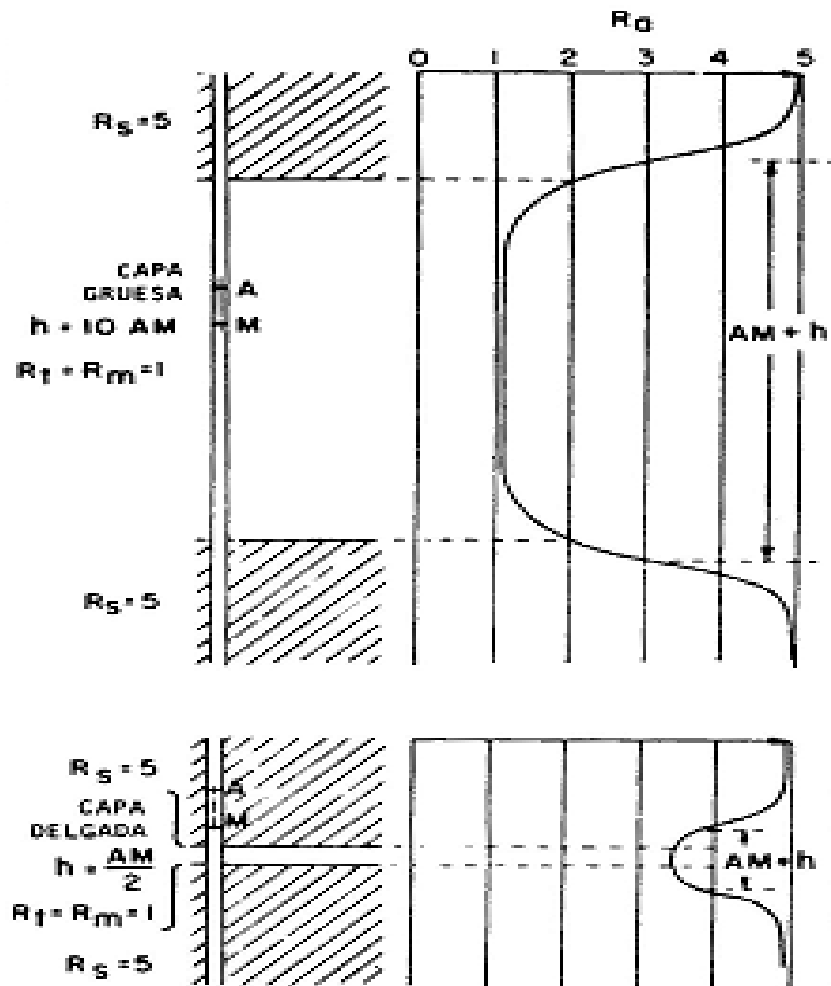


Fig. III.3.3 Curvas Normales.

Capa menos resistiva que las formaciones adyacentes.

La siguiente figura (III.3.4) representa la distribución teórica y real respecto a un arreglo normal.

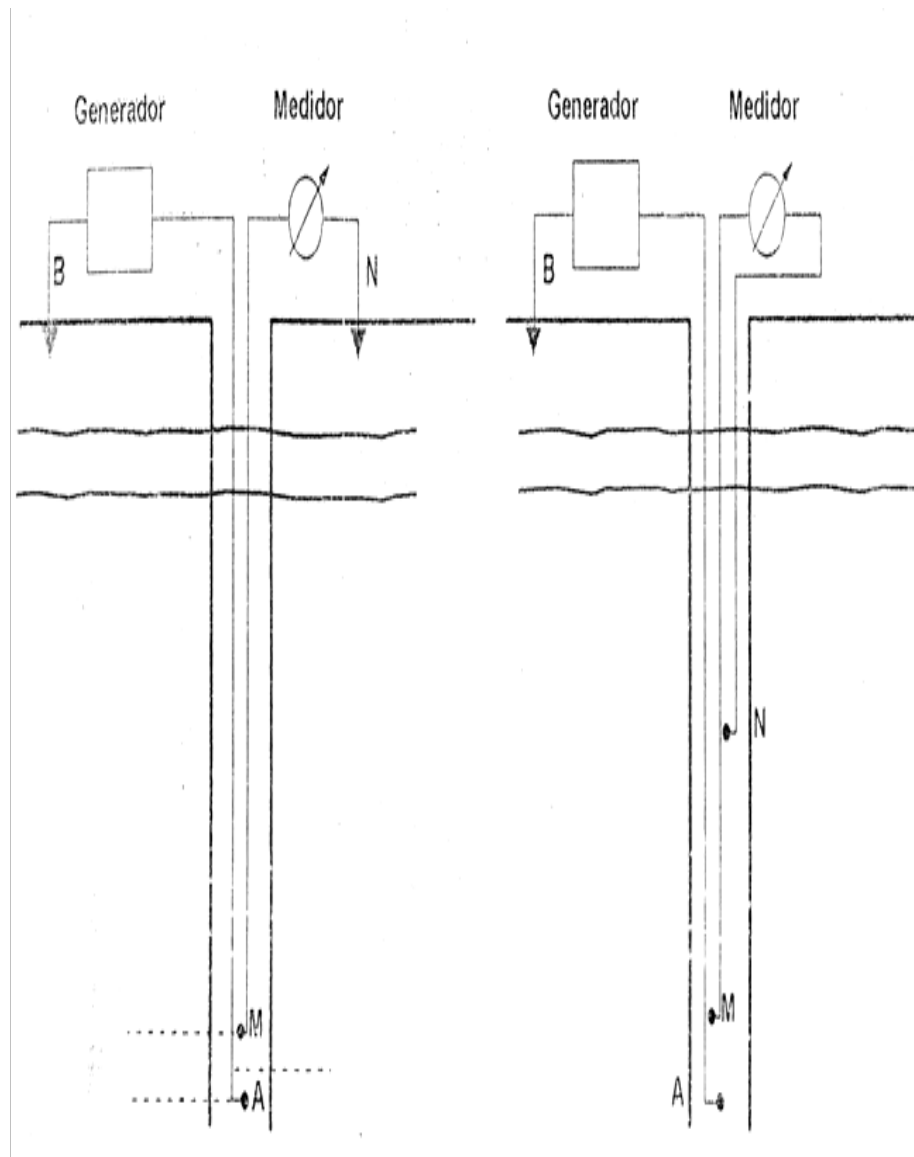


Fig. III.3.4 Distribución Teórica

Distribución Real



### Sonda Lateral

Esta curva también es conocida como inversa o de gradiente, en esta sonda el arreglo de electrodos se presenta de otra forma, pues los electrodos de medida M y N se encuentran muy cercanos uno del otro, donde se mide la diferencia de potencial entre estos dos electrodos.

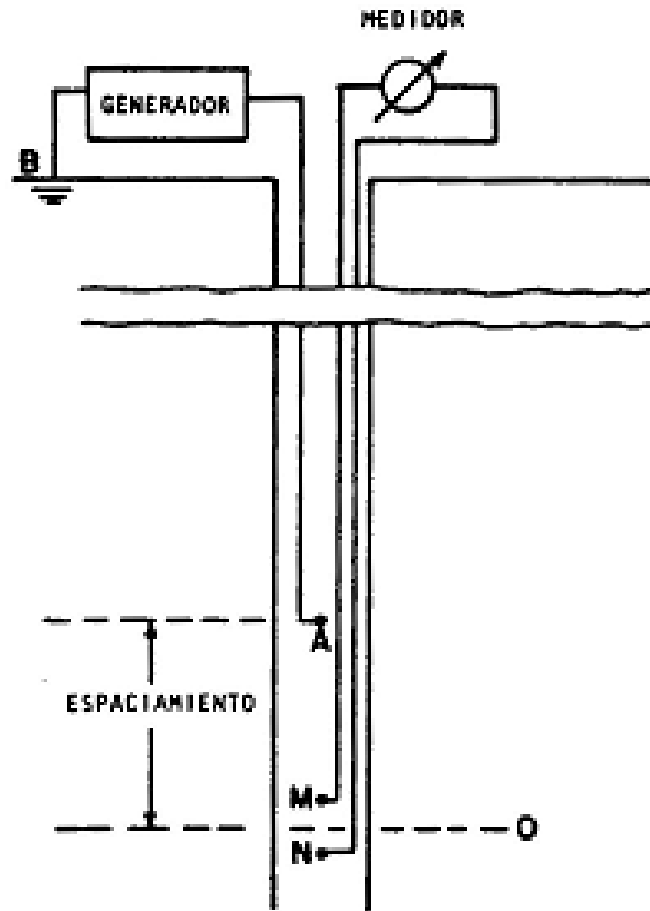


Fig. III.3.5 Esquema del arreglo de un dispositivo lateral.

El intercambio de electrodos de corriente por los electrodos de medición y viceversa, que se lleva a cabo en la práctica, funcionan bajo el principio de reciprocidad, donde es aplicable al caso de los cuatro electrodos; Según lo que nos dice este principio, es que en un circuito eléctrico de cuatro electrodos, donde se tienen dos de corriente y dos de medición, es posible cambiar los electrodos de corriente por los de medición, obteniéndose los mismos resultados. Esto permite que los circuitos de medición y de emisión de corriente puedan soportar el paso de una corriente en ambos sentidos con la finalidad de que los fenómenos de inducción y polarización sean anulados.

A continuación se presentan un par de esquemas que nos muestran ejemplos de las diferentes respuestas más comunes que se pueden dar en un arreglo lateral, ya sea para las diferentes capas adyacentes al intervalo, sean más o menos resistivas.

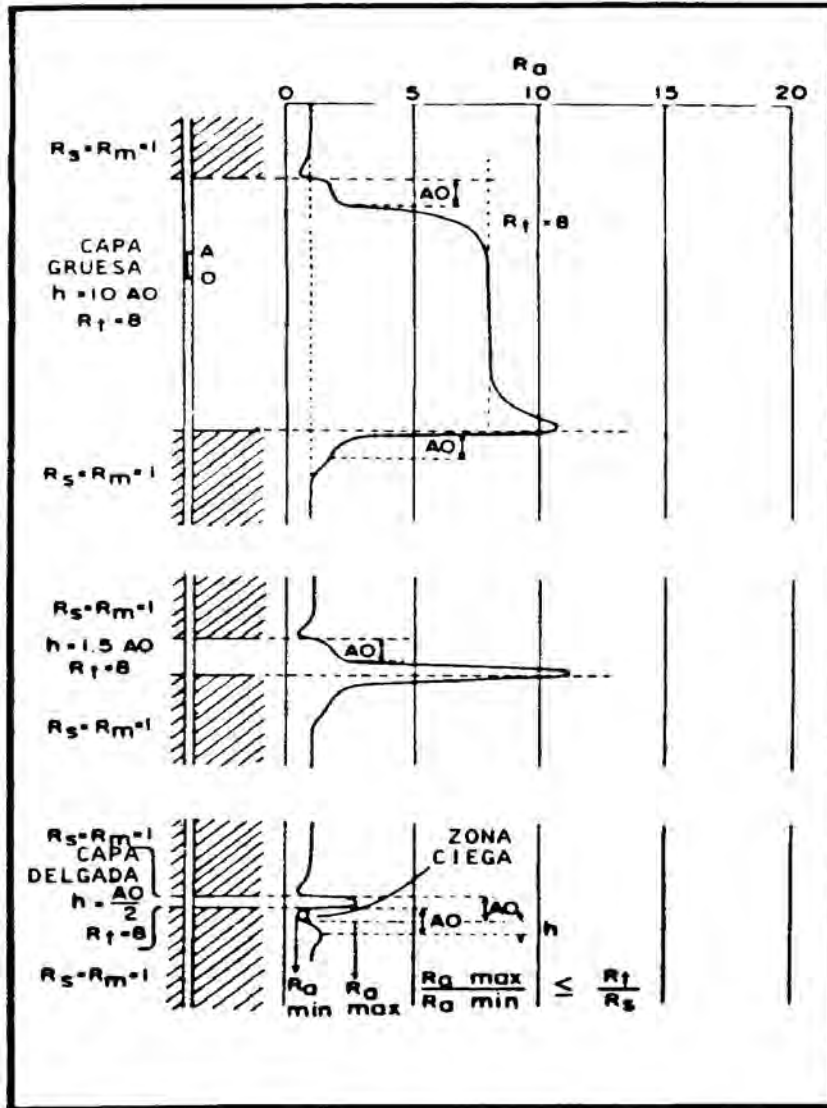


Fig. III.3.6 Respuestas de las curvas laterales, capa más resistiva que las de la formación adyacente.

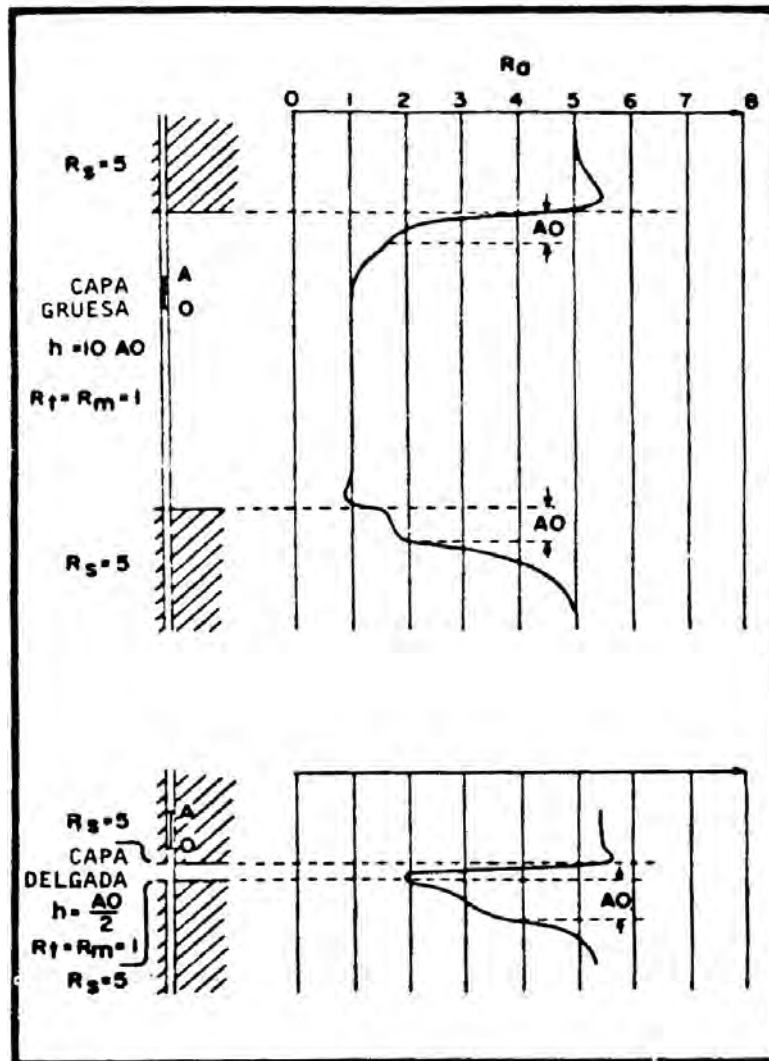


Fig. III.3.7 Respuestas de las curvas laterales, capa menos resistiva que las de las formaciones adyacentes.

La siguiente figura III.3.8 presenta la diferencia que existe entre un arreglo lateral teórico y un arreglo lateral real, donde se puede apreciar la diferencia en cuanto a la localización de los electrodos; en el arreglo teórico simplemente se nos muestra el principio de medición; en el arreglo real, se observa que los electrodos A y B van localizados dentro del pozo y sustituyen en su lugar a los electrodos M y N de medición del circuito teórico, en la práctica el electrodo N va dentro del pozo pero a una distancia muy grande si es comparada con AM.

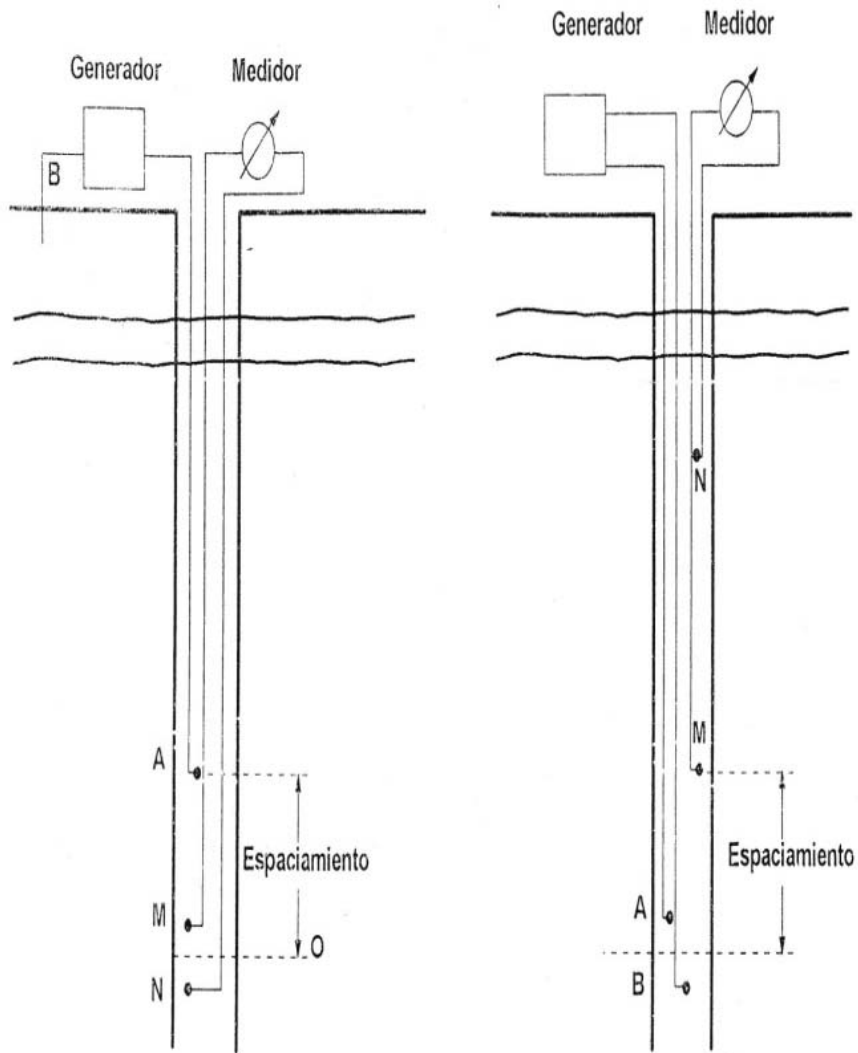


Fig. III.3.8 Arreglo Teórico

Arreglo Real

A continuación se presenta una figura (III.3.9) donde se puede comparar directamente la diferencia que existe entre un arreglo normal y un arreglo lateral, como son los diferentes radios de investigación así como los diferentes volúmenes de formación que pueden ser medidos para su interpretación.

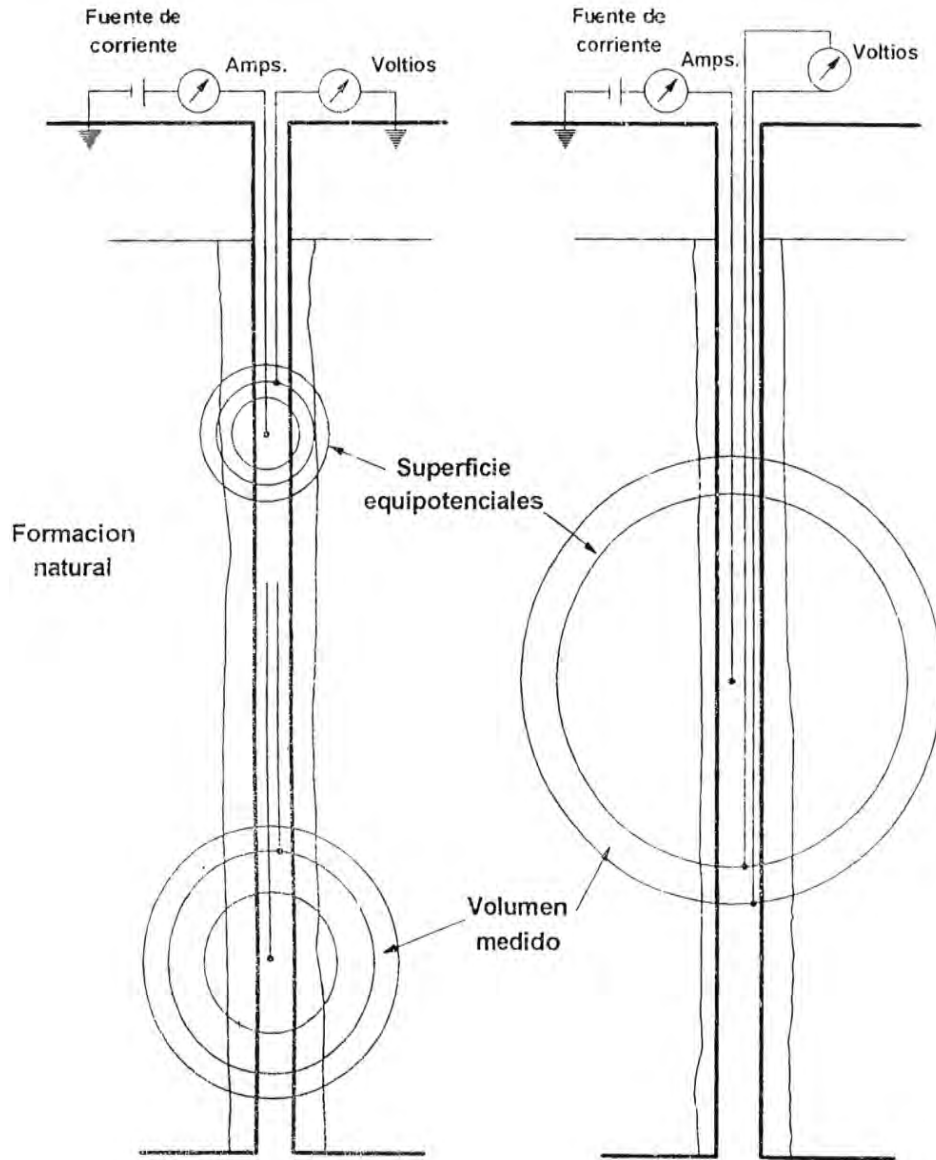


Fig. III.3.9

Arreglo Normal

Arreglo Lateral

Presentación del registro

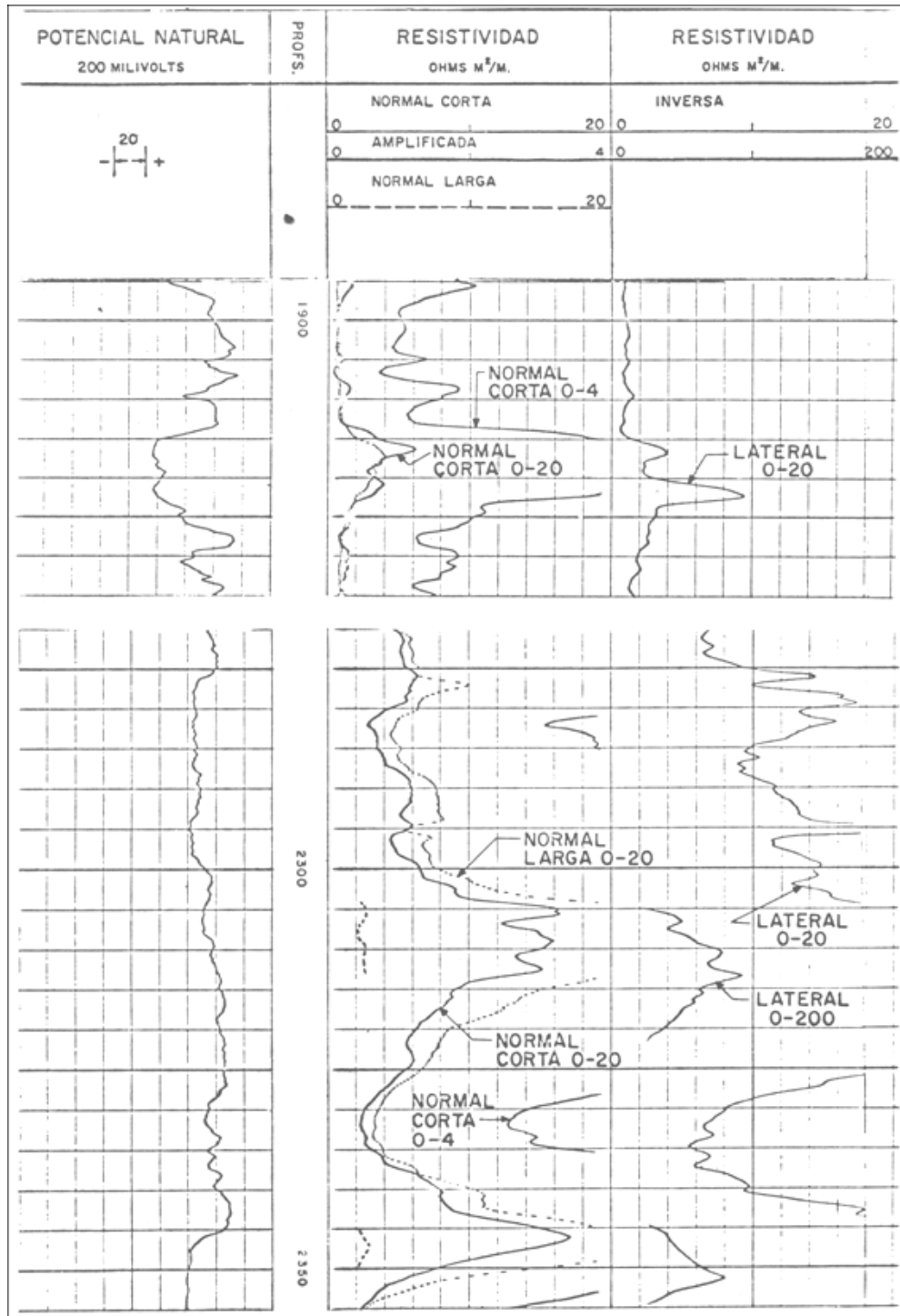


Fig. III.3.10 Ejemplo de un registro eléctrico en arenas.

El registro eléctrico anterior (fig. III.3.10) fue tomado en arenas que comprenden zonas de alta y baja resistividad.

La pista izquierda nos indica la curva del potencial espontáneo, al centro de este registro se encuentra una escala de profundidades, que está expresada en metros. Y del lado derecho de esta escala o bien en las pistas del registro. La pista 2 nos muestra la curva de resistividad normal y la pista 3 nos indica la curva de resistividad lateral.

La curva de la normal corta se representa por una línea continua mientras que la de la normal larga se representa por una línea discontinua, a su vez la pista 3 se representa por una línea continua también.

La escala de resistividad de las curvas normales se representa en una escala de 0-20 Ohm-m, pero cuando llegan a presentarse valores mayores de 20 Ohm-m, comienza a registrar una nueva curva con escala de 0-200 Ohm-m y de la misma forma se registra una curva normal corta continua pero con una nueva escala de 0-4 Ohm-m.

### ***Invasión y resistividad***

En toda curva de resistividad se supone que existe un cierto grado de invasión por filtrado de lodo, este hecho se presenta en mayor grado para formaciones permeables y porosas. Por lo tanto el objetivo principal de los diferentes espaciamientos de las sondas utilizadas para este registro, es obtener la resistividad de cada una de las zonas con grado de invasión en torno al pozo.

El registro siguiente (fig. III.3.11) se tomó en una secuencia de arenas con cierta invasión por filtrado del lodo, y las resistividades que se obtuvieron con la curva normal corta, mayores a las correspondientes a la curva normal larga y a la lateral, para casi todas las arenas en cuestión, a pesar de la presencia de agua salada. Por lo tanto para este caso en particular, la resistividad de la zona no invadida por el filtrado del lodo se puede estar representada tanto por la curva normal lateral o bien por la curva normal larga.

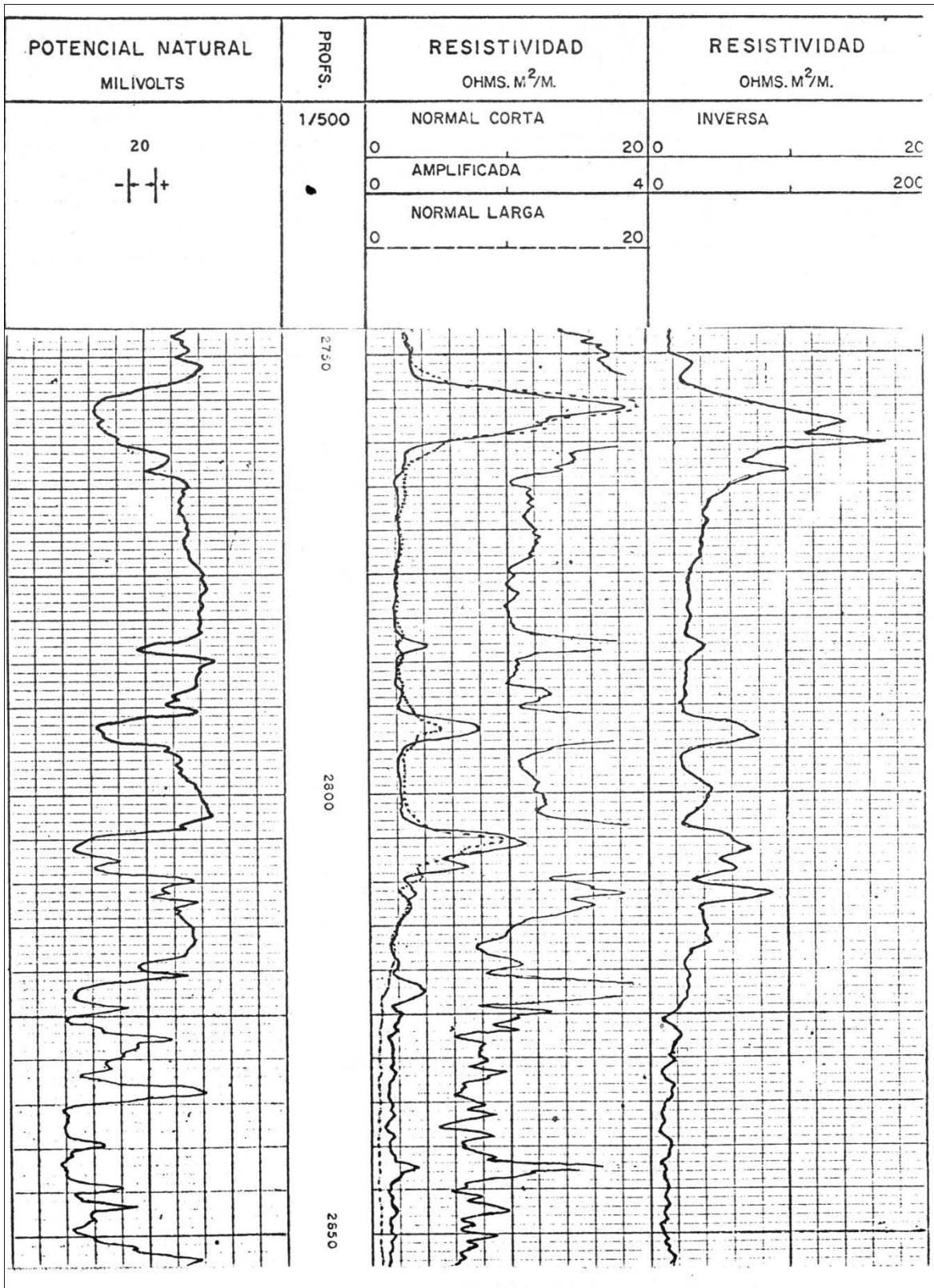


Fig. III.3.11 Registro de resistividad convencional en una secuencia de arenas y lutitas.



**Resistividades aparentes y verdaderas, curvas de separación**

La resistividad aparente  $R_a$  de una que se obtiene a partir de los registros, es función de una serie de parámetros, que en forma muy general, son los siguientes:

$$R_a = f(R_t, R_i, R_m, d_i, h, d, AM)$$

donde:

*R<sub>t</sub>*: Resistividad verdadera de la capa en la zona no invadida por el filtrado de lodo.

*R<sub>i</sub>*: Resistividad de la zona invadida por filtrado del lodo.

*R<sub>m</sub>*: Resistividad del lodo.

*d<sub>i</sub>*: Diámetro de la zona invadida.

*h*: Espesor de la capa.

*d*: Diámetro del agujero.

*AM*: Espaciamiento de la sonda usada.

Las curvas de separación llevan este nombre porque son una gráficas que se usan para obtener la resistividad verdadera a partir de los datos obtenidos en el registro.

Las figuras III.3.12 a la III.3.14 son las curvas de separación simplificadas, que sirven para obtener las resistividades verdaderas de las zonas que abarca la medición de la sonda.

