

161.20



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

**REGISTROS GEOFISICOS
DE POZOS**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A :

Javier Salvador Huesca Meza

U.N.A.M.

1983



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

INDICE

	Pág.
<i>I.- INTRODUCCION.</i>	2
<i>II.- CARACTERISTICAS BASICAS DE LAS ROCAS Y DE LOS FLUIDOS SATURANTES.</i>	
<i>II.1.- POROSIDAD.</i>	7
<i>II.2.- PERNEABILIDAD.</i>	8
<i>II.3.- SATURACION DE FLUIDOS.</i>	10
<i>II.4.- RESISTIVIDAD.</i>	10
<i>III.- REGISTROS DE RESISTIVIDAD Y CONDUCTIVIDAD.</i>	
<i>III.1.- POTENCIAL NATURAL.</i>	13
<i>III.2.- REGISTROS ELECTRICOS NO-ENFOCADOS.</i>	34
<i>III.2.1.- REGISTRO ELECTRICO CONVENCIONAL.</i>	34
<i>III.2.2.- MICRO-REGISTRO DE RESISTIVIDAD.</i>	57
<i>III.3.- REGISTROS ELECTRICOS ENFOCADOS.</i>	66
<i>III.3.1.- REGISTRO DE INDUCCION.</i>	66
<i>III.3.2.- REGISTRO LATERAL 7 Y REGISTRO LATERAL 3.</i>	76
<i>III.3.3.- REGISTRO DOBLE ENFOCADO.</i>	87
<i>III.3.4.- REGISTRO ESFERICO.</i>	97
<i>III.3.5.- REGISTRO MICRO-LATERAL.</i>	103
<i>III.3.6.- REGISTRO DE PROXIMIDAD.</i>	110

IV.-	REGISTROS RADIOACTIVOS.	
IV.1.-	REGISTROS DE RADIOACTIVIDAD NATURAL.	116
IV.1.1.-	REGISTRO DE RAYOS GAMMA.	116
IV.2.-	REGISTROS DE RADIOACTIVIDAD INDUCIDA.	129
IV.2.1.-	REGISTRO NEUTRON.	129
IV.2.2.-	REGISTRO DE DENSIDAD.	148
IV.2.3.-	REGISTRO EPITERMAL.	160
IV.2.4.-	REGISTRO DE NEUTRON COMPENSADO.	172
IV.2.5.-	REGISTRO DE TIEMPO DE DISMINUCION DE TEMPERATURA.	189
V.-	REGISTROS ACUSTICOS.	
V.1.-	REGISTRO SONICO DE POROSIDAD.	202
V.2.-	REGISTRO SONICO DE CEMENTACION.	215
VI.-	METODOS DE INTERPRETACION CUALITATIVA Y CUANTITATIVA.	
I.-	METODO DE ARCHIE PARA CALCULO DE S_w .	221
II.-	METODO DE R_{wa} PARA EL CALCULO DE S_w .	222
III.-	METODO DE COMPARACION DE F_r/F_s .	224
IV.-	METODO DE LAS MONTAÑAS ROCALLOSAS.	225
V.-	METODO DE R_{xo}/R_t .	227
VI.-	METODO DE LITO-POROSIDAD POR GRAFICAS CRUZADAS.	228

VII.- METODO DE GRAFICAS CRUZADAS PARA DETERMINAR LITOLOGIA Y POROSIDAD.	236
VIII.-METODO DE AGUILERA PARA LA DETERMINACION DE S_w .	242
VII.- APLICACIONES.	251
VIII.- CONCLUSIONES.	266
IX.- NOMENCLATURA.	270
X.- REFERENCIAS.	276

I N T R O D U C C I O N .

