

EL PERFILAJE DE POZOS

ÍNDICE

Ref.	Título	Página
1.0	Introducción	1
2.0	Los distintos tipos de perfilaje	4
2.1	El Potencial Espontáneo	4
2.1.a	Potencial Electroquímico	5
2.2	El Perfilaje Eléctrico	7
2.2.a	Determinación de la saturación de agua	9
2.2.b	Determinación del factor de formación	9
2.2.c	Principios generales de medición del perfilaje eléctrico	11
2.2.d	Dispositivos Normales	14
2.2.e	Dispositivos Laterales	16
2.2.f	Herramientas enfocadas Laterolog	17
2.3	El perfil de Inducción	22
2.3.a	Conceptos de electromagnetismo e inducción	22
2.3.b	Principios de medición de la herramienta	23
2.3.c	Teoría del Factor Geométrico	25
2.3.d	Resolución vertical	27
2.3.e	Condiciones óptimas de operación	27
2.4	El perfilaje Acústico	28
2.4.a	Teoría de la propagación	28
2.4.b	Tipos de medidas acústicas	28
2.4.c	Generación de la señal acústica	29
2.4.d	Recorrido de las ondas en el pozo	29
2.4.e	El tren de ondas acústicas	30
2.4.f	Perfiles de velocidad	31
2.4.g	Perfiles de velocidad con receptor único	32
2.4.h	Medición de velocidad con dos receptores	33
2.4.i	Cálculo de la Porosidad	33
2.5	El perfil de Rayos Gamma	34
2.5.a	Efecto de absorción fotoeléctrica	35
2.5.b	Producción de pares	35
2.5.c	Efecto Compton	36
2.5.d	Dispersión Rayleigh	36
2.5.e	La herramienta de Rayos Gamma	36
2.5.f	El detector de Rayos Gamma	37
2.5.g	Deposición de los elementos radioactivos	38
2.5.h	Utilización de los Rayos Gamma para determinar volumen de arcilla	39
2.6	El perfil de Densidad	40
2.6.a	Sección cruzada o atravesada	40
2.6.b	Fuente de emisión de Rayos Gamma	41
2.6.c	Herramientas de un solo detector	41
2.6.d	Sistema compensado de dos detectores (Ecuación Espina)	43
2.6.e	Plot Espina – Costilla	44
2.6.f	Factores que afectan a la medición de Densidad	45
2.6.g	Porosidad de Densidad	48
2.7	El perfilaje Neutrónico	49
2.7.a	Fuente de emisión de neutrones	51
2.7.b	La herramienta de doble espaciamento	51
3.0	Conclusiones	52
3.1	Bibliografía	53
3.2	Ejemplos	54

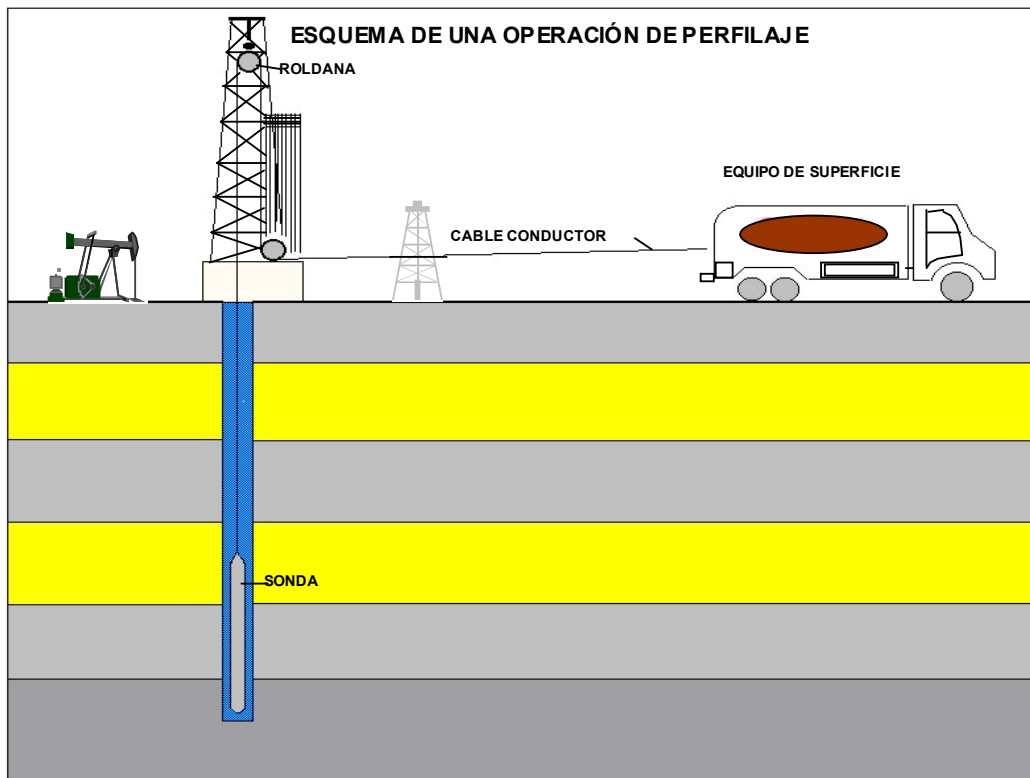
EL PERFILAJE DE POZOS

1.1 INTRODUCCIÓN

Cuando se finaliza la perforación de un pozo, poco se sabe acerca de los estratos subyacentes que se atravesaron y si éstos contienen los recursos naturales que se buscan.

En teoría, los espacios vacíos en el seno de las rocas que conforman el subsuelo (poros), están siempre ocupados por agua, petróleo o gas.

Una de las formas de detectar la presencia de estos elementos y quizás la más importante, es el PERFILAJE.

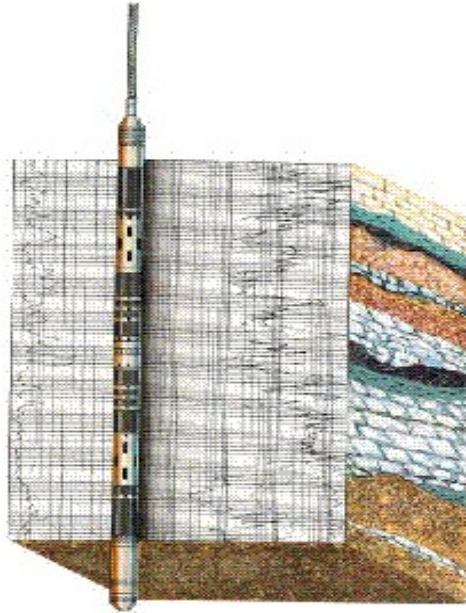


El perfilaje de un pozo consiste en la bajada de una sonda hasta el fondo del mismo por medio de un cable conductor que la vincula con el equipo de superficie, el cual procesa los paquetes de información enviados por la sonda a través del cable y produce el registro del perfil del pozo en tiempo real.

Este registro se efectúa con la sonda en movimiento desde el fondo del pozo hacia la superficie a una velocidad determinada, acorde al tipo medición que se efectúe (para tener una idea, los servicios más comunes actualmente se corren a una velocidad de 10 metros por minuto).

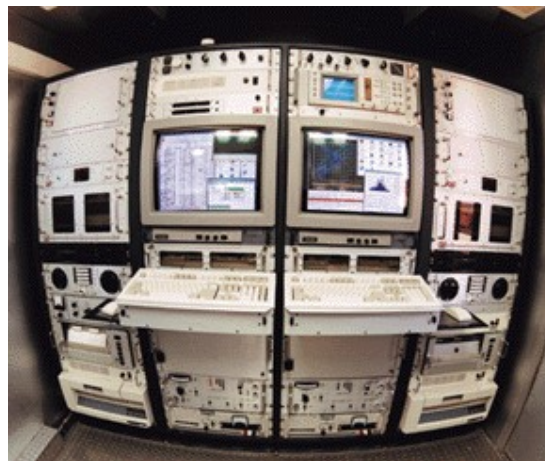
Durante el perfilaje, la sonda va recogiendo información de las paredes del pozo, desde el fondo hacia la superficie, generalmente con una resolución vertical de 10 cm. o sea una muestra cada 10 cm. o 10 muestras cada 1 m. (existen en la actualidad herramientas con resolución vertical de 0.25 cm. o sea 1 muestra cada 0.25cm o 400 muestras por metro).

HERRAMIENTA DE PERFILAJE



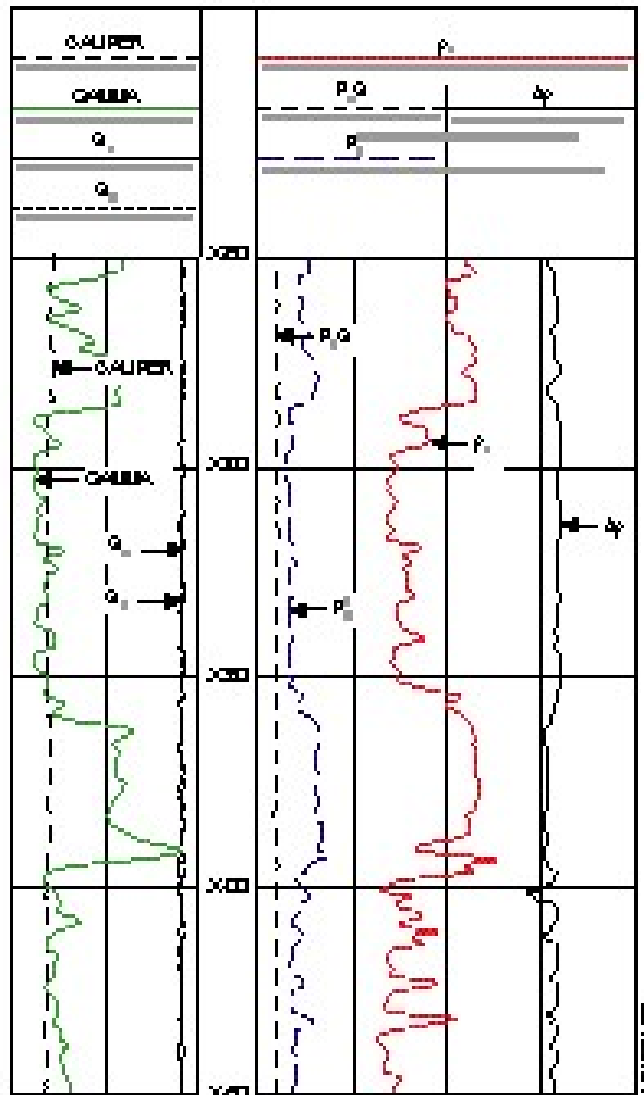
La información obtenida por la herramienta, es procesada en tiempo real y enviada por telemetría hacia la computadora del equipo de superficie a través del cable conductor.

EQUIPO DE SUPERFICIE



La computadora del equipo de superficie procesa la información enviada por la sonda y produce el perfil del pozo, el cual es una función entre la medida realizada y la profundidad.

PERFIL DEL POZO



SDLField Log

De acuerdo al tipo de medición efectuada, obtendremos distintos perfiles que, mediante sus interpretaciones son utilizados para inferir las propiedades de las rocas, presencia de fluidos, especificar formaciones, identificar capas, etc.

1.2 LOS DISTINTOS TIPOS DE PERFILAJE

De acuerdo al principio físico de medición de cada herramienta o sonda, se obtienen los distintos tipos de perfiles que sirven para obtener las variables que ayudan a través de modelos a conocer las características de las rocas atravesadas por la perforación.

Los perfiles más comunes en la industria y que se tratarán a continuación, son los siguientes:

- El Potencial Espontáneo.
- El Perfilaje Eléctrico.
- El Perfil de Inducción.
- El Perfilaje Acústico.
- El Perfil de Rayos Gamma.
- El Perfil de Densidad.
- El Perfilaje Neutrónico.

El devenir tecnológico avanza hacia herramientas de nueva generación que producen imágenes del pozo, por lo tanto, posteriormente también se mostrarán imágenes para conocer sus técnicas de interpretación.

1.3 EL POTENCIAL ESPONTÁNEO

El perfil o curva de Potencial Espontáneo (SP) es un registro de los potenciales naturales terrestres (no inducidos) que se producen entre un electrodo móvil dentro del pozo y un electrodo fijo en superficie.

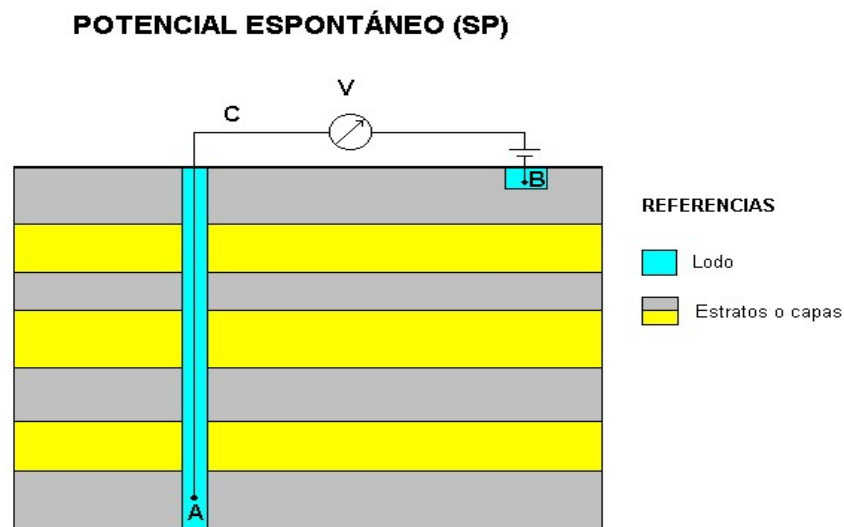


Figura N° 5

En la Figura N° 5, el electrodo A se mueve hacia arriba o hacia abajo, por el pozo lleno de lodo y está ubicado en el extremo de un cable aislado C que está conectado al registrador del

equipo de superficie. El otro terminal se conecta al electrodo B, ubicado generalmente en la pileta de lodo o en un pozo también lleno del lodo de perforación. A este electrodo B se lo llama electrodo de referencia.

El registrador elabora un perfil en el cual las abscisas son proporcionales a la profundidad del electrodo A y las ordenadas representan el potencial del electrodo A con referencia al electrodo B.

De acuerdo al circuito presentado en la figura N° 5, el equipo de superficie mide todas las diferencias de potencial que aparecen entre los electrodos A y B. Las desviaciones que aparecen en el perfil SP corresponden a fenómenos que se suceden en los contactos entre el lodo de perforación y los diversos estratos entre si. Estos fenómenos producen una corriente eléctrica que utiliza al lodo como camino de retorno, creando así diferencias de potencial que pueden medirse.

No puede registrarse el SP en pozos llenos de lodos no conductivos, debido a que éstos lodos no proporcionan la continuidad eléctrica entre el electrodo del SP y la formación.

Las desviaciones en la curva de SP, se producen únicamente frente a estratos porosos y permeables que son el objetivo de la búsqueda y se deben a corrientes terrestres que desarrollan una fuerza electromotriz en la columna de lodo. Estas corrientes son generadas principalmente por fuentes llamadas electroquímicas.

1.3.a POTENCIAL ELECTROQUÍMICO

En la figura N° 6 se muestra el modelo de Mounce y Rust, el cual consta de una cubeta circular con arcilla y agua de dos concentraciones diferentes, separadas por membranas permeables para evitar la difusión de concentraciones.

MODELO DE MOUNCE Y RUST

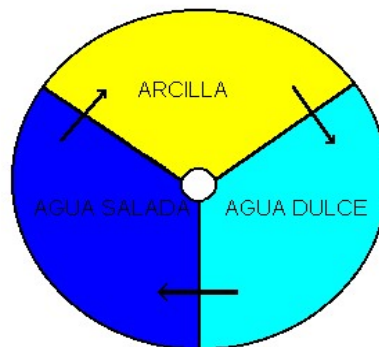


Figura N° 6

A continuación, se verificó flujo de corriente en la celda electroquímica así creada, se encontró además que el voltage generado se incrementa al aumentar el contraste de salinidad entre los dos fluidos (es decir que, si ambas soluciones son idénticas, no fluye corriente). Las flechas indican la dirección del flujo de corriente, que va desde el agua dulce hacia el agua salada y a continuación hacia la arcilla. Si se invierte la posición de las soluciones, cambia la dirección de la corriente.

Se considera a continuación una formación permeable aislada arriba y abajo por capas de arcillas de gran espesor y que los dos electrolitos que están presentes, filtrado de lodo y agua de formación, contienen únicamente cloruro de sodio ($\text{Cl}^- \text{Na}^+$). Debido a su estructura

laminar y a las cargas eléctricas normalmente presentes en las láminas de arcilla, éstas se comportan como membranas selectoras de iones, permeables a los cationes de sodio (+), pero impermeables a los aniones de cloro (-). (Figura N° 7).

POTENCIAL ELECTROQUÍMICO

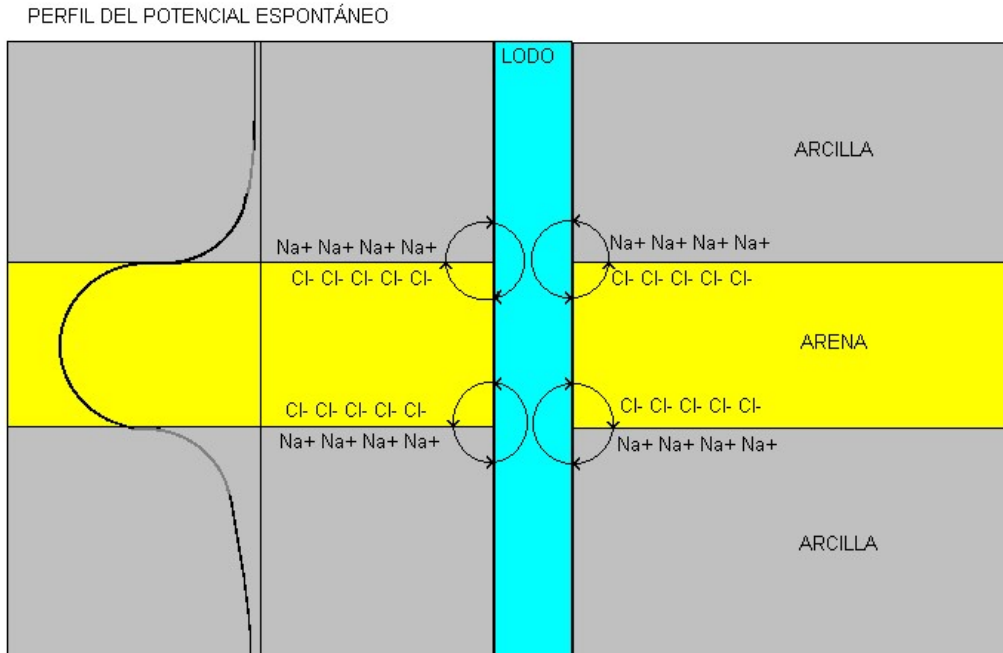


Figura N° 7

Cuando una arcilla está separando soluciones de cloruro de sodio de distintas salinidades (constituidas por el filtrado de lodo y en el agua de formación), los cationes de sodio se mueven a través de la arcilla, desde la parte de mayor concentración. Este movimiento de iones cargados es una corriente eléctrica que constituye un potencial a través de la arcilla.

En la figura N° 7, las flechas curvas muestran las direcciones del flujo de corriente en el pozo, correspondientes al pasaje de cationes de sodio a través de la arcilla adyacente, desde el agua salada de formación contenida en el estrato, hacia el lodo menos salado y luego de vuelta hacia la formación.