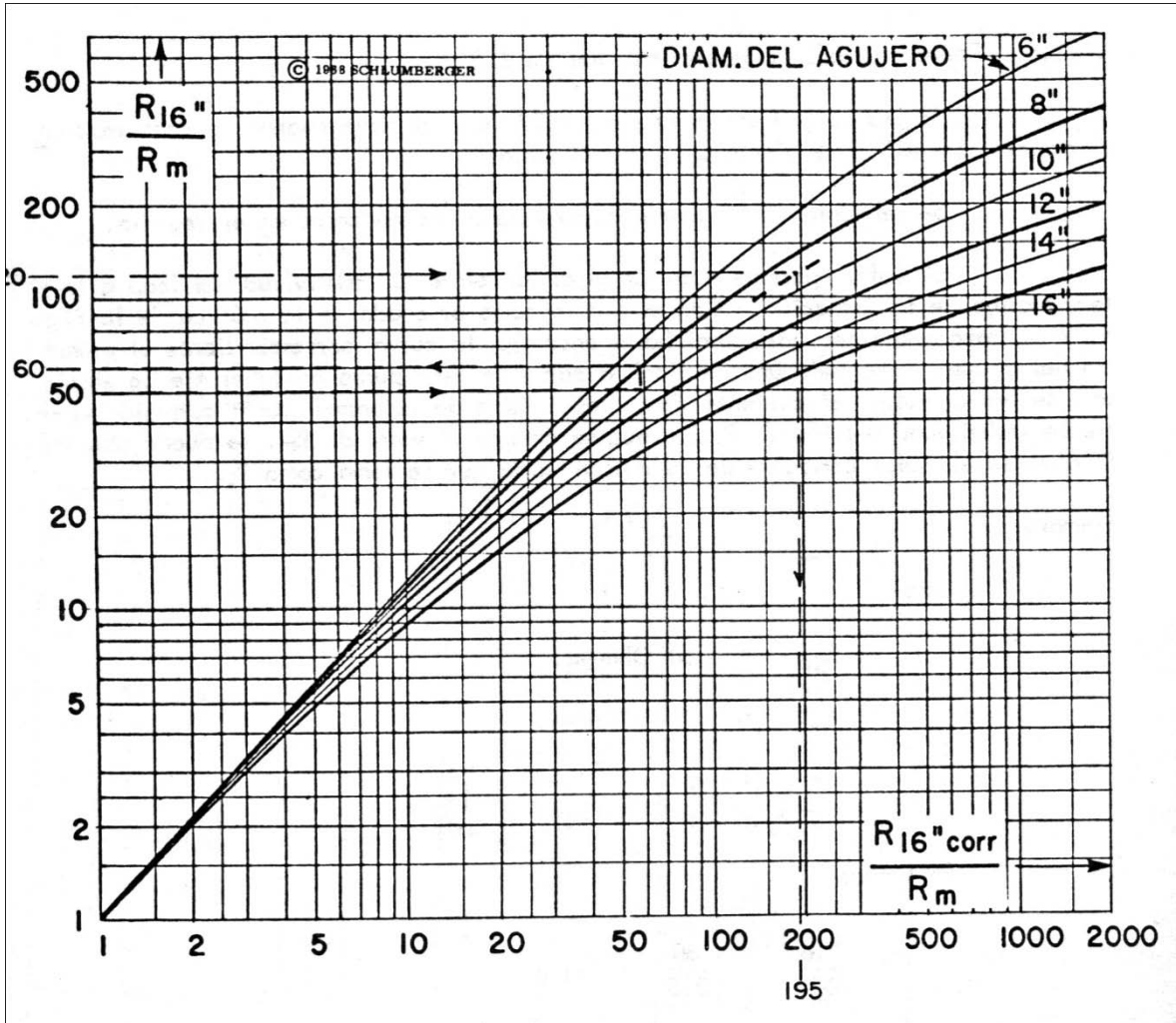


Fig. III.3.12 Corrección por efecto agujero en capas gruesas para la normal corta de 0.40 m (16").

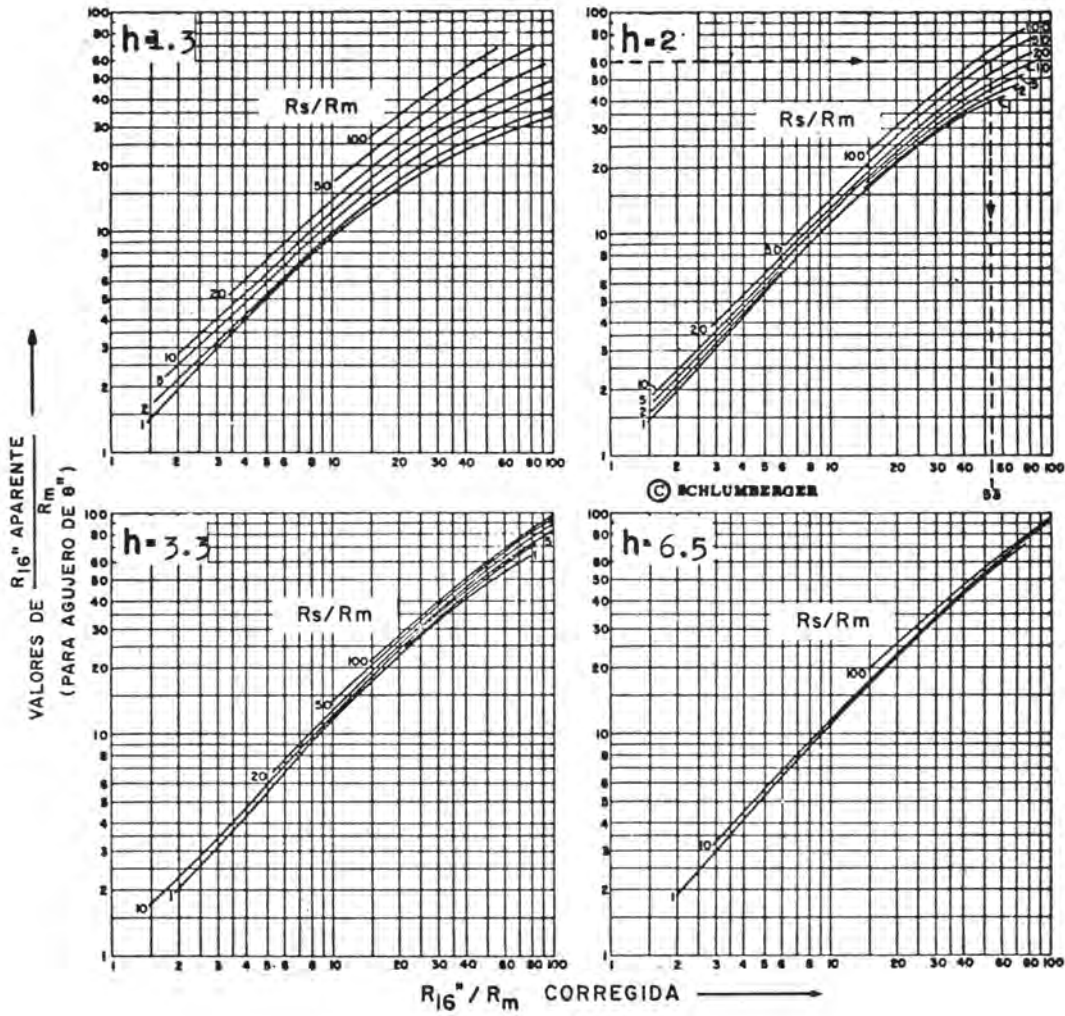


Fig. III.3.13 Curvas de separación para capas delgadas de 0.40 m (16”), diámetro de agujero de 0.20 (8”) y  $R_{xo}/R_t > 5$ .

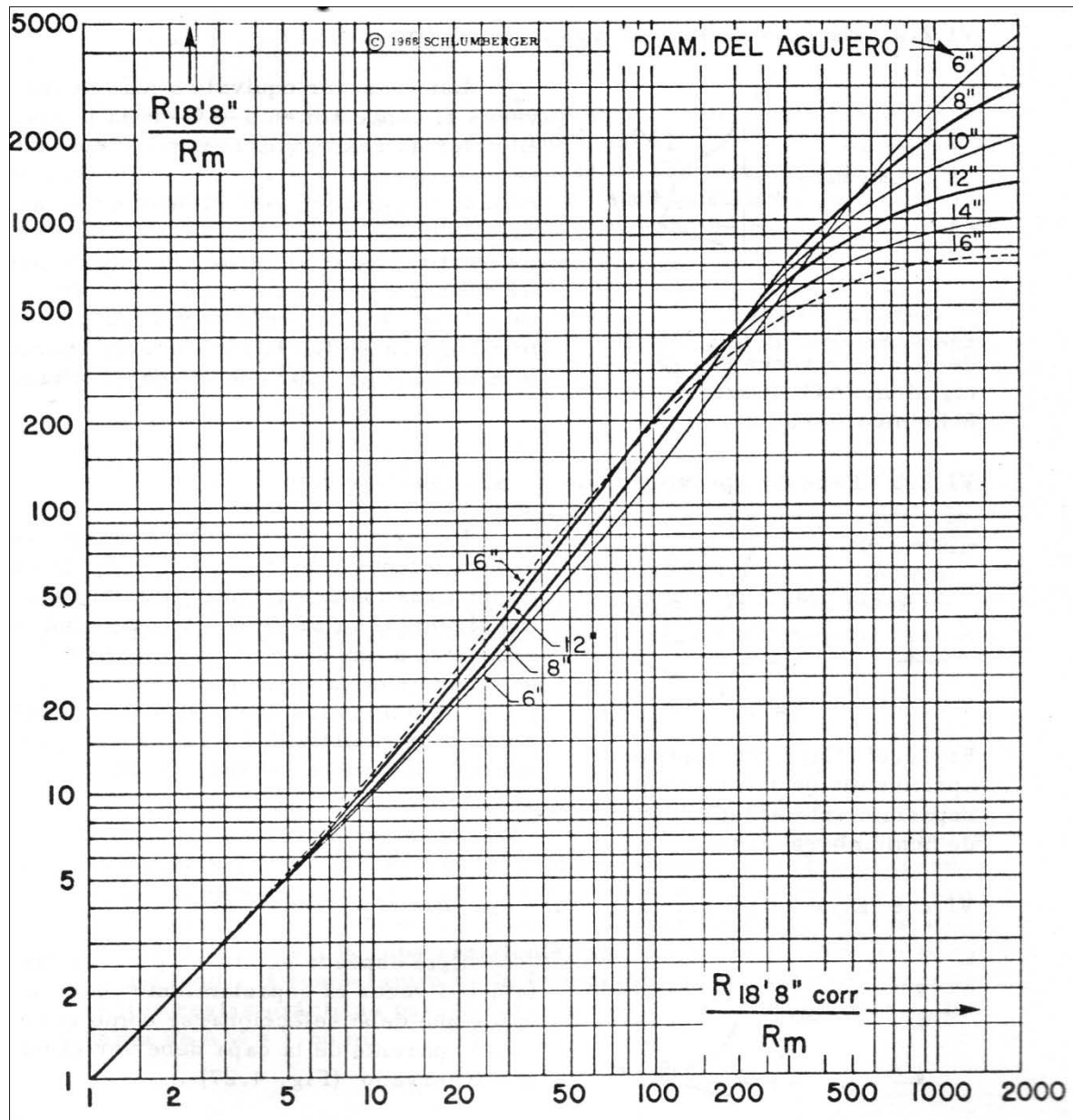


Fig. III.3.14 Corrección por efecto del agujero para la lateral de 5.70m (18.8”).

- Determinación de  $R_i$

Espesores mayores a 6.5m.

El uso de la grafica de la figura III.3.12 se da cuando la capa representa cierta invasión que afecta a la normal corta.

Se selecciona un valor adecuado de la normal corta del registro, y el valor aparente anterior se divide entre la resistividad del lodo a temperatura de formación.

Una vez obtenido este valor se traza una línea horizontal hasta intersectar la curva que corresponde al diámetro del agujero; de este punto, se baja una vertical hasta el eje de las abscisas y se procede a leer el valor del cociente de la resistividad de la normal corta corregida entre la resistividad del lodo; puesto que  $R_m$  ya es dato conocido, es posible obtener el valor corregido de la normal corta que se toma como  $R_i$ .

- Determinación de  $R_t$

Para determinar este valor se usa la figura III.3.14, y el procedimiento para encontrar  $R_{Lcorr} = R_t$  es igual al mencionado para determinar  $R_i$  de la normal corta, pero es importante hacer consideraciones para tomar valores aparente de resistividad en el registro debido a los problemas que puedan presentarse por lo asimétrico de la curva lateral.

Por lo tanto, las reglas generales para obtener  $R_t$  de los registros de resistividad eléctricos, se basan en la resistividad de la capa, comparada con las resistividades del lodo y de la formación adyacente. Por lo que las formaciones se dividen en tres clase, dependiendo de la proporción  $R_{16''}/R_m$ .

1. Resistividad baja, cuando  $R_{16''}/R_m < 10$ , los espaciamientos mas cortos como los normales de 16 y 24 pulgadas, son de gran utilidad para encontrar  $R_t$ , con frecuencia  $R_m$  es cercano a  $R_s$ , en cuyo caso el valor aparente de la normal de 64'' puede corregirse fácilmente para  $R_t$ , dependiendo de la proporción  $R_{64''}/R_s$  y del espesor de la capa (fig. III.5.19).
2. Resistividad media, cuando  $10 < R_{16''} < 50$ , en este caso la normal de 64'' resulta muy útil en los rangos de resistividad baja. Cuando  $R_{16''}/R_m > 20$ , la lateral de 18'8'' cobra importancia, ya sea para encontrar  $R_t$  o para confirmar el valor aparente de la normal de 64''. La lateral tiene una curva asimétrica, y  $R_t$  debe tomarse como se muestra en la figura III.3.19.
3. Resistividad alta, cuando  $R_{16''}/R_m > 50$ , la invasión afecta en gran medida la normal de 64'' por lo que la lateral de 18'8'', resulta la mejor opción para calcular  $R_t$ .

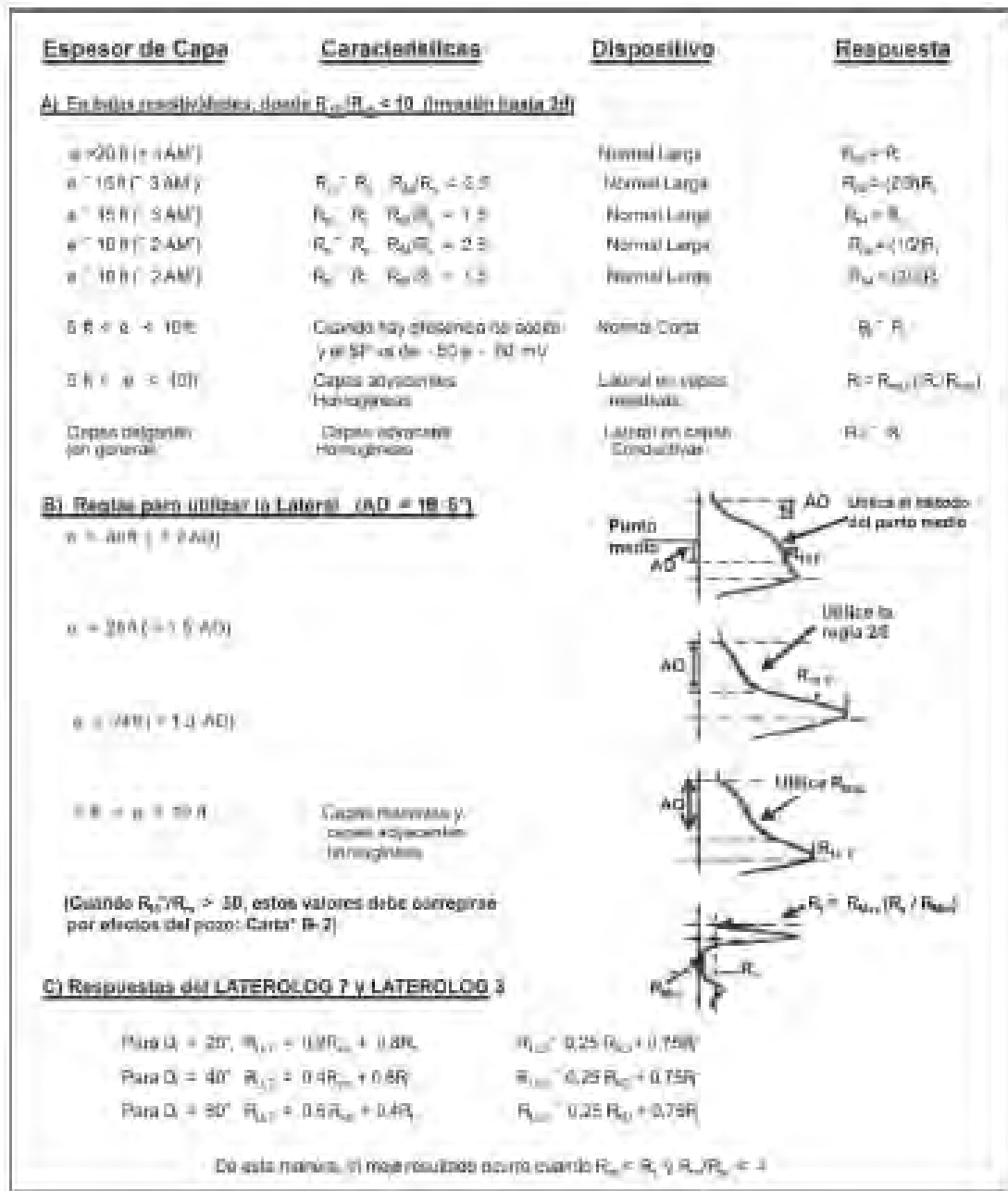


Fig. III.3.19 Cálculo de  $R_t$  en base a los registros eléctricos.

### Herramienta de Inducción

Este registro tiende a sustituir con ciertas ventajas al registro convencional de resistividad, aun en pozos con lodos normalmente conductores, ya que además se obtiene mejor respuesta cuando se trata de capas delgadas.

La sonda de inducción se está constituida por una bobina emisora alimentada por una corriente oscilatoria de 20,000 ciclos/seg de amplitud constante, y también por una bobina receptora que va colocada a una cierta distancia de la emisora, este tipo de arreglo se muestra en la figura III.3.15. Esta herramienta mide la conductividad de la formación la unidad de medida es el miliohm/m; una corriente de 20 Khz alimenta a la bobina transmisora, y el campo electromagnético que se genera alrededor de la sonda, induce en la formación corrientes eléctricas que circulan en anillos coaxiales al eje de la sonda, estas corrientes a su vez generan su propio campo magnético e inducen una señal en la bobina receptora, cuya intensidad es proporcional a la conductividad de la formación.

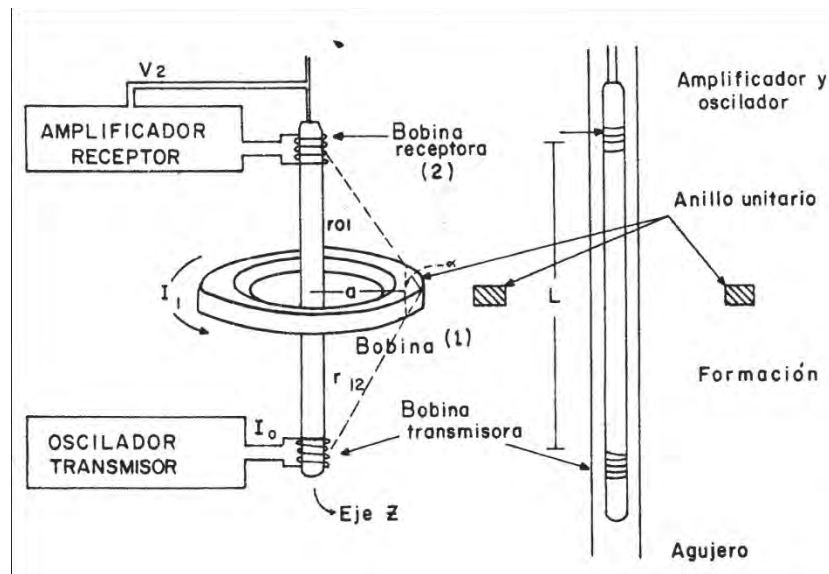


Fig. III.3.15 Principio del registro de inducción.

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

Las herramientas prácticas utilizan un arreglo de bobinas que sirven para minimizar las contribuciones y maximizar la profundidad de penetración y resolución vertical, regularmente existen herramientas con seis o más bobinas, donde la separación de las bobinas principales.

Una de las grandes ventajas de este registro de inducción, es que pueden utilizarse en pozos que contiene lodos base aceite, o bien lodos dulces, así mismo estos registros son sumamente precisos para resistividades entre unos cuantos Omh-m y 50 Ohm-m, cabe resaltar que la resolución es buena hasta 200 Ohm-m, pero más allá de este valor, se pierde precisión.

### **Herramienta Doble inducción**

Este registro presenta varias bobinas y no proporciona curvas de conductividad o de resistividad, el principio de funcionamiento viene siendo el mismo al de inducción, la diferencia es que el registro de doble inducción requiere de un lodo conductor para poder obtener la curva SP, su resolución es

pobre en resistividades mayores a 200 Ohm-m, y generalmente va acompañado de un registro de microresistividad. este registro se diseño con el objetivo de tener una lectura más precisa del  $R_t$ , así mismo se busco tener una reducción del efecto del agujero y dar una mejor respuesta en capas delgadas.

Este registro nos permite determinar la resistividad de zonas virgen y lavadas, y también nos indica un radio de invasión además de que se puede relacionar con otras curvas.

### ***Herramientas Laterolog***

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

Para fines de correlación litológica, estos registros de resistividad se obtienen simultáneamente con una curva de potencial espontaneo, o bien una curva de rayos gamma. Las ventajas que tiene esta herramienta, es que es posible operarlas en lodos altamente salados, además de que tiene una excelente resolución vertical e independencia de capas adyacentes.

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

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

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

Por otro lado, este registro se usa cuando no hay mucha información, como lo es en pozos exploratorios, pues el laterolog permite distinguir formaciones que contiene agua o bien formaciones que contiene hidrocarburos.

La siguiente figura (III.3.16) nos muestra la comparación de cómo son generadas las líneas de corriente a partir de un dispositivo normal contra un dispositivo laterolog.



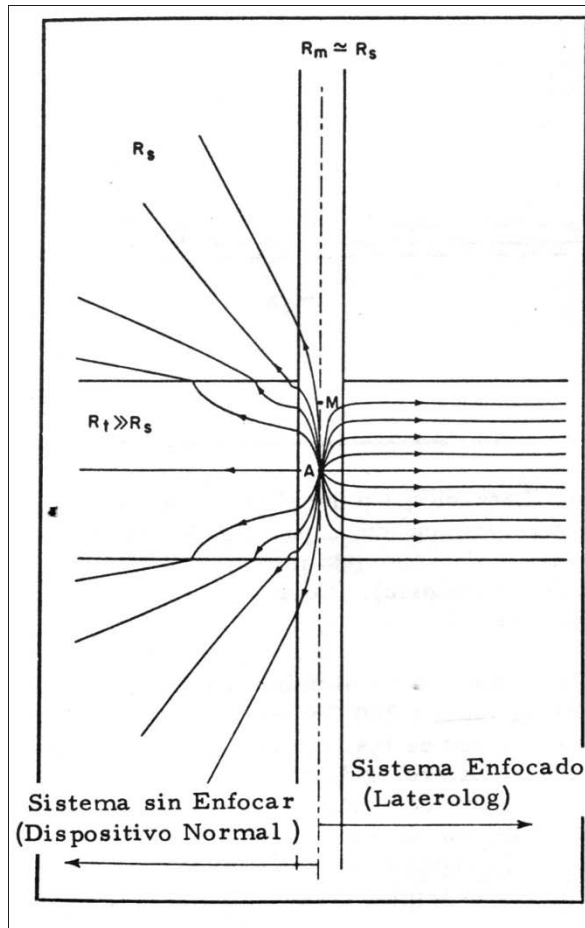


Fig. III.3.16 Distribución comparativa de las líneas de corriente, dispositivo normal y laterolog.

**Herramienta Doble Laterolog**

Por medio de este registro DDL- Rxo, es posible obtener mediciones de resistividad a tres profundidades de investigación diferentes y al mismo tiempo, una profunda, una intermedia y una muy somera. Esta herramienta utiliza 9 electrodos, los cuales están ubicados como se muestra en el siguiente esquema (fig. III.3.17).

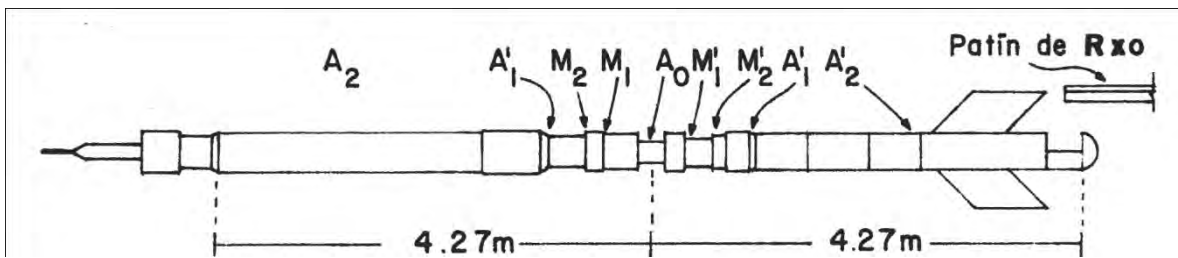


Fig. III.3.17 Esquema de la sonda Doble Laterolog.

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

De este registro se obtienen simultáneamente un laterolog profundo (LLd), un laterolog somero (LLs) y un microregistro de enfoque esférico; así mismo es posible obtener simultáneamente registros de potencial espontáneo, rayos gamma, calibración.

La profundidad de investigación de la sonda LLd es mayor que la que se obtiene con la sonda LL3 y LL/, ya que la distancia entre los electrodos principales A y A' es de 8.54 metros (28 pies).

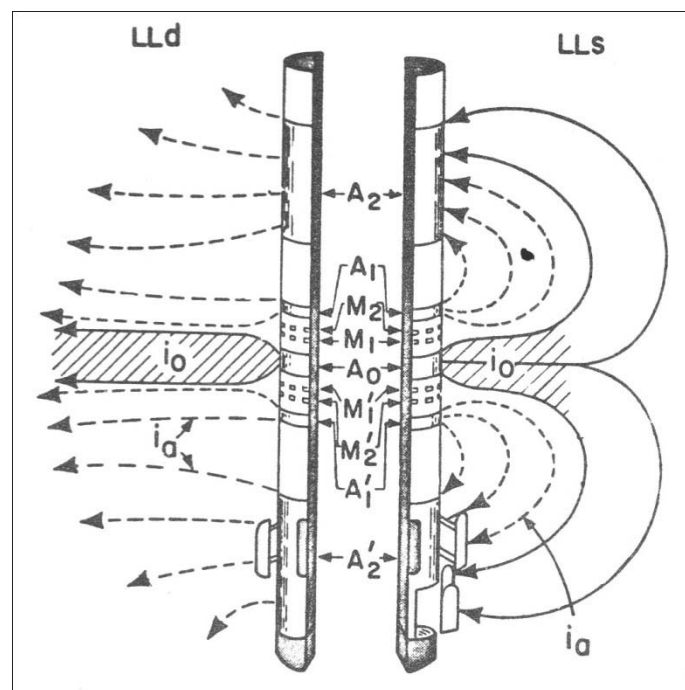


Fig. III.3.18 Esquema del patrón de corriente del Laterolog profundo y el Laterolog somero.

En general el principio de medición es el mismo que el de las anteriores herramientas, solo que para el registro de LLd Y LLs se usan los mismos electrodos, de este modo los haces de corriente tiene el mismo espesor pero el enfocamiento es diferente

El registro DDL-Rxo se presenta en la siguiente figura, donde los registros de resistividad aparecen en las pistas 2 y 3, las escalas para las tres curvas de resistividad son logarítmicas de cuatro ciclos y cubren un rango de 0.2 a 2000 Ohm-m, estas escalas permiten una lectura más precisa de valores en el rango completo. En la pista uno, se obtiene el registro de rayos gama, el de calibración, el SP y también el del índice del enjarre del lodo, el cual no se obtiene directamente, tiene que ser calculado.

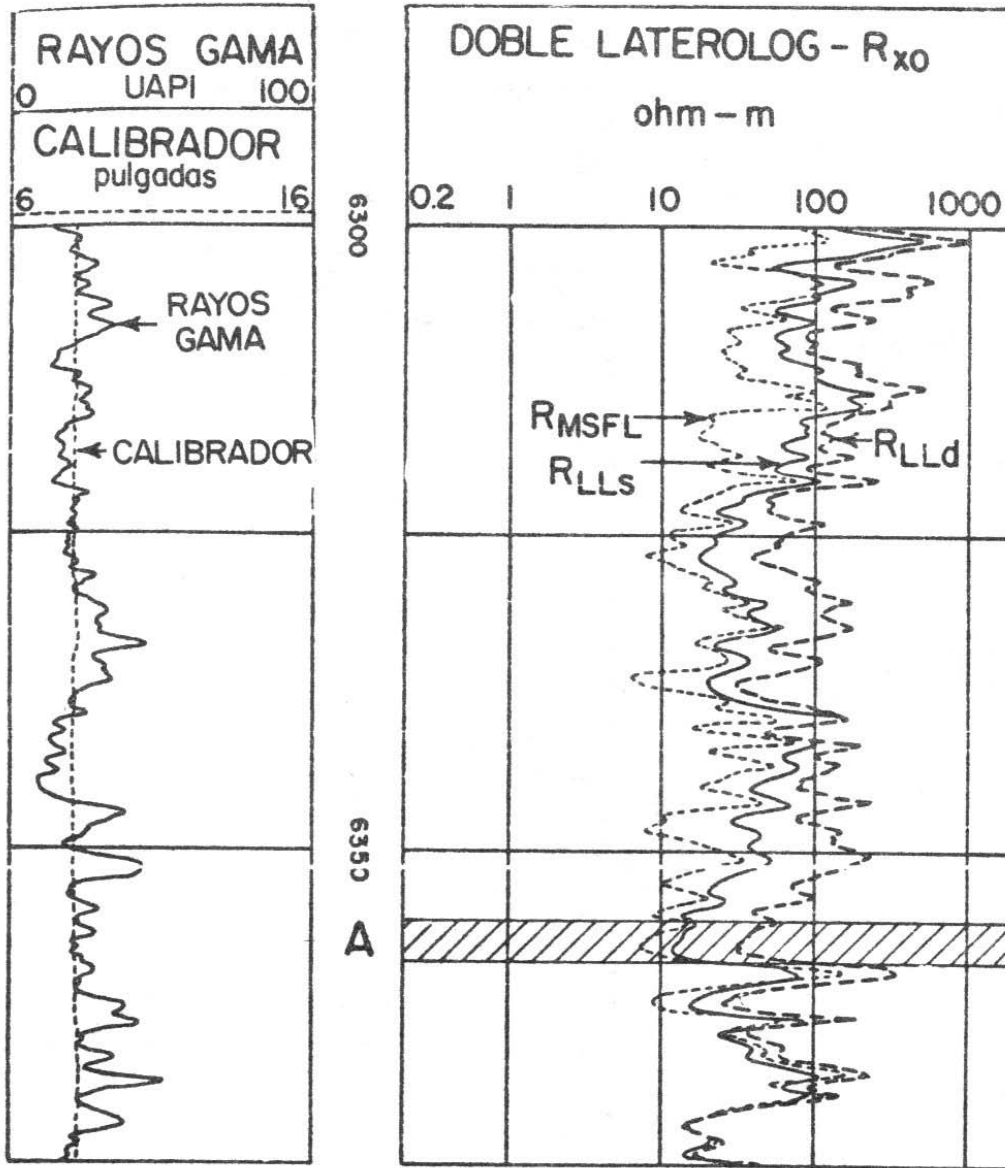


Fig. III.3.18 Presentación del registro DLL-Rxo.

*Efecto de capas adyacentes*

Es importante mencionar el efecto que provocan las capas adyacentes, las figuras III.3.19 a y b, se aplican para corregir este concepto para el laterolog profundo y el laterolog somero, sirven para capas sin invasión de filtrado con capas adyacentes de espesor infinito y ambas de la misma resistividad.

Los valores que nos proporcionan estas graficas son solo para determinar los límites superiores de las correcciones.

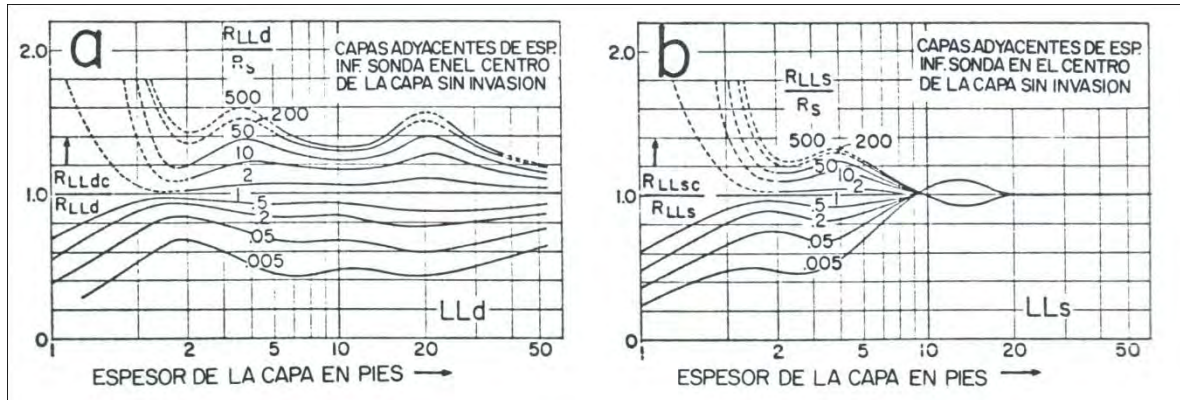


Fig. III.3.19 Gráficas de corrección del LLD y LLS por efecto de capas adyacentes (sonda 28 pies).