Los registros geofísicos que se toman en los pozos son importantes ya que nos permiten realizar la evaluación de las rocas de los yacimientos. El objetivo de los registros es localizar rocas saturadas con hidrocarburos, así como proporcionar datos físicos necesarios para planear la terminación de los pozos y evaluar el volumen original de hidrocarburos. Un ejemplo ilustrativo de la utilización de registros es que nos permite determinar la profundidad de las formaciones que tienen gran probabilidad de producir hidrocarburos, evitando con esto reducir gastos con su planeación.

Existen tres grupos de registros que permiten analizar casi en su totalidad una formación: resistividad, radioactivos y acústicos.

Los registros de resistividad, radioactivos y acústicos nos permiten obtener información referente a :

- Porosidad primaria y secundaria.
- Saturación de fluidos.
- Litología.
- Delimitación de zonas porosas y permeables.
- Salinidad del agua de formación.
- Permeabilidad.
- Localización de fracturas naturales.
- Determinar características estructurales y estratigráficas.
- Determinar el volumen de lutita.

- Determinar contactos agua-aceite y aceite-gas.

Las curvas de los registros son representaciones gráficas de las reacciones de los diferentes instrumentos de registro a medida que estos ascienden dentro del pozo.

Las escalas de profundidad más comúnmente utilizadas en los registros son:

- Escala 1 : 500, en donde un centímetro nos representa cinco metros, es una escala esencialmente de correlación geológica.

- Escala 1 : 200, en donde un centímetro nos representa dos metros, es la escala más adecuada para la interpretación cuantitativa de los registros.

- Escala 1 : 20, en donde un centímetro nos representa 0.2 de metro, es la escala que da más detalle y se usa únicamente para el registro de medición de echados.

Escalas de las curvas de los registros, por definición la escala de una curva es el número de unidades que representa una pista o carril de registro. La escala lineal es la más fácil de leer y representa funciones cuya relación es una línea recta, fig. 1.1 . La escala logarítmica consta de cuatro ciclos y se presenta generalmente en las pistas 2 y 3 , fig. 1.2 . La escala dividida ~~tiene~~ en la pista 2 una escala logarítmica de dos ciclos y en la pista 3 una escala lineal, fig. 1.3 .

En virtud de la gran importancia de los registros geofísicos de pozos para evaluar las formaciones de los yacimientos, en este trabajo se dan los principios teó-

ricos, la presentación y la interpretación cualitativa - y cuantitativa de los principales registros que nos ayudan a caracterizar un yacimiento.

En este trabajo se presenta un capítulo de los principales métodos de análisis de interpretación de registros, - así como también se presenta un ejemplo de aplicación - para ilustrar la utilización de los mismos.

El objetivo del trabajo es proporcionar una fuente de - consulta a las personas que empiezan a estar en contacto con los registros geofísicos de pozos.