El flujo de corriente desde la arena hasta la arcilla es el principal componente del SP electroquímico.

Estas corrientes generan diferencias de potencial entre los electrodos y se registran para obtener el perfil de SP, cuyo comportamiento frente a una capa permeable es mostrado en el lado izquierdo de la figura N° 7 (La escala del perfil SP está dada en Milivoltios, generalmente 10 o 15 por división).

A continuación, se dan las siguientes guías generales para la interpretación del perfil SP:

- El perfil de SP es esencialmente un buen detector de formaciones permeables, que en condiciones normales responden a deflexiones de la curva hacia la izquierda del perfil. Sin embargo, no mide el valor de la permeabilidad y no hace distinción entre capas muy permeables y capas cuya permeabilidad es tan baja que no posee valor comercial.
- En la curva de SP, el límite entre una formación permeable y una formación impermeable se caracteriza por un punto de inflexión.
- El área barrida por el perfil SP o sea el área entre la curva SP y la línea base, puede dar una indicación útil de las proporciones respectivas de estratos permeables y estratos impermeables en un intervalo determinado.

- Cuando las formaciones permeables están limitadas por capas de mucha resistividad, como por ejemplo calizas, las desviaciones del SP se dispersan más allá del límite de capas y no se pueden determinar los espesores de las mismas.

1.4 EL PERFILAJE ELÉCTRICO

Para obtener un valor de la RESISTIVIDAD de una formación, se emplean varios dispositivos que se resumen en dos grandes grupos de herramientas:

- Las herramientas de resistividad.
- Las herramientas de inducción.

Las herramientas de resistividad miden los efectos producidos por una corriente inyectada en la formación.

Las herramientas de inducción miden los efectos de un campo electromagnético sobre la formación.

Las herramientas de resistividad requieren un fluido conductor dentro del pozo que pueda transportar la corriente inyectada.

Las herramientas de inducción pueden usarse en principio en cualquier ambiente.

La resistividad de una sustancia es la capacidad de la misma para impedir el paso de corrientes eléctricas.

En una formación, la capacidad de conducir electricidad está directamente relacionada con la cantidad de agua salada existente en la misma, esto es concluyente debido a que los granos sólidos de la formación (Matriz) tienen una conductividad insignificante (elevada resistividad). Conociendo la resistividad de los estratos, es posible determinar la SATURACIÓN DE AGUA de la formación como se verá más adelante.

La resistividad de cualquier material normalmente se la mide en Ohm-metro y está relacionada con su resistencia de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$R = \frac{r \cdot a}{L} = \frac{\text{ohm} \cdot \text{m}^2}{\text{m}} = \text{ohm-m} \quad (1)$$

Donde "a" es la superficie de la roca expuesta al paso de corriente en metros cuadrados, "L" es la longitud del material en metros, "r" es la resistencia eléctrica en ohms y "R" es la resistividad en ohm-metro.

La resistividad de las formaciones, suelen variar entre 0.2 y 1000 ohm-m. No son frecuentes resistividades mayores que 1000 ohm-m en formaciones permeables. La mayoría de las formaciones que se perfilan durante la búsqueda de hidrocarburos, están constituidas por rocas que si estuvieran secas no conducirían corrientes eléctricas. Por lo tanto, las corrientes pasan a través del agua intersticial que se vuelve conductiva al contener sales en solución, estas sales se disocian formando cationes de sodio cargados positivamente y aniones de cloro cargados negativamente. Al estar sometidos a un campo eléctrico, los iones se mueven transportando la corriente eléctrica a través de la solución. A igualdad de otros factores, una mayor concentración de sal hace disminuir la resistividad del agua de formación y por lo tanto la resistividad global de la formación.

Se considera en la siguiente figura N° 8-A, un cubo de agua saturada de sal, de un metro de arista. La resistencia en ohms de este cubo unitario de agua es numéricamente igual a la resistividad del agua en ohm-metros. Se simboliza la resistividad del agua de formación con R_w .

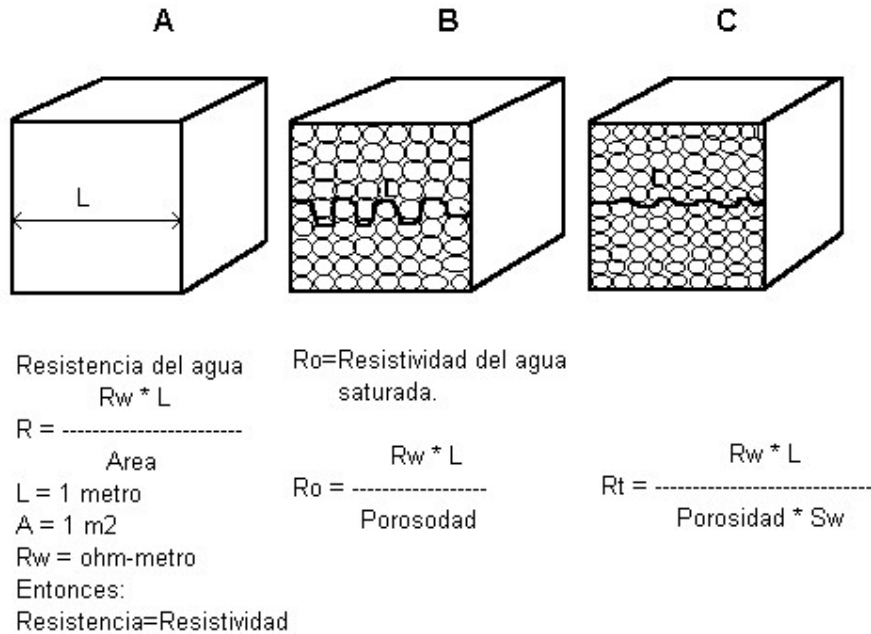


Figura N° 8

Ahora se considera también, en la figura N° 8-B, la resistividad R_o de 1 m³ de roca saturada con 100% de agua de formación.

Como se ve, el volumen total no está lleno exclusivamente de agua, se debe considerar la porosidad (Espacios dentro de la roca) y se define R_o como la resistividad del agua de formación R_w multiplicada por la longitud del recorrido iónico y dividida por la porosidad.

El recorrido iónico no es mas igual a un metro y el área es proporcional a la porosidad, por lo tanto, se infiere entonces que la resistividad de una roca saturada con el 100% de agua, es función de la resistividad del agua, de la porosidad y de la geometría de la roca.

Los hidrocarburos tienen poca conductividad y consecuentemente elevada resistividad. En la figura N° 8-C se trata de un cubo con cierta saturación de agua y cierta saturación de hidrocarburos. R_t es la resistividad del cubo de roca saturado con agua e hidrocarburos y es igual a la resistividad del agua R_w multiplicada por la longitud que también es mayor que 1 metro y dividida por la porosidad multiplicada por la saturación de agua S_w .

Debe tenerse en cuenta aquí que la resistividad del agua es función no solamente de la salinidad, sino también de la temperatura, a mayor temperatura menor resistividad para una salinidad dada, así es que la resistividad del agua cambia con la temperatura.

En la siguiente ecuación N° 2 se observa el método para calcular la temperatura de formación, de tal manera que pueda aplicarse para el ajuste de la resistividad del agua de formación.

$$T_f = \frac{(T_d - T_o) D_f}{D_{td}} + T_o \quad (2)$$

Donde:

T_f = Temperatura de formación (°F).

T_o = Temperatura de superficie media anual (°F).

T_d = Temperatura en el fondo del pozo (°F).

D_f = Profundidad de la formación.

D_{td} = Profundidad total del pozo.

En perfilaje la temperatura de superficie se asume en 75 °F obteniéndose buenos resultados.

También conociendo la resistividad y la temperatura de una solución, puede hallarse su salinidad (Figura N° 9).

1.4.a DETERMINACIÓN DE LA SATURACIÓN DE AGUA

Se ha establecido experimentalmente que la resistividad de una formación limpia (que no contenga cantidades apreciables de arcilla), es proporcional a la resistividad del agua salada con la cual está completamente saturada. La constante de proporcionalidad se llama factor de formación F.

$$F = \frac{R_o}{R_w} \quad (\text{Adimensional}) \quad (3)$$

En una formación que contenga hidrocarburos (aislante eléctrico) la resistividad es función no solamente del factor de formación F y de la resistividad del agua de formación R_w , sino también de la saturación de agua S_w , que es una fracción del volumen poral ocupado por agua de formación. Se puede decir entonces que $1-S_w$ es la fracción del volumen poral ocupado por hidrocarburos.

G.E. ARCHIE determinó experimentalmente que la saturación de agua de una formación limpia puede expresarse en función de su resistividad verdadera de la siguiente manera:

$$S_w^{**2} = \frac{F * R_w}{R_t} \quad (4)$$

1.4.b DETERMINACIÓN DEL FACTOR DE FORMACIÓN

La porosidad de una roca es el volumen total de la misma ocupado por los poros vacíos, el factor de formación depende de la porosidad como así también de la estructura poral y de la distribución de los tamaños de poros.

Archie propuso el siguiente modelo para el cálculo de F:

$$F = a / \text{Phi}^{**m} \quad (5)$$

Siendo m el factor de cementación, a una constante experimental y Phi la porosidad.

Humble desarrolló a partir de un estudio masivo de muestras de arena en la década del cincuenta el siguiente modelo:

$$F = 0.62 / \text{Phi}^{** 2.15} \quad (6)$$

También se obtienen buenos resultados con las siguientes ecuaciones:

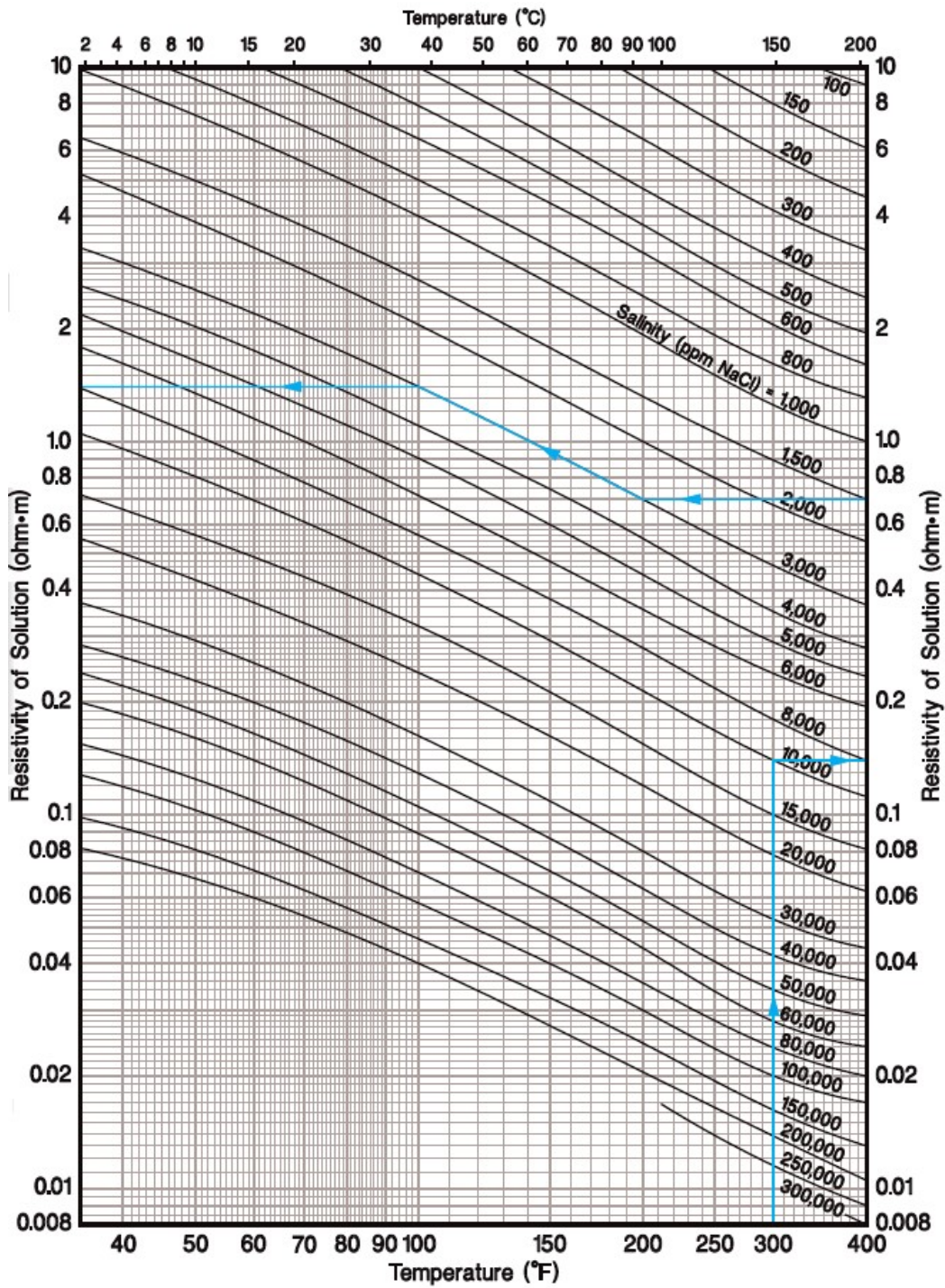
$$\text{(para arenas).} \quad F = 0.81 / \text{Phi}^{** 2} \quad (7)$$

$$\text{(para calcáreos).} \quad F = 1 / \text{Phi}^{** 2} \quad (8)$$

Para el cálculo de la porosidad se dispone actualmente de variados tipos de perfilaje que se desarrollarán oportunamente.

GRAFICO PARA LA CORRECCIÓN DEL RW POR SALINIDAD

Grafico N°1



1.4.c PRINCIPIOS GENERALES DE MEDICIÓN DEL PERFILAJE ELÉCTRICO.

Las herramientas del tipo eléctricas, están constituidas por electrodos distribuidos de distinta manera, cada una consta de un electrodo emisor de corriente, uno o más electrodos receptores y tal vez algunos electrodos de enfoque. La señal que llega al receptor se usa para medir la resistividad de la formación.

En perfilaje de pozos de petróleo, las resistividades o conductividades son medidas mediante la creación de campos eléctricos o electromagnéticos en la formación y registrando en el mismo medio voltage, corriente o ambas técnicas.

En el ambiente del pozo, pueden ser forzadas a fluir corrientes eléctricas o electromagnéticas, en tres diferentes maneras:

- Radialmente: Una línea de corriente dada, atraviesa subsecuentemente la columna de lodo, la zona invadida y la zona virgen. (Laterolog)
- Concéntricamente: Dentro de circuitos terrestres (cilindros alrededor de las paredes del pozo), (Inducción)
- Esféricamente: Creando esferas aproximadas de equipotencial concéntricas. (Esférico)

En todos los casos un campo eléctrico o electromagnético es creado con una particular DISTRIBUCIÓN GEOMÉTRICA de líneas de corriente, determinando formas geométricas de superficies de equipotencial asociadas. Estas son siempre ortogonales a la dirección de fluencia de la corriente.

Estos conceptos de superficies de equipotencial son los de mayor importancia en el perfilaje eléctrico así como también lo son la locación de los electrodos de medición.

En el caso de flujo de corriente radial (Figura N° 9), la resistencia de la columna de lodo "Rm", la resistencia de la zona invadida "Rxo" y la resistencia de la zona virgen "Rt" son LEIDAS en SERIE.

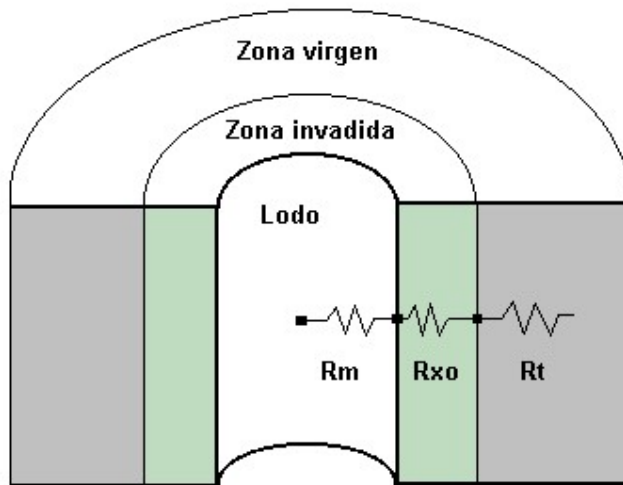


Figura N° 9

$$R_a = J_m \cdot R_m + J_{xo} \cdot R_{xo} + J_t \cdot R_t \quad (9)$$

Donde: $J_m + J_{xo} + J_t = 1$

Los factores "J" son llamados "Pseudo factores geométricos" y son afectados por el contraste de resistividades entre las distintas zonas. (No son funciones de la distribución geométrica).

En el caso de un flujo cilíndrico, los campos son leídos en PARALELO (Figura N° 10)

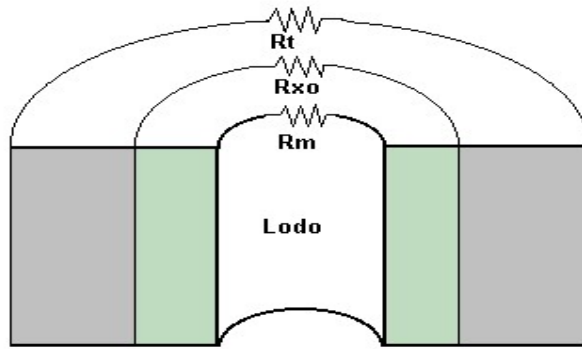


Figura N° 10

$$\frac{1}{R_a} = \frac{G_m}{R_m} + \frac{G_{xo}}{R_{xo}} + \frac{G_t}{R_t} \quad (10)$$

Donde: $G_m + G_{xo} + G_t = 1$

Los factores "G" son llamados "Factores geométricos integrados" y son función de la "Distribución Geométrica".

En el caso de flujo esférico, la herramienta está investigando un campo esférico (entre M y N electrodos) prácticamente confinado en la zona invadida. Se dice que está viendo esencialmente una resistividad regional concéntrica. (Figura N° 10)

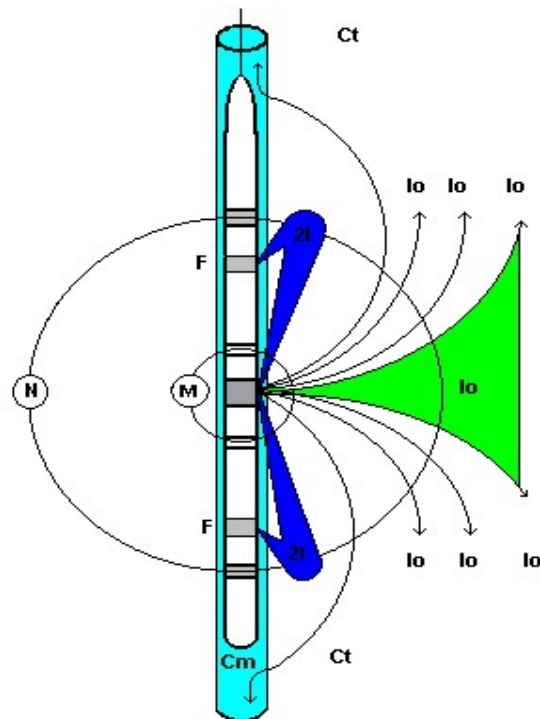


Figura N° 11

Una corriente "Io" constante y conocida pasa entre el electrodo Fuente "M" y los electrodos de medición "N".

Un voltage "Vo" es medido mediante el registro de la diferencia de potencial entre esos dos electrodos.

La corriente es irradiada igualmente en todas direcciones desde el electrodo fuente.