### Herramientas Microlog

Es una herramienta instalada en un patín que está pegado a la pared del pozo, obtiene dos medidas de resistividad, una es la micronormal 2" y la otra microinversa 1" x 1", con estas curvas se pueden determinar zonas porosas y permeables de acuerdo con la deflexión que tengan; cuantifica  $R_{xo}$ .

Su funcionamiento es similar al registro eléctrico convencional (ES). Tres electrodos tipo botón van montados en un patín de hule cuya superficie se presiona contra la pared del agujero por un sistema de presión de tipo hidráulico.

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

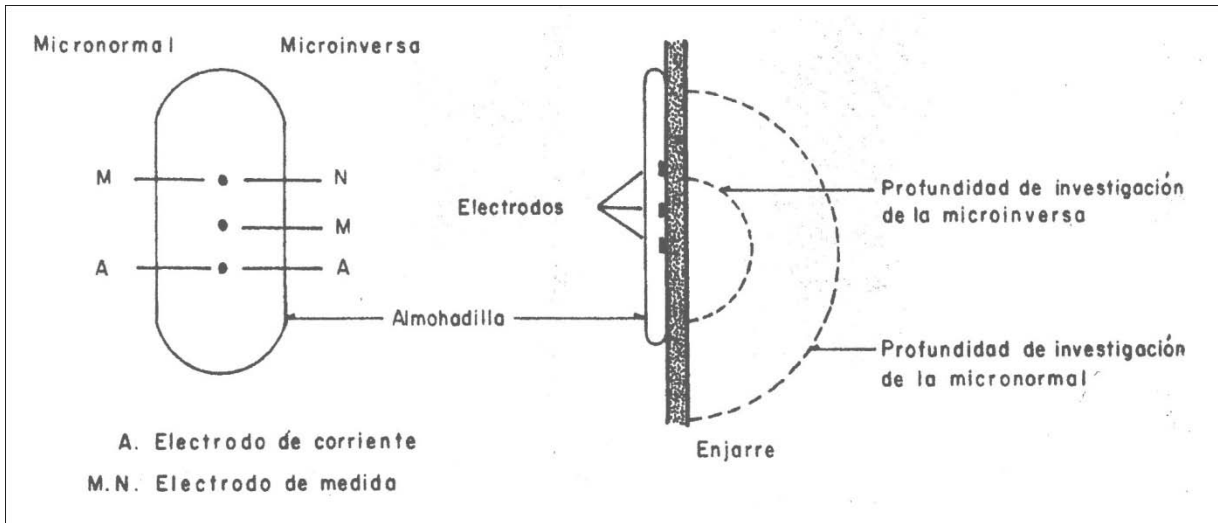


Fig. III.3.20 Esquema del dispositivo Microlog.

### Herramientas Microenfocadas

Estas herramientas de microresistividad se diseñaron con el propósito de eliminar los problemas que presentaba la herramienta microlog. Existen tres modelos de estas herramientas que operan en función del tipo del lodo y de las condiciones de agujero que existan.

- *Microlaterolog*-. Su principio de funcionamiento es muy semejante al LL7, el arreglo de electrodos está montado en un patín de hule, el electrodo central A<sub>0</sub> está rodeado por tres anillos concéntricos que constituyen los electrodos M1, M2 y A1.

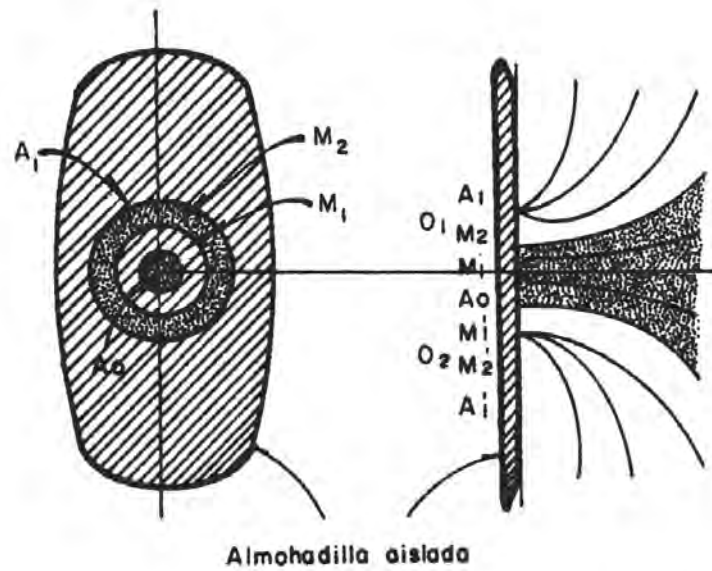


Fig. III.3.21 Esquema del dispositivo Microlaterolog.

- *Proximidad.*- Esta herramienta opera de manera similar al LL3, pues utiliza electrodos rectangulares con un centro común montados en un patín de hule.

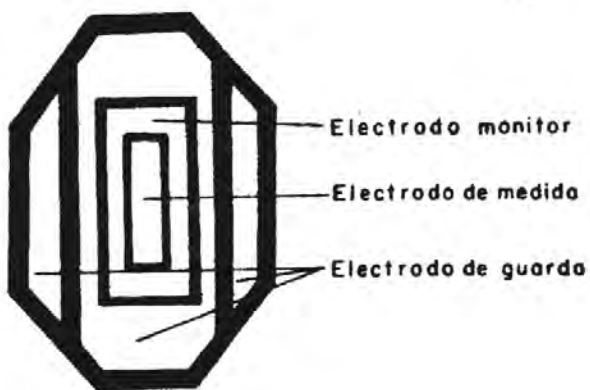


Fig. III.3.22 Esquema del dispositivo de Proximidad.

- *Microesférico enfocado.*- Este dispositivo es un arreglo a pequeña escala de la herramienta SFL y va montada en un patín de hule, tiene dos ventajas: es menos sensitiva al enjarre que el MLL, y puede combinarse con otras herramientas como la DLL, DIL.

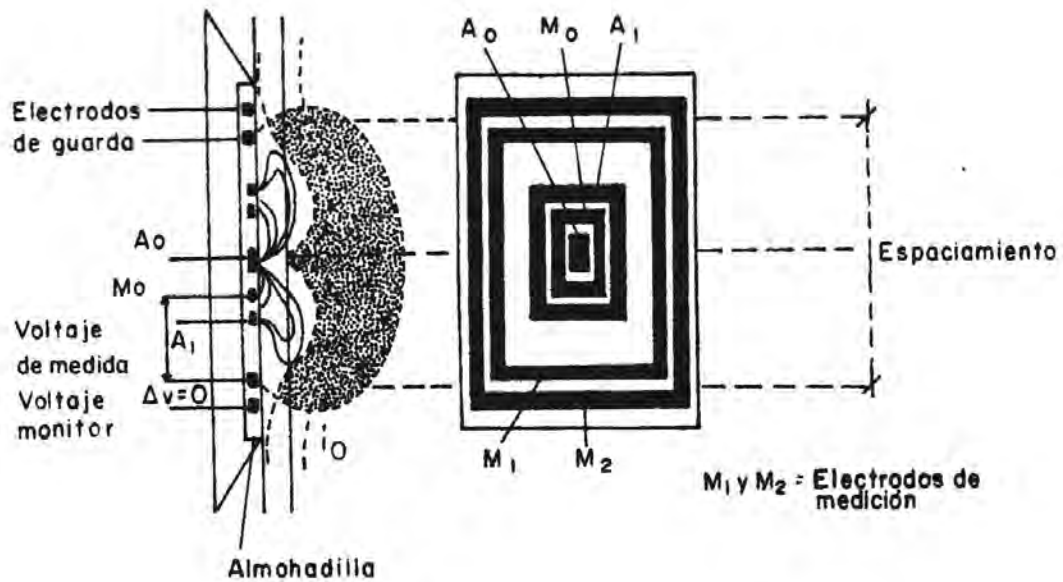


Fig. III.3.23 Esquema de la sonda MicroSFL.

### **III.4 REGISTRO SÓNICO DE POROSIDAD**

#### **Introducción**

Hoy en día existen tres registros que comúnmente son utilizados en el campo o en la industria para poder obtener valores que pueden ser relacionados con la porosidad, mejor conocidos como registros de índice de porosidad, densidad y neutrón. Pero cabe señalar que ninguno de estos registros mencionados nos da la porosidad de manera directa, solamente nos pueden medir propiedades físicas de las rocas, derivando de estos valores obtenidos una porosidad de manera indirecta.

Los registros acústicos se toman en agujero abierto y su principio de medición radica en enviar todo un tren de ondas acústicas que viajen a través de la formación en estudio, a diferentes frecuencias e intervalos de tiempo, por lo tanto los tiempos de tránsito de estas ondas que queden registrados, son directamente proporcionales a la porosidad con que cuenta la formación.

#### **Definición**

El perfil o registro sónico es un registro de la profundidad contra  $\Delta T$ , que es el tiempo requerido por una onda compresional de sonido para recorrer un pie de formación, conocido también o más comúnmente como tiempo de tránsito, este tiempo de tránsito ( $\Delta T$ ) es el valor recíproco de la velocidad de la onda compresional del sonido.

El tiempo de tránsito en una formación dependerá de la litología y la porosidad, y a su vez el tiempo de tránsito sónico integrado es muy útil para realizar una interpretación de un registro sísmico.

La ventaja que tiene esta sonda es que es capaz de compensar errores por diámetro del pozo e inclinación de la misma. Los aparatos normalmente utilizados son del tipo BHC (Bore Hole Compensated).

#### **Sonda**

Como podemos ver a continuación en la figura III.4.1 se presenta el sistema BHC, donde se aprecia que se utiliza un transmisor en la parte superior y otro en la parte inferior y dos pares de receptores intermedios, cuando un transmisor es activado por un pulso, este genera una onda de sonido la cual penetra en la formación, de esta manera se mide el tiempo que transcurre entre la detección del primer arribo a los dos receptores correspondientes.

La velocidad del sonido en la sonda sónica y en el lodo de perforación suele ser menor que en la formación, en consecuencia los primeros arribos de la energía acústica a los receptores corresponden a recorridos del sonido dentro de la formación cerca de la pared del pozo o agujero.



Los transmisores de la sonda del tipo BHC son activados alternativamente y los valores de  $\Delta T$  son leídos en pares alternos de receptores, estos valores se promedian automáticamente por la computadora en superficie, así mismo integra los tiempos de tránsito para obtener el tiempo total de tránsito.

Este equipo está comprendido por una BHC de  $3 \frac{5}{8}$  pulgadas de diámetro, otro BHC de  $3 \frac{3}{8}$  pulgadas de diámetro combinable con el equipo SFL y otro no compensado de  $1 \frac{11}{16}$  de pulgadas; cualquiera de estos tres aparatos mencionados son capaces de medir o registrar una curva de rayos gamma y otra del calibre o diámetro del agujero.

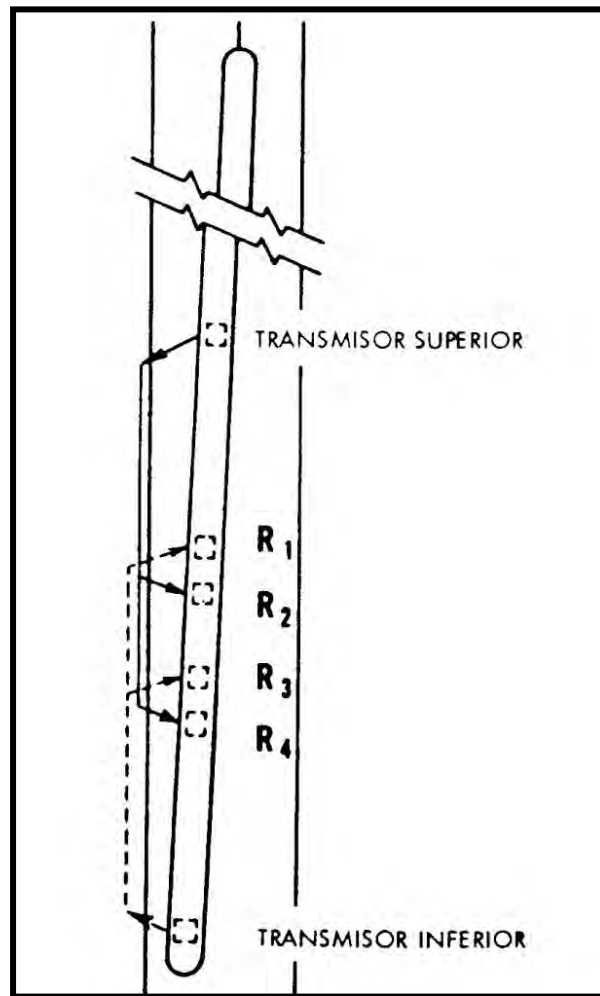


Fig. III.4.1 Esquema de la sonda BHC.

*Presentación del registro*

A continuación en la figura III.4.2 se muestra una de las formas más usuales en las que se presenta un registro acústico o bien de velocidad acústica de porosidad. La realidad es que lo que se grafica en el registro es el recíproco de la velocidad, cabe mencionar que en la práctica a este tipo de registros suele llamárseles registros sónicos de porosidad.

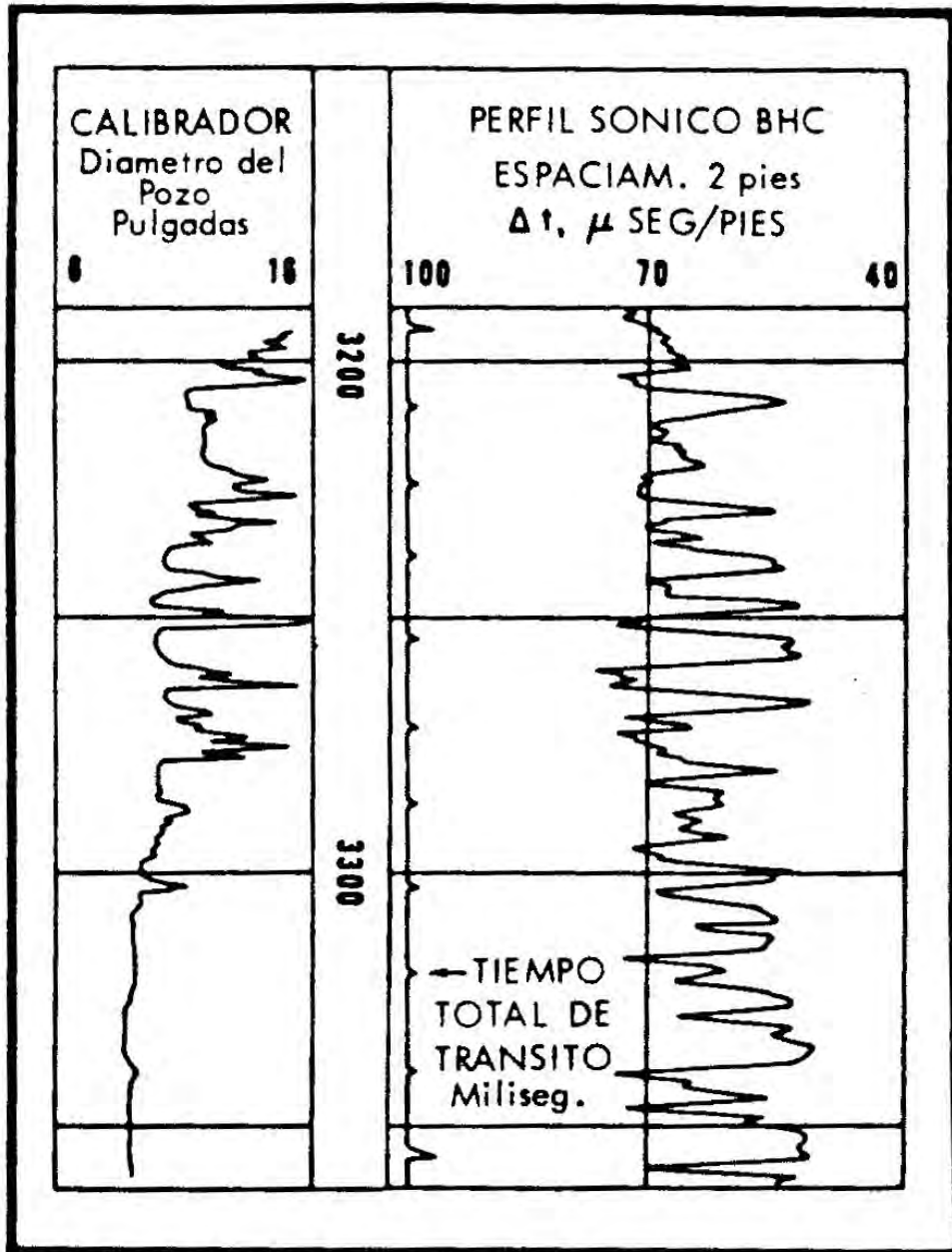


Fig. III.4.2 Perfil del registro sónico.

La velocidad del sonido en las litologías comunes de las formaciones varía entre 6,000 y 23,000 pies/seg; o bien 1,800 – 7,000 m/seg aproximadamente. Se registra el valor inverso de la velocidad obtenida en  $\mu\text{seg/pie}$  sobre un intervalo cerca de 44  $\mu\text{seg/pie}$  para dolomitas densas de porosidad cero hasta unos 190  $\mu\text{seg/pie}$  para agua.

El tiempo de tránsito  $\Delta T$  es registrado en forma lineal en las pistas 2 y 3 del perfil de la fig. III.4.2 en la pista 1 se puede registrar simultáneamente una curva de calibración de tres brazos y una curva de rayos gamma. Una curva de SP puede ser registrada en vez de los rayos gamma, pero debido a que el metal de la sonda se encuentra muy cerca del electrodo de SP los valores que se obtienen solo servirán para poder realizar correlaciones.

El tiempo de tránsito integrado se muestra en una serie de marcas (Pips) registradas en el margen izquierdo de la pista 2, cada una de las marcas pequeñas es un indicador de aumento de un milisegundo del tiempo de tránsito total, y cada marca grande indica un aumento de 10 milisegundos, por lo tanto la manera de obtener el tiempo de tránsito entre dos profundidades es contar simplemente las marcas registradas.

**Velocidades sónicas en la formación**

Tratándose de formaciones de rocas sedimentarias, la velocidad del sonido se verá afectada por diversos factores, unos de ellos será principalmente el material de la roca de matriz, ya sea una arenisca, una caliza o bien una dolomita, otro factor importante será el de la porosidad distribuida, en la tabla III.4.1 se presenta los rangos de valores de la velocidad sónica y del tiempo de tránsito para matrices de rocas y revestimientos comunes.

Material	Velocidad Sónica ( ft/sec )	Tiempo de Transito $\Delta t$ ( $\mu$ seg / ft )
Aceite	4,300	232
Agua (Lodo)	5,000 – 5,300	200 – 189
Neopreno	5,300	189
Pizarras	6,000 – 16,000	167 – 62.5
Roca Salada	15,000	66.7
Areniscas	Arriba de 18,000	55.6
Anhidrita	20,000	50.0
Carbonatos	21,000 – 23,000	47.6 – 43.5
Dolomitas	24,000	42

Tabla III.4.1 Valores de velocidades de compresión para materiales no porosos. Los valores mencionados en la tabla anterior (III.4.1), son para sustancias no porosas, la porosidad disminuye la velocidad del sonido a través del material de la roca y al mismo tiempo aumenta el tiempo de tránsito.

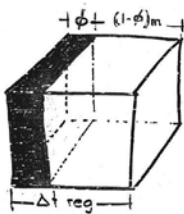
La siguiente tabla (III.4.2) es la que nos muestra que así como para los materiales o sólidos porosos o no , existen también velocidades de transito para los diferentes fluidos que comúnmente podrán estar contenidos en la formación.

Tabla III.4.2 Valores de velocidades de algunos fluidos

Fluido	Velocidad Sónica (ft/sec)	Tiempo de Transito $\Delta t$ ( $\mu$ seg / ft)
Agua (Lodo)	5,000 – 5,300	190 – 200
Aceite	4,300	232
Metano a temperatura y presión	1417	706

**Evaluación de la porosidad (Ecuación de Wyllie de tiempo promedio)**

Luego de numerosos experimentos en laboratorio M. R. J Wyllie, llegó a la conclusión por medio del siguiente desarrollo de ecuaciones, a partir de un cubo, que en las formaciones limpias y consolidadas con un contenido de poros pequeños pero distribuidos uniformemente, existe una relación lineal entre la porosidad y el tiempo de tránsito.



$$\Delta t_{reg} = (1-\phi) \Delta t_{matriz} + \phi \Delta t_{fluido}$$

$$\Delta t_{reg} = \Delta t_{matriz} - \phi \Delta t_{matriz} + \phi \Delta t_{fluido}$$

$$\Delta t_{reg} = \Delta t_m - \phi (\Delta t_m - \Delta t_f)$$

$$\phi = \frac{\Delta t_{reg} - \Delta t_m}{\Delta t_f - \Delta t_m}$$

Fig. III.4.3 Relación lineal entre la porosidad y el tiempo de tránsito.

Un ejemplo de cómo se dispara la curva del registro sónico en un intervalo con contenido de gas en la formación, se aprecia que el tiempo de transito aumenta en gran dimensión comparado con los intervalos de aceite y agua.

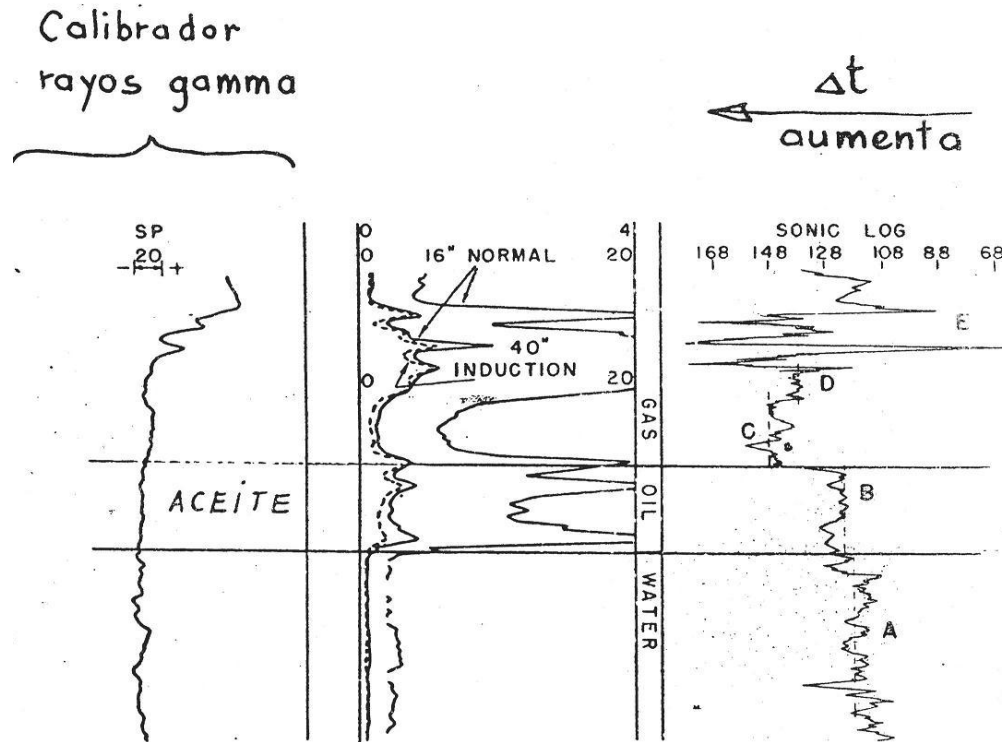


Fig. III.4.4 Ejemplo que muestra el efecto de varios fluidos en formaciones no consolidadas.

**a) Areniscas consolidadas y compactadas**

Posteriormente a numerosos experimentos en el laboratorio, M. R. J. Wyllie llego a la conclusión que para formaciones limpias y bien consolidadas con pequeños poros distribuidos de una manera uniforme, existe una relación lineal entre la porosidad y el tiempo de transito.

$$\Delta t_{log} = \phi \Delta t_{fluido} + (1 - \phi) \Delta t_{matriz} \tag{Ec. III.4.1}$$

$$\phi = \frac{\Delta t_{log} - \Delta t_{matriz}}{\Delta t_{fluido} - \Delta t_{matriz}} \tag{Ec. III.4.2}$$

donde:

$\Delta t_{log}$  = Lectura del perfil sónico.

$\Delta t_{matriz}$  = Tiempo de tránsito en la roca matriz.

$\Delta t_{\text{fluido}} =$  Se toma un valor cercano a 189  $\mu\text{seg}/\text{ft}$ , que corresponde a la velocidad del sonido en el fluido para una  $V_f$  alrededor de 5,300  $\text{ft}/\text{seg}$ .

Un valor que generalmente se le puede dar a estas areniscas que se consideran bien consolidadas, son porosidades que van del 18 a un 25%, sin embargo en ocasiones la porosidad puede ser hasta de 30 a 35%. En los yacimientos que tienen una saturación de agua baja y una saturación muy alta de hidrocarburos residuales y poca invasión habrá valores de  $\Delta t$  muy por encima que aquellos que existen frente a las mismas formaciones cuando están simplemente saturadas por agua.

Este efecto es particularmente muy fuerte en cuerpos gasíferos como se muestra en la figura III.4.4.

### b) Carbonatos

En carbonatos que tienen una porosidad intercrystalina, la ecuación de Wyllie sigue aplicando correctamente, a pesar de que en ocasiones la estructura y distribución de los poros es diferente a la que se manifiesta en las areniscas; con frecuencia está presente una porosidad secundaria debido a las fracturas que suelen ser de mayor extensión que los mismos poros de la roca matriz en la porosidad primaria.

Por lo tanto Wyllie concluye que la velocidad del sonido en formaciones compactas pero con presencia de cavernas, dependerá principalmente de la porosidad primaria y en consecuencia si estos valores son bajos, será debido a la porosidad secundaria

A pesar de lo determinado anteriormente, la experiencia en el campo, hoy en día permite manejar una fórmula del tiempo promedio:

$$\Delta t = A + B(1-\phi) \quad \text{Ec. III.4.3}$$

Nos resulta muy útil para poder demostrar la relación entre  $\Delta t$  y  $\phi$ , sin embargo cabe mencionar que los coeficientes A y B no corresponden a parámetros físicos bien definidos como en el caso de la ecuación de Wyllie, estos valores tienen que determinarse empíricamente para cada caso en particular y esto dependerá del tipo de formación, así como del intervalo en cuestión.

### c) Arenas no compactadas

Cuando se tiene un uso directo de la ecuación de Wyllie, se presentan valores de porosidad muy altos en arenas no consolidadas y mal compactadas, este tipo de arenas regularmente las vamos a encontrar en formaciones o intervalos de reciente formación y a poca profundidad, sin embargo es probable encontrar este tipo de arenas en formaciones profundas, en este caso las arenas no están

compactadas cuando la presión de las capas superpuestas y la del fluido en la formación es menor de 4,000 a 5,000 psi. Esta falta de compactación en las arenas puede quedar registrada en lutitas adyacentes cuando estas lutitas arrojan valores de  $\Delta t$  mayores de 100  $\mu$  seg/ft.

$$(\phi_s) = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \times \frac{1}{C_p} \quad \text{Ec. III.4.4}$$

El valor de  $C_p$  se obtiene con mayor exactitud cuando se comparan los valores de  $\phi_s$  obtenidos por la ecuación III.4.2 usando la porosidad verdadera; existen varias alternativas, que son las siguientes.

**Método de Ro.-** Para llevar a cabo este método es necesario comparar los perfiles sónico y de inducción en una arena limpia y acuífera, por lo tanto la ecuación será:

$$F = R_o / R_w \quad \text{Ec. III.4.5}$$

Y el valor de  $\phi$  se obtiene de la F a partir de la gráfica (fig. III.4.5) y el valor obtenido se compara con el  $\phi_s$  de la ecuación III.4.2 y  $C_p$  queda de la siguiente forma:

$$C_p = \phi_s / \phi \quad \text{Ec. III.4.6}$$

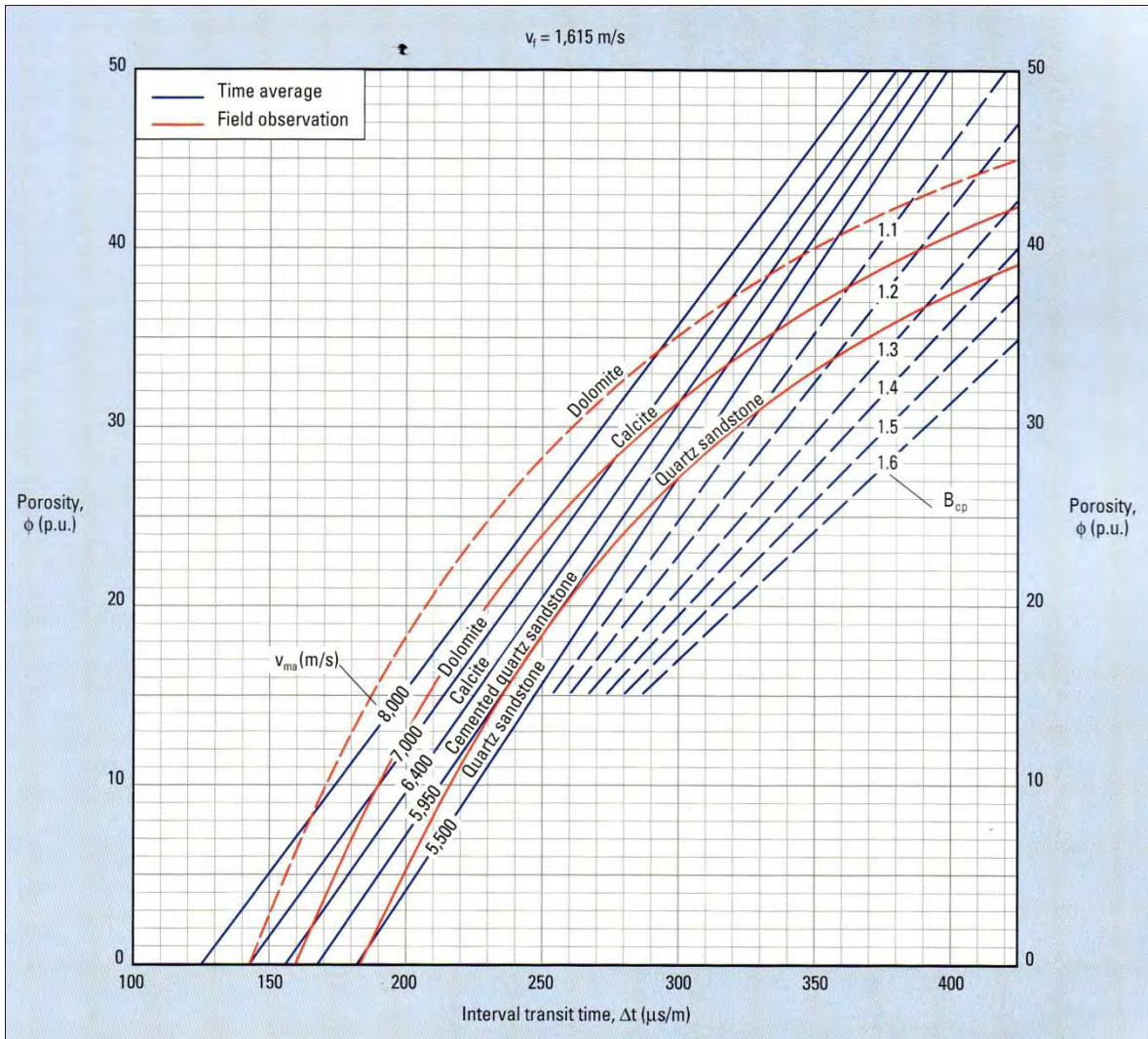


Fig. III.4.5 Gráfica para obtener porosidad a partir del tiempo de tránsito.

**Método del gráfico de interrelación densidad-sónico.-** Cuando se cuenta con los dos perfiles, el densidad y el sónico, se procede a hacer un grafico de los valores de la densidad  $\rho_b$  (ordenada) contra los valores de  $\Delta t$  (abscisa), tomando en cuenta varias arenas del intervalo de interés.

El procedimiento es el siguiente: si las arenas no contiene gas y algunas de ellas son limpia, una línea que parte en el punto de la matriz y cruza por los puntos que se encuentran en el extremo superior izquierdo será la línea de arenisca limpia (figura III.4.6).



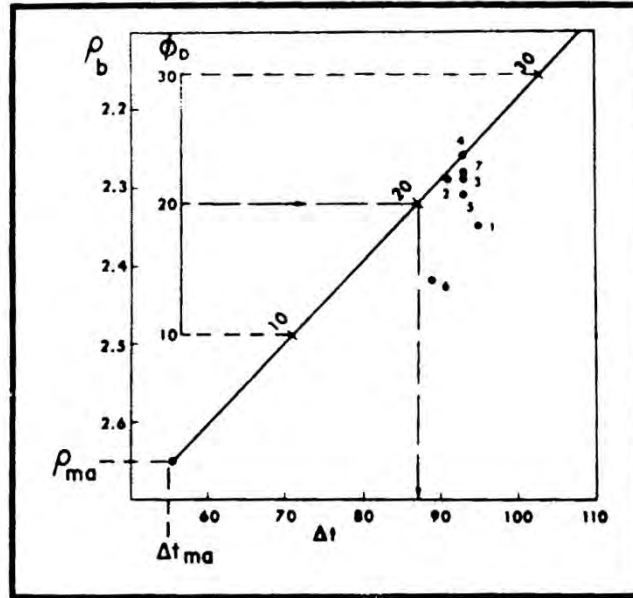


Fig. III.4.6 Gráfica de densidad-sónico para determinar el factor de compactación.