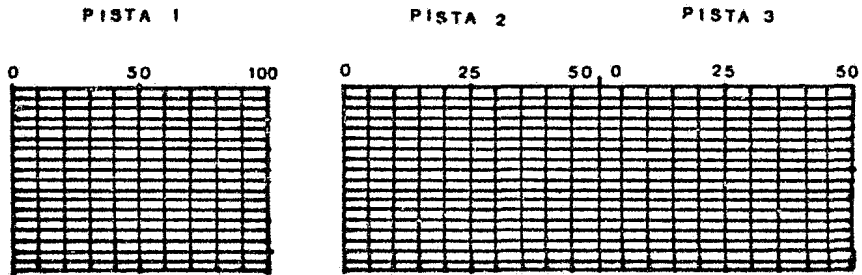


FIG 1.1

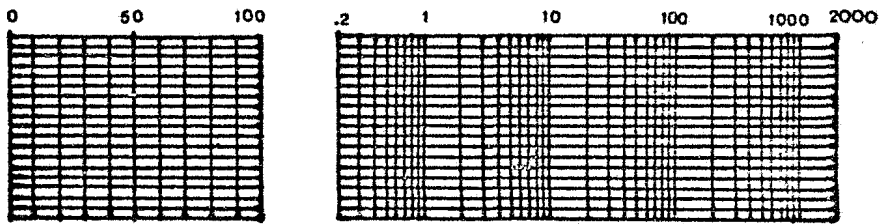


FIG 1.2

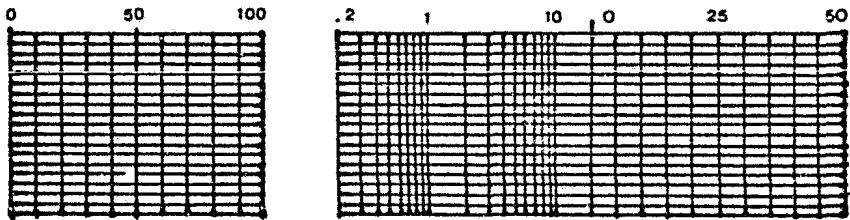


FIG 1.3

II CARACTERISTICAS BASICAS DE LAS ROCAS

· Y LOS FLUIDOS SATURANTES

Para comprender la interpretación cuantitativa de los registros, es de vital importancia conocer ciertos conceptos fundamentales, los cuales serán descritos a continuación:

II.1 POROSIDAD (1-2-3)

Porosidad (ϕ) es una medida de los espacios vacíos o huecos contenidos en una roca, expresada como una fracción (o porcentaje) del volumen total de dicha roca. Esta definición se puede expresar matemáticamente de la siguiente manera:

$$\phi = \frac{V_b - V_s}{V_b} = \frac{V_p}{V_b} \frac{(\text{Vol. de poros})}{(\text{Vol. de roca})} \dots\dots II.1.1$$

Existen dos tipos de porosidad:

A) Porosidad absoluta (ϕ_a).- Es la razón del espacio poroso total al volumen total de roca, sin tomar en cuenta si los poros están comunicados entre sí o no.

$$\phi_a = \frac{V_p (\text{comunicados y no comunicados})}{V_b} \dots II.1.2$$

B) Porosidad efectiva (ϕ_e).- Es la razón del espacio poroso intercomunicado al volumen total de roca.

$$\phi_e = \frac{V_p (\text{intercomunicados})}{V_b} \dots\dots\dots II.1.3$$

La porosidad que se determina por medio de los registros de pozos puede ser una u otra según el tipo de registro

utilizado.

Hay que tener en consideración que geológicamente, la porosidad puede ser clasificada en dos tipos, de acuerdo con el tiempo de formación:

a) Porosidad primaria (intergranular) .- Es la porosidad formada simultáneamente con el depósito de los sedimentos. Las rocas sedimentarias clásticas o detríticas tienen este tipo de porosidad.

b) Porosidad secundaria .- Este tipo de porosidad está constituida por cavernas, fisuras, fracturas, etc., formadas después de que los sedimentos fueron depositados por agentes tales como: soluciones circulantes, movimientos tectónicos, etc.

II.2. PERMEABILIDAD

La permeabilidad (k) es la facilidad con la cual un fluido puede moverse a través del espacio poroso comunicado de una roca. La expresión que nos permite cuantificar la " permeabilidad " es conocida como la ley de Darcy, la cual es una ley estadística que promedia el comportamiento de varios canales porosos. Dicha ley se puede expresar matemáticamente de la siguiente manera.

$$- \frac{Q}{A} = \frac{kA (P_1 - P_2)}{\mu L} \dots\dots\dots II.2.1$$

La unidad de permeabilidad es el " Darcy ". Se dice que una roca tiene la permeabilidad de un Darcy cuando un fluido con una viscosidad de un centipoise avanza a

una velocidad de un centímetro por segundo, bajo un gradiente de presión de una atmósfera por centímetro", — esto es.

$$1 \text{ Darcy} = \frac{1 \text{ (cp)} \times 1 \text{ (cm/seg)}}{1 \text{ (atm/cm)}} \dots\dots\dots \text{II.2.2}$$

La permeabilidad se puede clasificar de la siguiente — manera:

A) Permeabilidad absoluta (*k*), se denomina "permeabilidad absoluta " de la roca, cuando ésta se encuentra saturada al 100 % de un fluido homogéneo igual al que se — usa como fluido desplazante durante la prueba.