El potencial en el medio resistivo (formación de conductividad Ct), decrece desde un valor "Vo" en la superficie del electrodo fuente hasta el electrodo de medición.

Las superficies de equipotenciales son esferas concéntricas envolviendo el electrodo fuente.

El potencial "V" en algún punto, usando la ley de Ohm, es:

$$V = \frac{I \cdot R \cdot L}{A} \quad (11)$$

Donde:

L= Longitud del paso de corriente.

A= Area del paso de corriente.

I = Corriente constante.

R= Resistividad de la formación.

Si se conoce "I" y "A":

$$R = K \cdot V \quad (12)$$

Donde "K" es una constante.

Todos los sistemas de medición de resistividad registran valores de RESISTIVIDAD APARENTE.

La interpretación de los valores de resistividad aparente, dependen, para una cierta extensión, de la asunción que la sonda de perfilaje esté rodeada por un medio infinito, homogéneo e isotrópico.

Esta condición ideal nunca es alcanzada y la resistividad aparente registrada por un sistema de perfilaje no es necesariamente igual que la verdadera resistividad de la formación.

Las condiciones ideales a que se refiere, son basadas en la asunción que el sistema de perfilaje está rodeado de un medio el cual se extiende infinitamente en todas las direcciones. También se asume que este medio es homogéneo (la misma roca) y que su resistividad es igual en todas las direcciones (isotrópico).

Para medir Resistividad o Conductividad (La recíproca de la resistividad), se deben investigar cuatro opciones:

1- Sistemas que obtengan resistividad desde mediciones de potenciales o diferencias de potencial creadas por la resistencia encontrada por una corriente emitida desde electrodos de corriente constante.

$$R = V / I_0 = K \cdot V \quad \text{donde } I_0 = \text{cte.}$$

Este sistema de resistividad, son comúnmente llamados SHORT NORMAL.

2- Sistemas que crean una diferencia de potencial constante entre dos puntos por variación de la corriente necesaria para mantener aquella condición.

Midiendo el monto de corriente "I" para medir conductividad.

$$C = I / V_0 = K \cdot I \quad \text{donde } V_0 = \text{cte.}$$

Este es un sistema conductivo denominado LL3.

3- Sistemas que crean un campo eléctrico en el cual el voltaje y la corriente fluctúan, pero sus productos son considerados constantes.

$$R = V / I \quad \text{donde } V \cdot I = \text{cte.}$$

Este es un sistema de fuente constante y se llaman DUAL LATEROLOG.

4- Otro sistema actualmente muy usado para determinar "Rt" es el método de inducción. Este sistema no guarda relación alguna con los anteriores. Una corriente constante transmitida crea un campo electromagnético y la señal que llega al receptor es directamente relacionada a la conductividad del medio en el cual las ondas se propagan.

$$E_r = K * C \quad \text{donde } C \text{ es la conductividad en mmho-m}$$

1.4.d DISPOSITIVOS NORMALES

Las primeras investigaciones realizadas fueron los perfiles convencionales de resistividad. Estos instrumentos estaban constituidos por un dispositivo de electrodos sencillo y uno de ellos generaba la curva llamada SHORT NORMAL (Figura N° 12)

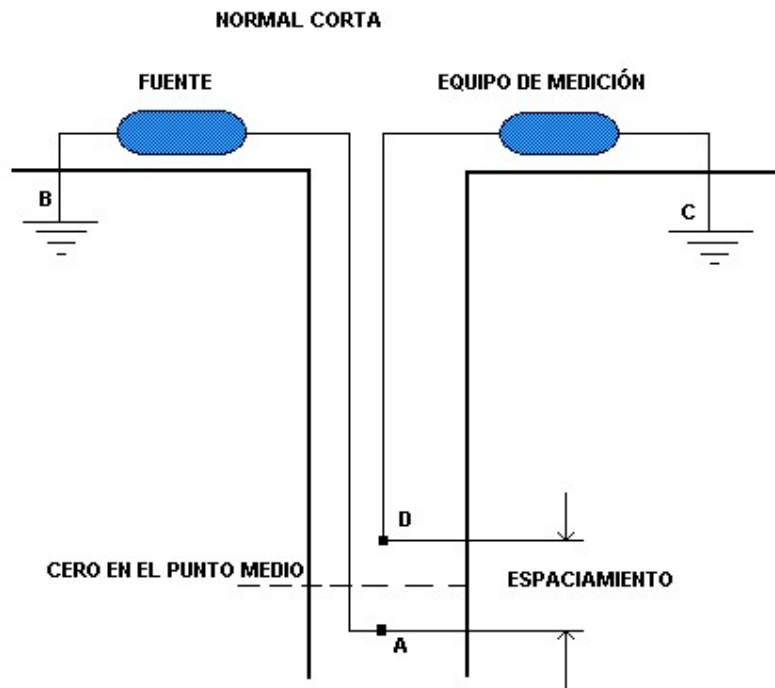


Figura N° 12

Este dispositivo consta de dos electrodos dentro del pozo y hace pasar una corriente desde un electrodo en el fondo a través del lodo, hacia la formación. Entre éste y otro electrodo receptor, se mide el voltaje y la corriente de retorno, parámetros con los cuales se determina la resistividad de la formación.

- El voltaje existente entre el electrodo "D" y un electrodo "C" a distancia infinita, es proporcional a la resistividad de la formación.
- Se hace pasar una corriente de intensidad constante entre los electrodos "A" y "B" y se mide la diferencia de potencial resultante entre los electrodos "C" Y "D".
- Los electrodos "A" y "D" están ubicados dentro del pozo y en la herramienta.
- La SHORT NORMAL tiene un espaciamiento de 18 pulgadas, otros diseños para investigación más profunda usaban un espaciamiento de 64 pulgadas.
- El punto en donde se toma la medición más profunda es el que está a mitad de camino entre "A" Y "D". Este es el punto cero del dispositivo.
- El radio de investigación es igual al doble del espaciamiento entre los electrodos "A" y "D".

- La relación matemática para esta disposición de electrodos es:

$$R = K * V / I$$

Donde:

R= Resistividad.

K= Constante.

V= Voltaje.

I = Corriente.

La resistividad es igual a una constante "K" por el voltaje dividido por la corriente.

La corriente es constante, "K" es una constante de proporcionalidad relacionada con el espaciamiento entre electrodos, pseudo factores geométricos del dispositivo de medición y de las formaciones.

La única variable es el voltaje.

Pueden medirse entonces las desviaciones de la curva en un perfil en unidades de resistividad.

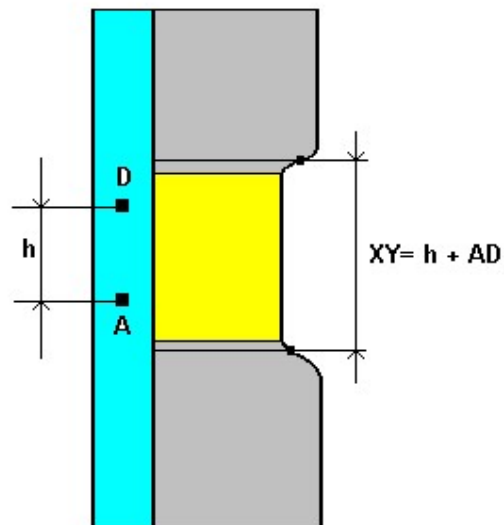


Figura N° 13

La distancia entre los puntos de inflexión "X" e "Y" equivale al espesor de formación más la distancia entre los electrodos "A" y "D".

Este perfil no puede usarse para determinar "Rt", a menos que las formaciones sean de gran espesor, las que se definen en términos de diámetros de pozo.

Una formación es de espesor eléctrico infinito cuando su espesor supera los 50 diámetros de pozo.

Si la formación tiene un espesor menor que los 50 diámetros de pozo, la lectura debe corregirse usando el gráfico de relación espesor-diámetro con el espesor más próximo.

1.4.e DISPOSITIVOS LATERALES

En la figura N° 14 se ve una disposición de electrodos que se conoce como dispositivo de medición LATERAL.

DISPOSITIVOS LATERALES

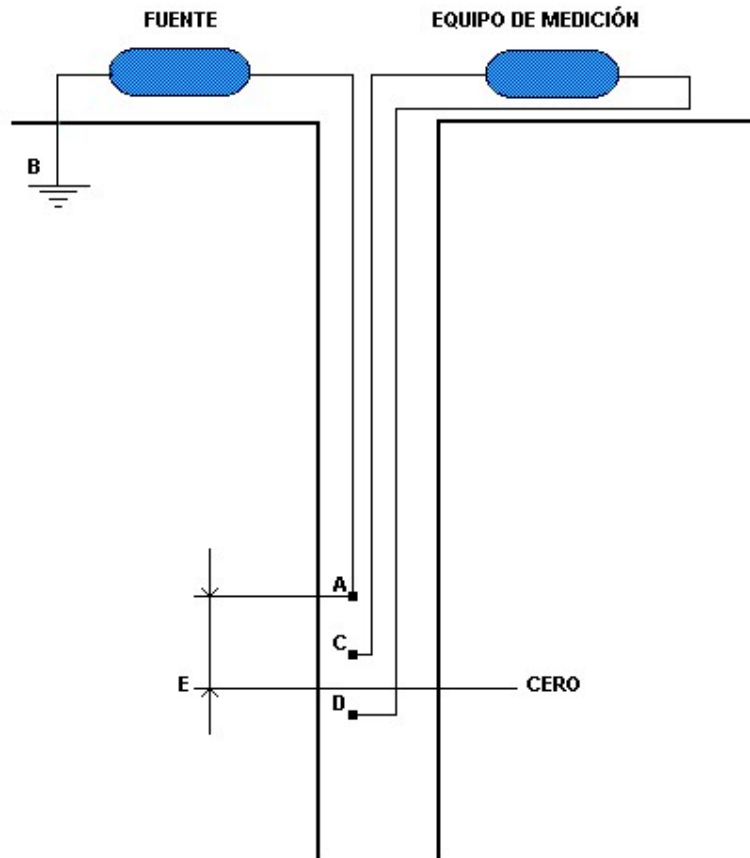


Figura N° 14

En este caso se ve una disposición de electrodos que se conoce como dispositivo de medición LATERAL, en el cual se deja pasar una corriente constante entre los electrodos "A" y "B", midiéndose la diferencia de potencial entre los electrodos "C" y "D", los que están ubicados sobre dos superficies esféricas equipotenciadas.

El voltaje medido es proporcional al gradiente de potencial entre "C" y "D". El punto cero o punto de medición del dispositivo está en "E", mitad de camino entre "C" y "D" y el espaciamiento de la herramienta es la distancia desde "A" hasta "E".

Generalmente el espaciamiento es igual al radio de investigación. Son comunes espaciamientos de 9 y 16 pies.

Es importante recordar que se está registrando resistividad aparente, las que estarán afectadas por las dimensiones geométricas de todos los medios que rodean al dispositivo, tales como tamaño del pozo, zona invadida, etc.

Si es necesario obtener valores cuantitativos de "Rt", hay que contar con espesores de formación entre 3 y 4 veces el espaciamiento de la herramienta. Por ejemplo, la herramienta Lateral 16" es realmente útil cuando el espesor de la formación es mayor que 50 pies.

CURVA LATERAL

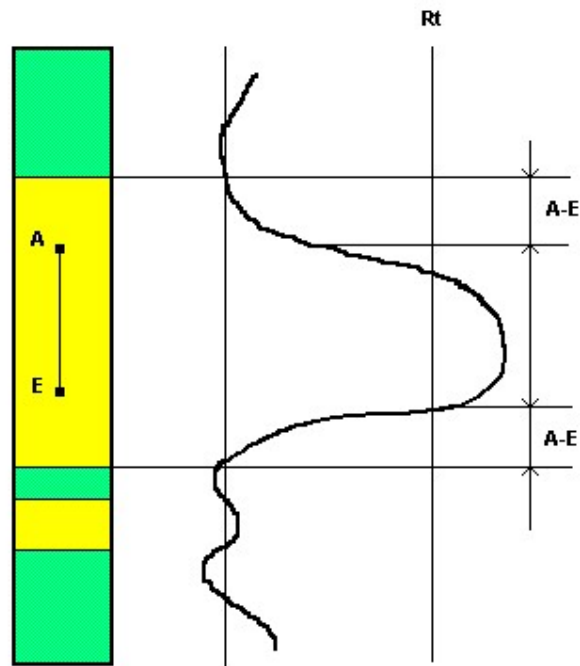


Figura N° 15

Limitaciones:

- Falta de simetría en la curva.
- Dificultad para determinar límites de capas.
- Tendencia de la curva a indicar resistividades mayores que el verdadero "Rt", en formaciones de mucho espesor.

Estas herramientas convencionales de perfilaje eléctrico son adversamente afectadas por las dimensiones del pozo y las resistividades de las formaciones adyacentes. También si se usa para la perforación del pozo un lodo salado, se cortocircuitan las líneas de corriente emitida por los electrodos y la medición no se puede efectuar.

En la actualidad son usados los perfiles LATEROLOGS e INDUCCIÓN para reducir algunos de los efectos mencionados.

1.4.f HERRAMIENTAS ENFOCADAS LATEROLOG

Las herramientas LATEROLOG son usadas para formaciones de altas resistividades y pozos perforados con lodos salinos.

Estas herramientas emiten corrientes enfocadas para que atraviesen el lodo y la zona invadida para llegar a la zona virgen de las formaciones. Esto reduce los efectos de pozo, de formaciones adyacentes y de espesor de capa.

En la herramienta LATEROLOG, se impide a gran parte de la corriente fluir radialmente en todas las direcciones y se la obliga a acumularse en un disco delgado. Esto es posible ubicando electrodos de ENFOQUE a cada lado del electrodo emisor de corriente. El campo de corriente generado por los electrodos de enfoque, impiden a la corriente de perfilaje que fluya hacia arriba o hacia abajo dentro del pozo.

La corriente circula desde la herramienta en dirección lateral, de allí la expresión LATEROLOG o perfil lateral.

La corriente de perfilaje proviene de un disco hipotético uniformemente cilíndrico:

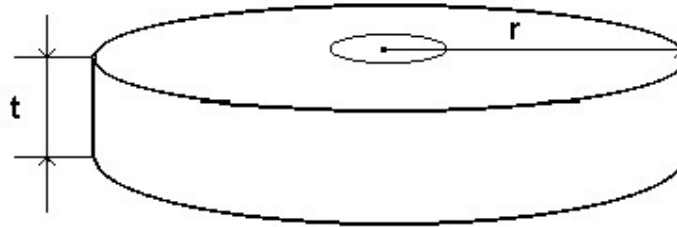


Figura N° 16

$$\text{Densidad de Corriente} = \frac{I}{2 \pi * r * t} \quad (13)$$

La densidad teórica de corriente es función de la distancia radial hacia la formación y se calcula con la siguiente relación:

Para un disco uniforme, la corriente varía en forma inversamente proporcional a la distancia radial (13).

"t" es el espesor del disco ideal de corriente y "r" es la distancia radial desde la fuente de corriente. "I" es la intensidad de corriente total emitida por el electrodo en amperes.

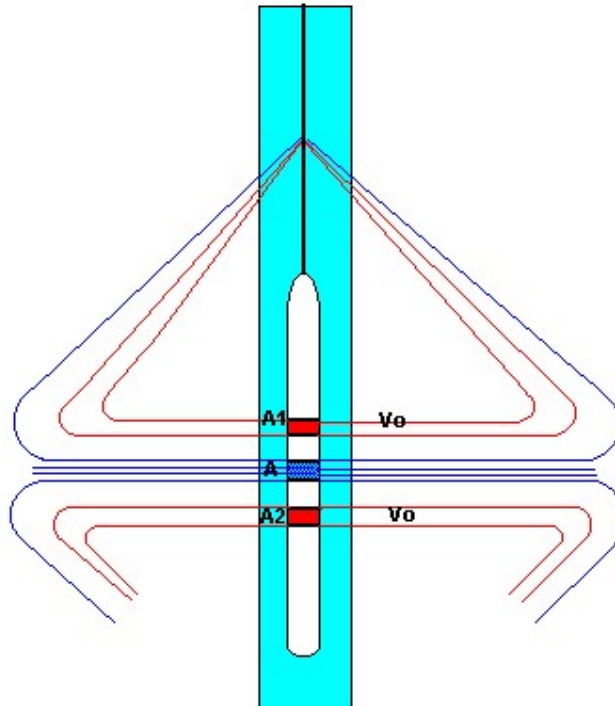


Figura N° 17

En la figura N° 17, se ve una herramienta LATEROLOG común, con los electrodos "A1" y "A2" que generan un campo de corriente (Líneas rojas de potencial constante "Vo") que enfoca la corriente proveniente del anillo "A" (Líneas azules).

La corriente del anillo "A" penetra profundamente en la formación, antes que los campos enfocados se debiliten lo suficiente como para permitirle dispersarse y volver al cable electrodo.

La respuesta de un LATEROLOG tiene una definición de estratos muy buena, comparada con la de los perfiles eléctricos, también se obtiene una mejor medida de la resistividad verdadera de la formación.

Este dispositivo es una herramienta excelente para la delimitación de capas delgadas y los efectos de estratos adyacentes se eliminan cuando el espesor de la capa es mayor que el espesor "h" del disco de corrientes provenientes de la herramienta.

Si el espesor de capa es menor que el espesor del disco de corriente y esta capa es de alta resistividad, la corriente se dividirá entre esta capa y la formación adyacente.

La cantidad de corriente que fluye hacia ambas formaciones, dependerá de sus respectivos espesores y valores de resistividad.

Si al lado de la capa de interés hay capas de baja resistividad, el valor medio de resistividad aparente disminuye. Por lo tanto, la resistividad media disminuye a medida que disminuye el espesor de formación.

Suponiendo un espesor de formación menor que el espesor del disco medidor, en una formación muy conductiva, la resistividad medida será mayor que la resistividad verdadera de la formación.

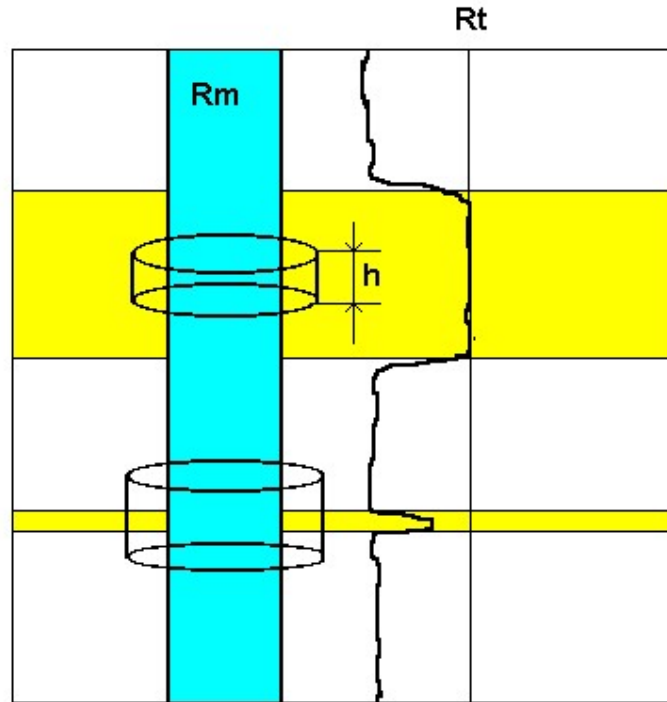


Figura N° 18

Efectos de invasión y de fluidos:

Puesto que el volumen de lodo y de formación invadida a través del cual la corriente debe pasar, es pequeño, estas zonas no tienen demasiada importancia en la resistividad leída por la herramienta.