Una vez obtenida esta línea, se gradúa en unidades de porosidad usando la ecuación siguiente:

$$\rho_b = \phi \rho_t + (1 - \phi) \rho_{ma} \tag{Ec.III.4.7}$$

donde:

$\rho_{ma}$ : es la densidad de la litología

$\rho_f$ : es la densidad del fluido = 1

$\rho_b$ : es la densidad de la formación (puntual)

Para una porosidad dada existirá un valor que corresponde a un  $\Delta t$  en esta línea de una arenisca limpia, con este  $\Delta t$  anterior, se entra a la gráfica de la figura III.4.7 y se procede a trazar una vertical hasta encontrar el valor de  $\phi$ , la intersección dará el valor de  $C_p$ . Ahora bien, cabe señalar que si se sabe de antemano que se trata de una arena limpia y saturada de líquido, entonces:

$$C_p = \phi_s / \phi_D \tag{Ec.III.4.8}$$

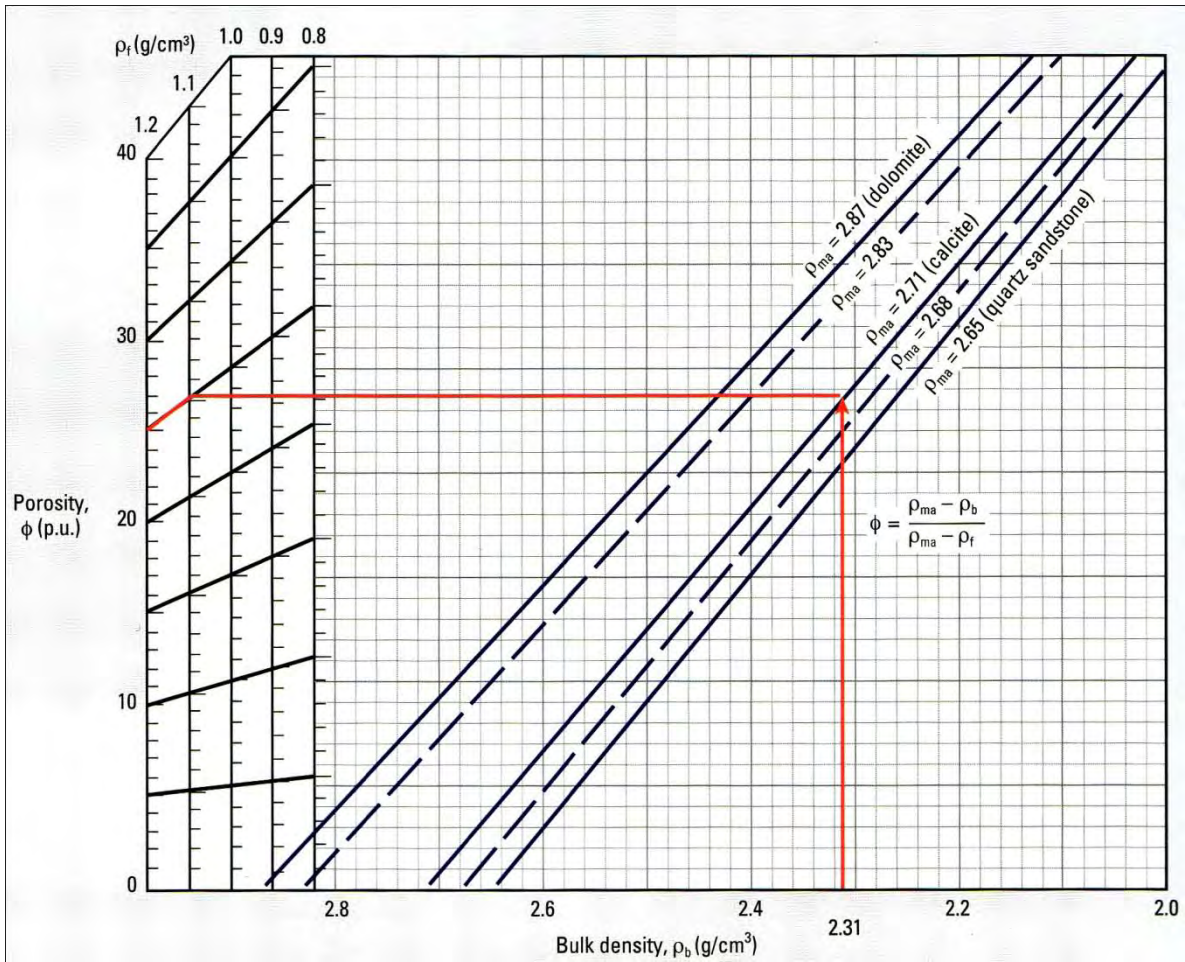


Fig. III.4.7 Gráfica para encontrar Cp a partir de la densidad de formación.

**Método neutrónico**

Cuando existe un perfil neutrónico SNP o CNL, se procede a comparar  $\phi_N$  contra  $\phi_S$ , las diferencias que se han encontrado en campo muestran que las diferencias entre  $\phi_N$  contra  $\phi$ , en arenas con acuífero se deben a la falta de compactación, por lo tanto para estas arenas:

$$Cp = \phi_s / \phi_N \tag{Ec.III.4.9}$$

El gráfico para obtener la porosidad del perfil sísmico (fig. III.4.7) nos muestra la relación que existe entre  $\phi$  y  $\Delta t$  para una o varias matrices con diferentes velocidades acústicas, correspondientes a diferentes litologías, por lo que cuando la naturaleza de la matriz es desconocida, el tiempo de tránsito  $\Delta t_{ma}$  de la misma, puede ser determinado con gráficos de interrelación de resistividad.

Las diferentes velocidades que se presentan en las diferentes tipos de rocas o formaciones hacen que este tipo de perfil sísmico sea correlacionable en ciertas características. Existen algunos tipos de formaciones, principalmente evaporitas, pueden ser identificadas por sus  $\Delta t$ , valores que se muestran en la siguiente tabla III.4.3.

	V <sub>ma</sub> (pies/seg)	$\Delta t_{ma}$ ( $\mu$ seg/pie)	$\Delta t_{ma}$ ( $\mu$ seg/pie) (usado comúnmente)
Areniscas	18,000 – 19,500	55.5 – 51	55.5 – 51
Calizas	21,000 – 23,000	47.6 – 43.5	47.5
Dolomitas	23,000	43.5	43.5
Anhidrita	20,000	50	50
Sal	15,000	66.7	67
Tubería (hierro)	17,500	57	57

Tabla III.3.3 Valores para sustancias no porosas.

### **III.5 REGISTRO DE DENSIDAD**

#### **Introducción**

Este registro también se le llama en ocasiones gamma-gamma por la manera en que funciona, es importante saber que es un registro radiactivo. Es de los denominados registros de pared y puede correrse tanto en agujeros llenos con lodo como en vacíos, es llamado como uno de los registros de porosidad, pues se pueden obtener los valores de la porosidad en función de la densidad y es usado en conjunto con otros registros para localizar y determinar zonas con contenido o productoras de gas, e interpretar cuantitativamente las arenas arcillosas y evaluación de esquistos petrolíferos.

#### **Definición**

Es un dispositivo instalado en un patín pegado a la pared, esta herramienta cuenta con una fuente emisora de rayos gamma y un par de receptores. El flujo de rayos gamma en los receptores es función de la densidad electrónica de las rocas. Con ese registro se puede obtener indirectamente la porosidad.

#### **Principio de medición**

La fuente radioactiva 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 y continúa su trayectoria con menor energía, este tipo de interacción es conocido como el efecto Compton de dispersión.

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 está directamente relacionado con el número de electrones de la formación, por lo tanto la intensidad de los rayos gamma registrada por el detector será inversamente proporcional a la densidad de la formación.

En la siguiente figura se muestra un esquema del efecto Compton, el cual nos indica cómo se mueven las partículas de los rayos gamma, donde una parte del rayo gamma es absorbido y otra parte es dispersada provocando que sea expulsado un electrón.

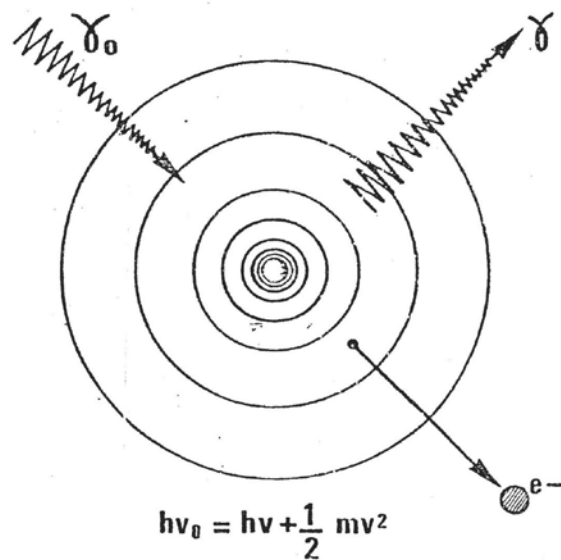


Fig. III.5.1 Distribución de los rayos gamma emitidos.

### Sonda FDC

El registro de densidad se obtiene a través de una sonda que va aplicada contra la pared del pozo, la figura III.5.1 es un esquema representativo de las partes fundamentales de los que está compuesta la sonda o herramienta. Unos de los diseños más nuevos es registro de densidad compensado (FDC), este equipo consta de una fuente que emite rayos gamma que está colocada en la parte inferior de la sonda con otros dos detectores de rayos gamma colocados a una cierta distancia de la fuente emisora de los rayos.

Cabe mencionar que el material de la fuente emisora de energía está constituido por Cesio 137 (Cs), llegando a emitir 1.5 Curie, esta medida de radiactividad representa la cantidad de material que se desintegra por segundo, es decir:  $3.7 \times 10^{10}$  desintegraciones nucleares por segundo.

Los tres elementos mencionados van montados en un patín blindado con solo tres aberturas para permitir el contacto directo a la formación, existe también un brazo-resorte que es el que mantiene presionada la herramienta contra la formación y a su vez con su movimiento puede ir cortando el enjarre logrando tener un mejor contacto a la formación; cabe mencionar que la profundidad de investigación se encuentra alrededor de 15 centímetros (6") dentro de la formación.

Remontándonos a la antigua sonda de un solo detector, era necesario corregir los valores obtenidos en el registro por el efecto que provocaba la existencia de enjarre en el agujero, el diámetro no podía determinarse correctamente como consecuencia del mismo enjarre; estas correcciones se realizaban con la finalidad de obtener la densidad verdadera de la formación, actualmente la nueva sonda de dos detectores permite obtener la densidad de la formación de manera directa en el registro tomado.

El detector que se encuentra a menor distancia es particularmente sensible a la densidad del enjarre, se encuentra en la vecindad inmediata del patín, y toma en cuenta también las irregularidades que pudiera tener el agujero. Las condiciones mencionadas afectan a cada detector en diferente grado, es por ello que la combinación de ambas señales proporciona una corrección que suma algebraicamente a la señal de densidad no compensada del detector mas alejado.

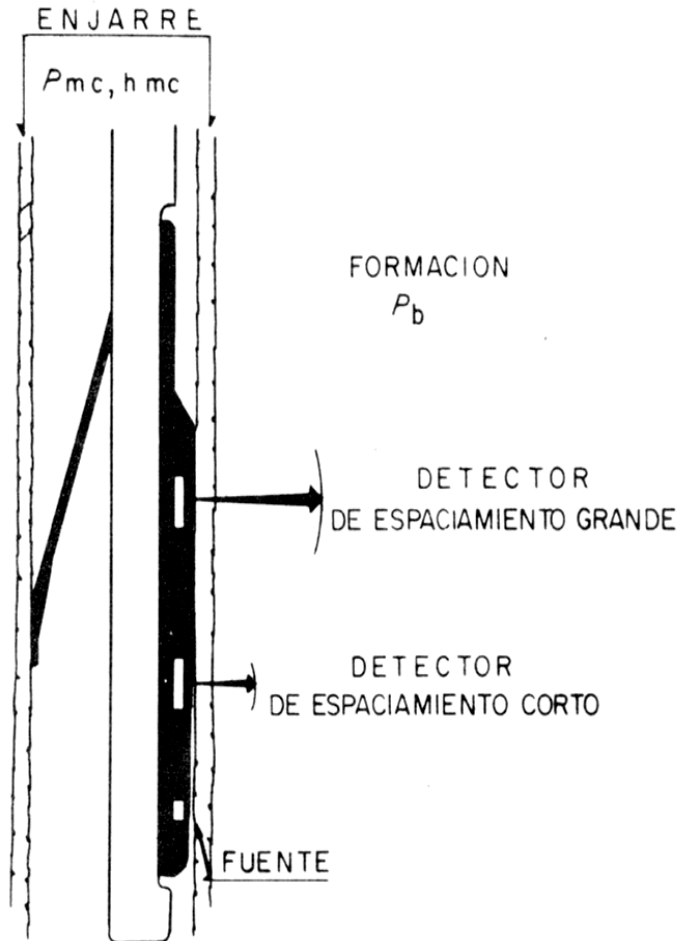


Fig. III.5.2 Esquema de la sonda del registro compensado (componentes principales).

### Presentación del registro

El perfil se presenta como se muestra en la figura III.5.3, la curva de densidad total de formación compensada que se obtiene de los dos detectores de la sonda, queda registrada en las pistas 2 y 3 de lado derecho, en una escala lineal de densidad en  $\text{gr/cm}^3$ . Así mismo en las pistas 2 y 3 se puede registrar la curva de porosidad, o bien simultáneamente con estas dos curvas se puede obtener una de rayos gamma y un registro de calibración del agujero en la pista 1 a la izquierda.

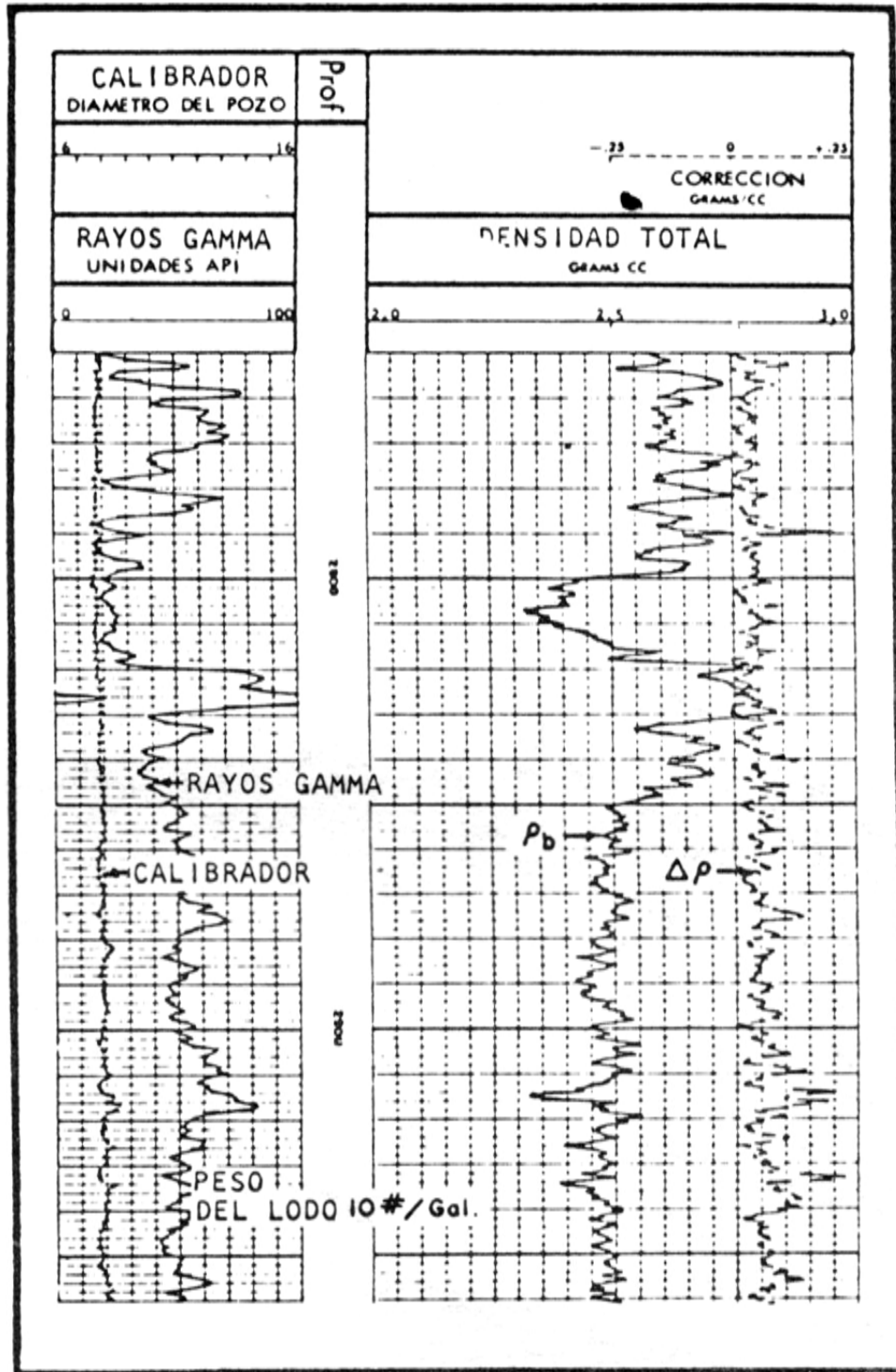


Fig. III.5.3 Registro de densidad.

Cabe mencionar que también es posible obtener un registro directo de la porosidad, computando los valores obtenidos a partir de la expresión III.5.1 que se verá más adelante.

**Interpretación***a) Obtención de la densidad de la formación*

La densidad del material se define como el peso de un volumen unitario del mismo material. Para el caso de una roca porosa, la densidad total  $\rho_b$  será función de la densidad  $\rho_m$  de la matriz o granos de la roca y de la densidad  $\rho_f$  de los fluidos que están contenidos en ella.

La densidad de la matriz dependerá directamente de la composición mineralógica de la roca, así mismo dependerá de su estado físico, composición química temperatura y presión. En la tabla III.5.1 se muestran datos de las densidades de los minerales más comunes de las rocas asociados a los yacimientos de petróleo, y en la tabla III.5.2 se muestran datos de los fluidos contenidos en este mismo tipo de yacimientos.

MINERAL	DENSIDAD gr/cm <sup>3</sup>
Anhidrita	2.95
Dolomita	2.87
Calcita	2.71
Feldespatos	2.55-2.80
Yeso	2.32
Cuarzo	2.65
Antracita	1.30-1.70
Carbón bituminoso	1.14-1.70
Lignita	1.15-1.30
Magnesita	3.0-3.12
Kaolinita	2.63
Ilita	2.76
Montmorillonita	2.0
Halita	2.17
Azufre	2.05
Silvita	1.85
Carnalita	1.56

Tabla III.5.1 Densidades de los minerales más comunes.

FLUIDO	DENSIDAD gr/cm <sup>3</sup>
Aire	0.00129
Gas natural	0.00078
Gas natural a 210 kg/cm <sup>2</sup> y 82°C	0.146
Aceite (50°API)	0.780
Aceite (30°API)	0.876
Agua dulce	1.000
Agua de mar	1.026
Agua salada	1.15

Tabla III.5.2 Densidades de los fluidos más comunes.



b) Obtención de la  $\phi$ 

## - Rocas saturadas con agua

Por definición la densidad total del sistema de la roca será:

$$\rho_b = \frac{\text{Peso total del sistema roca fluido}}{\text{Volumen total del sistema roca fluido}} \quad \text{Ec.III.5.1}$$

o sea:

$$\rho_b = \frac{\text{Vol. total de la matriz} \times \text{Densidad de la matriz} \times \text{Volumen total del fluido} \times \text{Densidad del fluido}}{1} \quad \text{Ec.III.5.2}$$

Si se designa  $\rho_{ma}$  como densidad de la matriz y  $\rho_f$  como densidad del fluido, se tiene:

$$\rho_b = (1 - \phi)\rho_{ma} + \phi\rho_f \quad \text{Ec.III.5.3}$$

si no hay presencia de lutita, despejamos  $\phi$

$$\phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad \text{Ec.III.5.4}$$

$\rho_b$  = Densidad total, obtenida del registro

$\rho_{ma}$  = Densidad de los granos de la matriz

$\rho_f$  = Densidad del fluido que satura a la roca

$\rho_f = 1$  (filtrado dulce)

$\rho_f = 1.1$  (salado)

$\rho_f < 1$  (hidrocarburos)

Si el filtrado es muy salado se corrige:

$$\rho_w = 1 + 0.73P \tag{Ec.III.5.5}$$

donde:

P es la concentración de NaCl en ppm  $\times 10^{-6}$

Normalmente para una formación dada  $\rho_{ma}$  y  $\rho_f$  son prácticamente constantes y pueden ser conocidas con una muy buena aproximación, por lo que la única variable será la  $\rho_b$  que se presente en el registro.

Las dos siguientes gráficas (fig.III.5.4 y III.5.5) son soluciones gráficas de la ecuación III.5.4 para cuando la formación está saturada con agua dulce y con agua salada respectivamente, tomando en cuenta las densidades de matrices indicadas.

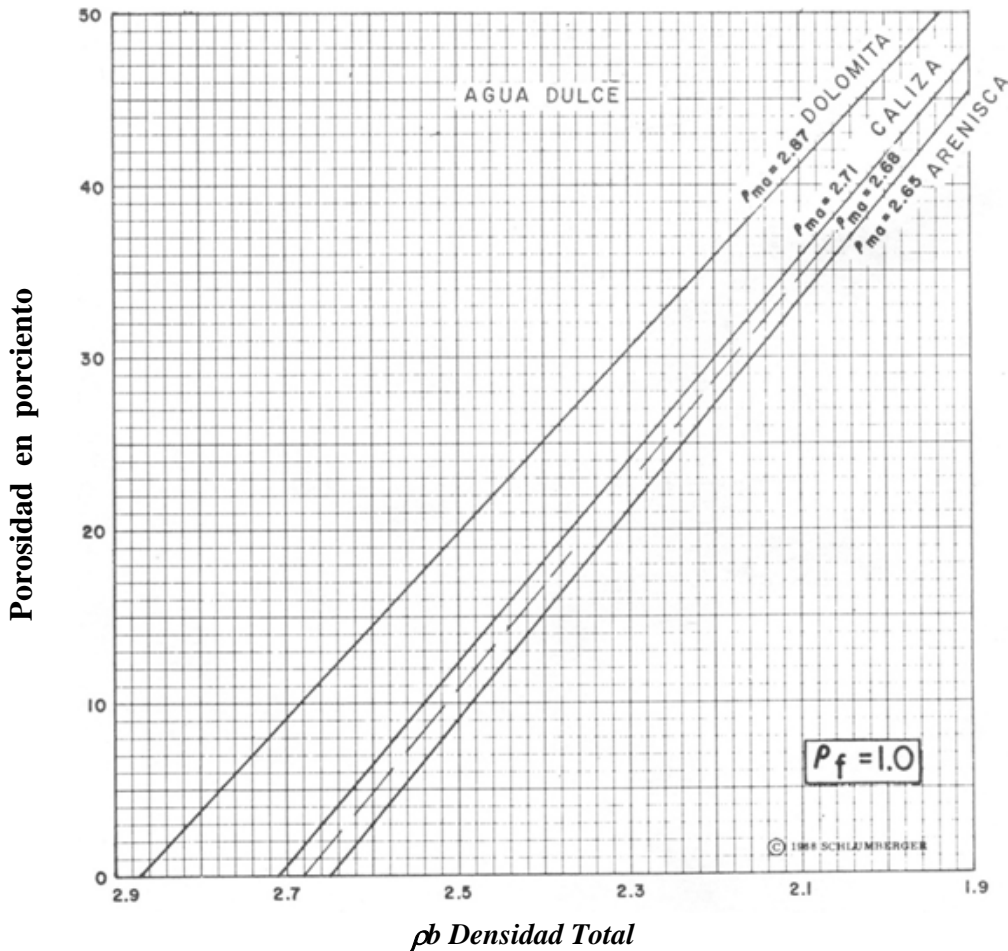


Fig. III.5.4 Determinación de la porosidad a partir del registro de densidad compensado, en formaciones de agua dulce.

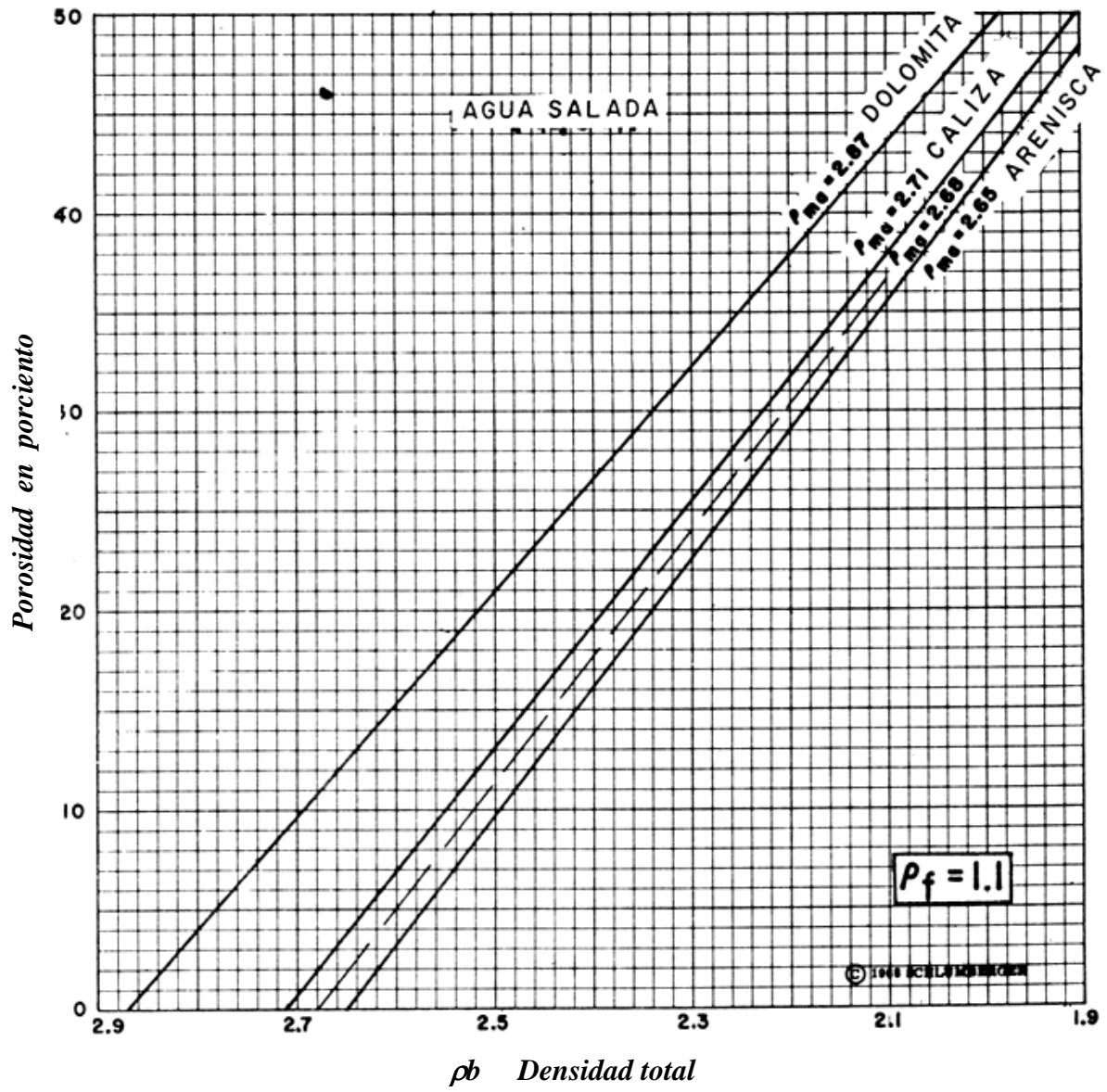


Fig. III.5.5 Determinación de la porosidad a partir del registro de densidad compensado, en formaciones de agua salada.

- Rocas con hidrocarburos

El registro de densidad mide la densidad total de la zona invadida por el filtrado de lodo en formaciones porosa, por lo tanto si la formación tiene contenido de hidrocarburo, es necesario introducir a la ecuación III.5.4 una corrección por saturación residual de hidrocarburos.

En formaciones con contenido de hidrocarburos, en la zona invadida por el filtrado del lodo, el fluido contenido será una mezcla de hidrocarburos, filtrado de lodo y algún porcentaje de agua congénita. Sin embargo para fines prácticos, considerando que la densidad del agua de formación y la del filtrado del lodo son muy similares, se establece que en la zona invadida hay presencia solamente de hidrocarburos residuales y filtrados de lodo.

Por lo tanto tenemos:

$$\rho_f = S_{xo} \rho_{mf} + (1 - S_{xo}) \rho_h \quad \text{Ec.III.5.6}$$

en donde:

$S_{xo}$  = Saturación del agua del filtrado en la zona invadida, igual a  $(1 - S_{rh})$

$\rho_{mf}$  = Densidad del filtrado

$\rho_h$  = Densidad de los hidrocarburos a las condiciones de la formación

Considerando que  $\rho_{mf}$  es igual a 1, la ecuación III.5.6 queda:

$$\rho_f = S_{xo} + (1 - S_{xo}) \rho_h \quad \text{Ec.III.5.7}$$

y sustituyendo III.5.6 en III.5.4, tenemos:

$$\phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - [S_{xo} + (1 - S_{xo}) \rho_h]} \quad \text{Ec.III.5.8}$$

En todas las ecuaciones anteriores se ha supuesto a la densidad electrónica con la que están constituidos los materiales y fluidos de la misma formación, como exactamente proporcional a la densidad de formación, pero se ha logrado determinar que esto no es totalmente cierto.

Siendo que el cociente de densidad electrónica entre densidad medida es diferente de 1, por lo que se representa por la siguiente ecuación:

$$\rho_e = C * \rho_b \quad \text{Ec.III.5.9}$$

donde:

$$C = 2 \frac{Z}{A} \quad \text{Ec.III.5.10}$$

Z= numero atómico

A = peso atómico

Para la mayoría de los compuestos y elementos que se encuentran comúnmente en las formaciones, el valor de C regularmente es muy próximo a 1; se ha encontrado que para agua dulce el valor de C=1.1101 y para aceite de una densidad de 0.850, el valor de C=1.1407; esta diferencia se debe al contenido de hidrogeno, donde su valor C=1.984.

En consecuencia a esto, cuando hay presencia de hidrocarburos residuales, la densidad total que se obtenga de un registro no será real, por lo que será necesario agregar un valor  $\Delta\rho_b$  a la ecuación III.5.3, por lo que la densidad total que nos da el registro está dada por la siguiente ecuación:

$$\rho_b = (1 - \phi) \rho_{ma} + \phi \rho_f + \Delta\rho_b \quad \text{Ec.III.5.11}$$

En donde el valor  $\rho_f$  designa del agua en general, pura o salada; de la misma manera la porosidad aparente que da el registro estará dada por:

$$\phi_D = \phi + \Delta\phi_D \quad \text{Ec.III.5.12}$$

$\phi_D$  = porosidad obtenida a partir de la densidad  $\rho_b$ .

Los valores de  $\Delta\rho_f$  o bien  $\Delta\phi_D$ , es posible obtenerlos de las expresiones generales que se presentan a continuación, estas ecuaciones incluyen las correcciones por densidad electrónica tanto de los hidrocarburos residuales como del filtrado del lodo, considerando que este no es agua dulce, se tiene que:

Para aceite:

$$\Delta\rho_b = -1.07 \phi \text{ Srh} [1.11(1 - \rho h) + 0.65 P - 0.03] \quad \text{Ec.III.5.13}$$

$$\Delta\phi = \frac{+1.07 \phi \text{ Srh} [1.11(1 - \rho h) + 0.65 P - 0.03]}{\rho_{ma} - 1 - 0.7 P} \quad \text{Ec.III.5.14}$$

Para gas:

$$\Delta\rho_b = -1.07 \phi \text{ Srh} [1.11 + 0.65 P - 1.24 \rho h] \quad \text{Ec.III.5.15}$$

$$\Delta\phi_D = \frac{+1.07 \phi \text{ Srh} [1.11 + 0.65 P - 1.24 \rho h]}{\rho_{ma} - 1 - 0.7 P} \quad \text{Ec.III.5.16}$$

en donde:

Srh: es considerada la saturación residual de hidrocarburos

P: es la salinidad, expresada en:

$$P = \frac{\text{ppm de NaCl}}{10^6} \quad \text{Ec.III.5.17}$$

ph: es la densidad de los hidrocarburos de la formación.

En el siguiente tema (registro de neutrones) se verá un método por el cual se puede obtener simultáneamente la densidad y la porosidad de la formación que puede tener contenidos hidrocarburos, donde se combinan los registros de densidad, eléctricos y el neutrón.