B) Permeabilidad efectiva (*Ko, Kg, Kw*) ; Se define como "permeabilidad efectiva " de una roca, a la permeabilidad a un fluido particular cuando la saturación de — este fluido en la roca es menor del 100 %. La permeabilidad efectiva se escribe utilizando un sub-índice para designar el fluido bajo consideración.

C) Permeabilidad relativa (*Kro, Krg, Krw*), la permeabilidad relativa se define como "la razón de la permeabilidad efectiva a la permeabilidad absoluta ", esto es.

$$K_{rw} = \frac{K_w}{K} \dots\dots\dots \text{II.2.3}$$

$$K_{rg} = \frac{K_g}{K} \dots\dots\dots \text{II.2.4}$$

$$K_{ro} = \frac{K_o}{K} \dots\dots\dots \text{II.2.5}$$

II.3 SATURACION DE FLUIDOS

La saturación de fluidos (S_f) se puede definir como: —
* La fracción o porcentaje del espacio poroso ocupado —
por un fluido en particular a condiciones de yacimiento.
Esta definición se puede expresar matemáticamente como —
sigue:

$$S_f = \frac{(\text{Vol. de fluidos @ c.y.})}{(\text{Vol. de poros})} \frac{(\text{m}^3)}{(\text{m}^3)} \dots\dots\dots \text{II.3.1}$$

La parte del volumen poroso ocupado por los hidrocar—
buros (aceite y/o gas), será la saturación de hidro—
carburos, que se designará por S_{hcs} , ya sea que se trate
de aceite, gas o ambos fluidos.

$$S_{hcs} = \frac{V_{hcs}}{V_p} = (1 - S_w) \frac{(\text{m}^3 \text{ de Hcs})}{(\text{m}^3 \text{ de poros})} \dots\dots \text{II.3.2}$$

II.4 RESISTIVIDAD

La resistividad de una sustancia es su capacidad para —
impedir la circulación de una corriente a través de esta
sustancia. La unidad de resistividad usada en los regis—
tros eléctricos es el ohms-metro²/ metro. La resistivi—
dad de una formación en ohms-metro es la resistencia en—
ohms de un cubo de un metro de lado cuando la corriente—
fluye entre caras opuestas del mismo.

La resistividad es una de las propiedades de las rocas —
más comunmente usadas en la interpretación de registros.
Como se podrá ver más adelante, por medio de ella se —

pueden determinar parámetros importantes de los yacimientos, tales como la resistividad total (R_t) y la saturación de fluidos (S_f).

III REGISTROS DE RESISTIVIDAD Y CONDUCTIVIDAD

III.1 POTENCIAL NATURAL (4-5-7-8)

La curva del potencial natural (SP), es un registro — que mide la diferencia de potencial de un electrodo mó— vil en el pozo y un electrodo fijo colocado en la super— ficie del suelo, en función de la temperatura y de la — salinidad.

En la práctica, la medida del SP se obtiene, fig. 3.1.1., mediante un electrodo " N " que va colocado en la misma— sonda con la que se obtiene simultáneamente otros regis— tros, y , otro electrodo " N " colocado en la superficie en un medio que deberá tener la característica de ser — húmedo como puede ser la presa del lodo de perforación — o una fosa construida en las vecindades del camión donde se corra el registro.

En esta forma se van obteniendo las variaciones del — potencial espontáneo de las formaciones, sobre una pel—ícula que se encuentra en la superficie, frente a las cua— les va desplazándose la sonda.