Sin embargo, la resistividad es una combinación de esos efectos. Se debe conocer la resistividad del lodo y de la zona invadida, para corregir por estas influencias y calcular finalmente la resistividad verdadera.

De aquí viene la necesidad de tomar otra medida a distinta profundidad de investigación para poder develar estas incógnitas.

Surge entonces un nuevo dispositivo que se denomina DOBLE LATEROLOG, que registran una resistividad profunda y otra menos profunda. La parte correspondiente al laterolog poco profundo, usa una configuración de electrodos con menor espaciamento.

Los LATEROLOG cortos y largos son corridos simultáneamente, lo cual requiere de una disposición de electrodos de retorno distinta para cada caso.

El dispositivo largo necesita electrodos de retorno remotos, en cambio la corta necesita retornos relativamente cercanos.

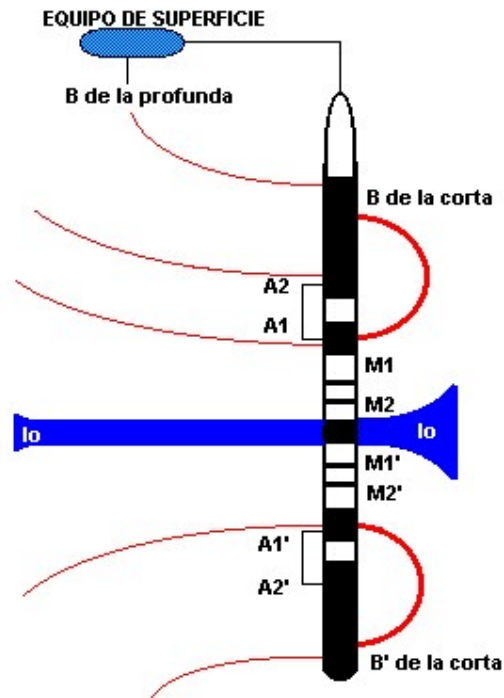


Figura N° 19

Se puede apreciar que el espesor de la capa de corriente "Io" es la misma para el dispositivo corto que para el dispositivo largo o profundo y es la distancia vertical entre el punto medio de "M1-M2" y "M1'-M2'", a su vez este espesor es el mínimo espesor de capa que puede ser investigado.

La influencia de capas adyacentes es la misma sobre cada una de las curvas y no causa separación significativa entre ambas.

El espesor del rayo de corriente es de 2 pies en las herramientas actuales DOBLE LATEROLOG.

Se observa que el as de corriente corta comienza a desarrollarse después de una distancia corta dentro de la formación, esto se debe a las corrientes de enfoque producidas por "A1" y "A1'" y los electrodos de retorno cercanos "B" y "B'".

El enfoque corto resultante determina una medición corta llamada LATEROLOG SHALLOW.

Ahora el laterolog profundo, requiere un sistema de enfoque largo como se observa en el lado izquierdo de la figura N° 19. Los electrodos "A1", "A2", "A1'" Y "A2'" son los electrodos de corrientes de enfoque. La combinación de estos electrodos, representan aproximadamente 13 pies de enfoque y los electrodos de retorno están en la superficie.

El método de medición de ambas curvas es el siguiente:

La herramienta LATEROLOG investiga la resistividad de la formación por medidas directas de los efectos de corrientes enfocadas en la formación a través de la pared del pozo.

Las corrientes fluyen hacia afuera de los electrodos y se produce una diferencia de potencial (el voltaje de la curva) entre el electrodo arreglado y un electrodo de retorno "B", o sea que el voltaje de la curva se obtiene midiendo circuitos ubicados entre un electrodo de referencia (voltaje de superficie "N") y un electrodo monitor en el pozo sobre la sonda. La salida de estos circuitos de medición es un voltaje llamado "Vo".

La corriente de la curva "Io" es enviada a través de la formación vía electrodo fuente y es medida por un circuito.

La resistividad aparente de la formación es calculada por la división entre "Vo" e "Io" multiplicada por una constante de la herramienta "K" (Número matemáticamente derivado de la geometría de los electrodos dispuestos). El resultado es la resistividad aparente de la formación indicada por la herramienta, la cual se traduce a la verdadera resistividad de formación cuando se la corrige por invasión, diámetros de pozo no comunes y cuando las resistividades de la formación son muy pequeñas.

La ecuación para el cálculo de la resistividad aparente es:

$$R_a = K * (V_o / I_o) \quad (14)$$

Donde:

R_a = Resistividad aparente de la formación.

K = Constante de la herramienta.

V_o = Medida del voltaje de la herramienta.

I_o = Medida de la corriente de la herramienta.

Aplicaciones:

- Lodos salados. Ejemplo 40000 ppm.
- Cuando R_{mf} / R_w es menor que 3.
- Cuando el diámetro del pozo es menor que 16 pulgadas.
- El LATEROLOG produce mejores resultados que la inducción cuando "Rt" excede los 150 ohm-m.
- El LATEROLOG produce mejores resultados que la inducción cuando el espesor de capa es menor que 10 pies.

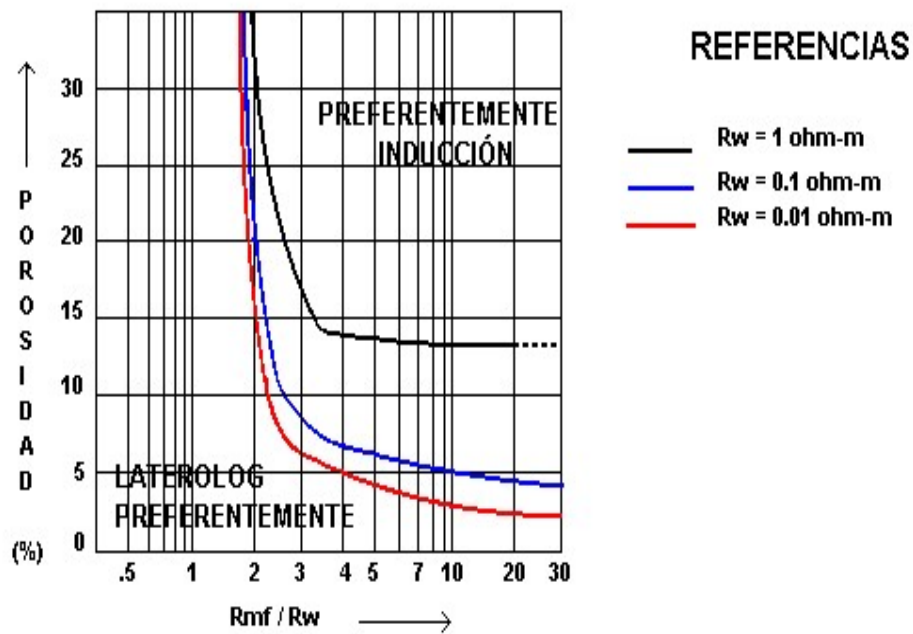


Figura N° 20

En el gráfico de la figura N° 20 se muestra un cross-plot entre R_{mf} / R_w versus la porosidad. Se prefiere el uso de herramientas LATEROLOG cuando los puntos caen a la izquierda del gráfico.

1.5 EL PERFIL DE INDUCCIÓN

Las herramientas de inducción miden los efectos de un campo electromagnético sobre la formación. Estas en principio pueden usarse en cualquier ambiente (Pozos perforados con aire).

Pueden obtenerse distintas profundidades de investigación modificando la distancia entre la fuente emisora de la señal y la de recepción. Son frecuentes las bobinas de enfoque para aumentar la profundidad efectiva de investigación y mejorar la respuesta en los límites de las formaciones.

1.5.a CONCEPTOS DE ELECTROMAGNETISMO E INDUCCIÓN.

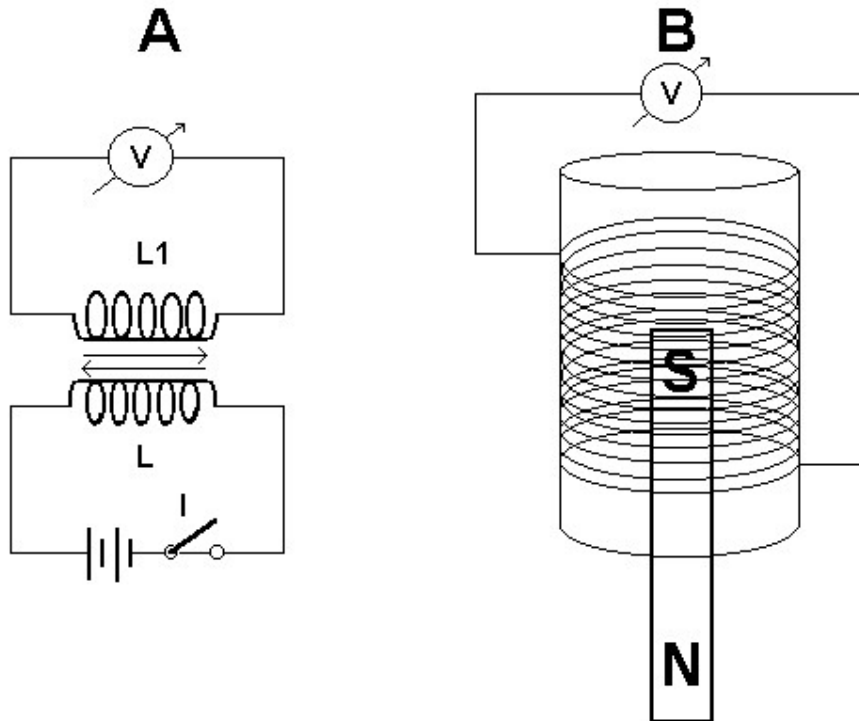


Figura N° 21

Si dos bobinas o solenoides, aisladas eléctricamente entre sí, una de las cuales cierra su circuito a través de un generador (dispositivo L) y la otra esta conectada por sus extremos a un instrumento de medición (Dispositivo L1), como se ilustra en la figura N° 21 A :

- Si se cierra el interruptor "I" de "L", se observa que el voltímetro "V" de "L1", se activa.
- La corriente que circula en "L1", es de sentido opuesto a la que circula por "L".
- Al cabo de un instante, la corriente INDUCIDA desaparece y el instrumento vuelve a cero.
- Si se abre el interruptor "I", aparece una corriente INDUCIDA de sentido opuesto al anterior o sea de igual sentido que "L" pero ahora en "L1".
- También esta desaparece al cabo de un corto período de tiempo.

Este fenómeno se interpreta así:

- La corriente inducida en "L1" tiene un sentido tal como para oponerse a todo cambio en la corriente principal de "L".
- Antes de cerrar el interruptor la corriente era 0 en "L".
- Al cerrar el circuito, se aplicó a los extremos de "L" una diferencia de potencial que dió como resultado la circulación de corriente de sentido creciente.
- En "L1" se desarrolló una corriente INDUCIDA de sentido opuesto, que tiende a mantener en 0 el valor de la corriente en "L".
- Una vez vencida esta oposición, la corriente en "L1" desaparece desde que el valor de la intensidad en "L" se mantiene constante.
- Al abrir el circuito, el valor de la corriente varía en disminución.
- En consecuencia, aparece en "L1" otra corriente de sentido igual a la de "L" que tiende a mantener constante el valor de la corriente principal.

Se observa que en ambos casos la acción de la corriente INDUCIDA es la de oponerse a toda variación de la corriente principal, lo que expresa la siguiente ley de LENZ:

LA F.E.M. INDUCIDA TIENDE A CREAR UNA CORRIENTE CUYO CAMPO MAGNÉTICO SE OPONE A TODO CAMBIO EN EL CAMPO EXISTENTE.

La segunda parte de la ley de LENZ expresa:

EL VALOR DE LA F.E.M. INDUCIDA EN VOLTIOS, ES IGUAL A 10^{**8} EL N° DE VECES QUE POR SEGUNDO CORTA EL CAMPO MAGNÉTICO EL CIRCUITO EN EL CUAL SE INDUCE LA F.E.M.

Una bobina tal como "L", recorrida por una corriente, crea un campo magnético y se comporta como un imán. Se admite que las líneas de este campo magnético cortan las espiras de "L1". Si en "L1" aparece una F.E.M. INDUCIDA, se puede decir que es debido a que sus espiras son cortadas por líneas de fuerzas magnéticas generadas por "L". Por lo tanto:

CADA VEZ QUE UN CAMPO MAGNÉTICO VARIABLE, CORTA ESPIRAS EN UNA BOBINA, O CORTA UN SIMPLE CONDUCTOR, EN LOS EXTREMOS DEL MISMO APARECE UNA F.E.M. CUYO SENTIDO ESTARÁ DADO POR LA DIRECCIÓN O POLARIDAD DEL CAMPO.

Se observa que solamente se registra F.E.M. INDUCIDA en los momentos en que el campo cambia, al cambiar el sentido de la corriente.

Esto lleva a pensar que, si el instrumento "V" estaba en cero y se hubiera variado la distancia entre "L1" y "L", se hubiera también obtenido una F.E.M. inducida, en este caso es el conductor el que se mueve dentro de un campo magnético constante (Figura N° 21 B).

Si sustituimos "L" por un imán e introducimos mas o menos este imán en "L1", se observa que el instrumento desvía en un sentido al introducirlo en la bobina y en otro al retirarlo. Si la bobina y el imán se mantienen inmóviles, el instrumento indica cero.

1.5.b PRINCIPIOS DE MEDICIÓN DE LA HERRAMIENTA.

Las herramientas de INDUCCIÓN y DOBLE INDUCCIÓN están constituidas por bobinas arrolladas sobre bases cilíndricas no conductoras.

- Algunas bobinas introducen campos electromagnéticos en la formación.
- Otras bobinas enfocan los campos electromagnéticos.
- También se usan bobinas receptoras que toman la señal de los campos inducidos por las CORRIENTES PARÁSITAS variables impuestas a la formación.

De esta forma, la señal en la bobina receptora se usa para determinar la conductividad y mediante una relación matemática se obtiene la resistividad de la formación.

Los perfiles modernos son efectuados con dispositivos de inducción diseñados para explorar simultáneamente varias zonas durante la investigación (cerca, medio y lejos).

El perfil de inducción está previsto para medir indirectamente, resistividades de formación en pozos con lodos no conductivos, lodos a base petróleo y aún los pozos perforados con aire.

El perfil de inducción en realidad mide la conductividad de una formación.

La conductividad es la recíproca de la resistividad, o sea:

$$C = 1 / R \quad (15)$$

Esta conductividad se expresa en MHOS o sea OHMS al revés. Para las aplicaciones en perfilaje, son mas comunes las milésimas o MILIMHOS y la conductividad en MMHOS está dada entonces por:

$$C = 1000 / R \quad (16)$$

Ejemplo: 1 ohms = 1000 mmhos
 2 ohms = 500 mmhos

En la siguiente figura N° 22, se ve la configuración básica de una herramienta de inducción con dos bobinas no enfocadas.

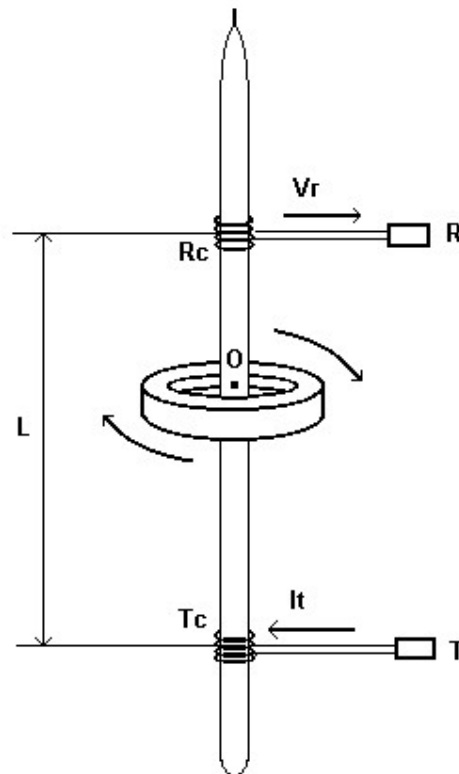


Figura N° 22

El sistema consiste en:

Una bobina transmisora "Tc", alimentada con una corriente "Ac" (corriente alterna) de referencia y amplitud muy estable.

Una bobina receptora "Rc" conectada electrónicamente al sistema de registro.

Las dos bobinas están montadas sobre un "Mandrel" aislado y separadas por una distancia "L" (denominada espaciamento), medida entre los centros de ambas bobinas.

El punto de medición es el punto "O" (Distancia media entre los centros de las bobinas).

El sistema funciona así:

Se aplica una corriente alterna generada por el oscilador del transmisor "T" a la bobina aislada "Tc" del transmisor, para producir un campo magnético alterno normal a la dirección del flujo de corriente.

Asumiendo que las dos bobinas "Tc" y "Rc" están en un medio no conductivo, homogéneo e infinito, el campo magnético alterno producido, puede inducir una corriente en el medio (Formación) denominada "Corriente de EDDY".

Aplicando aquí la ley de OHMS ($1/C=R*L/S$) se infiere que la magnitud de la corriente de EDDY es proporcional a la fuerza electromotriz F.E.M generada por el campo y a la conductividad del medio (Formación).

Las corrientes de EDDY alternas provenientes del campo magnético primario, generan un campo magnético secundario (alrededor de la bobina receptora "Rc") el cual induce una corriente en "Rc".

Esta corriente secundaria es proporcional a la fuerza electromotriz F.E.M. proveniente del campo secundario y a la conductividad de la formación.

El espaciamiento entre las bobinas transmisora y receptora es un compromiso entre la profundidad de investigación y la capacidad de definición de capas delgadas que se desea investigar con la herramienta.

Con la herramienta de Doble Inducción se registran tres curvas de resistividad con profundidades distintas de investigación:

- Una curva de poca profundidad investiga la resistividad de la zona lavada "Rxo".
- Una curva de profundidad media investiga la resistividad de la zona invadida.
- Una curva de investigación profunda que mide la resistividad de la zona virgen "Rt".

1.5.c TEORÍA DEL FACTOR GEOMÉTRICO

Volviendo al sistema del cual deriva la respuesta de una herramienta de Inducción en un medio ideal:

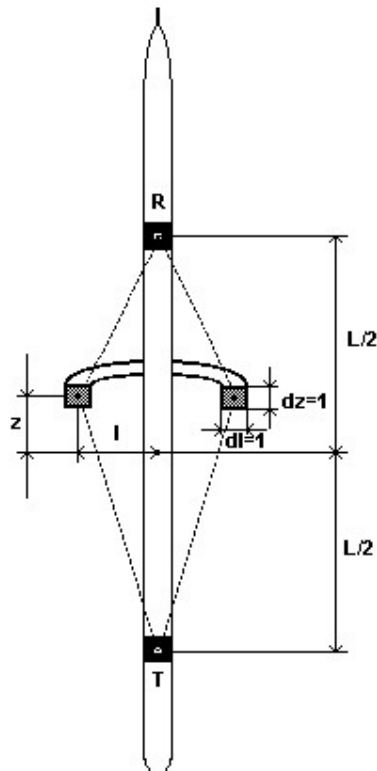


Figura N° 23

Referencias:

L = Distancia entre los centros de las bobinas.

z = Altura entre la proyección horizontal del ponto "O" y el punto medio "P" de la sección del circuito de la tierra.

l = Radio del circuito de la tierra.

P = Punto medio de la sección del circuito de la tierra.

$dz \cdot dl$ = Área de la sección del circuito de la tierra.

La figura N° 23 muestra el modelo matemático empleado para explicar la respuesta teórica de un sistema de inducción con dos bobinas.