De la ecuación III.5.12 se puede obtener una ecuación muy simplificada, cuando aplica el caso de que la formación en cuestión contenga agua dulce y también hidrocarburos en fase gaseosa, por lo que sustituyendo en la ecuación III.5.12 a  $\Delta\phi_D$  por su valor obtenido en la ecuación III.5.16, se obtiene una serie de ecuaciones siguientes:

Para  $\rho h = 0.11$

para arenas  $\rho_{ma} = 2.65$

$$\phi_D = \phi + 0.63 \phi \text{ Srh} \quad \text{Ec.III.5.18}$$

para calizas  $\rho_{ma} = 2.71$

$$\phi_D = \phi + 0.61 \phi \text{ Srh} \quad \text{Ec.III.5.19}$$

para dolomitas  $\rho_{ma} = 2.87$

$$\phi_D = \phi + 0.56 \phi \text{ Srh} \quad \text{Ec.III.5.20}$$

Para  $\rho_h = 0.235$

para arenas  $\rho_{ma} = 2.65$

$$\phi_D = \phi + 0.53 \phi S r h \quad \text{Ec.III.5.21}$$

para calizas  $\rho_{ma} = 2.71$

$$\phi_D = \phi + 0.51 \phi S r h \quad \text{Ec.III.5.22}$$

para dolomitas  $\rho_{ma} = 2.87$

$$\phi_D = \phi + 0.47 \phi S r h \quad \text{Ec.III.5.23}$$

Por las ecuaciones mostradas anteriormente, se puede deducir una siguiente ecuación que aplica para aquellas formaciones con cualquier tipo de matriz, con gas contenido a baja presión o bien a poca profundidad:

$$\phi_D = \phi + 0.60 \phi S r h \quad \text{Ec.III.5.24}$$

Y otra para formaciones con gas a lata presión y formaciones profundas y también para cualquier tipo de matriz será:

$$\phi_D = \phi + 0.50 \phi S r h \quad \text{Ec.III.5.25}$$

Como se puede observar estas ecuaciones (III.5.24 y III.5.25) son un promedio de los valores de las ecuaciones anteriores.

### ***Efecto de la arcilla***

La presencia de arcilla en las formaciones puede afectar l interpretación del registro de densidad, a pesar de que las propiedades de las arcillas varían de una formación a otra, las densidades típicas para las capas arcillosas son del orden de 2.2 a 2.65 g/cm<sup>3</sup>.

La densidad de las arcillas tiende a ser menor a pocas profundidades donde las fuerzas que suelen compactar la roca, no son tan fuertes. Por otra parte cuando las arcillas se encuentran en forma diseminada entre los poros de la roca, puede tener una densidad menor que cuando se encuentra en forma de capas intercaladas de lutita.

### *Registro de Lito-densidad*

El registro de litodensidad es una versión mejorada y aumentada del registro FDC, además nos provee de una medición de densidad total, y nos mide el factor fotoeléctrico.

El factor fotoeléctrico puede relacionarse con la litología, mientras que la medición  $\rho_b$  responde principalmente a la porosidad y de manera secundaria al tipo de matriz de la roca, así como al tipo de fluido contenido en los poros.

Por otro lado la medición de  $P_e$  responde principalmente a la matriz de la roca (litología) y de manera secundaria a la porosidad y al fluido de los poros.

### *Equipo*

La herramienta de litodensidad es muy similar a la FDC, solo varía en que la herramienta tiene una almohadilla o un patín donde se localiza la fuente de rayos gamma y dos detectores; este patín se mantiene en contacto con la pared del agujero por medio de un brazo de respaldo activado por un resorte.

Los rayos gamma emitidos por la fuente de energía de 662 KeV, tienden a dispersarse por la formación mientras van perdiendo energía hasta que son absorbidos por el efecto fotoeléctrico.

### *Efecto fotoeléctrico*

Este se presenta cuando un rayo gamma transfiere toda su energía a un electrón orbital de un átomo (fig.III.5.6), esto ocurre cuando la energía del fotón es menor de 100 KeV. Como el fotón es únicamente energía, simplemente desaparecerá y como la energía impartida al electrón orbital es cinética, el electrón será sacado de su órbita, emitiéndose un rayo x fluorescente, cuando la vacante es ocupada por un electrón de una órbita superior.

### *Respuesta de la Herramienta*

La respuesta de la herramienta consta del cartucho y el sistema detector con que está compuesta la herramienta de lito-densidad, estos dos componentes están diseñados para obtener mayores velocidades de conteo que la herramienta FDC y dar como resultado menores variaciones estadísticas y una mayor estabilidad de las mediciones.

Además, en esta herramienta, también se modificó la geometría del cartucho para que la lectura de densidad tuviera una mayor resolución vertical que con la herramienta FDC, la medición de  $P_e$  presenta una resolución vertical aún mayor, este concepto se aplica para determinar fracturas y la presencia de formaciones laminares.



El procedimiento para compensar el efecto que tiene el enjarre y la rugosidad del agujero con la herramienta de lito-densidad, utiliza un diagrama de “espina y costillas (fig. III.5 ), igual que con la herramienta FDC, también se debe tomar en cuenta que debido al radio de curvatura fijo de la superficie del instrumento de medición, el tamaño del agujero también influye en la medición.

#### *Densidad electrónica y densidad total de la formación*

Se define a un índice de densidad electrónica como  $\rho_e$ , es proporcional a la densidad electrónica y para una sustancia de un solo elemento, se define como:

$$\rho_e = \rho_b \left( \frac{2Z}{A} \right) \quad \text{Ec. III.5.26}$$

donde:

$\rho_b$ : es la densidad total

$Z$  es el número atómico (numero de electrones por átomo)

$A$ : es el peso atómico

Cuando se calibra el aparato de densidad en una formación calcárea saturada de agua dulce, se aprecia que la densidad total aparente ( $\rho_a$ ) que lee el aparato, se relaciona con la densidad electrónica  $\rho_e$ , con la formula siguiente:

$$\rho_a = 1.0704 \rho_e - .1883 \quad \text{Ec. III.5.27}$$

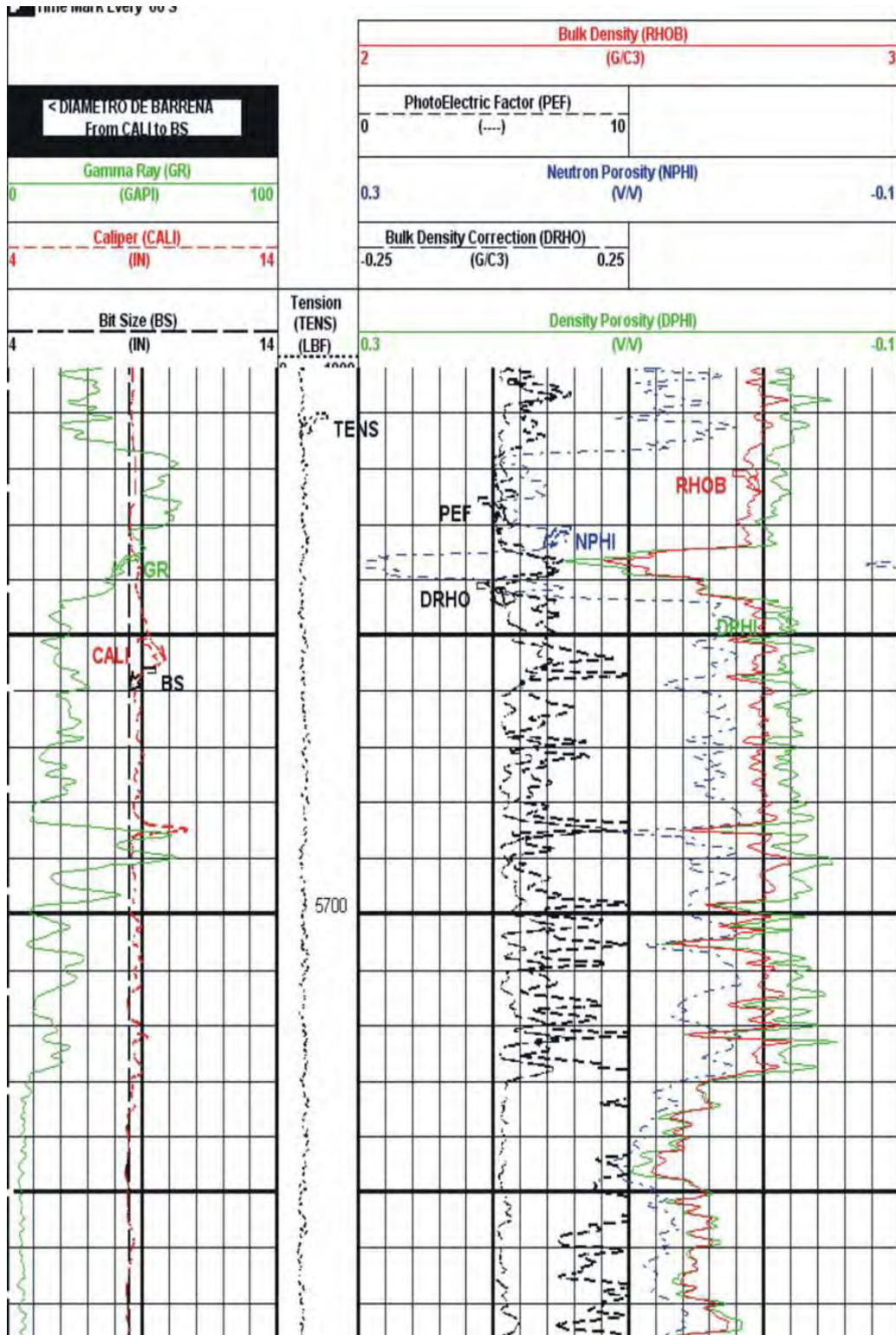


Fig. III.5.6 Registro de Litodensidad.

Para areniscas, calizas y dolomitas saturadas con líquido, la lectura  $\rho_a$  del aparato es prácticamente igual a la de la densidad total,  $\rho_b$ , pero para algunas sustancias como la silvita, sal, yeso, anhidrita, carbón y para formaciones gasíferas es necesario hacer una pequeña corrección para pasar de la lectura del perfil de densidad al valor de la densidad total, como se muestra en la figura III.5.7.

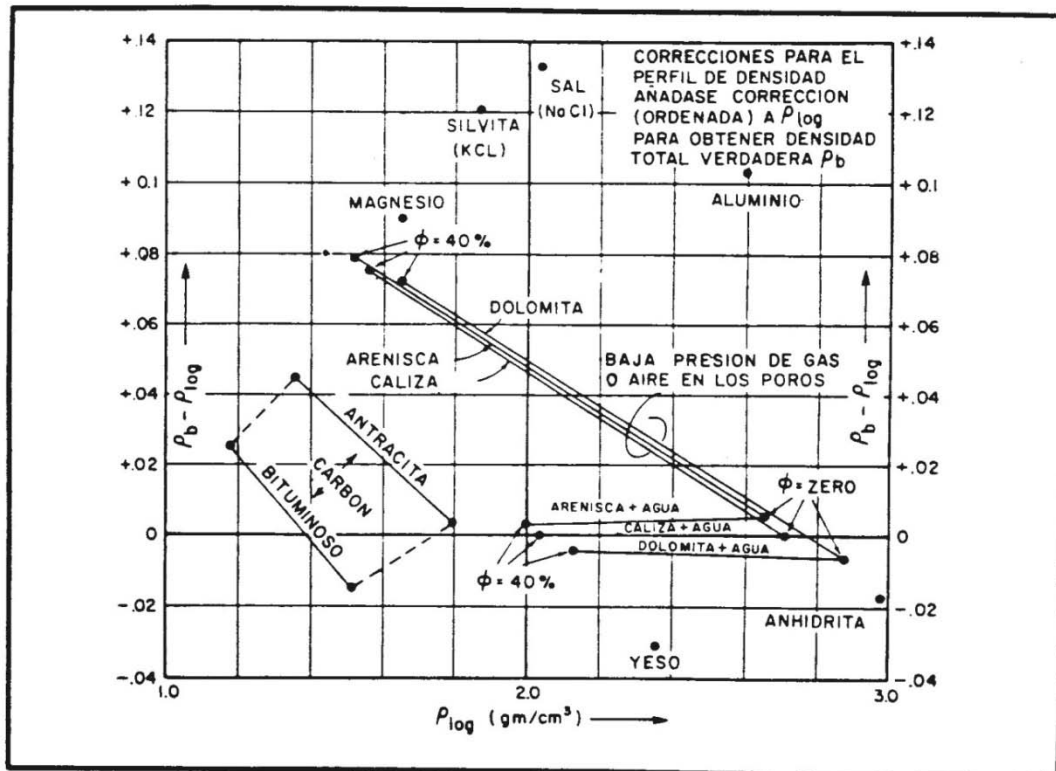


Fig. III.5.7 Corrección necesaria para obtener la densidad de volumen real del registro de densidad.

### Efecto de los Hidrocarburos

Si existen hidrocarburos residuales en la región investigada FDC, su presencia puede afectar las lecturas del registro. El efecto del aceite puede no ser notable debido al promedio de densidad del fluido  $\rho_f$ , (de  $\rho_m$  y  $\rho_{mf}$ ) y probablemente todavía será cercano a la unidad, si hay una considerable saturación de gas residual, su efecto será disminuir el  $\rho_a$ .

La figura anterior (III.3.6) nos muestra las correcciones que deben sumarse a los valores de  $\rho_a$  registrados para obtener valores reales de  $\rho_b$  cuando aire o gas de baja presión ocupan los poros ( $\rho_g = 0$ ).

#### *Efecto de las Arcillas*

La presencia de arcilla en las formaciones puede afectar la interpretación. Aunque las propiedades de las arcillas varían con la formación y la ubicación, las densidades típicas para capas y laminaciones arcillosas son del orden de 2.2 va 2.65 g/cm<sup>3</sup>.

Las densidades de la arcilla tienden a ser menores a pocas profundidades, donde las fuerzas compactantes no son tan grandes. Las arcillas o lutitas diseminadas en los espacios porosos pueden tener una densidad algo menor que las capas de arcillas.

### **III.6 REGISTRO DE NEUTRÓNES**

#### ***Introducción***

Los perfiles neutrónicos son utilizados principalmente para determinar la porosidad en las formaciones permeables, así como para determinar su porosidad, este tipo de registro responde inicialmente a la cantidad de hidrogeno presente en la formación; por lo tanto en formaciones limpias cuyos poros pueden estar llenos de agua, gas o petróleo, este perfil neutrónico nos da el valor aproximado del espacio real o bien el volumen de poros lleno de fluidos.

#### ***Definición***

La definición de registro de neutrones está basada en el bombardeo de neutrones a la formación de interés o bien simplemente el intervalo a interpretar; hoy en día se conocen tres tipos diferentes de registros de neutrones, la diferencia entre estos depende de la naturaleza de la partícula atómica, y cada efecto ya sea directo o indirecto respecto a la formación, será registrada de una manera independiente por medio de los detectores, dando como resultado los diferentes tipos de registro que llevan por nombre: registros de neutrones térmicos, neutrón-gamma y neutrones-neutrones.

#### ***Principio de medición***

Los neutrones son partículas eléctricamente neutras cuya masa es casi idéntica a la del átomo de hidrogeno.

Una fuente radioactiva colocada en la sonda emite continuamente neutrones de alta energía al encontrarse con núcleos del material de la formación.

Estos neutrones chocan elásticamente y pierden parte de su energía, la pérdida de energía dependerá de la masa relativa del núcleo con el cual choca, la mayor pérdida ocurre cuando choca con el hidrogeno, estos neutrones amortiguados son capturados por núcleos de átomos como cloro, hidrogeno, sílice, etc.

#### **Sonda**

La sonda consta de una fuente de neutrones de alto rendimiento de energía, arriba de la fuente van montados dos detectores de neutrones térmicos, que cuando se corre en agujero abierto un fleje mantiene la sonda contra la pared del agujero y en el tablero que se encuentra en superficie se reciben los ritmos de conteo de los dos detectores, se calcula el cociente por correcciones apropiadas y se convierte a un índice de porosidad.

Los equipos neutrónicos que hoy en día son usados incluyen un equipo de la serie GNT, el aparato SNP (Sidewall Neutron Porosity) y el CNL (Compensated Neutron Log) las fuentes utilizadas que emiten neutrones con una energía inicial de varios millones de electrón-voltios son la de plutonio-berilio o bien existe otra que es americio-berilio.

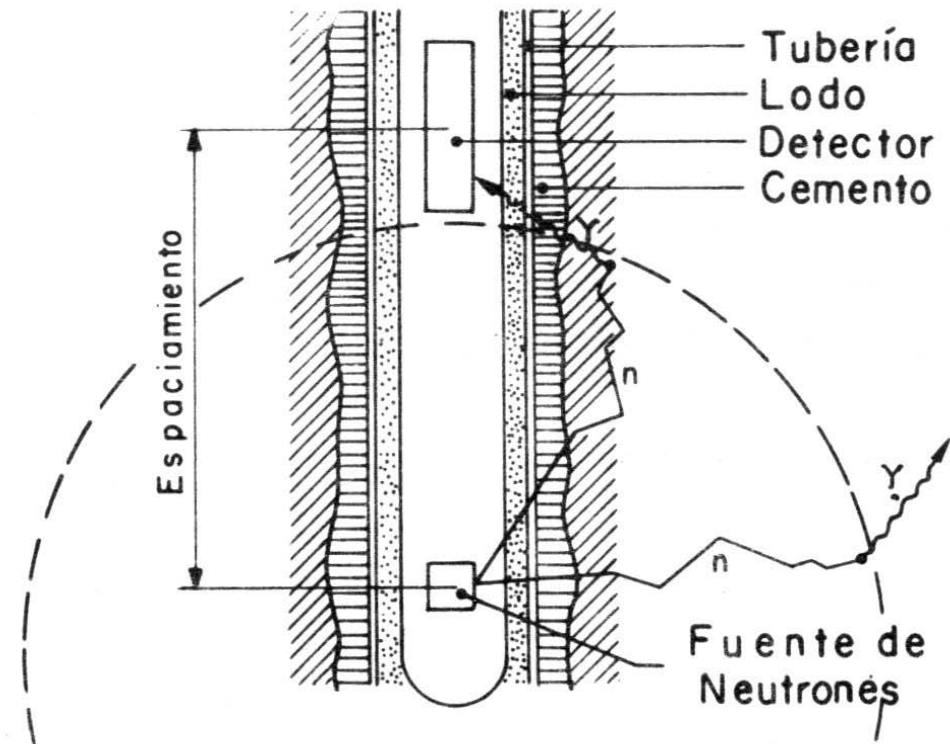


Fig. III.6.1 Esquema de la sonda neutrón-gamma.

**Equipo radiactivo convencional GNT.-** Este es un equipo de medición no direccional, este emplea un detector que es sumamente sensible a la presencia de rayos gamma de captura de alta energía y a los neutrones de velocidad termal. Este tipo de equipo puede ser utilizado ya sea en agujero entubado o bien en agujero abierto. Cuando se mide la porosidad en un pozo entubado la lectura es menos exacta debido a los efectos de peso y posición provocados por la misma tubería de revestimiento, la presencia de cemento detrás de la misma, así como varios factores más que pueden estar presentes.

Su pueden utilizar distintas combinaciones de distancia entre la fuente y los detectores, en función de las necesidades y condiciones del pozo.

Este tipo de registro GNT se corre excentralizado con el objetivo de que incida lo menos posible el efecto del pozo.

Ventajas:

- Agujero descubierto o entubado.
- Diámetro  $3\frac{5}{8}$  y  $1\frac{11}{16}$ .
- No tiene patín.
- Es de espaciamiento variable.
- Radio de investigación relativamente profundo 40 a 50 cm.
- Espaciamiento amplio entre fuente y detectores.

Limitaciones:

- Registro calibrado en API.
- Requiere muchas correcciones de temperatura, diámetro del agujero, tipo de lodo, tubería y cemento.
- Depende de un índice de hidrogeno que hace que solamente sea combinable con rayos gamma.
- Requiere más correcciones de tipo formación, como es la matriz, la lutita, y el hidrocarburo contenido.

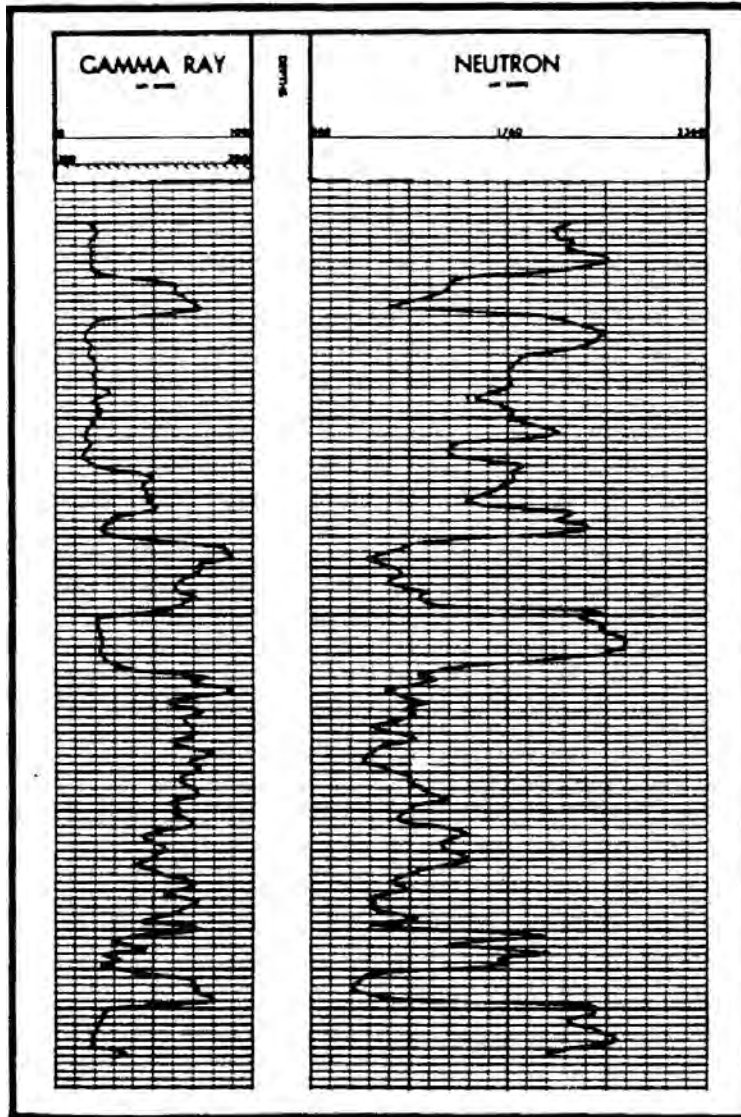


Fig. III.6.2 Presentación del perfil GNT

**Registro neutral epitermal de pared SNP.-** Este tipo de combinación tiene varias ventajas sobre los otros dos, que son las siguientes:

- Como se coloca en una almohadilla que está en contacto directo con la pared, los diferentes efectos que puedan presentarse se disminuyen en gran cantidad.
- Ya que este sistema mide los neutrones epitermales, disminuye el efecto perturbador de elementos que resultan altamente absorbentes de neutrones termales como los es el cloro y boro, que normalmente son elementos que se encuentran presentes en las aguas que están contenidas en la formación y en la matriz.



- La calibración es directa en porosidad, ya sean en caliza o agua dulce, es decir proporciona una lectura directa en porosidad si la litología es conocida.
- Usa la misma sonda que el FDC combinable con el CNT y los rayos gamma.
- La última de las ventajas significativas es que las correcciones necesarias se realizan automáticamente desde la caja de control que se encuentra en superficie.

Limitaciones

- Tiene un radio de investigación limitado, pues su espaciamiento esta acotado a 40 cm.
- Numero de conteos bajos, tiene una fuente de solo 5 curies.
- Tiene mucha influencia del enjarre.
- No funciona en agujero entubado.
- Tiene un rango de temperatura máximo de 350°F.

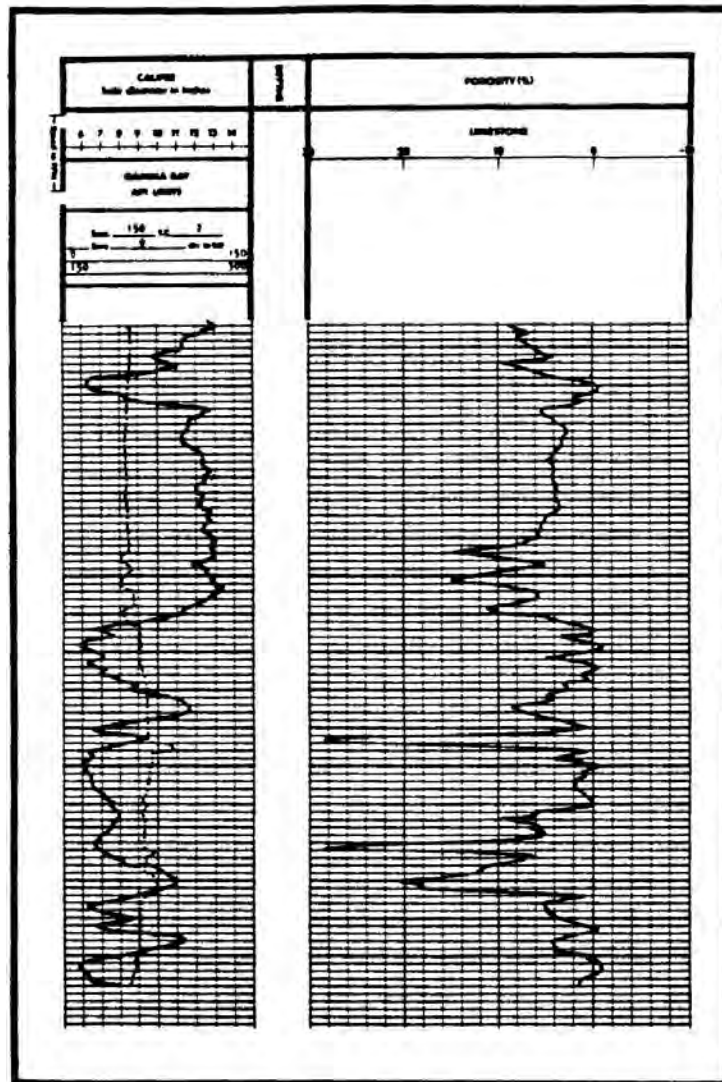


Fig. III.6.3 Presentación del perfil SNP.

**CNL.-** Este es un aparato tipo mandril, el cual fue diseñado para permitir que sea corrido en combinación con otros aparatos con la finalidad de obtener un perfil neutrónico simultaneo con otros perfiles.

El CNL es un instrumento de detección de neutrones termales, el arreglo lleva dos espaciamentos entre los detectores, estos procesan la información obtenida y arrojan un perfil neutrónico en escala lineal. La distancia o radio de investigación dentro de la formación aumenta al incrementar la distancia entre la fuente y los detectores.

Existen comparaciones entre el SNP y CNL realizadas en un mismo pozo y se ha observado que el CNL tiene un radio de investigación mayor y resulta más representativa la lectura debido a que con este sistema se reducen ampliamente los efectos del pozo y una ventaja mas es que este registro puede ser corrido en pozos llenos de líquido, con o sin tubería de revestimiento pero no en pozos de gas.

#### Ventajas:

- Tiene el número de conteos muy alto (16 Curies y cuenta neutrones termales).
- Radio de investigación profunda.
- Sufre poca influencia del enjarre o cemento.
- Detecta y obtiene la porosidad en agujero entubado.
- Trabaja en un rango de temperatura hasta de 400°F.
- Es combinable con registros de densidad y rayos gamma.

#### Limitaciones:

- A diferencia de los anteriores, este tiene una gran influencia de la matriz, fluido contenido o bien la lutita.

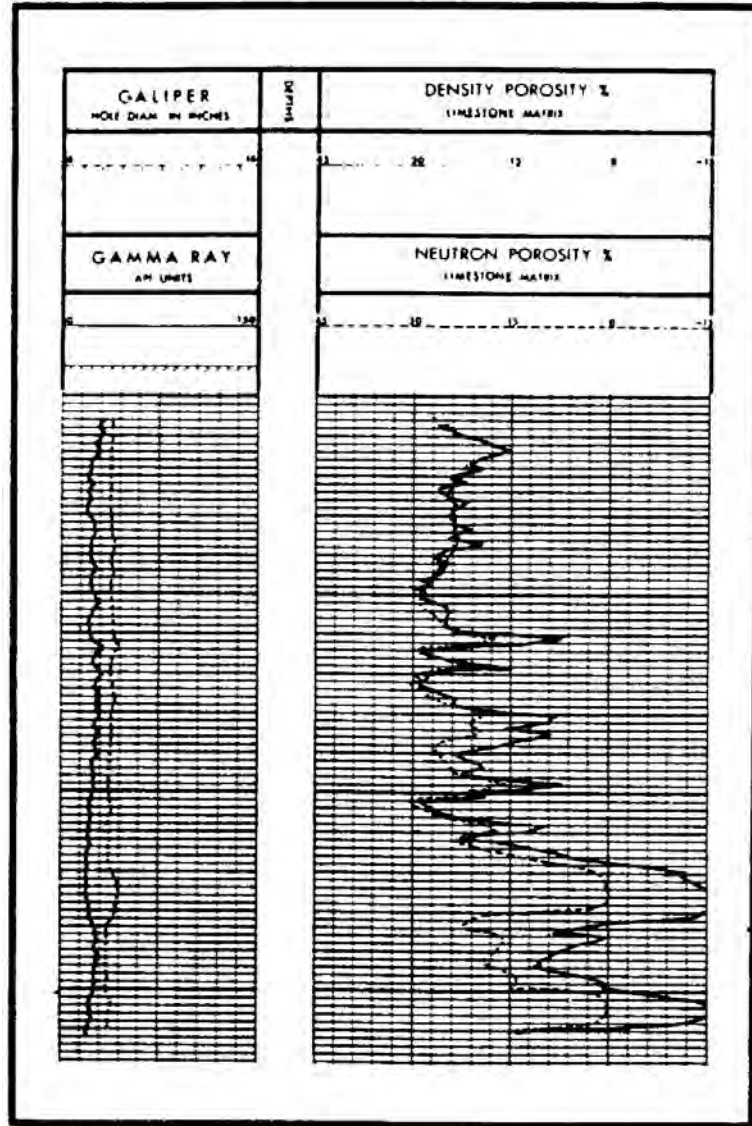


Fig. III.6.4 Presentación del perfil CNL-FDC.

La mayoría de las sondas neutrónicas se diseñan para que sean capaces de registrar rayos gamma y neutrones simultáneamente, cuando se corre el GNT ó CNL en pozos con tubería de revestimiento se tiene la capacidad de registrar los coples de cada tramo de la tubería de revestimiento.

El equipo SNP, a diferencia de los dos anteriores, está diseñado para trabajar en pozos abiertos, llenos de algún fluido o en su defecto vacíos, pero hay que mencionar que hay una restricción, no puede ser corrido en diámetros menores de 5", el equipo CNL tiene un diseño de diámetros de  $3\frac{5}{8}$  y  $1\frac{11}{16}$  al igual que la sonda GNT, pero esta última también es capaz de trabajar a altas temperaturas, pues tiene un aparato de  $2\frac{5}{8}$  que permite tener disponible esta variante.

**Presentación del registro**

La curva de porosidad queda registrada en las pista 2 y 3 en una escala lineal, la más frecuente es de 0 10% o bien de 0 a 15%, también se puede registrar en la pista 1 una curva de rayos gamma.