Con lodos base agua dulce el SP nos permite:

- a) Detectar capas permeables.
- b) Ubicar sus límites y permitir la correlación entre — capas.
- c) Determinar valores de la resistividad del agua de for— mación.
- d) Dar valores cualitativos del contenido arcilloso de — una capa.

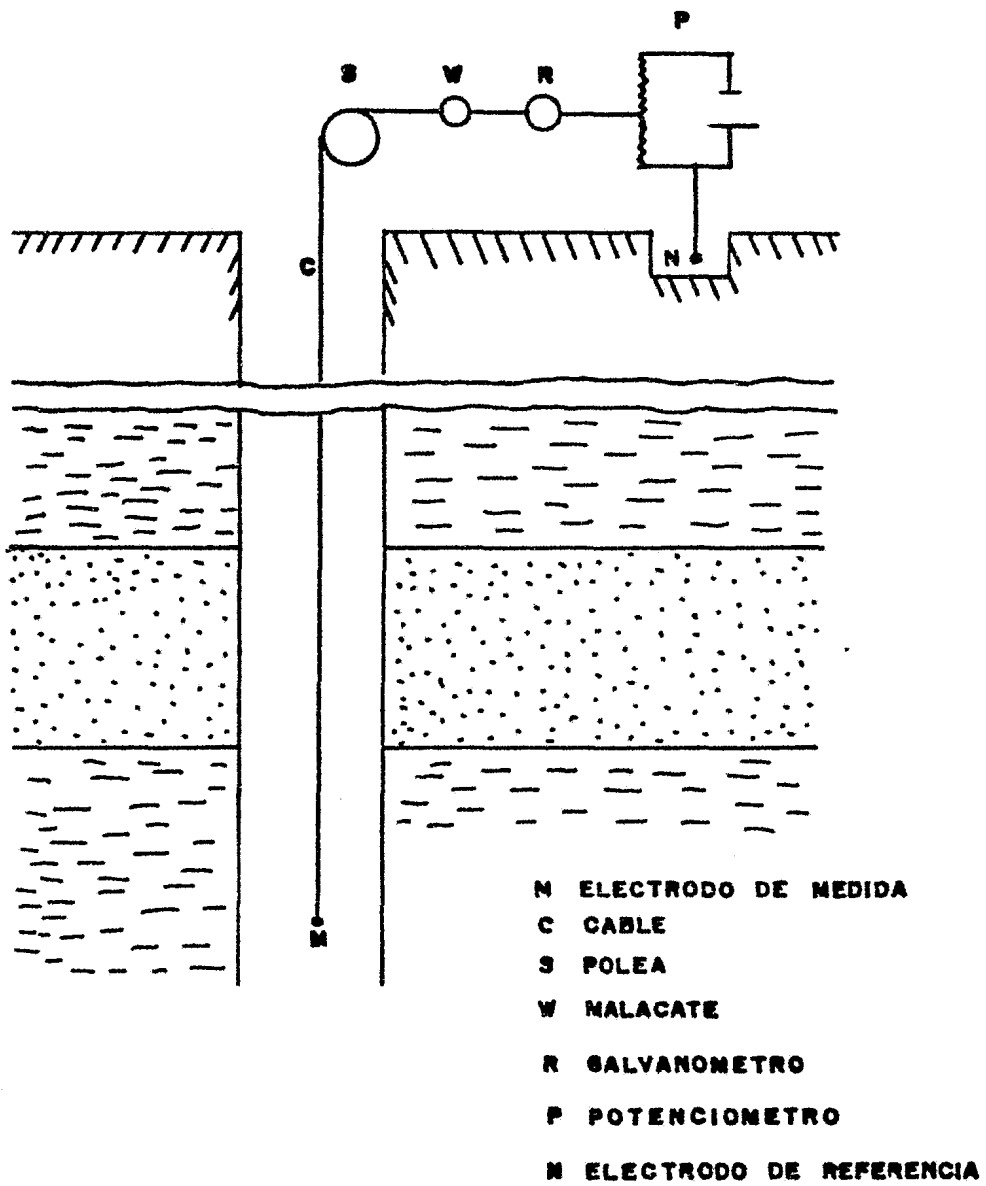


FIG. 3.1.1

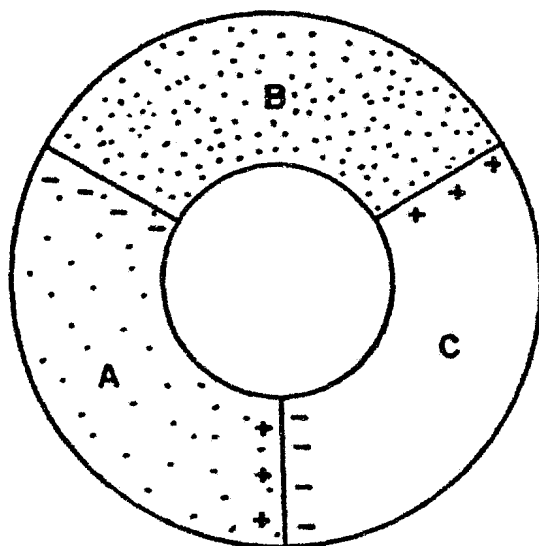
TEORIA DEL POTENCIAL NATURAL

Los potenciales naturales se dividen en dos tipos, los — potenciales electroquímicos y los potenciales de corriente o electrocinéticos.

El potencial electroquímico se divide en dos tipos de — potenciales:

a) El potencial de membrana.— El potencial de membrana — E_m , existe cuando dos fluidos de diferente actividad (lodo y agua de formación) están separados por una membrana permeable cargada (lutita). Para tratar de explicar este fenómeno recurriremos a la fig 3.1.2, en la cual se considera una celda cilíndrica que contiene dos soluciones de cloruro de sodio (NaCl), de diferente concentración — (solución concentrada de NaCl en la zona " A ", y solución diluida de NaCl en la zona " C ") y el contacto — entre las soluciones es a través de una membrana cargada negativamente (Arcilla en la zona " B "). Los iones de Na^+ y Cl^- se mueven preferentemente de la solución concentrada a la diluida. En donde se unen las soluciones — a través de la arcilla, los iones Na^+ se mueven más rápidamente, ya que la arcilla permite solamente el paso de iones (+) y a su vez es impermeable a los iones (-), por lo que el potencial generado a través de la membrana es (+) en la zona de la solución diluida y (-) en la zona de la solución concentrada.