El medio terrestre considerado está dividido en un infinito número de circuitos (bobinas) denominados "circuitos unitarios", cuyos planos son perpendiculares al eje del par de bobinas mostrado.

Este circuito de la tierra, está caracterizado por una conductividad constante " σ " y una sección fija de área " $dz \cdot dl$ ".

La posición de uno de los circuitos mencionados con respecto al punto medio "O" del par de bobinas, es fijado por las coordenadas "z" y "l".

Se asume en el modelo descrito que el circuito actúa como si estuviese rodeado por un espacio libre. Desafortunadamente esta suposición no es totalmente válida puesto que todos los circuitos adyacentes interactúan entre sí reduciendo la señal y corriendo la fase (efecto SKIN), lo que es corregido en superficie por la computadora en tiempo real.

La aproximación usada con este modelo es denominada "concepto de factor geométrico" y explica muchas de las variables y características de la herramienta de inducción.

La respuesta de la herramienta de inducción es función de los factores geométricos de los volúmenes que rodean a la herramienta y de sus conductividades.

El factor geométrico "G" de un volumen con una orientación específica, con respecto a la herramienta, es una parte de la señal total que se originaría si ese mismo volumen fuera un medio infinito y homogéneo. Es necesario que esos volúmenes conformen una simetría circular con respecto a la herramienta.

$$C_t = C_1 G_1 + C_2 G_2 + \dots C_n G_n \quad (17)$$

Donde:

C_t = Conductividad total.

C_x = Conductividad de las diversas zonas.

G_x = Factores geométricos correspondientes.

Para obtener la magnitud de la señal de la herramienta, se suman los productos de las conductividades individuales por los factores geométricos de todos los volúmenes.

LA SUMA DE TODOS LOS FACTORES GEOMÉTRICOS ES IGUAL A UNO POR DEFINICIÓN.

El concepto de "Factor Geométrico" también permite la construcción de factores de corrección, matemáticamente exactos para tener en cuenta los efectos de lodo, invasión y formaciones adyacentes.

Los factores geométricos representan la configuración del conjunto de señales del sistema de bobinas receptoras. El desempeño de un sistema de bobinas se evalúa en base al "factor geométrico radial Integrado "Gr" y al factor geométrico vertical Integrado "Gv".

"Gr" se utiliza para predecir la respuesta de la herramienta ante la invasión en formaciones homogéneas y de considerable espesor.

"Gv" predice la respuesta de la herramienta en capas delgadas.

EL FACTOR GEOMÉTRICO PUEDE DEFINIRSE COMO UN NÚMERO ADIMENSIONAL PROPIO DE CADA ANILLO HORIZONTAL DE MATERIAL HOMOGÉNEO Y DE FORMA CIRCULAR, CON SU CENTRO EN EL EJE DEL POZO Y CUYA SECCIÓN ES UN CUADRADO MUY PEQUEÑO DE ÁREA IGUAL A LA UNIDAD.

Multiplicando el factor geométrico del anillo de material homogéneo en estudio por la conductividad y por el área de sección del anillo, se obtiene la magnitud de la contribución de ese anillo a la respuesta total de conductividad de la herramienta.

El voltaje inducido en la bobina receptora, desde un anillo unitario de material homogéneo, de radio "l" y de altura "z" con respecto al centro entre el sistema de bobinas esta dado por:

$$V_r = K \cdot \sigma \cdot G \quad (18)$$

Donde:

“K” es función del área de las bobinas, de la distancia entre las bobinas, de la corriente del transmisor y de la frecuencia de dicha corriente. K = constante de la herramienta.

“G” es el factor geométrico integrado que depende de la posición geométrica del anillo unitario en relación a las bobinas. (Integración de todos los factores unitarios)

$$G(l,z) = (L \cdot I^{**3}) / (2 \cdot Dt^{**3} \cdot Dr^{**3}) \cdot dl \cdot dz \quad (19) \text{ (factor geométrico unitario)}$$

“σ” es la conductividad del material que forma el anillo.

1.5.d RESOLUCIÓN VERTICAL

Existen bobinas de enfoque cuyo propósito es aumentar la profundidad de investigación y la capacidad de resolución de capas delgadas de la herramienta.

Cuando el espesor de la formación es menor que el espaciamiento “L” de la herramienta, las formaciones adyacentes van a alterar la lectura de inducción, como lo hacen con la lectura de cualquier otra herramienta.

Este efecto puede ser importante si las formaciones tienen un espesor menor que 5 pies.

Las herramientas de doble inducción pueden resolver con exactitud hasta 3 pies de espesor de formación.

La herramienta de alta resolución de Halliburton tiene una resolución vertical de 2 pies con la posibilidad de lograr por software una resolución vertical de 1 pie.

1.5.e CONDICIONES ÓPTIMAS DE OPERACIÓN

- Diámetro de pozo de 10” o menos.
- Sonda centralizada.
- $R_{mf} / R_w = 5$ o más.
- Diámetro de invasión equivalente a 3 veces el diámetro del pozo.
- R_t menores de 150 ohm-m.

Si estas condiciones no se cumplen, se deberán corregir las lecturas con avacos para determinar “ R_t ”.

1.6 EL PERFILAJE ACÚSTICO

Hasta el momento, no existe ningún instrumento de perfilaje que mida directamente el factor de formación “F”, pero como se vio, puede éste determinarse conociendo la porosidad “ ϕ ”, más aún, el conocimiento de la porosidad en sí mismo es valioso para los ingenieros de reservorio, que deben estimar la productividad final del pozo.

Los perfiles acústicos proporcionan uno de los medios para obtener los datos de entrada para el cálculo de la porosidad.

1.6.a TEORÍA DE LA PROPAGACIÓN.

La energía acústica es simplemente energía mecánica propagada a través de la materia por medio de una serie de compresiones y rarefacciones que deforman el medio a través del cual pasan. Las vibraciones de una fuente, tal como una campana, desplazan las moléculas del

ambiente circundante, aumentando y disminuyendo la densidad y presión del medio. La oscilación continua de la fuente crea un tren continuo de compresiones y rarefacciones.

Como fenómeno global, la onda acústica provoca oscilaciones en el medio a través del cual pasa. La interacción molecular es semejante a la de las bolas de billar, cada molécula choca contra la próxima y la desplaza.

La propagación de la onda acústica se asemeja al recorrido de un corcho flotando en el agua cuando se produce un oleaje debido a la caída de un guijarro. (Figura N° 24)

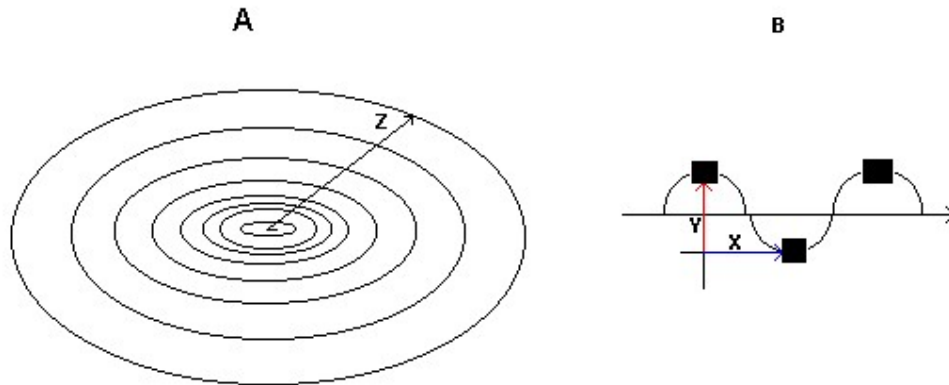


Figura N° 24

Se observa que la ola se propaga en todas las direcciones "Z" (Figura N° 24 A) y el corcho a su vez se desplaza en dos sentidos, "X" horizontal en la misma dirección que "Z" e "Y" en sentido vertical.

Así se propaga la onda acústica, constituyendo una función sinusoidal.

1.6.b TIPOS DE MEDIDAS ACÚSTICAS

La onda acústica recibe la influencia del medio a través del cual pasa. Los líquidos por ejemplo, afectan a la onda de manera diferente a como lo hacen los sólidos. En un líquido, las moléculas están relativamente libres para deslizarse una sobre la otra, así que la onda acústica no se propaga con la rapidez como lo hace en un medio sólido. Los medios gaseosos atenúan la potencia de la onda aún más.

La medida de las propiedades de la onda acústica, pueden brindar información muy útil acerca de las características y contenidos de los estratos a través de los cuales transita la señal acústica dentro de un pozo.

Las propiedades medibles de la señal acústica son: la velocidad, la frecuencia, la amplitud y la atenuación.

La velocidad expresa la rapidez con la cual la onda pasa a través de un material.

La frecuencia es una expresión de la velocidad de oscilación de la onda.

La amplitud implica que fuerte es la señal en un contexto auditivo.

La atenuación expresa una pérdida de potencia (está asociada a la amplitud).

1.6.c GENERACIÓN DE LA SEÑAL ACÚSTICA

La herramienta acústica genera ondas sonoras en el pozo por medio de dispositivos PIEZOELÉCTRICOS o MAGNETOESTRICTIVOS.

Los cristales piezoeléctricos se expanden y contraen a medida que a través de ellos se aplica un voltaje variable.

Los dispositivos magnetostrictivos consisten de un cilindro metálico que se expande y contrae bajo la influencia de un campo magnético variable.

Las vibraciones acústicas se producen pulsando repetitivamente cualquiera de los dos aparatos.

El transmisor normalmente va envuelto en un alojamiento que lo protege del ambiente del pozo, este envoltorio suele llenarse con un fluido que aumenta el acoplamiento acústico entre el transmisor y la columna de lodo, por lo que es importante que no haya burbujas de aire en el líquido alrededor del cristal transmisor, la presencia de estas burbujas atenuará la señal.

1.6.d RECORRIDO DE LAS ONDAS EN EL POZO

Las ondas acústicas resultantes irradian hacia todas las direcciones a partir del transmisor. La señal viaja a lo largo de diversos medios como se ve esquemáticamente en la siguiente figura N° 25.

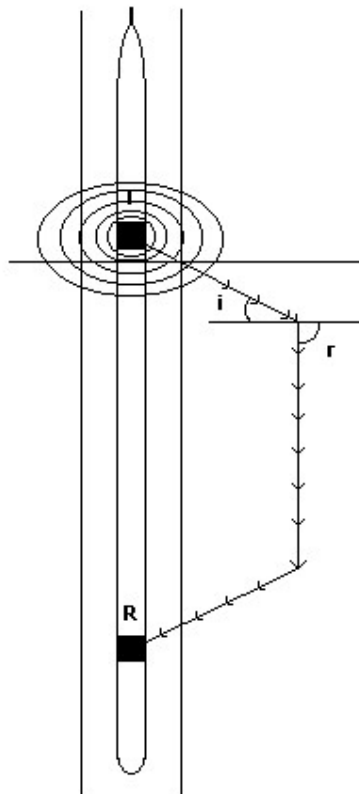


Figura N° 25

Los recorridos por los distintos medios son:

- A lo largo de la herramienta.
- A lo largo de la columna de lodo, paralelamente a la herramienta.
- A lo largo de la superficie de la pared del pozo.
- A través de los estratos de la formación.

La señal que realmente importa, es la proveniente de la formación, cuya discriminación obedece a la siguiente ley de SNELL:

$$\text{Sen } r = \frac{V_b}{V_f} * \text{sen } i \quad (20)$$

Donde:

V_f = Velocidad de la onda compresional en el fluido del pozo.

V_b = Velocidad de la onda compresional en la formación.

i = Ángulo de incidencia de la onda sobre la superficie de la pared del pozo.

r = Ángulo de refracción de la onda.

Normalmente una relación $V_b > V_f$ responde a que los sólidos (formación) son medios más rápidos que los líquidos (lodo), para esta relación, el ángulo de refracción "r" es mas grande que el ángulo de incidencia "i" cuando la onda proveniente del transmisor choca con la

interface lodo-pared del pozo. Cuando el ángulo de incidencia crece hasta el punto en que el ángulo de refracción se hace 90° , se alcanza el **ÁNGULO CRÍTICO** para que la señal viaje por la formación. Solamente las ondas que alcancen el ángulo crítico son de interés para el perfilaje acústico. Estas ondas de mayor profundidad de investigación viajan por la formación a profundidades iguales o mayores que una longitud de onda. La longitud de onda es función de la velocidad y de la frecuencia del sonido. Luego de viajar por la formación con la lógica atenuación sufrida acorde al tipo de material atravesado, la onda llega nuevamente a la interface lodo-pared del pozo, alcanza nuevamente el ángulo crítico, viaja por el lodo y llega al receptor de la herramienta.

1.6.e EL TREN DE ONDAS ACÚSTICAS

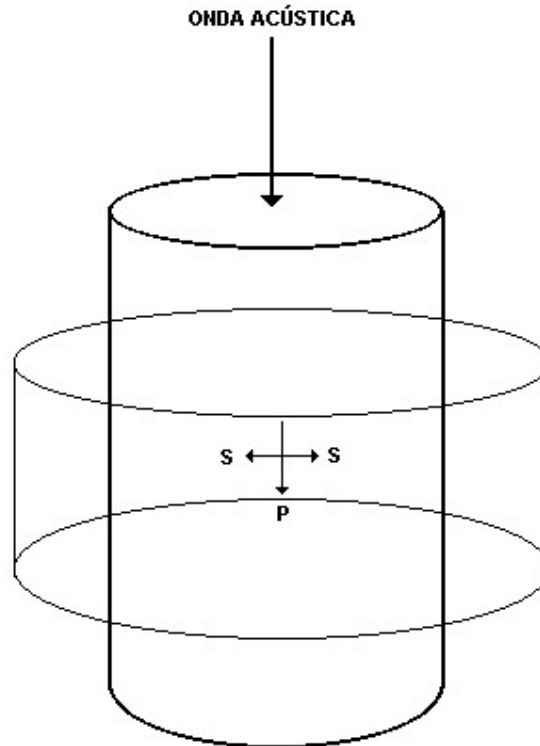


Figura N° 26

La señal recibida en el receptor, tal como se la observa en superficie por medio de un osciloscopio, es bastante compleja. Está compuesta por llegadas provenientes de varios recorridos y consiste en más de un tipo de onda.

Las herramientas acústicas se diseñan de manera tal que las primeras señales detectadas son las ondas compresivas que han viajado a través del cuerpo de la roca misma.

Las ondas compresivas reciben ese nombre porque son la componente del impulso sónico que se propaga comprimiendo la materia a través de la cual pasa (Figura N° 26). Las ondas compresivas u ondas "P" hacen vibrar la roca hacia adelante y hacia atrás, en la dirección de propagación. Inmediatamente después del pasaje de una onda compresiva, la roca vibra de lado a lado a medida que el material comprimido se alarga de manera normal a la dirección de propagación. Esta vibración lateral de la roca produce ondas de corte "S", mas lentas y aparecen a continuación de las llegadas de compresión (Figura N° 27)

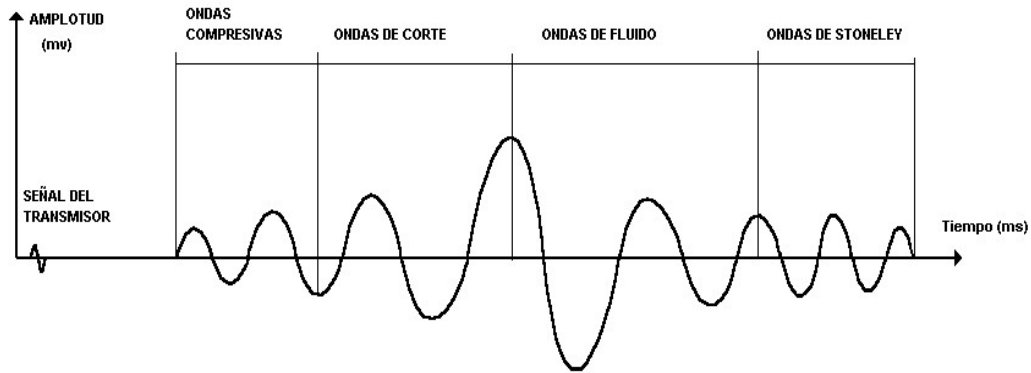


Figura N° 27

Aún mas tarde llega otro grupo de ondas compresivas, estas son las ondas de fluido que viajan muy lentamente por la columna de lodo. Por este recorrido no llegan ondas "S" debido a que el líquido no tiene resistencia al corte.

Las últimas llegadas que pueden observarse son las ondas de STONELEY, estas viajan hacia el receptor a través de la interface columna de lodo y pared del pozo.

No se observan normalmente ondas que viajan a través de la herramienta misma, debido a que han sido eliminadas mediante ranuras en el diseño de la herramienta.

1.6.f PERFILES DE VELOCIDAD

El perfil de velocidad es un registro en función de la profundidad versus el tiempo requerido por una onda compresiva de sonido para atravesar una distancia determinada, a través de las formaciones que han sido penetradas por la perforación de un pozo.

Este incremento de tiempo es el tiempo de recorrido interválico denominado (Δt). Este tiempo de recorrido o de TRANSITO se mide en microsegundos sobre pie (μ/pie). El " Δt " es la recíproca de la velocidad expresada en pies por segundo.

El tiempo de recorrido interválico para una formación dada, depende de la litología, la porosidad y los fluidos de la roca. Si se conoce el contenido de fluidos y la litología, podrá determinarse la porosidad de la formación a partir del " Δt ".

1.6.g PERFILES DE VELOCIDAD CON RECEPTOR ÚNICO

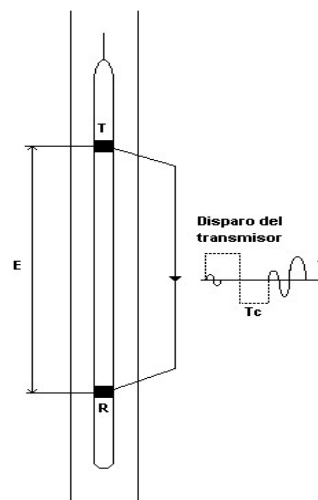


Figura N° 28

La energía acústica generada por el transmisor debe atravesar primero la columna de lodo para llegar a la formación y luego de haber viajado a través de esta, debe nuevamente cruzar el fluido para alcanzar al receptor. Más aún, un tiempo corto transcurre antes que el sonido generado alcance la superficie del envoltorio del transmisor y antes de que la señal pase desde la superficie de la herramienta al receptor (Figura N° 28).

El tiempo total transcurrido desde el disparo del transmisor hasta la recepción de la señal, menos el tiempo de recorrido en el fluido y el retardo de la herramienta, nos da el tiempo empleado por la señal en recorrer la roca ubicada entre el transmisor y el receptor.

Dividiendo el tiempo neto de recorrido por la señal en la roca por el espaciamiento entre el receptor y el transmisor en pies, obtenemos el Δt en microsegundos por pie.

$$\Delta t = \frac{T_c - \Delta t_f (\text{BHD} - \text{OD}) - T_D}{E} \quad (21)$$

Las medidas de Δt tienen varios inconvenientes y el más grave es su incapacidad para definir formaciones angostas, debido a la distancia entre el transmisor y el receptor.

Afortunadamente hay disponible un método alternativo de medición que es el más empleado actualmente, tiende a eliminar las deficiencias asociadas a las herramientas con receptor único y se trata del método de medición con dos receptores.

1.6.h MEDICIÓN DE VELOCIDAD CON DOS RECEPTORES.