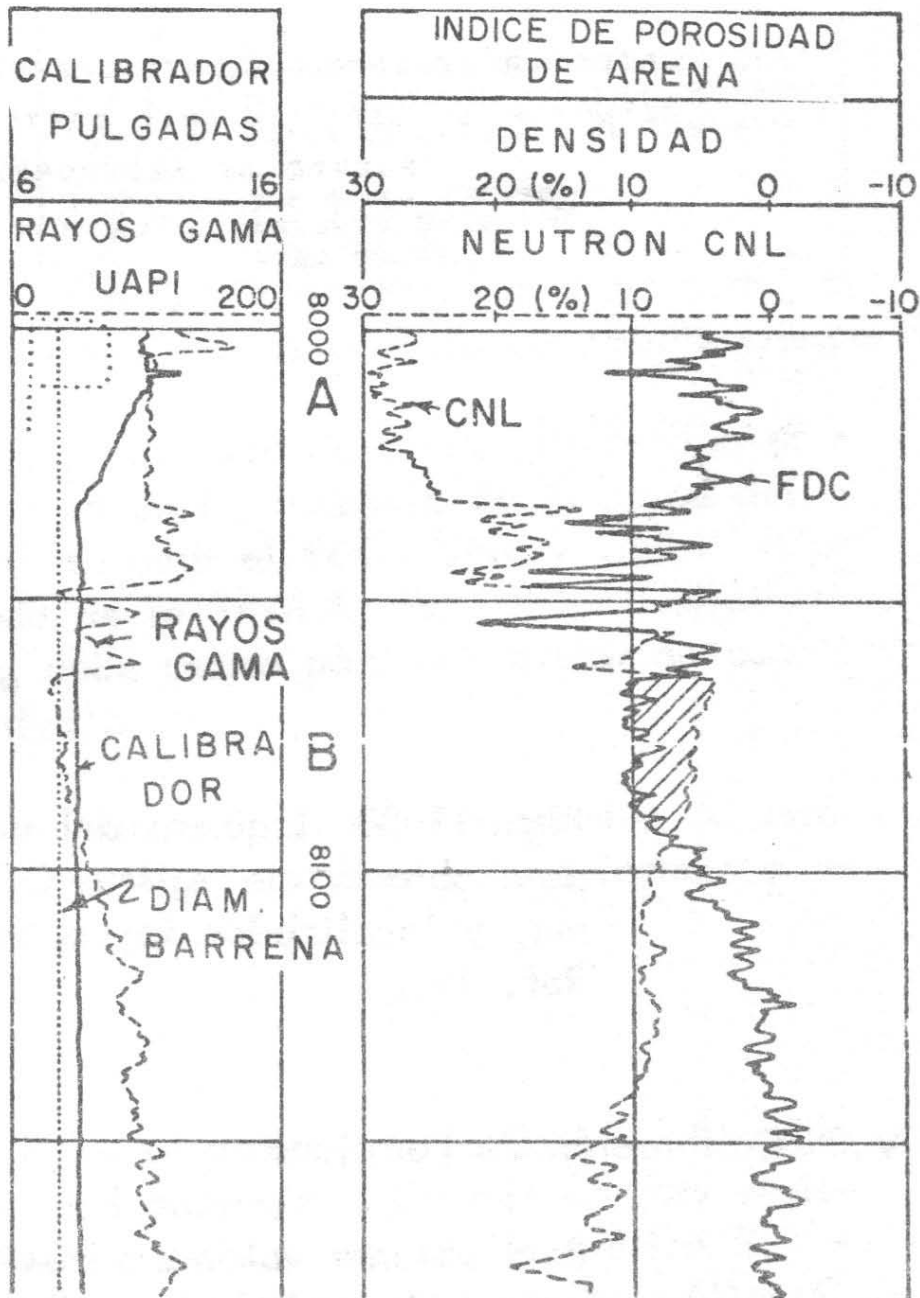


Fig. III.6.5 Presentación del registro CNL, tomado simultáneamente con un registro de densidad compensado.

A continuación se presenta una serie de condiciones para la calibración y el uso de la herramienta CNL o bien Doble Porosidad, dependiendo de la condición del pozo, asimismo se presentan una serie de correcciones que deben realizarse para cada caso en particular donde sea corrido el registro, dependiendo de las necesidades del pozo.

*Condiciones base de calibración:*

Agujero abierto

- Diámetro de agujero de 0.20 m.
- Agua dulce en el agujero y en la formación.
- No hay enjarre de lodo.
- Temperatura de 24°C.
- A presión atmosférica.
- Herramienta excéntrica del agujero.
- 

Agujero ademado

- Diámetro del agujero de 0.22 m.
- Tubería de ademe centrada de 0.14 m.
- Agua dulce en el agujero y en la formación temperatura de 24°C.
- A presión atmosférica.
- Sonda excéntrica de la tubería.

*Correcciones que deben hacerse:*

Agujero abierto:

- Diámetro del agujero.
- Enjarre del lodo.
- Alejamiento de la sonda de la pared del agujero.
- Densidad del lodo de perforación.
- Salinidad temperatura y presión.
- Litología.

Agujero ademado:

- Diámetro del agujero antes de cementar.
- Espesor de la T.R.
- Espesor del cemento.
- Peso del lodo.
- Salinidad.
- Temperatura del agujero.

***Efecto de las arcillas e hidrocarburos***

Como la herramienta CNL mide los neutrones térmicos, la respuesta se ve afectada por los elementos que tienen una alta sección transversal de captura de neutrones térmicos, la herramienta es sensible a la arcilla de la formación, ya que ésta generalmente contiene pequeñas cantidades de Boro y de otros elementos, que tienen secciones transversales de captura de neutrones térmicos particularmente altas.

Si este efecto es excesivo, puede provocar que se oculte la respuesta de la herramienta al gas en formaciones con arcillas.

## CAPITULO IV

### INTERPRETACION DE LITOLOGÍA, POROSIDAD Y CONTENIDO DE FLUIDOS

#### IV.1 DETERMINACIÓN DE LA LITOLOGÍA Y LA POROSIDAD

##### Introducción

Las mediciones de los registros sísmicos, densidad y neutrónico no solo dependen de la porosidad sino también está en función de la litología de la formación, del tipo de fluido contenido en los poros y en algunos de los casos dependerá también de la geometría de la formación.

Por lo tanto cuando se conoce la litología del yacimiento y en consecuencia los parámetros  $\Delta t_{ma}$ ,  $\rho_{ma}$  y la  $\phi_{ma}$  podrán obtenerse los valores correctos de la porosidad en base a los registros mencionados, debidamente corregidos por los diferentes efectos ambientales, en formaciones limpias y saturadas de agua.

Con las condiciones mencionadas cualquiera del registro de densidad, sísmico o bien neutrónico tienen la capacidad de ser utilizado para determinar la porosidad. La determinación exacta de esta porosidad será más complicada cuando se desconoce la litología de la matriz o bien cuando hay presencia de dos o más minerales en proporciones desconocidas.

Los minerales que llegan a alterar la respuesta de los diferentes registros mencionados son las arcillas, yeso, sal, polihalita y azufre, así como el gas.

Los perfiles sísmico, densidad y neutrónico responden en forma diferente e independiente a diferentes composiciones de la matriz y así mismo a la presencia de gas o petróleo liviano; por lo tanto combinaciones de estos perfiles son capaces de dar más y mejor información sobre la formación y su contenido.

El lograr identificar una matriz así como la litología y porosidad, es de suma importancia por los diversos factores que a continuación se describen.

- Las porosidades pueden estar por el límite inferior de producción, alrededor del 5%
- Si resulta una formación compacta, regularmente requiere el uso de ácidos o fracturamientos para estimular el yacimiento y mejorar la producción.
- La naturaleza geológica, ya que nos pueden indicar las direcciones preferenciales que tiene la roca, así como sus incrementos y disminuciones de porosidad.

### Gráficos de interrelación

Este tipo de gráficos resultan muy convenientes cuando se busca determinar la porosidad y litología de la formación y son posibles de realizar si se tienen diferentes perfiles de porosidad, ya que los registros neutrón, densidad y sínicos responden a las diferentes litologías, por lo tanto es uso de estos en conjunta nos ayuda a determinar mejor el tipo de roca.

#### Grafica de densidad contra el tiempo de tránsito.

Si utilizamos la respuesta de estos registros se tiene la siguiente expresión:

$$\rho b = \rho ma + (\rho f - \rho ma) \emptyset \quad (4.1.1.)$$

$$\emptyset = \frac{\Delta t - \Delta tma}{B} \quad (4.1.2)$$

Donde:

$$B = \Delta tf - \Delta tma \quad (4.1.3)$$

Por lo tanto es posible establecerlo siguiente

$$\rho b = \rho ma + (\rho f - \rho ma) \left( \frac{\Delta t - \Delta tma}{B} \right) \quad (4.1.4)$$

Ó bien tenemos:

$$\rho b = \left( \frac{\rho ma - \rho f}{B} \right) \Delta t + \rho ma - \left( \frac{\rho ma - \rho f}{B} \right) \Delta tma \quad (4.1.5)$$

*Pendiente*

*Ordenada al origen*

Se menciona explícitamente la pendiente y la ordenada al origen, ya que estos son los parámetros dependientes del tipo roca solo en la propiedades de la matriz y del fluido. Y si se logra conocer el tipo de roca y fluido por medio de estos parámetros representativos, será posible definir una litología promedio como se indica en la figura 4.1.1 a continuación.



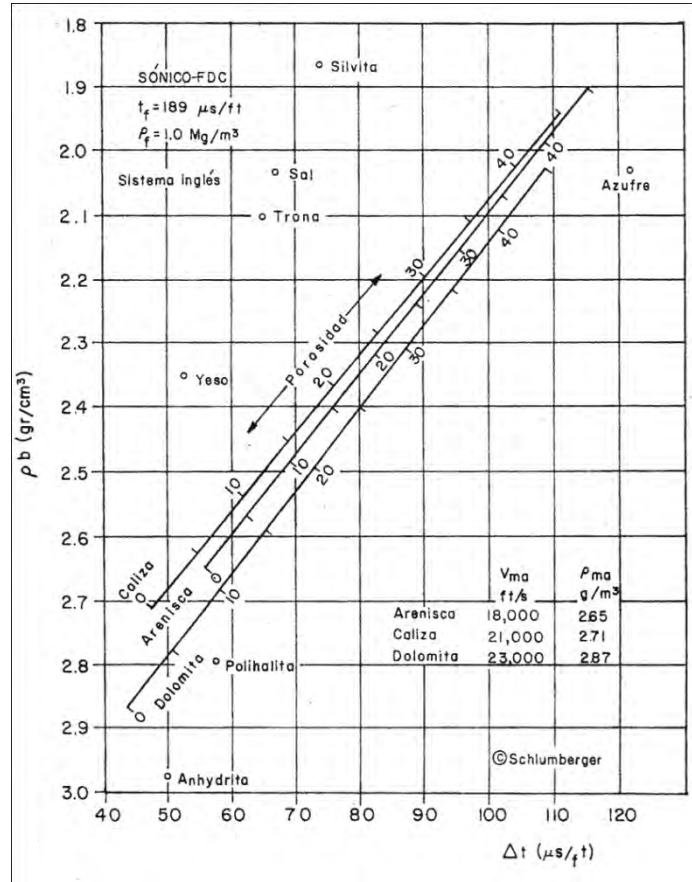


Fig. IV.1.1 Gráfica de interrelación densidad-tiempo de tránsito.

Cabe mencionar que esta gráfica (fig. IV.1.1) además de permitirnos conocer la litología simplemente, nos da un parámetro de excelente calidad para determinar el tipo de mineral evaporítico que se encuentra en la formación. Como se observa, se puede determinar rápidamente si es una anhidrita o bien una sal.

**Gráfica de tiempo de tránsito contra porosidad neutrón**

Esta gráfica está basada en la relación siguiente:

$$\Delta t = \Delta t_{ma} + B \Phi N \tag{4.1.6}$$

El valor utilizado para B en la generación de la gráfica, representa tipo de comportamiento promedio de la roca, y usualmente incorpora una pendiente B que está basada en la ecuación del tiempo promedio, la cual no es representativa, especialmente para sistemas de carbonatos. Por lo que

la grafica de la figura 4.1.2 nos muestra a detalle una porosidad calibrada para sistemas de caliza, por lo que no existe linealidad en las frecuencias de areniscas y dolomitas.

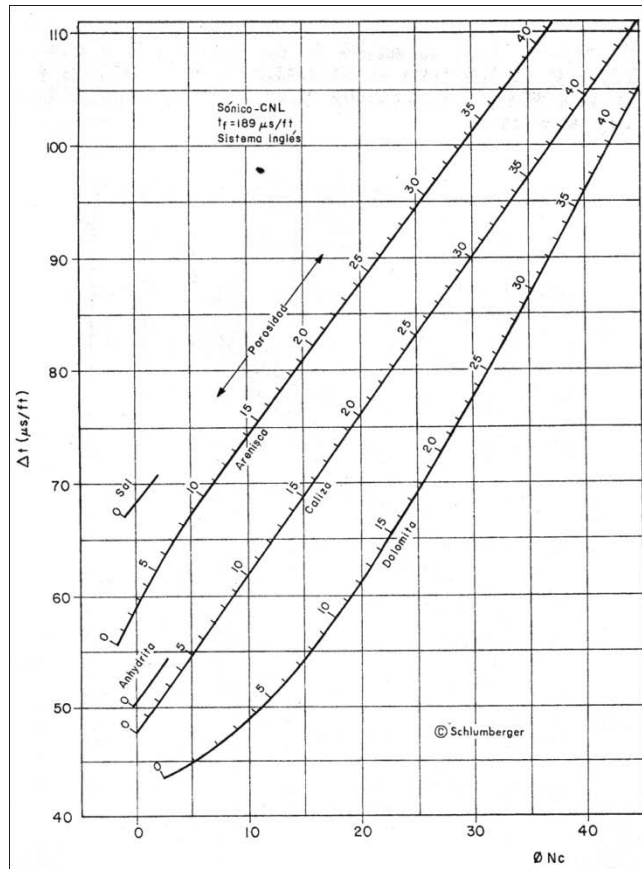


Fig. IV.1.2 Gráfica de interrelación tiempo de tránsito, porosidad, neutrón compensado, para lodo dulce.

### Gráfica de densidad contra porosidad neutrón

Este tipo de grafica está particularmente basada en la ecuación de respuesta de densidad:

$$\rho_b = \rho_{ma} + (\rho_f - \rho_{ma}) \Phi N \tag{4.1.7}$$

A continuación se muestran en la figura 4.2.3 y 4.2.4 un par de gráficas relacionadas con lodos dulces y lodos salados; se puede observar que las tendencias en los puntos graficados tanto para arenisca y para dolomita presentan una linealidad debido a la porosidad neutrón, la cual es registrada en unidades de caliza.

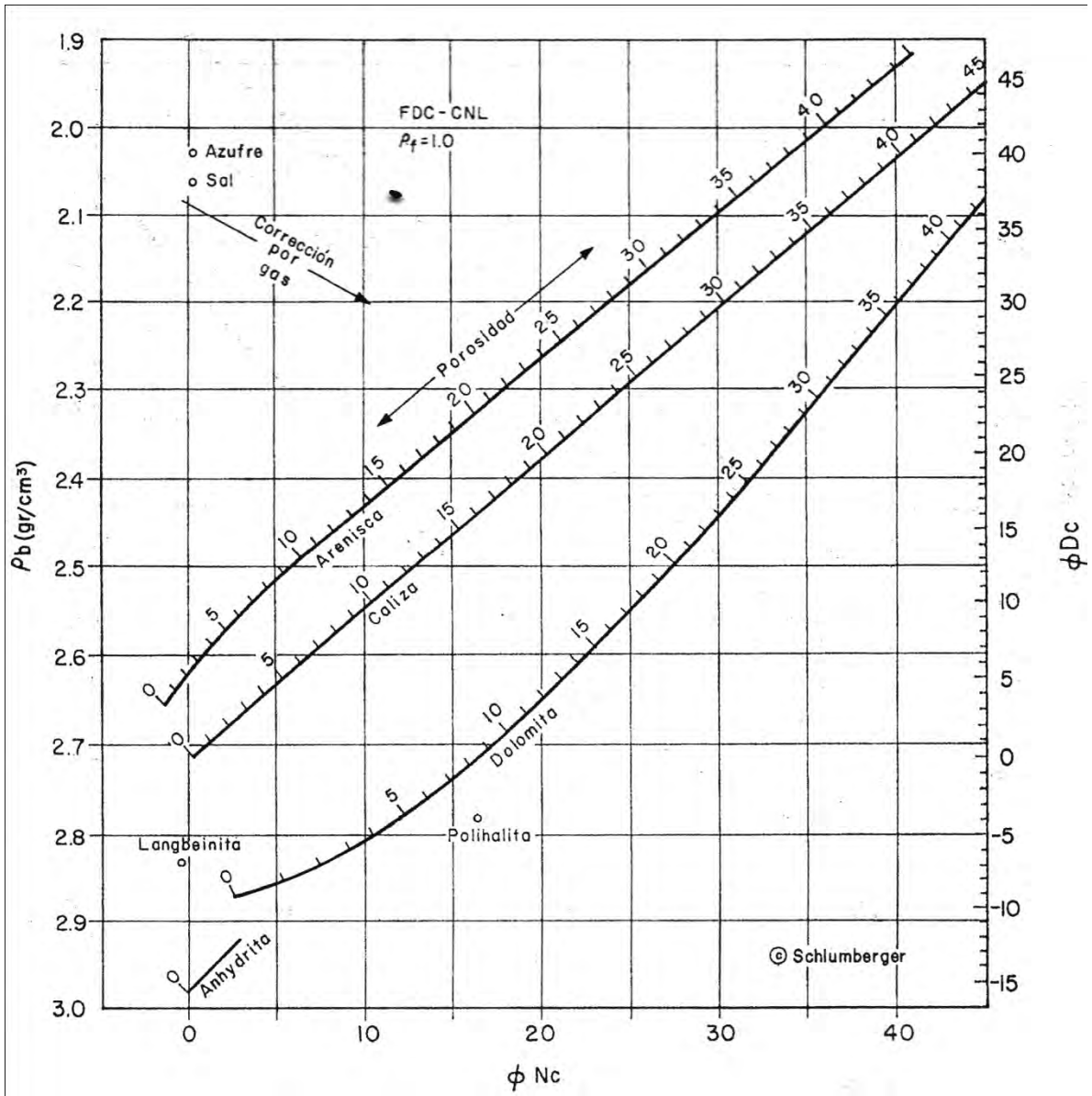


Fig. IV.1.3 Gráfica de interrelación densidad, porosidad, neutrón compensado para lodos dulces.

A continuación se presenta la gráfica para lodos salados:

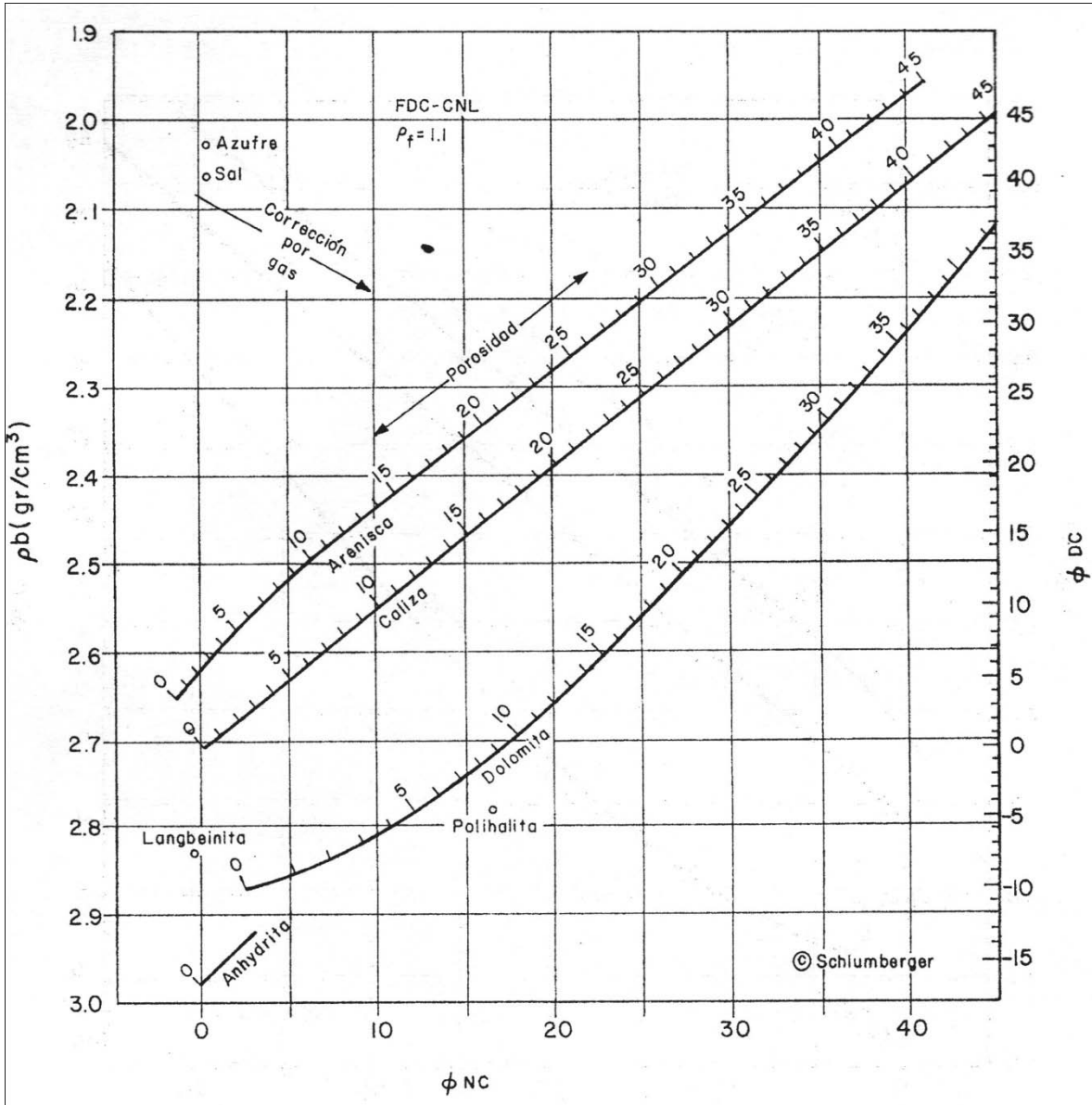


Fig. IV.1.4 Gráfica de interrelación densidad, porosidad, neutrón compensado para lodos salados.

**Cálculo de la porosidad a partir de dos registros**

Supongamos que todas las suposiciones se cumplen y se diera el caso en el que solo estén presentes dos minerales, es posible calcular la porosidad y también la proporción de estos minerales. Ahora bien si el registro de neutrón se encuentra calibrado en términos de porosidad con matriz  $m_1$ ,  $\Phi_{N2}$ , queda definido como la porosidad neutrón aparente, la cual es originada por la matriz del mineral  $m_2$ , por lo tanto si la fracción del mineral  $m_2$  es  $f_2$  los valores medidos quedarán de la siguiente manera.

$$\rho b = \rho m1 f1 + \rho m2 f2 + \rho f \emptyset \quad (4.1.8.a)$$

$$\Delta t = \Delta tm1 f1 + \Delta tm2 f2 + \Delta t f \emptyset \quad (4.1.8.b)$$

$$\emptyset N = \emptyset N1 f1 + \emptyset N2 f2 + \emptyset N f \emptyset \quad (4.1.8.c)$$

Hay que considerar que para la matriz m1,  $\emptyset N1 = 0$  y  $\emptyset Nf = 1$  siendo que:

$$\emptyset N = \emptyset N2 f2 + \emptyset \quad (4.1.9)$$

Consecuentemente, partir del registro sínico y neutrón se tiene lo siguiente:

$$\emptyset = \frac{(\Delta t - \Delta t m1) \emptyset N2 - \emptyset N (\Delta t m2 - \Delta t m1)}{(\Delta t f - \Delta t m1) \emptyset N2 - (\Delta t m2 - \Delta t m1)} \quad (4.1.10)$$

Y a partir de los registros de densidad y neutrón se tiene:

$$\emptyset = \frac{(\rho b - \rho m1) \emptyset N2 - \emptyset N (\rho m2 - \rho m1)}{(\rho f - \rho m1) \emptyset N2 - (\rho m2 - \rho m1)} \quad (4.1.11)$$

Y por ultimo de los registros de densidad y sínico se tiene:

$$\emptyset = \frac{(\rho b - \rho m1)(\Delta t m2 - \Delta t m1) - (\rho m2 - \rho m1)(\Delta t m2 - \Delta t m1)}{(\rho f - \rho m1)(\Delta t m2 - \Delta t m1) - (\rho m2 - \rho m1)(\Delta t f - \Delta t m1)} \quad (4.1.12)$$

Ahora bien, si tomamos estas porosidades F en las ecuaciones 4.1.8 podremos encontrar las fracciones minerales que están contenidas, por lo tanto la solución grafica consiste simplemente en colocar los valores del registro e interpolar a lo largo de las líneas de isoporosidad ortogonalmente a las líneas de la matriz.

Se requieren cálculos estadísticos para poder determinar la incertidumbre de las fracciones de volumen encontradas, ya que los cálculos directos suelen ser muy complejos.

### Uso de las gráficas cruzadas cuando no se cumplen las condiciones de la ecuación de porosidad

Ya que regularmente las suposiciones que se hicieron en las ecuaciones IV.1.1, IV.1.2, IV.1.4, y IV.1.5 no se cumplen a detalle, comúnmente lo que se lleva a cabo es corregir los datos, con ayuda de las graficas cruzadas se puede determinar cuando estas suposiciones no se cumplen.

#### a) Densidad - Sónico

Se supone a la porosidad  $\Phi$  como constante en un mineral que es considerado estándar, como la caliza, arenisca o bien dolomita.

Se sabe que los hidrocarburos ligeros como el gas, tiene densidades bajas, por lo que si vamos a la grafica de la figura 4.1.1, localizaríamos a estos hidrocarburos ligeros en la parte superior de la línea de la matriz de caliza, y se aprecia que el efecto de la velocidad no es claro. Ya que las lutitas disminuyen la densidad y velocidad de transito, se observa que los datos serán desplazados hacia la derecha. Y por otro lado la rugosidad del agujero contribuye a disminuir la densidad aparente y por lo tanto los datos se desplazan hacia arriba. Cabe mencionar por ultimo que la porosidad secundaria se alcanza a apreciar cuando los datos se desplazan hacia la izquierda

#### b) Sónico – Neutrón

En la grafica que aparece en la figura 4.1.2 se puede observar que las lutitas provocan un aumento en el tiempo de transito y a su vez el índice de hidrogeno, en consecuencia a esto, los datos serán presentados con un desplazamiento hacia la derecha superior.

Una leve compactación hace que aumente el  $\Delta t$  pero no varía la  $\Phi_N$ , y se observara un desplazamiento de los datos simplemente hacia la derecha, pero el gas si provoca una disminución en la  $\Phi_N$  y provoca un desplazamiento hacia abajo y por último la porosidad secundaria desplaza los datos a la derecha.

#### c) Densidad – Neutrón

Las graficas de las figuras 4.1.3 y 4.1.4 se puede observar que las lutitas y el yeso aumentan la  $\Phi_N$  y a su vez disminuyen  $\rho_b$  y los datos se encuentran desplazados a la derecha. La presencia de gas disminuye a  $\rho_b$  y la  $\Phi_N$ , por lo que los puntos se mueven hacia la parte superior derecha.

Ahora bien, si la porosidad se remplazara por lutita, existirá un aumento en  $\rho_b$  y no se presentaría ninguna variación en la  $\Phi_N$ . Cabe aclarar que el punto de lutita que actualmente es un rango que depende del tipo de mineral contenido, se localiza en la inferior derecha por debajo de las líneas.

### Gráfica M-N

En el uso de esta grafica se hace una combinación de datos de tres herramientas de porosidad, con la finalidad de que los efectos debidos a las variaciones de porosidad sean eliminados y se puedan maximizar los cambios debidos a la matriz. Las cantidades de M y N están definidas por:

$$M = 0.01 (\Delta t_f - \Delta t) / (\rho_b - \rho_f) \quad (4.1.13)$$

$$N = (\Phi N_f - \Phi N) / (\rho_b - \rho_f) \quad (4.1.14)$$

donde:

$\Delta t$ ,  $\rho_b$  y  $\Phi N$  se obtiene directamente de los registros correspondientes y  $\Delta t_f$ ,  $\rho_f$  y  $\Phi N_f$  son parámetros que tomaran valores respectivamente de 189  $\mu\text{s}/\text{ft}$ , 1  $\text{gr}/\text{cm}^3$  y 1 para lodos dulces y valores de 185  $\mu\text{s}/\text{ft}$ , 1.1  $\text{gr}/\text{cm}^3$  y 1 considerando lodos salados.

La gráfica de la figura 4.1.5 que se presenta nos indica unos círculos blancos que representan el caso de lodo dulce y los círculos negros el caso de lodo salado, para cada caso el sílice tiene dos posibles localizaciones debido a que dependen de la velocidades de la matriz que se esté considerando. Para el caso de la dolomita existen tres variaciones que dependen del rango que se tenga de porosidad.

Para poder hacer uso de esta gráfica, se deben leer los valores de los registros en el punto o nivel de interés, posteriormente deben de calcularse y graficar M y N. Si la formación de interés está constituida por una combinación de dos minerales los puntos se localizaran en la línea que une a los dos minerales, ahora bien, si existen tres minerales, los puntos se localizaran dentro del triángulo.

Por lo tanto esta gráfica es posible aplicarla cuando se tiene disponible un registro CNL, pero es importante saber que si la matriz no se conoce, las cantidades relativas de cada mineral se determinaran por la posición en que se encuentre el punto en la gráfica.

Sin embargo este método no es totalmente exacto por diversas razones como:

- Los puntos básicos sílice-calcita-dolomita no se encuentran muy separados
- Las posiciones de estos puntos son algo dependientes al considerar la velocidad de transito de la matriz.
- La posición de cualquiera de los puntos se encuentra sujeta a las diversas variaciones estadísticas de los registros de densidad y neutrón.

Por lo que esta gráfica funciona mejor si es tomada como una base estadística simplemente para indicar la tendencia del grupo de puntos de un intervalo dado.

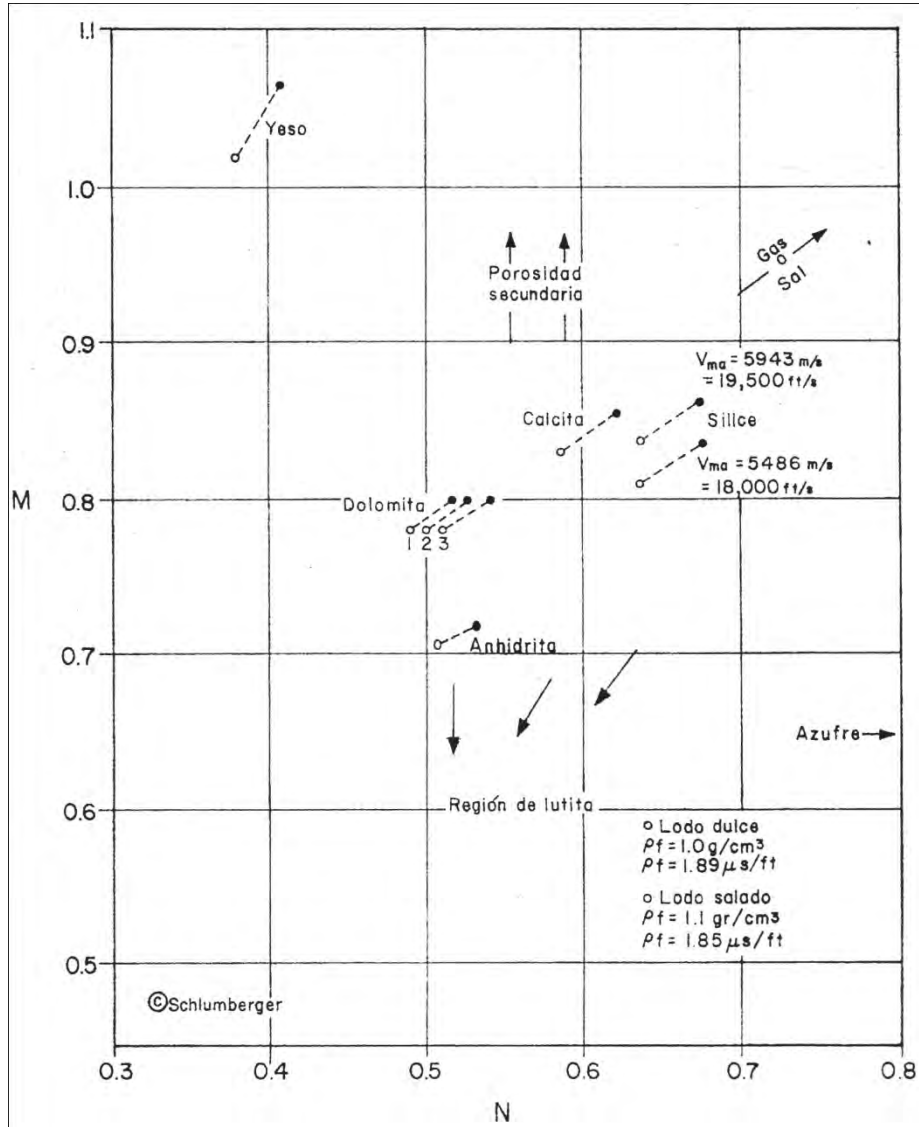


Fig. IV.1.5 Gráfica de identificación multiminerar, tipo MN.

**Gráfica M-N contra  $\rho_b$**

Si no se toma en cuenta la porosidad al graficar, los valores M y N para cualquier mineral dan como resultado un punto común, resulta aparente que sus productos sean también constantes para dicha combinación, por lo que el producto MN para los cuatro minerales conocidos como base que son: arena, caliza, dolomita y anhidrita, son graficados contra la densidad de matriz aparente, resulta que el valor  $\rho_{ma}$ , es una línea recta como se muestra en la figura 4.1.6.