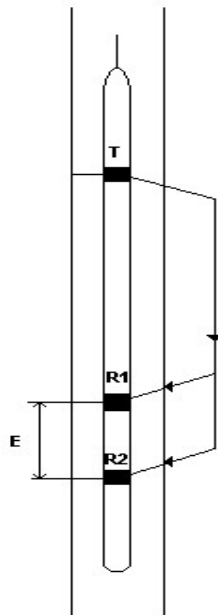


Figura N° 29

Al utilizar dos receptores, la onda acústica que llega al segundo receptor "R2", debe atravesar un volumen adicional de roca y por lo tanto será recibida algo más tarde que la señal que llega al receptor próximo "R1" (figura N° 29).

Se lleva a cabo la medición del Δt tomando la diferencia de tiempos totales de recorrido desde el transmisor hasta cada receptor y dividiendo por el espaciamiento "E" entre los dos receptores.

$$\Delta t = \frac{T_{r1} - T_{r2}}{E} \quad (22)$$

Restando el tiempo total hasta "R1" del tiempo hasta "R2", se cancela el tiempo de recorrido en el lodo y también el tiempo en la roca por encima de "R1" y queda entonces únicamente el tiempo que tarda el sonido para viajar por la formación entre los dos receptores.

1.6.i CÁLCULO DE LA POROSIDAD

M.R.J.WYLLIE sugirió una relación entre la velocidad del sonido en la formación y la porosidad, que es usada ampliamente:

$$\Delta t = \Delta t_f \phi + \Delta t_{ma} (1-\phi) \quad (23)$$

Esta ecuación establece que el tiempo total recorrido en la roca " Δt " es la suma del tiempo que la onda acústica tarda en recorrer la parte sólida de la roca " Δt_{ma} " denominada matrix, más el tiempo empleado en atravesar los fluidos porales " Δt_f ".

Puede obtenerse la porosidad directamente reagrupando la ecuación de WYLLIE:

$$\phi = \frac{\Delta t_l - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \quad (24)$$

1.7 EL PERFIL DE RAYOS GAMMA

El perfil de RAYOS GAMMA mide la radiación natural de una formación. La radiación gamma (Rayos Gamma) fue descubierta por Ulrich Villard en el año 1900 y nombrada por Ernest Rutherford en 1903.

Estos "Rayos" pueden ser considerados como partículas u ondas de energía electromagnética viajando a la velocidad de la luz con alta frecuencia y onda corta. Los RAYOS GAMMA se encuentran en la porción energética alta del espectro electromagnético y son llamados "FOTONES".

Un "Fotón" es considerado como un cuanto de energía radiante.

Un fotón emitido desde un átomo en un estado excitado, es por definición un "RAYOS GAMMA".

ESPECTRO ELECTROMAGNÉTICO

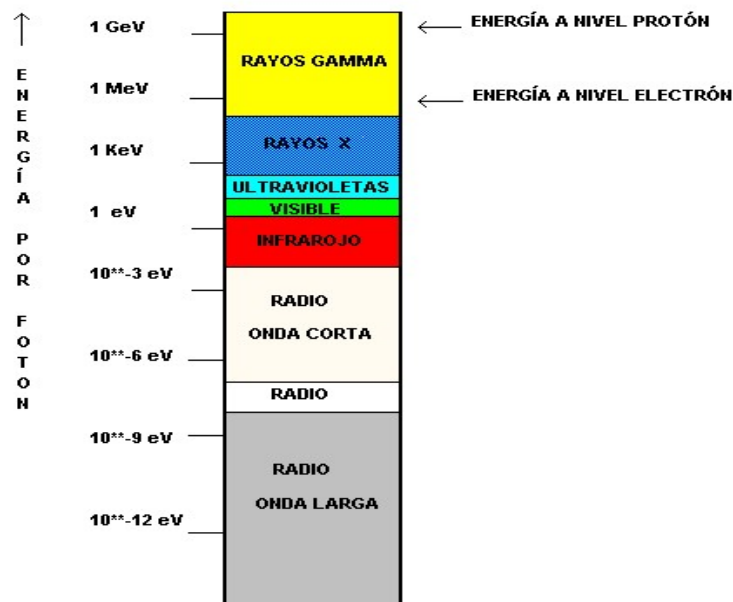


Figura N° 30

La energía de un fotón está definida por una frecuencia acorde a la siguiente ecuación:

$$E = h \cdot V \quad (25)$$

Donde:

E = Energía del fotón.
h = Constante de Plank.
V = Frecuencia.

La naturaleza dual de los rayos gamma, implica que viajan e interactúan como ondas y partículas a la vez.

Los RAYOS GAMMA pueden interactuar con la materia en diferentes formas:

- Absorción Fotoeléctrica.
- Efecto Compton.
- Producción de pares.
- Dispersión Rayleigh.

1.7.a EFECTO DE ABSORCIÓN FOTOELÉCTRICA

El efecto fotoeléctrico cobra importancia cuando la energía del Rayos Gamma es solamente ligeramente más alta que la energía de ligamento de los electrones.

Para la totalidad de las rocas, esto ocurre a energías por debajo de los 100 KeV.

Cuando un Rayos Gamma es fotoeléctricamente absorbido por un electrón, la energía del Rayos Gamma es transferida al electrón, el cual adquiere suficiente energía para superar la energía de ligamento con el núcleo y escapar.

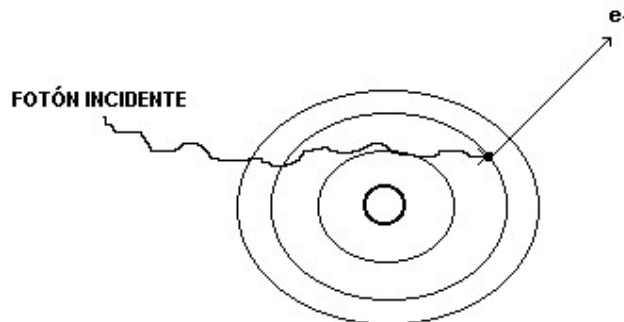


Figura N° 31

En todos los casos, los fotones viajan a la velocidad de la luz, ellos están encuadrados dentro de los principios de la teoría de la relatividad, poseen masa igual a cero y una energía de tipo cinética.

Cuando una partícula de masa cero deja de moverse con una velocidad "C", deja de existir. Por lo tanto, el Rayos Gamma después de otorgar toda su energía a un electrón, deja de existir.

La fuerza de absorción de una formación, es dependiente de los elementos presentes en la formación y en particular del número atómico (Z). Por tal razón, la absorción fotoeléctrica puede relatar la litología de la formación.

1.7.b PRODUCCIÓN DE PARES

Esta interacción ocurre cuando el RAYOS GAMMA posee energía por encima de 1.02 meV (la masa de un electrón es 0.51 MeV).

En este caso el fotón de Rayos Gamma pasa cerca del núcleo de un átomo y desaparece. En este lugar, un electrón y un positrón aparecen.

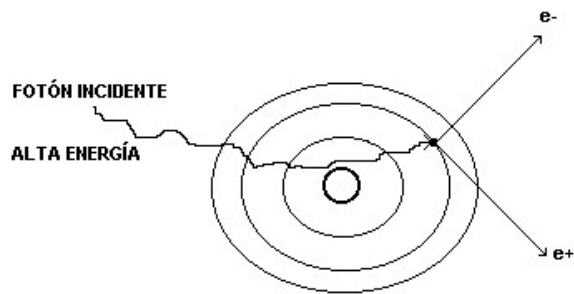


Figura N° 32
1.7.c EFECTO COMPTON

Es la interacción más importante para la medición de la Densidad y se llama “Dispersión Compton”. Esta interacción domina los Rayos Gammás con energías entre 10 meV y 100 KeV.

En la Dispersión Compton el Fotón colisiona con un Electrón en un Átomo, aquí el Fotón incidente transfiere algo de su energía al Electrón, el cual es sacado fuera del átomo. El Fotón dispersado ahora posee baja energía y puede probablemente ser deflectado hacia otra dirección.

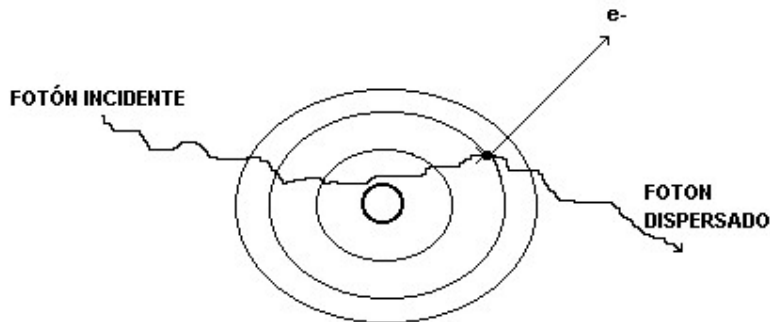


Figura N° 33

Este proceso de dispersión puede repetirse una y otra vez (dispersión descendente) cuando el Rayo Gamma pasa a través del material, antes de que pierda energía, hasta que sea absorbido fotoeléctricamente (debajo de los 100 KeV).

El Rayo Gamma puede padecer también más colisiones por unidad de distancia en un material de alta densidad que en un material de baja densidad.

El promedio de distancia recorrida por un Rayo Gamma (proporcional a la relación de cuentas) depende de la densidad del material.

1.7.d DISPERSIÓN RAYLEIGH

Con diferencia a la dispersión Compton, en la cual el Rayo Gamma choca con un electrón, en la dispersión Rayleigh el Rayo Gamma choca dos o más electrones simultáneamente.

Esta interacción es importante sólo para Rayos Gamma de baja energía, los cuales tienen longitudes de onda que son largas lo suficiente para ir en contacto con más de un electrón al mismo tiempo.

Semejante a la absorción fotoeléctrica, esta interacción sólo depende del tipo de átomo involucrado, la dispersión Rayleigh es más probable que ocurra en átomos con muchos electrones.

La dispersión Rayleigh virtualmente no afecta las mediciones de densidad, pero es un factor significativo en las mediciones de densidad litológica.

1.7.e LA HERRAMIENTA DE RAYOS GAMMA

Cuando un átomo decae desde un estado más elevado de excitación a un estado de menor excitación, emite fotones. Un fotón emitido por un átomo en estado de excitación es llamado RAYOS GAMMA.

Esto sucede permanentemente en la naturaleza, debido a que los átomos no son estáticos energéticamente. Los elementos pesados radioactivos, tienen tendencia a concentrarse en las ARCILLAS o LUTITAS, donde se encuentran valores de radioactividad más altos.

La herramienta de Rayos Gamma está diseñada para poder realizar una medición de la radiación natural de la formación.

Esta radiación natural se manifiesta a través de la emisión de Rayos Gamma, que son ondas electromagnéticas de alta energía.

La curva de Rayos Gamma, como ocurre en todas las curvas radioactivas, tiene naturaleza estadística, quiere decir, que aún con la herramienta quieta en el pozo, tendremos pequeñas fluctuaciones de medidas. Este fenómeno se suaviza promediando la cantidad de pulsos contados en un tiempo determinado. Normalmente la constante de tiempo es de 2 segundos y la velocidad de perfilaje es 10 m/min.

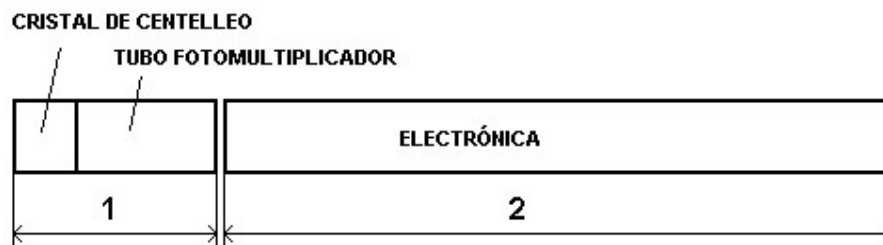


Figura N° 34

Como se ve en la figura, la herramienta está concebida en dos partes fundamentales, la sección 1 o detector y la sección 2 o electrónica.

1.7.f EL DETECTOR DE RAYOS GAMMA

Entre los instrumentos de detección de rayos gamma, figura el detector por centelleo (Figura N° 35).

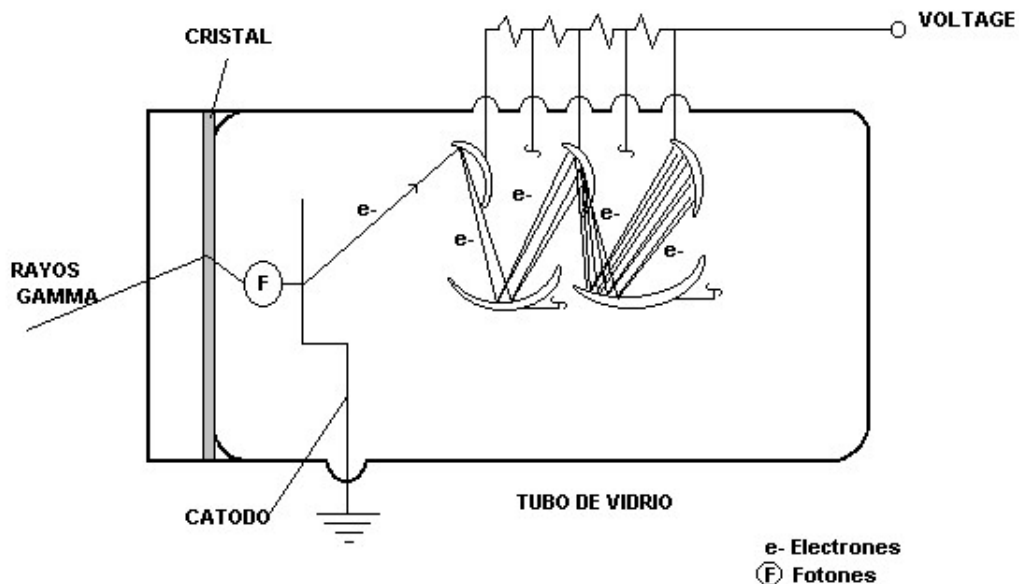


Figura N° 35

Está compuesto por un cristal que emite un fotón al ser colisionado por un Rayos Gamma, a su vez, la luz del fotón choca contra la pantalla revestida de fósforo del tubo fotomultiplicador (cátodo), este fotocátodo emite entonces electrones, al ser iluminados por la luz proveniente del cristal. Esta corriente electrónica es multiplicada por el tubo o dinodo en una relación de 10^{*6} veces. Esta corriente eléctrica es extraída del tubo y procesada por un multicanal. Se debe agregar aquí que el detector por centelleo es muy sensible a la temperatura, por lo tanto, debe ser alojado en un envoltorio especial.

1.7.g DEPOSICIÓN DE LOS ELEMENTOS RADIOACTIVOS

Debido a que los elementos radioactivos tienden a concentrarse en las arcillas y en las arenas arcillosas, éstas tienen una radiactividad natural más alta que las arenas limpias y los carbonatos suelen exhibir niveles bajos de radioactividad. Por lo tanto, la curva de Rayos Gamma hace distinciones entre rocas reservorio y arcillas lo que puede usarse para determinar litologías. También la curva de Rayos Gamma puede utilizarse para determinar el volumen de arcilla en una formación.

Las rocas ígneas contuvieron originariamente una parte importante de los elementos terrestres radioactivos, como por ejemplo el Potasio radioactivo y las series Uranio-Torio.

Los minerales arcillosos se formaron a partir de partículas erosionadas de las rocas ígneas, por lo tanto, los elementos radioactivos contenidos en la roca ígnea original van a estar presentes en las arcillas. Si tenemos en cuenta que las arcillas son porosas y poco permeables, el material radioactivo tendrá cabida en ella y no son fácilmente desplazados de las mismas.

Los cristales de cuarzo tienen estructuras bien ordenadas con buena permeabilidad, por lo tanto, tienden a eliminar los elementos radioactivos de su estructura. Si se tiene en cuenta que las arenas se crean por erosión del cuarzo, suelen contener radioactividades bajas en comparación con las lutitas.

Las calizas suelen tener bajos niveles de radiación natural.

La dolomita se forma por reacción química entre una caliza y el magnesio disuelto en las aguas terrestres que migran, este proceso se denomina dolomitización. Las aguas terrestres contienen una pequeña cantidad de radioactividad de bajo nivel y durante el proceso de dolomitización se depositan elementos con algún nivel de radioactividad, por esta razón la dolomita tiene consigo una pequeña cantidad de radiación natural, mayor que la radioactividad de las calizas.

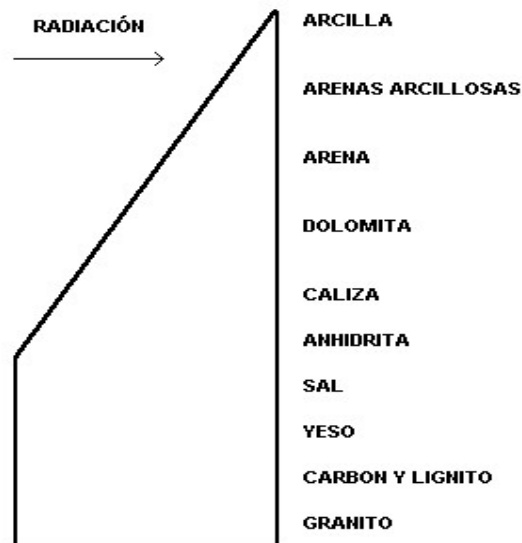


Figura N° 36

1.7.h UTILIZACIÓN DE LOS RAYOS GAMMA PARA DETERMINAR VOLÚMEN DE ARCILLA

La curva de rayos gamma puede utilizarse para determinar el volumen de arcilla contenido en una formación y poder así corregir las lecturas de porosidad de los perfiles acústicos, densidad y neutrónicos.

Para determinar el "Vsh" debe usarse un índice de rayos gamma "Gi" que responde a la siguiente ecuación:

$$Gi = \frac{GRp - GRs}{GRa - Grs} \quad (26)$$

Donde:

GRp = Valor de rayos gamma leído en el perfil en la zona de interés.

GRs = Valor de rayos gamma en una arena limpia.

GRa = Valor de rayos gamma en arcilla pura.

El término "GRs" se toma en la arena más limpia del pozo o sea la lectura mas baja de rayos gamma del pozo para una litología determinada.

"GRa" se toma en zonas con arcillas de buen espesor, próximas a la zona de interés.

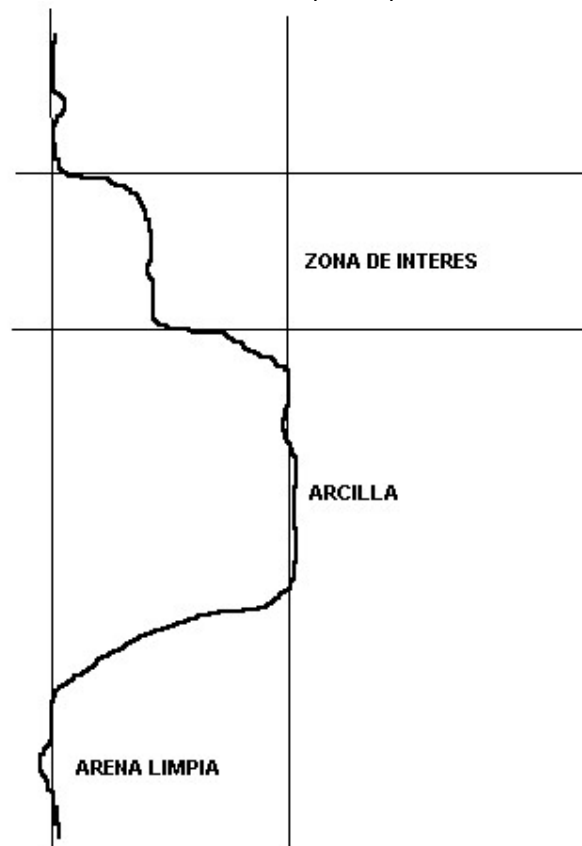


Figura N° 37

Finalmente, el volumen de arcilla queda definido por la siguiente expresión:

$$Vsh = Gi * 100 \quad (27)$$

1.8 EL PERFIL DE DENSIDAD

En los inicios (1954) las primeras herramientas estaban constituidas por una fuente de emisión de Rayos Gamma y un simple detector para contar los Rayos Gamma después de que son atenuados por el material que atraviesan.

Los cambios detectados en la cantidad de Rayos Gamma, son relacionados con la Densidad de la formación.

A mayor Densidad de un volumen investigado, corresponde baja intensidad de radiación Gamma en el detector.

Fueron reconocidas severas restricciones en los primeros modelos, específicamente las concernientes a efectos adversos del revoque entre la herramienta y la formación, por lo tanto, una nueva versión se patentó en 1967.

La diferencia fundamental entre los primeros modelos y el último, fue la introducción de un segundo detector. El objetivo fue incorporar un detector cercano que sea afectado primero por el material entre la herramienta y la formación y un detector lejano que fuese mas sensitivo a los materiales de la formación.

Esto permite una medida compensada la cual es producida mediante la “sustracción de los efectos de materiales extraños”.

Estas herramientas compensadas, son de tipo PAD (Montadas sobre un patín que empuja sobre la pared del pozo) para eliminar la mayor cantidad posible los efectos de atenuación del pozo.

1.8.a SECCIÓN ATRAVESADA

La sección atravesada “ σ ” es definida como la probabilidad de que una reacción (absorción o dispersión) pueda ocurrir cuando en Rayos Gamma incide.

La sección atravesada es usualmente expresada en términos de área efectiva, la cual representa un simple blanco para la partícula incidente.

En el perfilaje de Densidad, las secciones atravesadas Compton son las más importantes.

$$\sigma * Ne = N_0 (Z/A) \delta b \quad (28)$$

Donde:

Z= Número atómico.

A= Masa atómica.

Ne= Densidad electrónica.

N₀= Número de Avogadro.

δb = Densidad de la formación.

También:

$$\delta e = 2 Ne / N_0 \quad (29)$$

Donde:

δe = Densidad electrónica de la formación.

La probabilidad de dispersión Compton depende de la relación “Z/A”. Se puede relacionar el efecto Compton con la densidad de la formación “ δb ”, para ello se necesita investigar el efecto “Z/A” de varios elementos dentro del pozo:

ELEMENTO	A	Z	2 Z/A
H	1.008	1	1.9841
C	12.011	6	0.9991
O	16.000	8	1.0000
Na	22.990	11	0.9569
Si	28.090	14	0.9968
Cl	35.460	17	0.9588
Ca	40.080	20	0.9980

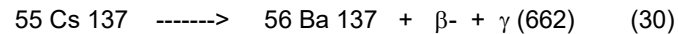
Se nota en la tabla, que para todos los elementos excepto el hidrógeno, el valor “Z/A” es aproximadamente igual a 0.5 o “2 Z/A” igual a 1.

Esto implica que para muchos casos la sección atravesada Compton o dispersión Compton “ σ ” (si reemplazamos Z/A por 0.5) está definida como una función de la densidad de la formación “ δb ”.

Desafortunadamente, el hidrógeno posee un problema y se encuentra presente en los espacios porales de la formación en la forma de agua, petróleo o gas. Todas las herramientas de Densidad de algún modo corrigen sus resultados por presencia de hidrógeno.

1.8.b FUENTE DE EMISIÓN DE RAYOS GAMMA

En las herramientas de Densidad comúnmente se usa Cesio Radioactivo como una fuente de emisión de Rayos Gamma. Ésta es una fuente artificial (no ocurre naturalmente) que decae mediante la siguiente reacción:



Se ve que el Cesio emite partículas “ β^- ” (las cuales no escapan de la camisa de metal de la fuente) y Rayos Gamma “ γ ”. Éstos “ γ ” tienen una energía inicial de 662 Kev y debido al hecho de que tienen carga nula, pueden penetrar profundamente en la formación.

El poder de las fuentes de Cesio, actualmente se encuentran entre los 0.5 y 2.0 Ci y tienen una vida media de 33 años.

1.8.c HERRAMIENTAS DE UN SOLO DETECTOR

Para comprender los fundamentos físicos de la medición de Densidad, se debe primero comenzar con un sistema de un solo detector.

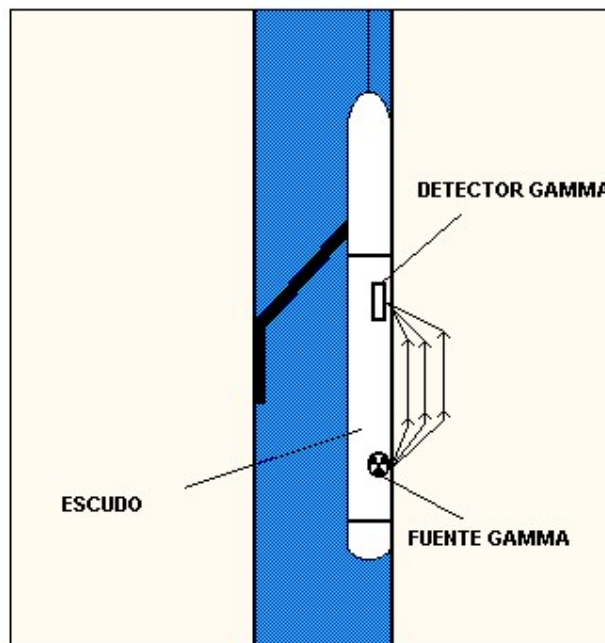


Figura N° 38

Se asume que la herramienta es preparada para contar solamente Rayos Gamma de dispersión Compton para el cálculo de la densidad de la formación “ δ_b ”. Esto se logra mediante el uso de un escudo apropiado, montando un nivel de voltage para los detectores o espectralmente (elección) de Rayos Gamma por niveles de energía.

Solamente se procesan los Rayos Gamma en el rango Compton para la medida de densidad y para información litológica se utilizan otros Rayos Gamma.

Usando solamente Rayos Gamma en el rango Compton se asegura que los resultados pueden solamente ser una función de la densidad electrónica “ δ_e ” y en consecuencia de “ δ_b ” y no una función de las propiedades de absorción de la composición química de la formación. Para un sistema de simple detector, la relación de cuentas en el detector es dada aproximadamente por:

$$C = I_0 * e^{-\nu x \delta e} \quad (30)$$

Donde:

C= Cuentas en el detector.

I₀= Constante función del poder de la fuente y la eficiencia del detector.

ν= Coeficiente de atenuación de rayos gamma.

x= Espaciamiento entre la fuente y el detector.

δe= Densidad electrónica de la formación.

La modificación de la ecuación (28) para Densidad electrónica de un compuesto molecular es dada por:

$$\delta e = 2 * \frac{\sum Z}{M} * \delta b \quad (31)$$

Donde:

$\sum Z = Z_1 + Z_2 + Z_3 + \dots$

M = Peso molecular del compuesto.

Como se vio en la tabla, para la mayoría de los materiales en la corteza terrestre:

$$2 * \sum Z / M \cong 1$$

Por lo tanto, se puede decir que $\delta e \cong \delta b$ y la ecuación (30) queda así:

$$C = I_0 * e^{-\nu x \delta b} \quad (32)$$

Si aplicamos logaritmo natural en ambos lados de la ecuación y asumimos que “ν” es aproximadamente constante para el efecto Compton a una fuente de energía fija:

$$\ln C = \ln I_0 - \nu x \delta b$$

Se despeja “δb”:

$$\delta b = (1/\nu x) * \ln I_0 - (1/\nu x) \ln C$$

$$\delta b = A - B * \ln C \quad (33)$$

La ecuación (33) no es rigurosamente correcta debido a que existen varios factores que la afectan, como por ejemplo el “ν” fotoeléctrico no es ignorado en ambientes de alto “Z” (lodos con Baritina).

1.8.d SISTEMA COMPENSADO DE DOS DETECTORES (ECUACIÓN ESPINA)

Si una herramienta de densidad va a medir la densidad de una formación en forma exacta, entonces los Rayos Gammas deben viajar solamente a través de la formación.

Esto es una dificultad porque en un pozo hay presentes fluidos y revoques.

Para anular los efectos del fluido, las herramientas de densidad son PADS con una fuente y dos detectores colimados empujados contra la formación. El revoque, posee una problemática mas pequeña debido a que no puede siempre ser eliminado entre la superficie del PAD y la formación. Para lecturas de densidad donde existen revoques de gran espesor, el empleo de dos detectores disminuye el error en la lectura.

Se debe notar aquí, que en general, las herramientas de densidad deben compensar por Rugosidad del pozo (Irregularidades en la pared del pozo) y por el efecto del revoque.

La siguiente figura muestra una herramienta de densidad típica con dos detectores:

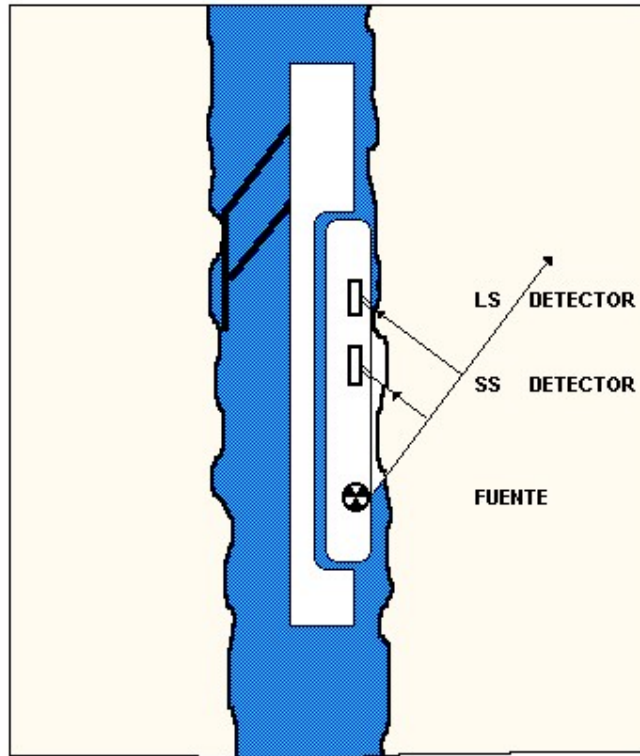


Figura N° 39

El detector corto espaciado es ubicado muy cerca de la fuente y está designado para “ver” la zona cerca de la herramienta. Nótese, que, si se presenta revoque, este puede ocupar un gran porcentaje del volumen integrado por el detector espaciado corto comparado con el detector largo espaciado.

Para el sistema de dos detectores primero se asume el caso de que no existe revoque ni irregularidades en el pozo.

La ecuación (33) para el sistema de dos detectores será:

$$\begin{aligned}\delta LS &= A1 - B1 \ln C1 \\ \delta SS &= A2 - B2 \ln C2\end{aligned}\quad (34)$$

“ δLS ” y “ δSS ” son los valores de densidad para los detectores largo espaciado y corto espaciado respectivamente.

Cada una de estas ecuaciones representa una línea en un gráfico semilogarítmico.

Si la herramienta es ubicada en frente de un medio homogéneo (sin revoque ni irregularidades) se debe esperar que las dos ecuaciones son iguales, por lo tanto, los dos detectores deben leer la misma densidad.

Combinando:

$$A1 - B1 \ln C1 = A2 - B2 \ln C2 \quad (35)$$

$$\ln C1 - G \ln C2 + F = 0 \quad (36)$$

Donde:

$$G = B2/B1$$

$$F = (A2-A1) / B1$$

La ecuación (36) es muy famosa. Si se representa una línea sobre un gráfico Log-Log de las cuentas del detector corto espaciado versus las cuentas del detector largo espaciado (no hay nada entre los receptores y la formación), estamos en presencia del conocido gráfico ESPINA.

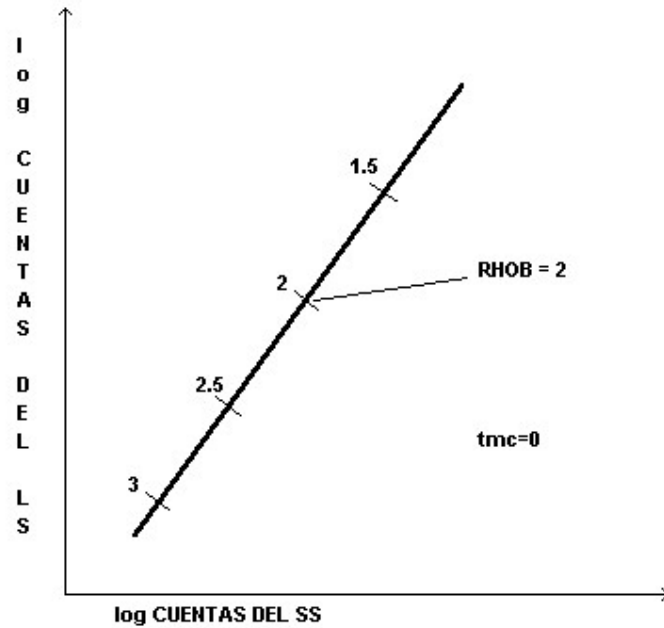


Figura N° 40

1.8.e PLOT ESPINA Y COSTILLA

En la realidad se presenta un revoque de espesor "tmc" entre el PAD y la formación, además de los siguientes factores que afectan al número de Rayos Gamma que retornan a los detectores:

- 1- Densidad de la formación.
- 2- Número atómico promedio de la formación "Zb".
- 3- Espesor del revoque "tmc".
- 4- Densidad del revoque "δmc".
- 5- Número atómico del revoque "Zmc".

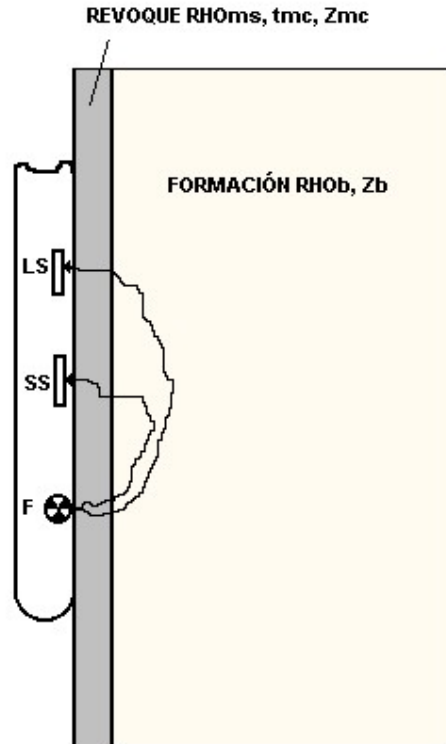


Figura N° 41

1.8.f FACTORES QUE AFECTAN A LA MEDICIÓN DE DENSIDAD

Se sabe que la probabilidad de la dispersión Compton depende de la densidad electrónica y no del elemento químico en el cual los electrones están localizados, por ello la influencia de "Zb" es extraña.

Desafortunadamente, la dependencia del detector sobre "Zmc" no puede ser eliminada o aislada, debido a que es frecuente el uso de BARITINA en el material.

La Baritina posee un marcado efecto en la atenuación de los Rayos Gammas aunque las densidades sean muy altas.

El alto "Z" asociado con la Baritina se debe a la presencia del BARIO con un $Z=56$, que causa una gran atenuación anormal de la baja energía de los Rayos Gamma debido a la absorción fotoeléctrica. Los resultados en las cuentas caen mas abajo que en una esperada relación de cuentas si se usa una densidad similar de lodo sin Baritina.

Debido a este efecto de alto "Z", un lodo conteniendo el 60 % de Baritina por peso, puede tener una densidad de 2.5 gm/cc y este efecto lleva a leer una densidad de 3.5 gm/cc.

Empíricamente esto puede ser demostrado con la ayuda de la introducción de una densidad de revoque " δ^*mc " la cual usualmente es la misma que la densidad de revoque " δmc ".

Se reducen así a tres las variables que afectan las cuentas de los detectores ($\delta b, \delta^*mc$ y tmc). Para mejor apreciación de los efectos de esas tres variables, se experimentó corriendo y variando cada uno de los factores mencionados separadamente.

Primero se mantienen constantes " δb ", " δ^*mc " y se varía " tmc ".

El resultado es mostrado en la siguiente figura:

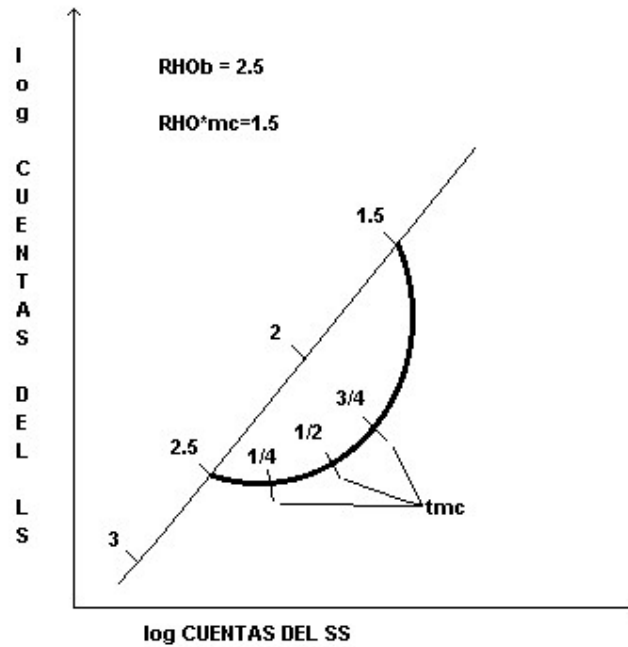


Figura N° 42

La curva parte de la ESPINA a " $\delta b=2.5$ " (sin revoque) y se aleja de la Espina a medida que aumenta el espesor del revoque. Cuando "tmc" se hace "infinito", los dos detectores "leen" solo revoque y posteriormente la curva retorna a la espina en el punto correspondiente a " $\delta b=1.5$ " (valor del revoque). Esta curva se llama COSTILLA.

Si se mantiene ahora solamente constante " $\delta*mc=1.5$ " gm/cc y se varía la densidad de la formación. Se obtiene una familia de Costillas que comienzan en distintas densidades de formación y dependientes de una densidad de revoque fija en 1.5 gm/cc.