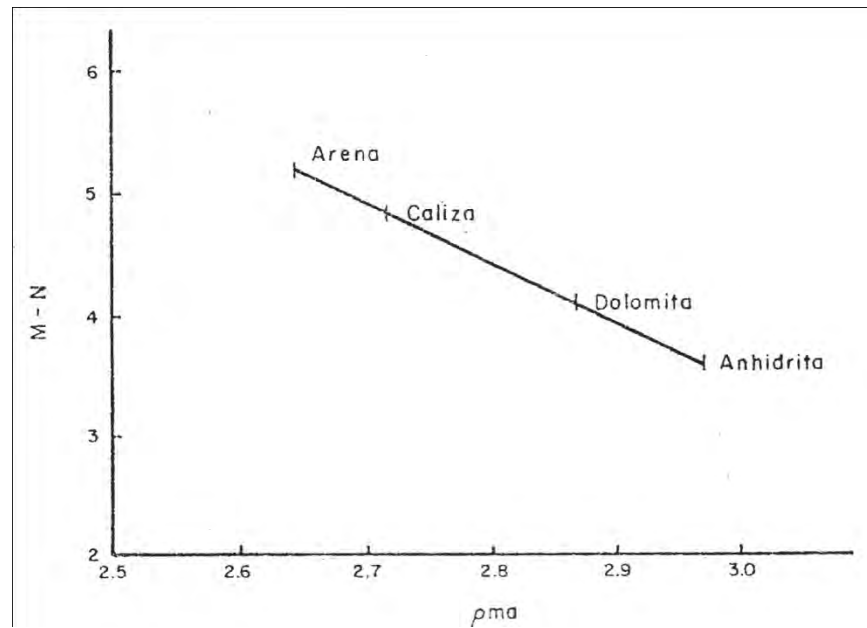


Fig. IV.1.6 Gráfica cruzada M-N contra  $\rho_b$

Una de las ventajas de usar este método es que la densidad del grano de la roca puede determinarse sin tomar en cuenta la combinación mineral que se encuentre en el yacimiento. Si la densidad volumétrica del registro de densidad disponible es graficada contra el producto M-N para cada punto de densidad de matriz de la combinación mineral asociada con la densidad volumétrica, es posible determinar moviendo horizontalmente la línea recta definida por los puntos de minerales puros y trazando una línea vertical para leer la densidad de la matriz aparente, como se indica en la figura 4.1.6, también es posible calcular la porosidad efectiva de la combinación de minerales utilizando la densidad medida y la densidad de la matriz aparente.

### Gráfica MID

El uso de esta gráfica es una técnica en la cual se utilizan tres herramientas de porosidad independientes entre sí, esta aproximación gráfica asocia las respuestas del registro sónico-neutrón y el de densidad-neutrón con la finalidad de obtener dos parámetros,  $(\Delta t_m)_a$  y el  $(\rho_m)_a$ . Los cuales son característicos de la roca y es posible expresarlos de la siguiente manera:

$$\Delta t = (\Delta t_m)_a + [\Delta t_f - (\Delta t_m)_a] \phi N \tag{4.1.15}$$

$$\rho_b = (\rho_f + [\rho_f - (\rho_m)_a] \phi N \tag{4.1.16}$$

Existen también soluciones por métodos gráficos para estos parámetros, y se muestran en las gráficas de las figuras 4.1.7, 4.1.8. y 4.1.9.

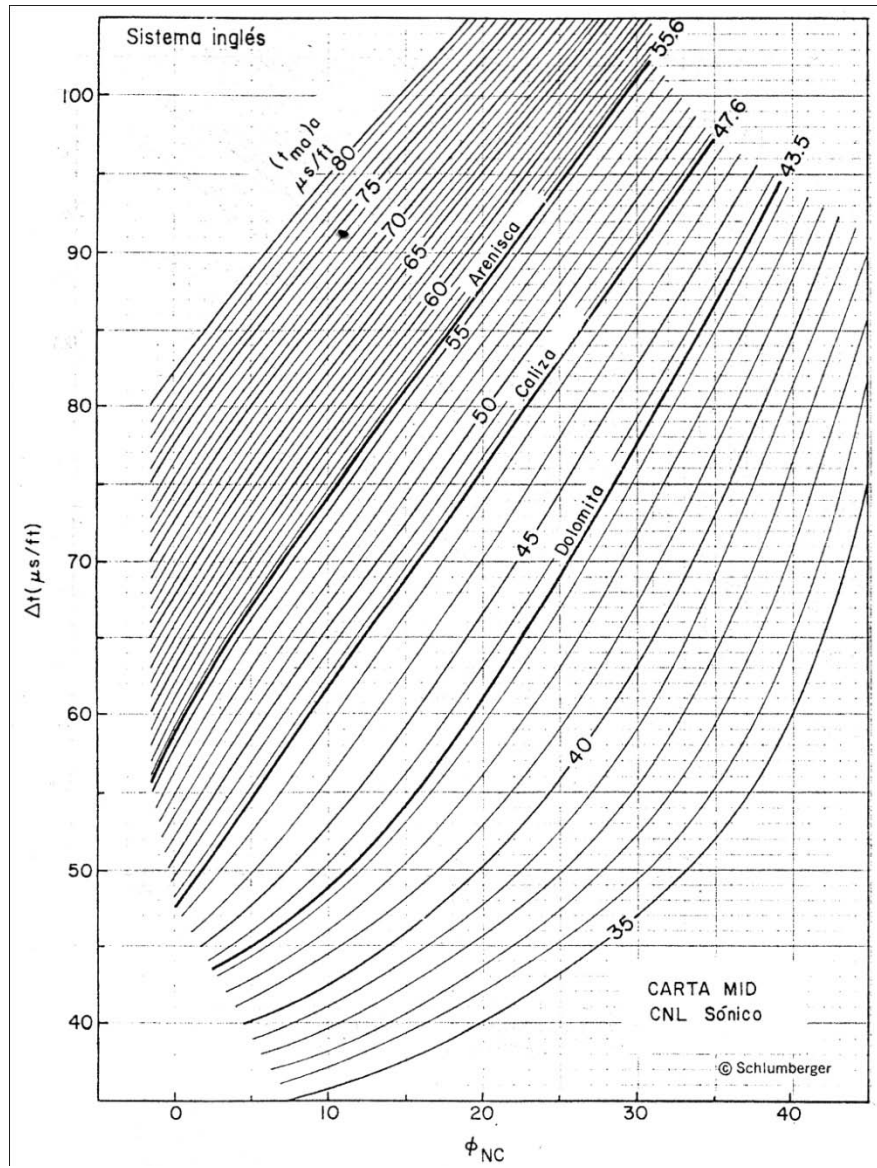


Fig. IV.1.7 Gráfica de interrelación de Tiempo de Transito – Porosidad Neutrón Compensado para determinar  $(\Delta t_{ma})_a$ .

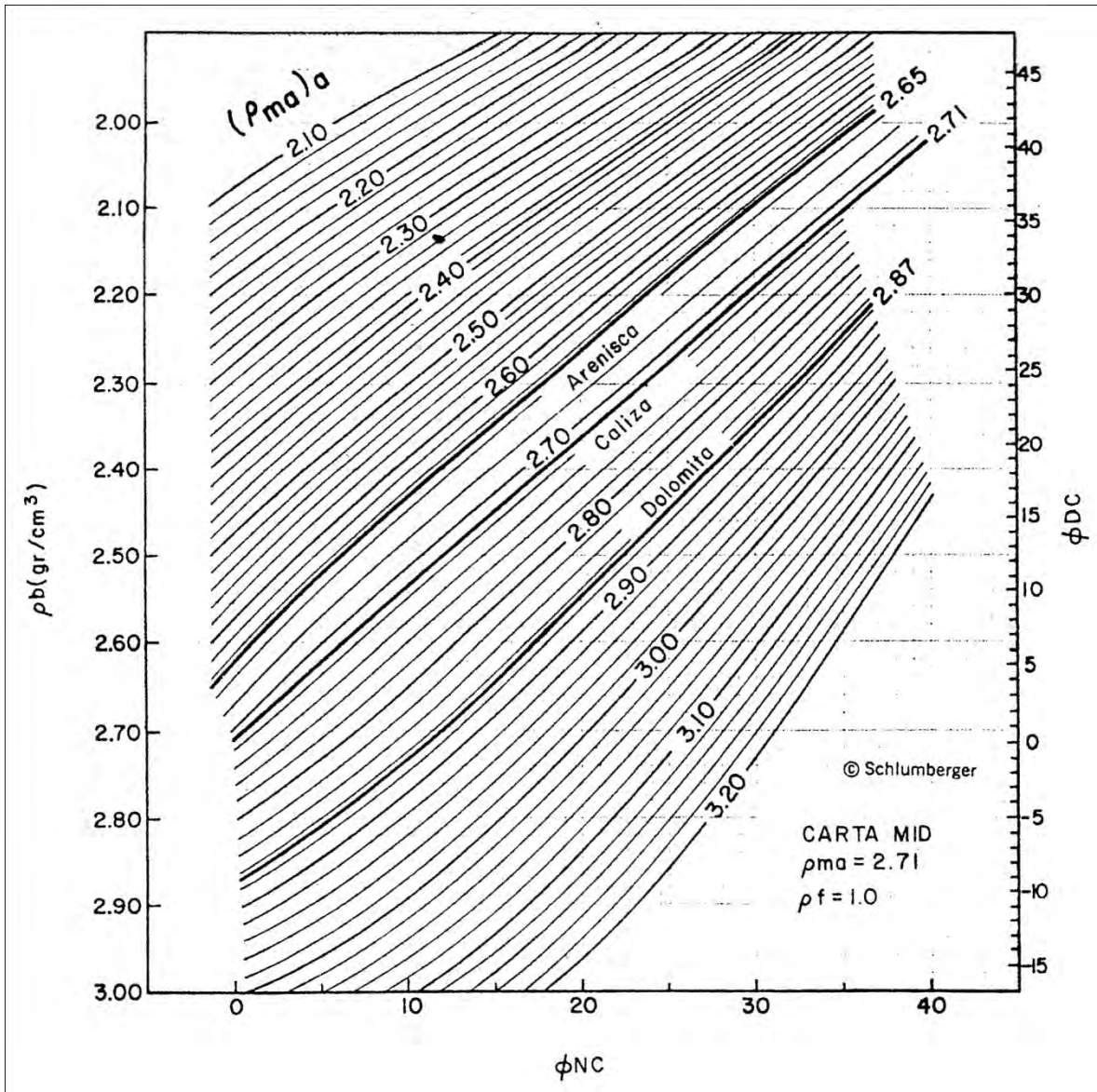


Fig.IV.1.8 Gráfica de Interrelación Densidad-Porosidad Neutrón Compensado para determinar  $(\rho_{ma})_a$ , para lodos dulces.

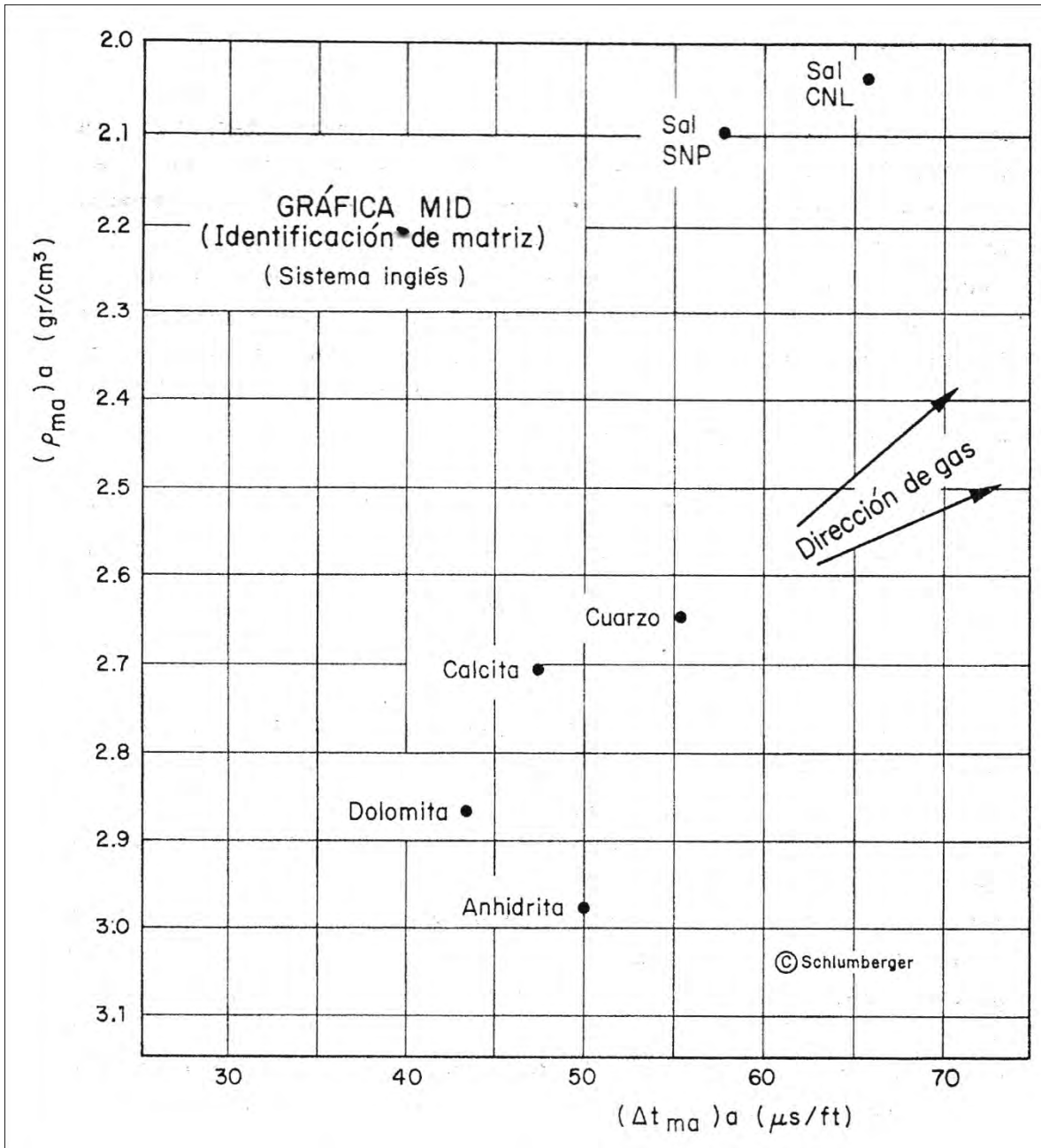


Fig. IV.1.9 Gráfica que utiliza la técnica MID para la identificación de minerales.

La gráfica de identificación de la matriz no es más que otro método que utiliza los mismos datos que la M-N, y se basa en determinar la densidad de la matriz aparente ( $\rho_{ma}$ )<sub>a</sub> y el tiempo de tránsito aparente ( $\Delta t_{ma}$ )<sub>a</sub> de un intervalo de interés, una grafica representativa de la técnica MID es la de la figura 4.1.9.

Para poder encontrar los valores de la densidad aparente a una cierta profundidad dada, se deben graficar los valores de  $\rho_b$  y  $\Phi_N$ , y se usa la figura IV.1.8 para leer el valor de densidad aparente  $(\rho_{ma})_a$ .

Un ejemplo de este caso sería tener un  $\rho_b = 2.45 \text{ g/cm}^3$  y  $\Phi_N = 0.20$ , nos da una matriz aparente  $(\rho_{ma})_a = 2.76 \text{ g/cm}^3$ .

Para determinar la velocidad del tiempo de tránsito de la matriz aparente se usa un método muy similar, donde el tiempo de tránsito se lee directamente del registro sísmico y se interseca con la  $\Phi_N$  en la gráfica de interrelación sísmico-neutrón que se muestra en la figura IV.1.7. y las líneas  $(\Delta t_{ma})_a$  constante se obtienen interpolando y extrapolando los valores de velocidad de la matriz conocida, un ejemplo de esto sería tener un  $\Delta t = 70 \text{ } \mu\text{s/ft}$  y  $\Phi_N = 0.20$ , por lo que el tiempo de tránsito aparente  $(\Delta t_{ma})_a = 46 \text{ } \mu\text{s/ft}$ .

Por lo que  $(\Delta t_{ma})_a$  y  $(\rho_{ma})_a$  se colocan en la gráfica de la figura IV.1.9 para poder determinar los componentes de la matriz.

Una de las principales ventajas que tiene la gráfica MID sobre la MN, radica es que la primera no requiere realizar muchos cálculos matemáticos, en consecuencia el uso combinado de estas dos gráficas mencionadas nos ayuda a resolver los efectos que provocan la presencia de minerales como la sal, azufre y yeso.

### Cálculo de la porosidad a partir de tres o más registros

En el año de 1963, Savre usó un método bastante simple y claro para determinar la porosidad y las fracciones de minerales, una vez que los minerales habían sido seleccionados previamente por cualquiera de los métodos antes mencionados.

Para llevar a cabo este método, primero consideró las fracciones volumétricas de tres minerales,  $f_1$ ,  $f_2$ ,  $f_3$ , la respuesta del registro de neutrón de las tres matrices  $\Phi_{N1}$ ,  $\Phi_{N2}$ ,  $\Phi_{N3}$ , también las densidades de la matriz  $\rho_{m1}$ ,  $\rho_{m2}$ ,  $\rho_{m3}$ , y por último los  $\Delta t_1$ ,  $\Delta t_2$ ,  $\Delta t_3$  para los tiempos de tránsito de la matriz en cuestión, por lo que propuso lo siguiente:

$$\Phi_N = f_1 \Phi_{N1} + f_2 \Phi_{N2} + f_3 \Phi_{N3} + \Phi_N f \quad (4.1.17a)$$

$$\Delta t = f_1 \Delta t_1 + f_2 \Delta t_2 + f_3 \Delta t_3 + \Delta t f \quad (4.1.17b)$$

$$\rho_b = f_1 \rho_{m1} + f_2 \rho_{m2} + f_3 \rho_{m3} + \rho_b f \quad (4.1.17c)$$

$$1 = f_1 + f_2 + f_3 + f \quad (4.1.17d)$$

Por lo tanto lo anterior proporciona un sistema de ecuaciones con cuatro incógnitas, en donde si se conoce  $\Delta t_{mai}$ ,  $\rho_{mi}$ ,  $\Phi_{Ni}$ , es posible determinar  $\Phi$  y  $f_i$ .

Savre establece que si hay presencia de gas en la formación, este sistema de ecuaciones propuesto no es capaz de proporcionar una solución debido a los errores y a las variaciones que se puedan presentar en las constantes  $\Delta t_{mai}$ ,  $\rho_{mi}$ ,  $\Phi_{Ni}$ .

La tabla 4.1.1 nos muestra unos cuantos valores promedio de matriz que pueden presentar los diferentes minerales que se encuentren en la formación o bien el intervalo de interés.

Roca	$\Delta t_{ma}$ $\mu s/ft$	$\rho_{ma}$ $g/cm^2$	$\phi_{ma}$ u.p.
caliza	46	2.71	0
dolomita	42	2.87	2
arena	55	2.65	-2
anhidrita	50	2.98	0
yeso	53	2.35	49
sal	65	2.03	0
agua dulce	200	1.00	1
agua (100,000 ppm de NaCl)	189	1.07	1.2
lutita	70-150	2.2-2.8	25-75
basalto	50-58	2.8-3.0	
cemento	95	1.99	
antracita	105	1.4-1.8	40
carbón	120	1.3-1.5	50
azufre	122	2.07	-3

Tabla IV.1.1 Valores de matriz para diferentes materiales.

## IV.2 DETERMINACION DE LA SATURACIÓN DE FLUIDOS

### Introducción

En la actualidad existen una gran cantidad de métodos para poder determinar todos estos parámetros, estos por lo general se basan en la ecuación de Archie.

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

### Método del potencial natural

Con este registro se obtiene un parámetro de suma importancia, como lo es la resistividad del agua de formación ( $R_w$ ), que en conjunto con el valor de la resistividad verdadera de la formación  $R_t$  y la porosidad  $\Phi$  se puede obtener la saturación.

Para poder aplicar este método se requiere que exista un alto contraste entre la resistividad del agua de formación y la resistividad del fluido de perforación, ya que si el lodo es salado o bien a base de aceite, este método no funciona.

### Algoritmo de solución

- a) Obtener los valores de  $R_t$ ,  $SP$  y  $\Phi$ .
- b) Verificar el valor de  $R_{mf}$  y calcularlo a la temperatura del intervalo. Si este valor resulta menor de 0.1 Ohm-m, para lodo dulce, se tiene que corregir utilizando la siguiente ecuación:

$$R_{mfe} = \frac{R_{mf} \times 10^{\left(\frac{0.0426}{\log\left(\frac{Tf}{50.8}\right)}\right)} - 0.131 \times 10^{\left(\frac{1}{\log\left(\frac{Tf}{19.9}\right)}\right)^{-2}}}{1 + 0.5 R_{mf}} \quad \text{Ec.IV.2.1}$$

O bien a partir de la figura siguiente (IV.2.1)

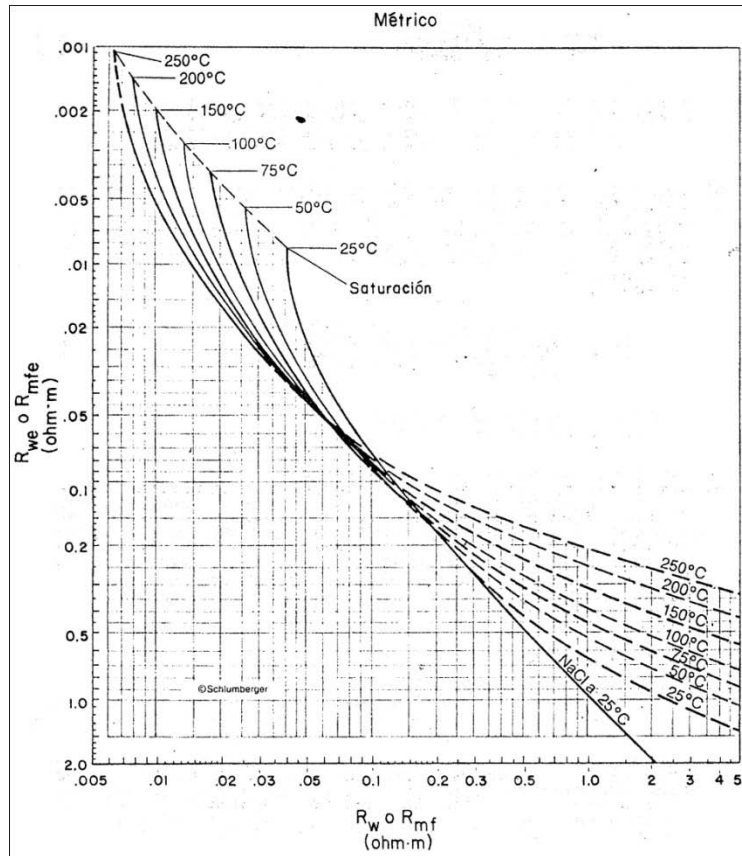


Fig. IV.2.1 Carta de corrección para obtener  $R_{mfe}$  o  $R_{we}$  a partir de  $R_{mf}$  o  $R$ .

Si el valor de  $R_{mf}$  es igual o mayor a 0.1 Ohm-m, tratándose de lodo dulce, el valor de  $R_{mfe} = R_{mf}$

c) Calcular el valor de  $R_{we}$ , con la siguiente ecuación:

$$R_{mfe} = \frac{R_{mf}}{10^{-\left(\frac{SP}{K}\right)}} \quad \text{Ec. IV.2.2}$$

Donde:

$K = 60 + 0.13 T$ ; para grados Fahrenheit

$K = 60 + 0.24 T$ ; para grados Centígrados

d) Convertir el valor de  $R_{we}$  a  $R_w$ , si  $R_{we}$  es mayor que 0.1 Ohm-m, no se requiere hacer la corrección y se obtiene directamente el valor  $R_w$ ; y si el valor encontrado es menor a 0.1 Ohm-m se utiliza la siguiente ecuación:



$$Rmf_e = \frac{Rwe + 0.131 \times 10 \left( \frac{1}{\log\left(\frac{Tf}{19.9}\right)} \right)^{-2}}{-0.5 Rwe + 10 \left( \frac{0.426}{\log\left(\frac{Tf}{50.8}\right)} \right)} \tag{Ec. IV.2.3}$$

O bien a partir de la figura IV.2.1, presentada anteriormente.

- e) Verificar el valor de  $R_w$  obtenido con cualquier otra fuente que se tenga disponible en el momento, como pueden ser análisis de núcleos, muestras de agua, etc. La salinidad del agua de formación se obtiene de la ecuación IV.2.3 o bien de la figura IV.2.2.

Salinidad (ppm a 75°F) =  $10^x$

$$x = \frac{3.562 - \log(Rw_{75^\circ}) - 0.0123}{0.955} \tag{Ec. IV.2.4}$$

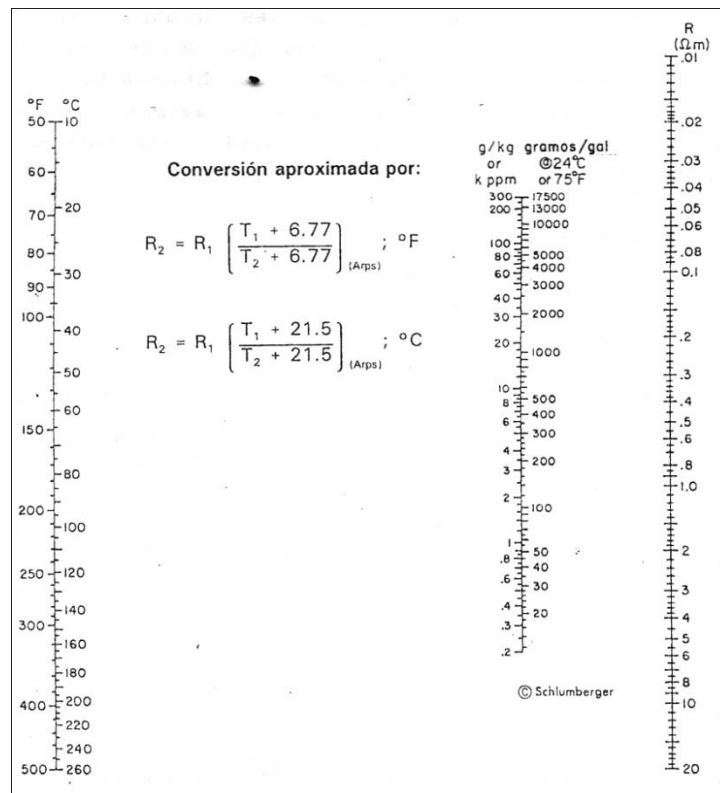


Fig. IV.2.2 Carta de interpretación para determinar la salinidad del agua en función de  $R_w$

- f) En este paso se debe de obtener el factor de formación (F), si la formación es de tipo granular se ocupa la ecuación de Humble, y si es de otro tipo de formación se ocupa la ecuación de Archie.
- g) Aplicar la ecuación general de saturación de agua desarrollada por Archie para obtener la saturación:

$$S_w = \sqrt{\frac{F R_w}{R_t}} \quad \text{Ec. IV.2.5}$$

#### ***Método de gráficas de interrelación resistividad-porosidad.***

La interpretación de los parámetros definidos por las diferentes respuestas de los registros y las ecuaciones de saturación son considerados como una herramienta muy efectiva para lograr una aproximación en la evaluación de formaciones, existen básicamente solo dos tipos de graficas para analizar intervalos, y se dividen de la siguiente forma:

- Se desconoce  $R_w$  pero puede ser constante en todo el intervalo
- Existen zonas con agua con diferente porosidad
- La formación está limpia
- Se desconoce la densidad o la velocidad de transito de la matriz

Estas graficas nos permiten eliminar prácticamente la incertidumbre de los valores de  $R_w$ ,  $S_w$ ,  $m$ ,  $n$  y pueden dividirse en dos tipos, la de Pickett, con esta se puede determinar el valor de  $R_w$  el exponente de cementación  $m$  del intervalo; y la de Hingle, se puede determinar el valor de  $R_w$ , la densidad o velocidad de la matriz y la saturación de agua para diferentes intervalos.

#### ***a) Grafica de Hingle***

Reacomodando la ecuación de saturación generalizada de Archie, tenemos:

$$\phi = C \sqrt{R_w/S_w^2} - 1\sqrt{R_t} \quad \text{Ec. IV.2.6}$$

Si los valores de  $F$  y  $F$  los colocáramos en una grafica se podría observar una relación no lineal, por lo tanto para los propósitos de las graficas es deseable mantener la escala de porosidad en lineal y ajustar los valores de  $F$  para convertirlos a lineales; la figura IV.2.3, es un ejemplo de cómo la porosidad aumenta linealmente en el eje horizontal y la resistividad decrece de una manera no lineal, de acuerdo con la expresión  $1\sqrt{R_t}$ .

La porosidad que mejores resultados proporciona es la que se obtiene de la combinación de los registros de densidad-neutrón y  $R_t$  de la curva ILd o LLD corregidas por invasión.

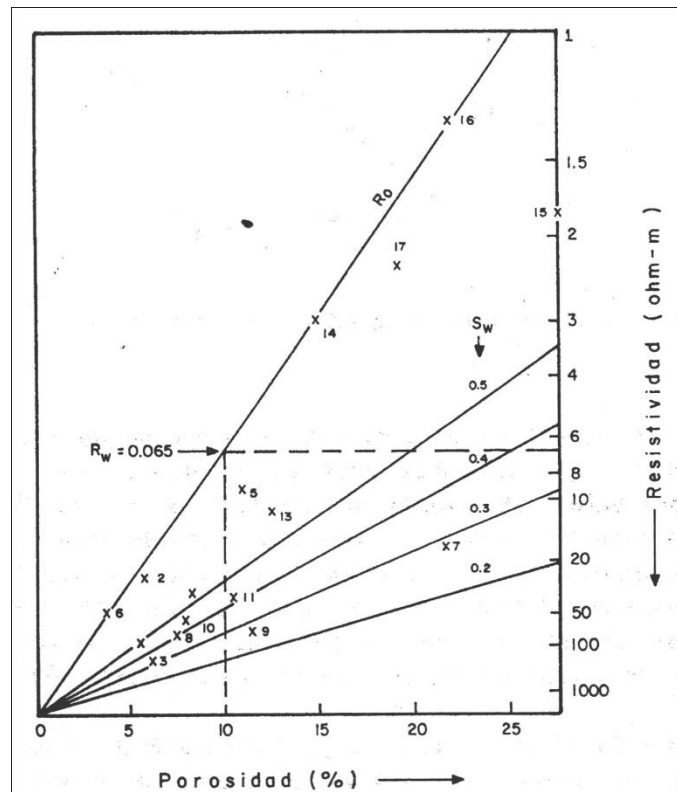


Fig. IV.2.3 Ejemplo de la gráfica de Hingle, muestra las líneas de diferente saturación

El procedimiento está basado en colocar en la gráfica anterior los valores de  $\Phi$  y  $R_t$  para todos los niveles de interés en el intervalo a interpretar, con la recomendación de que el intervalo no sea muy grande, los puntos que caen en la zona de baja resistividad para cierta porosidad dada representan niveles de 100% de agua.

La línea recta que representa  $S_w$  y que parte de cero de la  $\Phi$ , que sigue la tendencia de los puntos, es conocida también como  $R_o$

La ecuación de la línea  $S_w = 1$  de la ecuación IV.2.6

$$\Phi = C\sqrt{R_w} * 1/\sqrt{R_t} \tag{Ec.IV.2.7}$$

$R_w$  se puede determinar al sustituir los valores de  $\Phi$  y  $R_t$  para cualquier punto en la línea  $S_w = 1$ , con valores de  $F=0.10$  y  $R_t$  6.5 y  $c=1.0$ , se determina que  $R_w$  0 0.065 Ohm-m. Este método es uno de los más certeros para poder determinar la  $R_w$  en un área totalmente desconocida.

Una vez que se determina la línea  $R_o$ , las líneas que representen valores menores de  $S_w$  se establecen de la siguiente manera, para una porosidad dada la ecuación de Archie será:

$$S_w = \sqrt{R_o / R_t} \tag{Ec.IV.2.8}$$

Dando un ejemplo en función de la grafica anterior, la línea  $S_w = 0.5$  está representada por los puntos  $R_t = 4 R_o$ , para esto se tiene que seleccionar valores de porosidad donde  $R_o$  sea fácil de leer, para este caso tomamos un valor de  $F = 17.5$  y un  $R_o = 2.1$ , al multiplicarlo por 4 tenemos un  $R=8.4$ ; al unir este punto con el pivote en  $\Phi=0$  se obtiene la línea  $R_o$ , y así una vez realizadas las líneas necesarias se puede determinar la  $S_w$  para cada intervalo de interés.

**a.1) Gráfica de interrelación sónico-resistividad**

Este método es aplicable si solo se tiene disponible el registro sónico y de resistividad y también se desconoce la litología.

El procedimiento es el siguiente, el eje horizontal de la figura anterior se escala en tiempo de transito de la matriz, incrementándose de izquierda a derecha, dando como resultado una nueva figura que se muestra a continuación (IV.2.4)

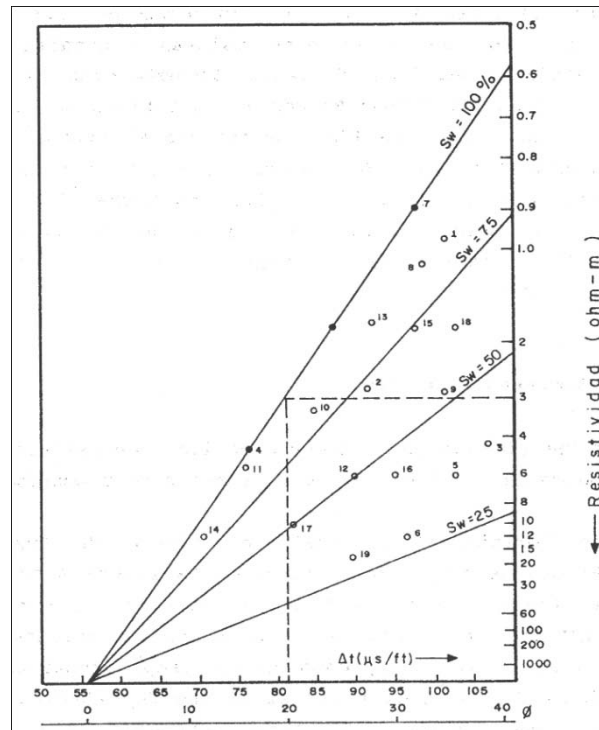


Fig. IV.2.4 Gráfica de Hingle para registros sónico y de resistividad

**a.2) Gráfica de interrelación densidad-resistividad**

Este método es útil si solo se tiene disponible el registro de densidad y se desconoce el tipo de matriz del yacimiento, y los pasos que deben seguirse son análogos a los mencionados con el registro sísmico, la diferencia es que el eje horizontal se escala en gr/cm<sup>3</sup> incrementándose de derecha a izquierda.