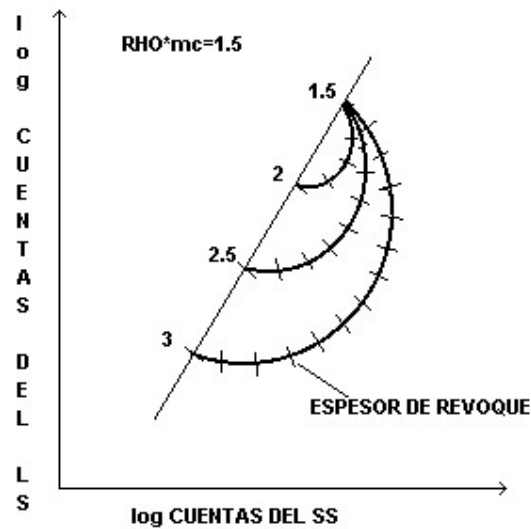


Figura N° 43

Finalmente, si la densidad de formación " δb " es mantenida constante en 2.5 gr/cc y la densidad de revoque y el espesor del revoque son variables, resulta el siguiente plot:

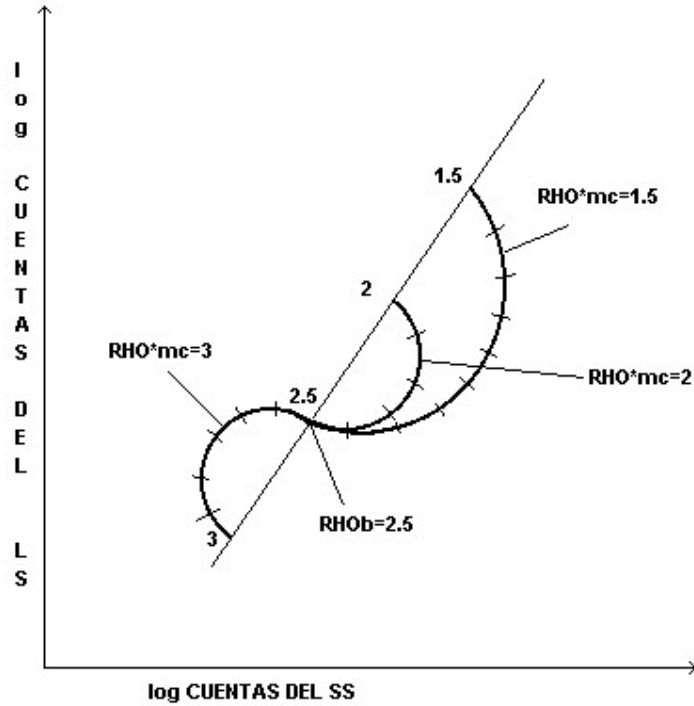


Figura N° 44

El plot muestra que para un razonablemente pequeño espesor de revoque (debajo de 3/4"), las líneas de corrección (costillas) coinciden. Por lo tanto podemos aplicar una corrección por efecto de revoque mediante la combinación de "tmc" y " $\delta \cdot mc$ " en una simple variable. Mediante la proyección de los puntos de la costilla sobre la espina, se obtiene un valor corregido para la densidad de la formación " δ_b ". Como las costillas coinciden en valores bajos de espesor de revoque, el gráfico se puede generar con líneas rectas paralelas:

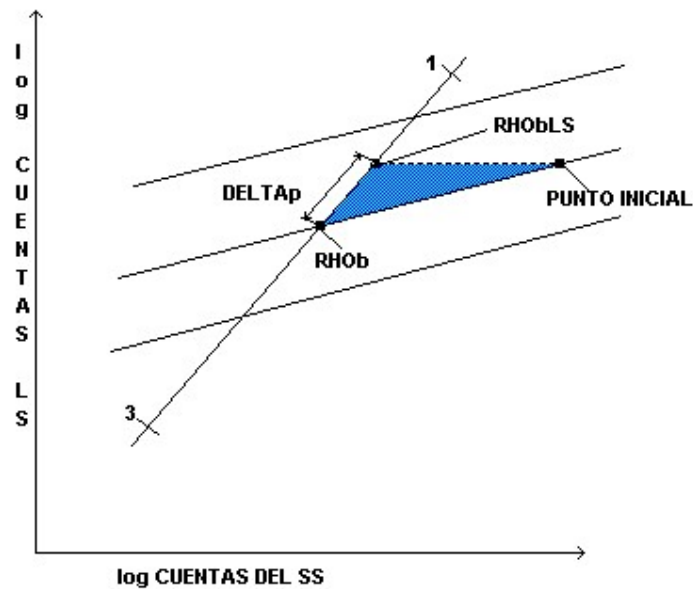


Figura N° 45

Para lodos pesados ($\delta mc > \delta b$), los valores plotean a la izquierda de la espina y lodos de baja densidad ($\delta mc < \delta b$), plotean a la derecha de la espina. La corrección requerida para corregir

por efectos de revoque, es positiva en condiciones normales de perfilaje, pero puede ser negativa en lodos pesados (Baritina).

Lo gráficamente aproximado es una solución a la siguiente ecuación:

$$\delta b = \delta LS + K (\delta LS - \delta SS) \quad (37)$$

$$\delta b = \delta LS + \Delta p \quad (38)$$

Donde:

$$\Delta p = K (\delta LS - \delta SS)$$

K = Constante.

La simplificación del gráfico o (38) es válida para revoques de 3/4" o menos.

Durante el perfilaje un programa de computación hace las correcciones necesarias por espina y costilla automáticamente y muestra la DENSIDAD COMPENSADA (δb) y la magnitud y dirección de la compensación (Δp).

1.8.g POROSIDAD DE DENSIDAD

La densidad de una mezcla de componentes es una función lineal de las densidades de los componentes individuales. Para calcular la porosidad de una roca porosa, es útil considerar el modelo del volumen de una formación limpia, con agua llenando los espacios porales, como lo ilustra la siguiente figura:

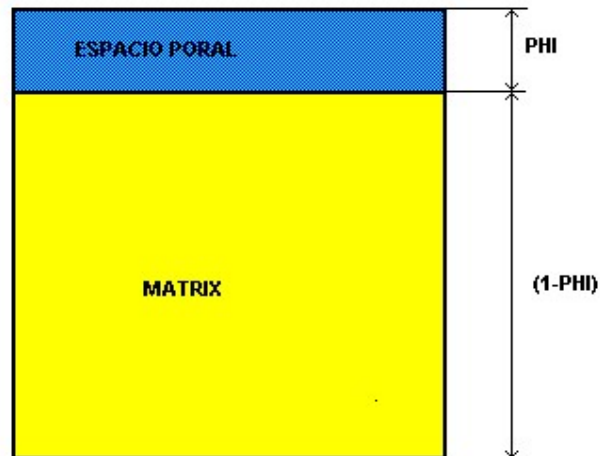


Figura N° 46

La unidad de volumen de una roca porosa consiste de una fracción " ϕ " o "PHI" llena de agua y una fracción $(1-\phi)$ de matrix de roca sólida.

Ahora, la densidad de la muestra puede ser escrita como:

$$\delta b = \delta ma (1-\phi) + \delta f \phi \quad (39)$$

Donde:

δma = Densidad de la matrix sólida.

δf = Densidad del fluido que ocupa los espacios porales.

Un simple reordenamiento de los términos implica una expresión de porosidad dada por:

$$\phi d = \frac{\delta ma - \delta b}{\delta ma - \delta f} \quad (40)$$

" ϕ_d " denota la porosidad como derivada de una medida de la densidad de la formación. Durante un perfilaje normal, el Ingeniero entra los valores de δ_m y δ_f y la computadora calcula y saca una porosidad usando la ecuación (40). Valores comunes de densidad aparente para " δ_m " son:

- 2.65 para arenas.
- 2.68 para calizas arenosas.
- 2.71 para calizas.
- 2.87 para dolomitas.
- 2.98 para anhidrita.

1.9 EL PERFILAJE NEUTRÓNICO

Los neutrones son partículas eléctricamente neutras y tienen aproximadamente la misma masa que los núcleos de los átomos de hidrógeno.

Durante la vida de cada neutrón, que puede durar desde menos de un microsegundo hasta algo más de un milisegundo, pueden ocurrir tres tipos fundamentales de interacciones:

- a- Choque inelástico.
- b- Choque elástico.
- c- Absorción.

- El choque inelástico ocurre únicamente cuando un neutrón tiene mucha energía y choca contra un núcleo de la formación dejándolo en estado de excitación, del cual decae mediante la emisión de un rayos gamma.

Este estado excitado para la mayoría de los elementos de la formación, tiene rangos de energía variables entre 1 y 7 meV (mega electrón volt), por lo tanto, el neutrón deberá perder buena cantidad de energía en cada choque inelástico.

Una vez que el neutrón ha reducido su cantidad de energía por debajo del nivel necesario para excitar otros núcleos, no pueden ocurrir más choques inelásticos.

El choque inelástico es importante en el proceso de pérdida de energía del neutrón, únicamente durante el primer microsegundo de vida del neutrón.

- El segundo tipo de choque y principal mecanismo de pérdida de energía del neutrón, es el choque elástico. En un choque elástico, el neutrón choca contra el núcleo de la formación, pero no le transfiere energía potencial a ese núcleo, la única energía transmitida durante el choque es energía cinética (de movimiento), la que es entregada al núcleo golpeado.

Con frecuencia se ha utilizado una analogía para el choque elástico, entre una bolita de mármol y una bola de billar. La bolita de mármol (neutrón) rebota sobre la bola de billar (núcleo) transfiriendo una parte muy pequeña de su energía durante el proceso.

Pero hay una excepción notable a esta analogía, que es el hidrógeno, el que tiene una masa aproximadamente igual a la del neutrón incidente.

En los choques elásticos neutrón - hidrógeno, la analogía correspondiente sería el choque entre dos bolitas de mármol. Si el núcleo golpeado es el del hidrógeno, la pérdida máxima de energía es del 100%, pero no todos los neutrones pierden el 100% de energía, el promedio es un 50% en cada choque elástico.

Este valor es mucho más alto que el valor en la pérdida de energía durante un choque elástico con un núcleo de carbono, mayoritario en las formaciones.

Se desprende de esto que, cuando los neutrones han pasado por debajo del umbral de choque inelástico, la presencia de hidrógeno domina el proceso de pérdida de energía.

- Posteriormente la vida del neutrón termina al producirse el tercer tipo de reacción (absorción), que significa la eliminación o absorción del neutrón.

El proceso más importante de absorción, aquel que termina con la vida de la mayoría de los neutrones provenientes de una fuente, es la reacción de captura de neutrones termales.

Como consecuencia de los choques elásticos e inelásticos, los neutrones quedan con una energía promedio en la que coexisten con los núcleos de la formación en equilibrio termal. Para entonces ya han tenido unas cuantas colisiones y su energía se ha reducido a una millonésima parte del 1% de su energía original. Los neutrones termales continúan chocando

elásticamente con los núcleos de la formación y difundiéndose: algunos neutrones recuperan energía de la formación y otros la pierden.

Finalmente, cada uno es capturado por alguno de los núcleos que quedan excitados luego de la captura. Este núcleo excitado, en la mayoría de los casos emite instantáneamente radiación gamma de "captura" cuya energía identifica al núcleo emisor.

INTERACCIONES DEL NEUTRÓN

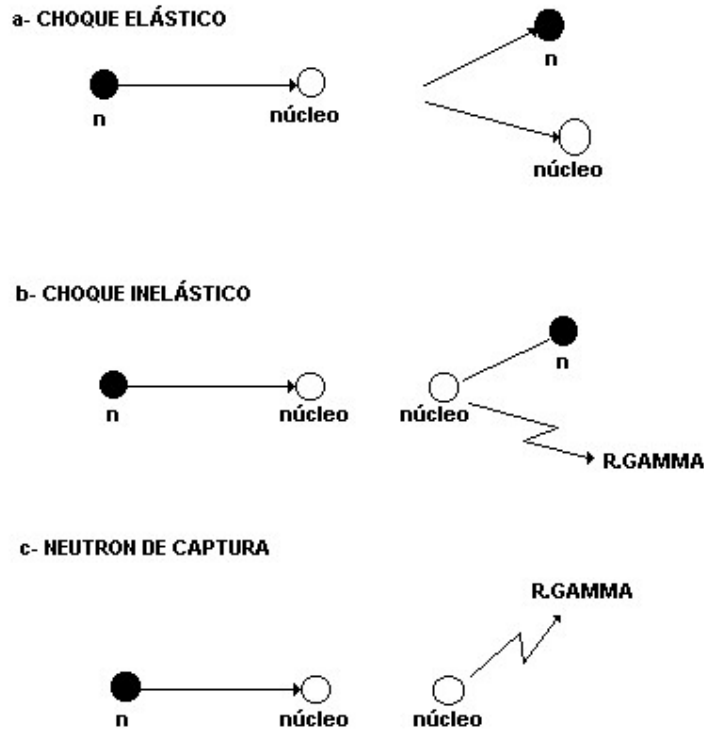


Figura N° 47

Durante el proceso de pérdida de energía, hasta llegar al nivel de energía termal y de su difusión posterior, los neutrones tienden a alejarse de la fuente luego de cada choque. Puesto que los neutrones, pierden mucha más energía cuando chocan con el hidrógeno que cuando lo hacen con otros elementos, en formaciones con mucho hidrógeno bastan pocas colisiones para que lleguen al nivel de energía termal.

El resultado neto de estos efectos, es que la nube de neutrones termal y la distribución de rayos gamma de captura se producen mucho mas cerca de la fuente o sea "Le" es mas corta en formaciones que contienen gran porcentaje de hidrógeno (Figura N° 48).

Se deduce que el flujo de neutrones de poca energía a una distancia determinada de la fuente, será inversamente proporcional a la cantidad de hidrógeno de la formación, denominado "índice de hidrogeno".

Puesto que casi todo el hidrógeno está en el espacio poral, el flujo será también inversamente proporcional a la porosidad: una elevada cantidad de neutrones indica bajo índice de hidrógeno y por lo tanto baja porosidad. En cambio, una cantidad baja de neutrones contados, indica lo opuesto.

PÉRDIDA DE ENERGÍA Y DIFUSIÓN DE LOS NEUTRONES

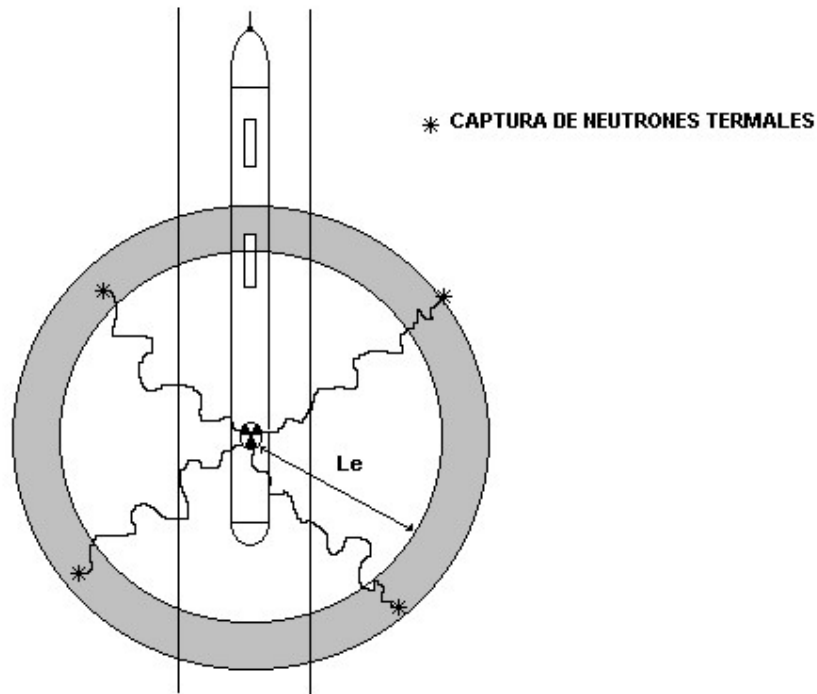


Figura N° 48

1.9.a FUENTE DE EMISIÓN DE NEUTRONES

Consiste en una mezcla química de Americio 241 y Berilio. El Americio se degrada y emite gran cantidad de partículas alfa. Las partículas alfa son núcleos de Helio doblemente ionizados consistentes de dos protones y dos neutrones. Estas partículas alfa chocan con el berilio (que va mezclado con el Americio) emitiendo neutrones de energía media. La fuente neutrónica tiene una potencia de 19 curies, una vida media de 458 años y una densidad de flujos de neutrones de $4 \cdot 10^{17}$ neutrones por segundo.

1.9.b LA HERRAMIENTA DSN (DUAL SPACED NEUTRON)

Para superar las limitaciones que impone el uso de herramientas de porosidad neutrónica con detector único de neutrones térmicos, se han realizado mejoras significativas incorporando un segundo detector.

La relación "R" del flujo de neutrones térmicos medida en los receptores con diferente espaciado respecto a la fuente, no depende de las propiedades de absorción y difusión de los neutrones térmicos, sino de "Le", por lo tanto las limitaciones que tienen las herramientas de detector único de neutrones térmicos, provocadas por las secciones de captura de la formación, en el caso de salinidad y arcillosidad, no deberían afectar a una herramienta que utiliza una razón entre cantidades de pulsos neutrónicos contados en dos detectores distintos. Puede verse en la figura N° 48 anterior, que los recorridos neutrónicos en el pozo son los mismos para los dos detectores. Además, los efectos de atenuación van a ser parecidos para cada detector y se van a cancelar al tomar la relación.

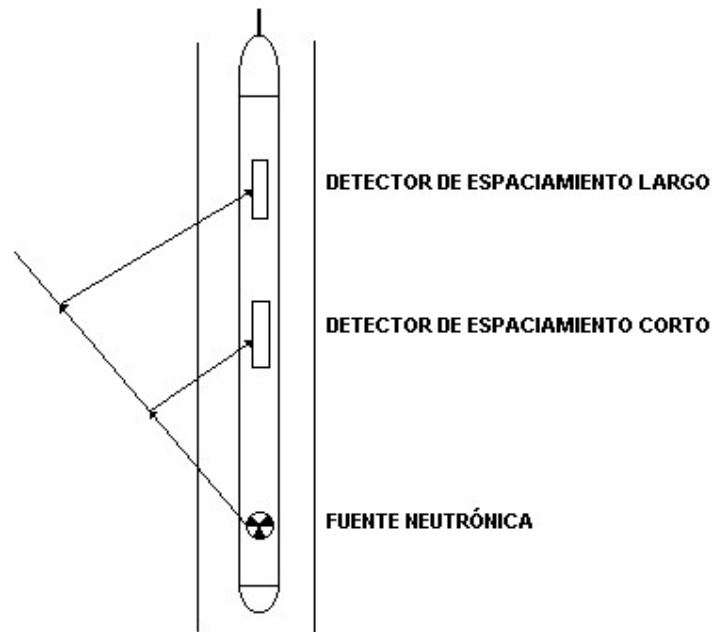


Figura N° 49

La herramienta DSN contiene una fuente de Americio-Berilio de 19 curies, que emite $4 \cdot 10^{17}$ neutrones por segundo y dos detectores de neutrones termales de alta presión, de He3 montados dentro de un alojamiento presurizado.

La distancia entre los centros reales de los detectores es de aproximadamente 1.5 pies.

La porosidad de la formación se obtiene a partir de la relación entre la respuesta del detector de espaciamiento corto y la respuesta del detector de espaciamiento largo.

La herramienta DSN transmite cantidades de pulsos contados por cada detector, hacia la superficie. Estos datos se convierten en valores de porosidad usando la siguiente ecuación experimental:

$$\phi N = -2.552 + (2.513 \cdot 10^{-1} \cdot R) - (9.30 \cdot 10^{-5} \cdot R) \quad (41)$$

Se midió la relación básica entre la porosidad de la formación " ϕN " y la relación de pulsos contados en ambos detectores " R ", en formaciones de prueba de caliza saturadas con agua dulce a 75 GF y presión atmosférica, en pozos de 8", llenos de agua dulce y sin revoque. A estas mediciones se las definió como normales para pozo abierto.

2 CONCLUSIONES

Mediante los temas expuestos en el desarrollo del presente texto, se trató de explicar en que consiste el perfilaje de pozos en la industria petrolera, cuales son los servicios más comunes en el perfilaje de pozos, sus principios físicos y sus aplicaciones.

Como se observa, el perfilaje de pozos involucra principios de varias ramas de la ciencia que profundizarlos sería una tarea bastante compleja, pero los principales fueron desarrollados en forma clara con el objeto de ser fácilmente comprendidos.

No fue desarrollado aquí el análisis de los perfiles resultantes, que sirve para detectar la presencia de hidrocarburos mediante la aplicación de modelos matemáticos y cuantificar las reservas existentes en los reservorios.