**a.3) Gráfica de interrelación de aceite móvil**

Para cuando se tienen casos donde se ha corrido el registro microlaterolog o microSFL en conjunto con el doble laterolog, esta grafica de interrelación puede ser bastante útil para determinar la presencia de aceite móvil.

Como primer paso se tiene que indicar en la grafica los valores de  $\Phi$  y  $R_t$  y establecer una escala de porosidad en las líneas de saturación constante y determinar  $R_w$ . Es muy conveniente corregir los valores de LLd por invasión antes de señalarlos en la gráfica, la figura IV.2.5 nos muestra estos valores con una x ya graficados.

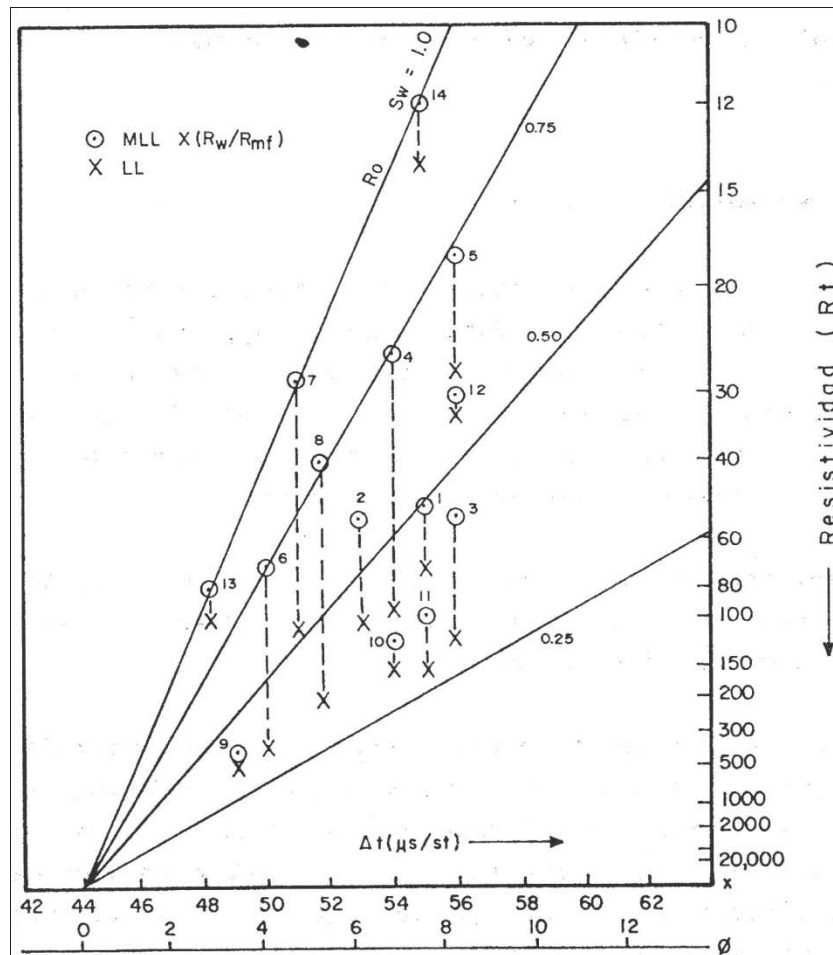


Fig. IV.2.5 Ejemplo de una gráfica de Hingle para mostrar la presencia de hidrocarburos móviles.

Cada nivel se gráfica de nuevo pero tomando la resistividad  $R_{mLL}$  y la  $R_{mSFL}$  para cada nivel pero multiplicada por la relación  $R_w/R_{mf}$  donde  $R_{mf}$  se le del encabezado del registro y es corregido por efecto de temperatura. La figura IV.2.4 nos muestra estos puntos con círculos y ya graficados correspondientemente. Las lecturas  $S_w$  corresponden a los valores de  $S_{xo}$ .

Los valores donde solo hay presencia de agua, los puntos graficados son muy cercano a la línea  $S_w=1$ ; como lo muestran los puntos 13 y 14.

Cuando hay presencia de zonas con hidrocarburos, pero no móviles los valores son muy cercanos al  $S_w$ , menores de 1.0, los puntos 9,10 ,12 son representativos de este concepto.

Para cuando hay presencia de hidrocarburos móviles los puntos tienden a separarse, la diferencia  $S_{xo}- S_w$  indicara la presencia de hidrocarburos móviles, como lo representa el punto 8, con un 40% de hidrocarburos móviles.

Consideraciones en el uso de este método

Es importante tomar en cuenta estas consideraciones que se dan cuando se usa este método, en el cual existen dos tipos de graficas con diferente división de resistividad, una está hecha para un  $F=1/\Phi^2$  y es utilizada para carbonatos con  $c=1.0$  y para areniscas con  $c=0.9$ , el otro tipo de gráfica está hecha para  $F=0.62/\Phi^{2.15}$  y es válida solo para areniscas.

Otra consideración a tomar en cuenta es que la presencia de gas puede disminuir el valor de  $S_w$ , por lo que se recomienda observar el comportamiento de las curvas del registro neutrón-densidad.

### ***b) Gráfica de Pickett***

El objetivo principal de este tipo de grafica es determinar el valor del exponente de cementación ( $m$ ) y de la resistividad del agua de formación ( $R_w$ ), a partir de la relación  $F-\Phi$ .

Este método nos proporciona datos que se pueden agrupar en función de las variaciones de la roca (textura, tamaño de poro, etc.).

Para efectos de comprensión, si le sacamos logaritmo a la ecuación de Archie, obtenemos:

$$n \log S_w = \log F + \log R_w - \log R_t \quad \text{Ec.IV.2.9}$$

Si sustituimos la ecuación particular de factor de formación y despejando la ecuación, obtenemos:

$$\log R_t = \log R_w + \log a - m \log \Phi - n \log S_w \quad \text{Ec.IV.2.10}$$

Y para una zona con una  $S_w = 100\%$  tenemos que:

$$\log Rt = -m \log \phi + \log(a R_w) \quad \text{Ec.IV.2.11}$$

Que es representativa de una recta en papel logarítmico de la forma  $y=mx+b$ , lo cual nos indica que siempre y cuando la  $m$  sea constante y los registros de resistividad y porosidad sean corridos en zonas de agua, los datos podrán ser graficados en papel logarítmico, como lo muestra la grafica de la figura IV.2.6.

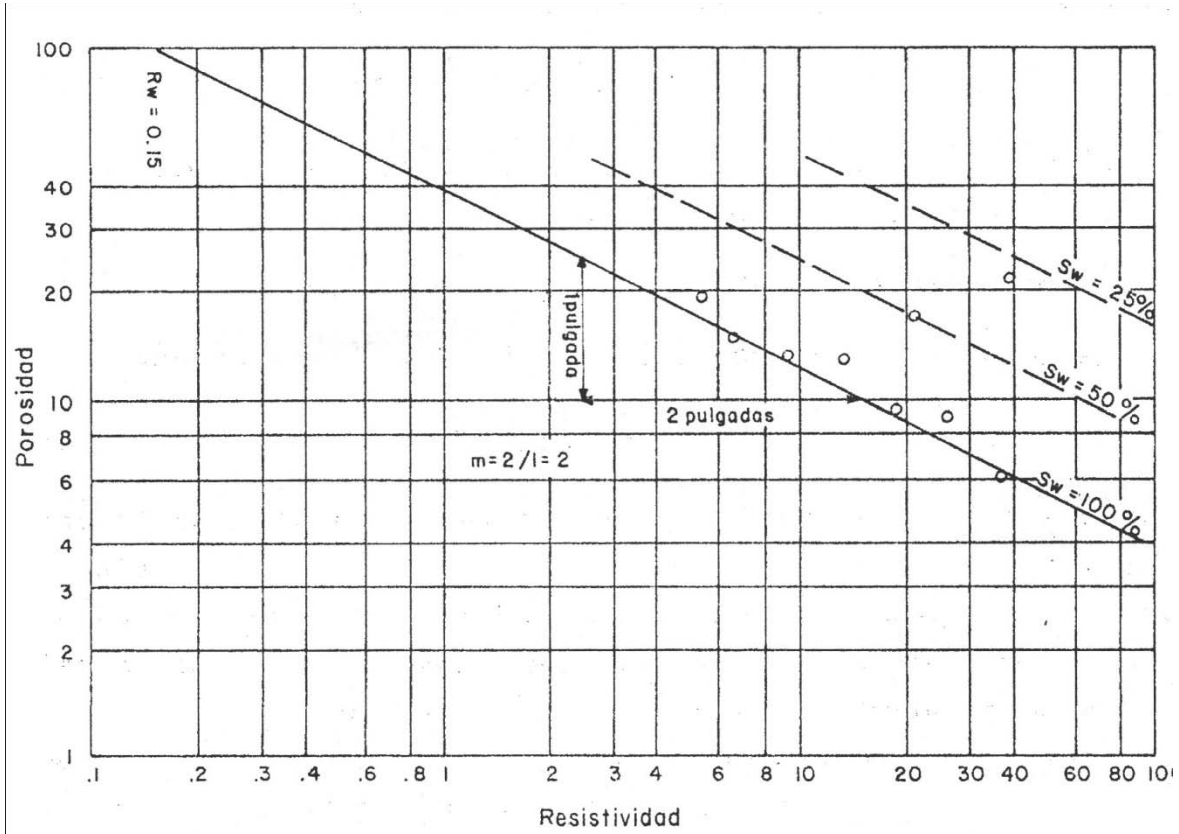


Fig. IV.2.6 Gráfica de Pickett que muestra las líneas de saturación y el valor de la resistividad del agua  $R_w$ .

La intersección de la línea  $R_o$ , que atraviesa los puntos, con el valor de porosidad al 100%, obtiene el valor de  $R_w$  y la pendiente de esta recta será el valor de  $m$ , y esta recta deberá de ser trazada endirección Noroeste-Sureste, cargando la línea lo mas a la izquierda posible; las zonas con contenido de hidrocarburos se presentaran a la derecha de la recta  $R_o$ .

Para poder calcular la posición exacta de las líneas de  $Sw$  se necesita la ecuación siguiente:

$$Rt = \sqrt{\frac{R_o}{Sw^2}} \quad \text{Ec. IV.2.12}$$

En este método se requiere considerar cualquier porosidad, como se realiza en este ejemplo, de la figura anterior tomamos una porosidad del 20% y un  $R_o$  de 3.8 Ohm-m, el valor de  $S_w$  al 50% se localizara en:

$$R_t = 3.8 / 0.52 \quad \text{Ec. IV.2.13}$$

$$R_t = 15.2 \text{ Ohm-m}$$

con  $\Phi = 20\%$ .

Este tipo de método gráfico es recomendable para formaciones de roca dura.

Es importante mencionar que existen diferentes modelos que nos auxilian en la interpretación de formaciones arcillosas, pues se sabe que la presencia de arcilla en un yacimiento origina perturbaciones en la evaluación, por lo que se complica poder determinar la presencia de hidrocarburos y poder producirlos adecuadamente.

Dentro de estos modelos de interpretación en arenas arcillosas están:

- *Método de compensación automática (1950)*, se utilizo el registro sónico y el de inducción en la ecuación de Archie, es una aproximación sencilla en arenas de porosidad media a lata con arcilla dispersa.
- 
- *Modelo disperso (1960)*, utiliza las lecturas del registro sónico y de porosidad; pues la diferencia entre las lecturas porosidad total y la porosidad efectiva que leen estos registros correspondientemente al orden, nos indica el grado de arcillosidad.
- 
- *Modelo de Simandoux (1970)*, emplea las porosidades de los registros neutrón-densidad, y la fracción de lutita a partir del rayos gamma, SP u otro indicador, y es aplicable a lutita dispersa o laminar.

Actualmente los modelos de arenas arcillosas están basados en la capacidad de intercambio catiónico, CEC, existen dos versiones:

- *Modelo Waxman-Smits*, en este modelo se considera que la conducción catiónica y la conducción del electrolito de cloruro de sodio actúan en forma independiente en el espacio poroso, dando trayectorias de conducción paralelas.
- *Modelo de doble agua*, considera que la conducción de los contadores de iones se restringirá al agua impregnada donde estos residen y la conducción del electrolito normal se confinara al agua libre, puesto que los aniones de  $Cl^-$  se excluyen de la parte impregnada. Por lo tanto existe una combinación de dos aguas: la conductividad del agua impregnada, que ocupa una fracción del espacio poroso y la conductividad del agua libre, que ocupa el espacio de poro remanente.



**Método de detección de gas.**

Efectos del gas en los registros de porosidad.

Regularmente es difícil poder determinar si hay presencia de zonas de gas o bien de aceite a partir de un registro de resistividad; a pesar de que las zonas con gas tienen saturaciones de agua menores que las de aceite, las variaciones presentes en el tamaño del poro de la formación provocan que se vuelva difícil poder separar cada una de las zonas; actualmente esta detección e identificación de cada zona se realiza con la corrida de registros de densidad y neutrón.

**a) Registro Sónico**

Este tipo de registro generalmente no presenta influencia por presencia de gas cuando la roca está bien compactada, por lo cual se incluyen todos los carbonatos, areniscas cementadas y consolidadas, así como areniscas no bien consolidadas pero que se encuentran a mucha profundidad con un bajo esfuerzo en sus capas superficiales; las presiones que normalmente nos podemos encontrar en cuanto a la presión de poro es de un rango de 0.433 a .465 psi/ft, por lo tanto valores que queden fuera de este rango, son consideradas como presiones anormales.

El tiempo de tránsito aumenta en este registro por la presencia del gas y al parecer estos cambios no están relacionados directamente con el volumen del gas, pues existe una diferencia muy pequeña entre las saturaciones del gas de 85 y 60 % en el tiempo de tránsito. Por lo que el efecto del gas tiene más influencia en cuanto a la compactación o cementación de la roca, por lo tanto se deben realizar correcciones tomando en cuenta el tipo de roca, como por ejemplo:

El tiempo de tránsito de la lutita está en un rango entre 100 ó 125  $\mu$ s/ft, por lo tanto la porosidad puede corregirse usando la siguiente ecuación:

$$\Phi = B \Phi_{\text{calculada}} \quad \text{Ec. IV.2.14}$$

Donde se debe considerar B=0.7 para zonas de gas y B=0.9 para zonas de aceite. Esta corrección resulta ser dependiente de la invasión, si esta es profunda, mayor a 1 pie, el efecto del gas no podrá observarse en el registro o bien cuando la roca no es muy compacta y sus tiempos de tránsito son mayores a 125 ms/ft la ecuación de corrección anterior no será suficiente

**b) Registro de densidad**

El efecto que tiene el gas en este tipo de registro, provoca una reducción de la densidad volumétrica y aumenta la porosidad aparente.

Ya que aproximadamente el 75% de la medición del registro está en las primeras tres pulgadas, los valores de saturación pueden ser obtenidos de la zona lavada  $S_{xo}$  y la saturación residual de hidrocarburos  $S_{rh} = 1 - S_{xo}$ .

Con el valor de  $R_{xo}$ , la densidad y la porosidad es posible obtener el valor de  $\phi$  por ensaye y error o bien por las figuras IV.2.7 y IV.2.8 que se presentaran un poco más adelante.

Para usar este método de ensaye y error se utilizan las siguientes ecuaciones:

$$\phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad \text{Ec. IV.2.15}$$

$$S_{xo} = \sqrt{\frac{F R_{mf}}{R_{xo}}} \quad \text{Ec. IV.2.16}$$

$$\rho_f = S_{xo} \rho_{mf} + (1 - S_{xo})\rho_h \quad \text{Ec. IV.2.17}$$

Para llevar a cabo este método debe desarrollarse primeramente la ecuación IV.2.5 y proponerse una densidad de fluido entre el filtrado del lodo y el gas. La densidad del filtrado del lodo se calcula a partir de  $R_{mf}$  y por la grafica de la figura IV.2.2 para determinar la salinidad del mismo filtrado en ppm de NaCl.

La densidad del lodo será:

$$\rho_{mf} = 1 + 0.73 P \quad \text{Ec. IV.2.18}$$

donde:

$P$  = salinidad del lodo en ppm dividida entre  $1 \times 10^6$

La densidad del gas puede ser obtenida y muy aproximada por medio del uso de la siguiente gráfica (Fig. IV.2.8), o bien puede ser considerada como 0.7 para efectos de practicidad.

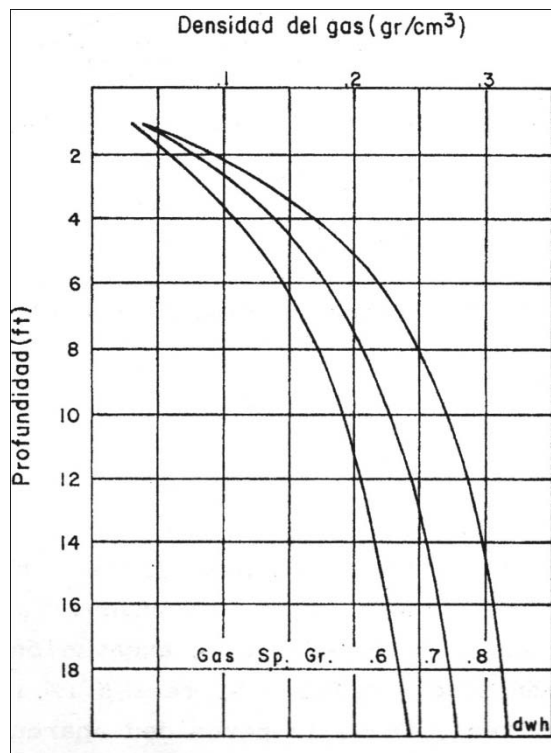


Fig. IV.2.8 Gráfica para estimar la densidad del gas en función de la profundidad.

**c) Registro de densidad**

Este tipo de registro tiene una respuesta de doble influencia, una de estas y la más representativa es la reducción del hidrogeno, si es comparado con líquidos; y la segunda y no por eso menos importante es el efecto de excavación provocado por la reducción de la densidad.

El valor que tome esta reducción en el registro de la porosidad aparente dependerá directamente de que tan seco sea el gas que esta contenido, la presión y su temperatura a la que se encuentra y la profundidad de invasión.

Hay que mencionar que existen otras influencias, que pueden causar efectos no muy fuertes en la interpretación de este registro pero deben ser consideradas en su momento, estas pueden ser las diferentes salinidades de los fluidos; por lo que generalmente este registro se acompaña del de densidad para ser complementado.

#### d) Registros combinados de porosidad

##### Densidad – Neutrón

Este tipo de registro o curva es una de las más populares en la actualidad para poder detectar intervalos con presencia de gas. En esta combinación es posible manejar tres distintos casos para determinar la porosidad de la formación.

Caso 1.- cuando la invasión del filtrado del lodo suele ser muy somero o bien muy profunda, para este caso en particular, los dos registros se ven influenciados por la misma cantidad de gas.

La determinación de la porosidad puede ser por diversas maneras, una de ella es la siguiente:

- Ecuación empírica

-

$$\phi = \sqrt{\frac{\phi_n^2 + \phi_D^2}{2}} \quad \text{Ec. IV.2.19}$$

- Carta de corrección de gas

La siguiente figura (IV.2.9) es la presentación de la carta de corrección, esta carta considera que los valores ya han sido corregidos con anterioridad, por lo que no es recomendable aplicar la corrección por efectos de excavación, sino lo mejor es aplicarlos para efectos de presión y temperatura que se presentan a una profundidad de 1000 metros aproximadamente.

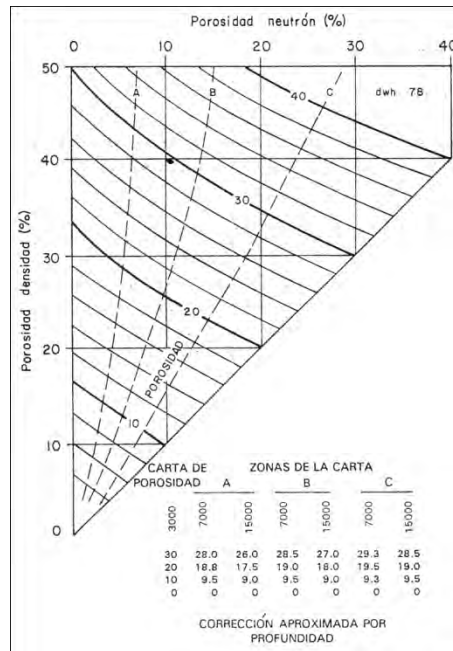


Fig. IV.2.9 Gráfica de corrección por efecto de gas para los registros de densidad y neutrón.

- Grafica cruzada Densidad-Neutrón

Este tipo de gráfica (Fig. IV.2.10) es posible utilizarla para corregir el efecto del gas así como la litología, la manera de usarla es tomando en cuenta que las areniscas indicaran la presencia de gas hacia la parte superior e izquierda de la gráfica.

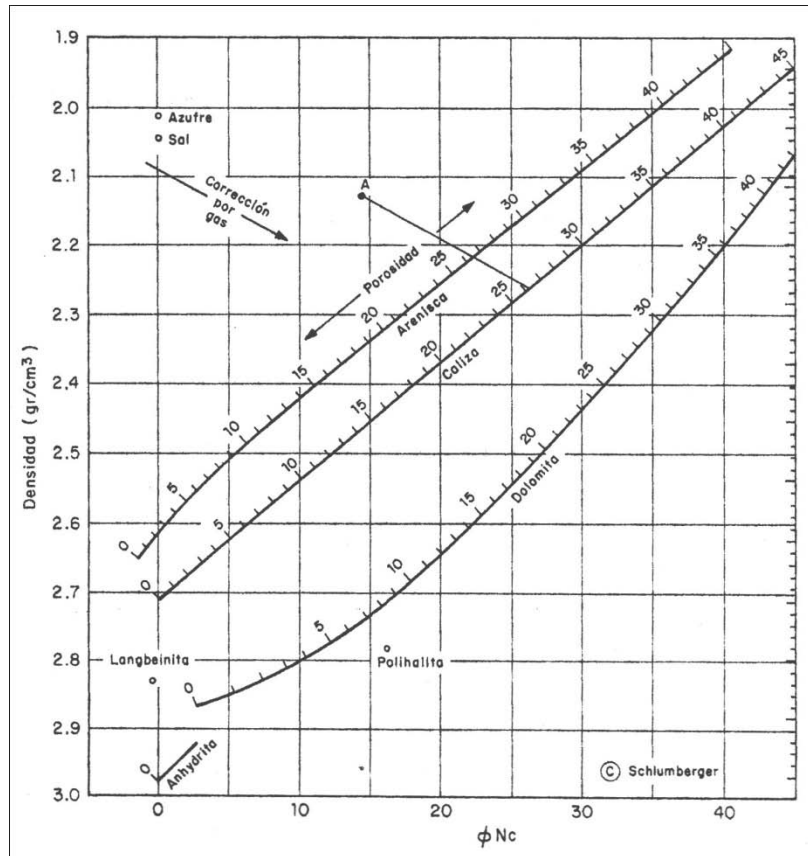


Fig. IV.2.10 Gráfica cruzada densidad-neutrón para detectar presencia de gas

Si se tiene que el punto A de la gráfica representa unas porosidad densidad de 34.5% y una porosidad neutrón del 14%; se proyecta la línea de las areniscas paralela a la línea que indica la corrección de gas, dando como resultado una porosidad del 26.5%, y bien para efectos de compresión, si la roca fuera una caliza, esta línea se tendría que proyectar hasta la línea que indica calizas y la porosidad sería del 26%.

- Corrección del registro de densidad mas registro Rxo

Este método es considerado como el más exacto de todos, pues la Rxo se puede obtener de cualquier registro de resistividad con un radio de investigación somera que esté disponible y es un proceso que se realiza utilizando las ecuaciones anteriormente mencionadas (IV.2.15, IV.2.16, IV.2.17).

Caso 2.- Este tipo de casos se presenta por una invasión del filtrado del lodo que resulte ser tan profunda que cubra y no permita la medición del registro de densidad aproximadamente 4 pulgadas, pero a su vez no puede ser tan profunda como para cubrir la lectura del registro de neutrones, de 6 a 14 pulgadas para este registro.

Un claro ejemplo se presenta si los registros se encuentran en una arenisca y fueron calibrados con una caliza, las líneas se cruzaran cada vez que se presente una arenisca limpia.

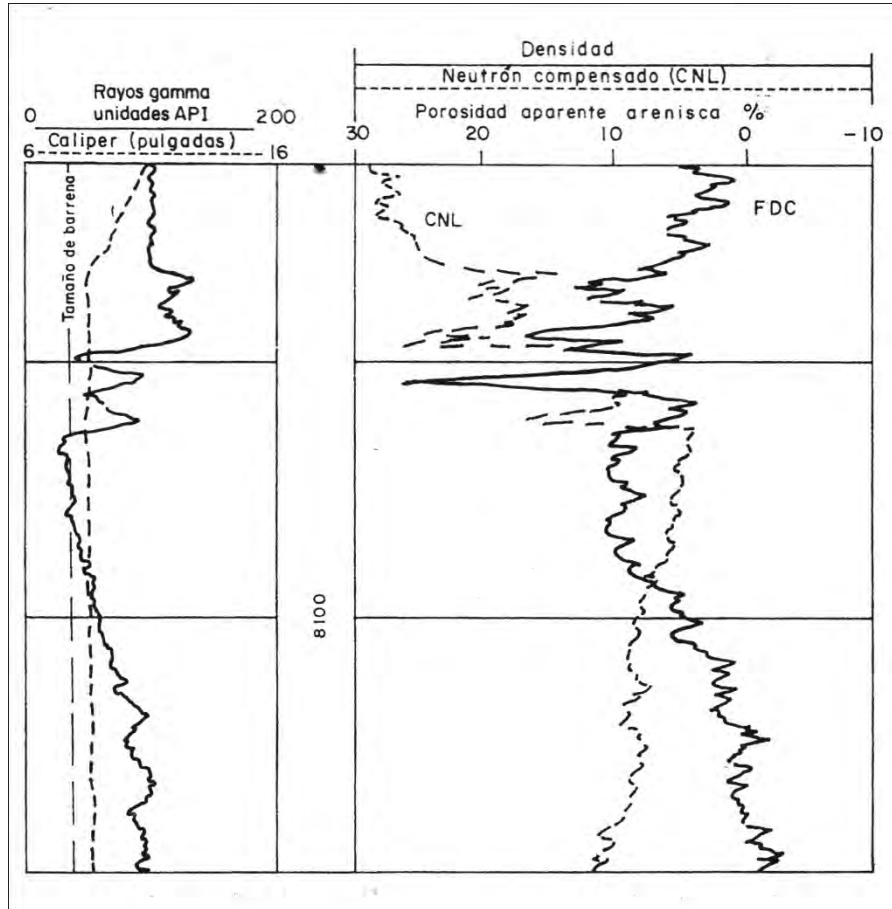


Fig. IV.2.11 Presentación de un registro combinado Densidad- CNL corrido en secuencia de arenas.

Caso 3.- este tipo de casos se da en presencia de minerales pesados o arcillas, esta situación se presenta ya que el registro de porosidad neutrón tiene una respuesta menor que el registro de porosidad-densidad, la figura IV.2.12 nos muestra más claramente lo que se explica en este párrafo.

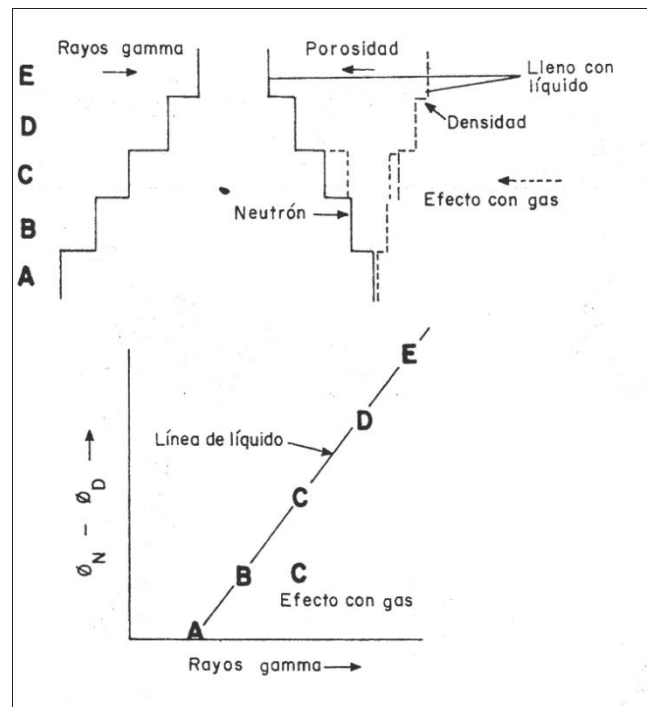


Fig. IV.2.13 Esquema de la posible respuesta del registro de Densidad-CNL.



---

## CONCLUSIONES

1. *Los registros geofísicos de pozo son técnicas que hoy en día y desde sus inicios, nos permiten evaluar las formaciones in-situ, así mismo son capaces de proporcionarnos información más certera, dando como resultado una mejor aproximación de los parámetros físicos y geológicos de la formación de interés.*

*Actualmente los registros geofísicos representan un papel sumamente importante para la industria petrolera, gracias a su desarrollo tecnológico, el cual parte de los primeros principios técnicos desarrollados hace muchos años; razón por la cual hoy en día se tiene la capacidad de determinar el potencial petrolero de un yacimiento o formación.*

2. *Todo ingeniero petrolero debe tener en cuenta existencia de estos registros geofísicos, conocer las diferentes herramientas y su aplicación, con el objetivo de tener una mejor aproximación de la interpretación litológica y del contenido de fluidos de la formación que atraviesa durante la perforación de un pozo,*
3. *La actualización constante en cuanto al desarrollo de estas herramientas es determinante para la interpretación geológica, pues continuamente se busca obtener más y mejores parámetros físicos y geológicos que nos permitan tener una mejor interpretación del parámetro que se requiera conocer.*
4. *La asignatura de Registros geofísicos de pozos, debe ser considerada como una herramienta de suma importancia por todos aquellos que busquen ser Ingenieros Petroleros, pues en la industria se requiere gente que sea capaz de interpretar una formación, que logre conocer e identificar los riesgos operativos que pueden presentarse durante la perforación de un pozo.*

**BIBLIOGRAFÍA**

Amyx, J.W.; Bass, D.M. Jr.; Whiting, R.L.: PETROLEUM RESERVOIR ENGINEERING. PHYSICAL PROPERTIES. Mc Graw Hill Book Company, Inc. New York, Toronto, London, 1960.

Arps, J. J.: THE EFFECT THE TEMPERATURE ON THE DENSITY AND ELECTRICAL RESISTIVITY OF SODIUM CHORIDE SOLUTIONS. Petroleum Transactions, AIME 1953.

Arroyo Carrasco, A. y Roig Sampedro F.: APUNTES DE LA ASIGANUTURA DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZOS, Facultad de Ingeniería, UNAM, México, 1984.

Arroyo Carrasco, Alejandro.: BASESTEÓRICAS E INTERPRETACIÓN DE REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZOS. Facultad de Ingeniería, UNAM, México, 2007.

Campell, M.D., Leher, J. H.: WATER WILL TECNNOLOGY. Mc graw Hill, Nueva York 1973.

Dunlap, H.F.; Hawthome, H.R.: CALCULATION OF WATER RESISTIVITIES FROM CHEMICAL ANALISYS. Petroleum Transactions, AIME 1951.

Gómez Rivero, Orlando.: REGISTROS DE POZO. 1ra. Parte: Teoría de la Interpretación. México, 1975.

Martell Andrade, Bernardo.: APUNTES DE LA ASIGNATURA DE PETROFÍSICA Y REGISTROS DE POZOS. Facultad de Ingeniería, UNAM. México 2008.

Ramos Rodríguez, Heberto. Zinat Conte, Daniel. Ramírez Maldonado, Tomás. REGISTROS GEOFÍSICOS EN MÉXICO, Tomo I. Villahermosa Tabasco, México. Primera Edición, 2008.

Schlumberger. LOG INTERPRETATION CHARTS, Documento. 1972.  
LOG INTERPRETATION CHARTS, Documento. 1979.  
LOG INTERPRETATION CHARTS, Documento. 1983.  
LOG INTERPRETATION CHARTS, Documento. 1984.  
LOG INTERPRETATION CHARTS, Documento. 1985.  
LOG INTERPRETATION CHARTS, Documento. 2005.

Schlumberger. THEORY, MEASUREMENT, AND INTERPRETATION OF WELL LOGS. New York.Documento.

Schlumberger. INTERPRETACIÓN DE PERFILES, Vol. 1 Fundamentos. New York. Documento.

Schlumberger. PRINCIPIOS / APLICACIONES DE LA INTERPRETACIÓN DE REGISTROS. New York. Documento.