En los pozos el agua de formación es usualmente más sa—



**A- SOLUCION CONCENTRADO
(Na Cl)**

B- MEMBRANA DE ARCILLA

**C- SOLUCION DILUIDA
(Na Cl)**

FIG. 3.1.2. GENERACION DEL POTENCIAL DE MEMBRANA Y DE UNION DE LIQUIDOS.

lada que el filtrado de lodo, y por lo tanto un número grande de iones se mueven de la primera hacia la segunda respectivamente.

El potencial de membrana puede calcularse como una función de la temperatura y las resistividades de las soluciones (NaCl).

$$E_m = 0.199 (273 + T) \log \frac{R_2}{R_1} \dots\dots\dots \text{III.1.1}$$

b) El potencial de contacto.- El potencial de contacto o potencial de unión de líquidos, E_j , se debe al contacto entre dos soluciones de diferente actividad (filtrado de lodo y agua de formación). Para explicar este potencial, se considera la misma celda cilíndrica de la figura 3.1.2, pero aquí no existe lutita que separe a las dos soluciones, por lo que los aniones lo mismo que los cationes se pueden transferir de una solución a otra. El potencial de contacto se puede calcular de una forma similar al potencial de membrana, como una función de la temperatura y la resistividades.

$$E_j = 0.04167 (273 + T) \log \frac{R_2}{R_1} \dots\dots\dots \text{III.1.2}$$

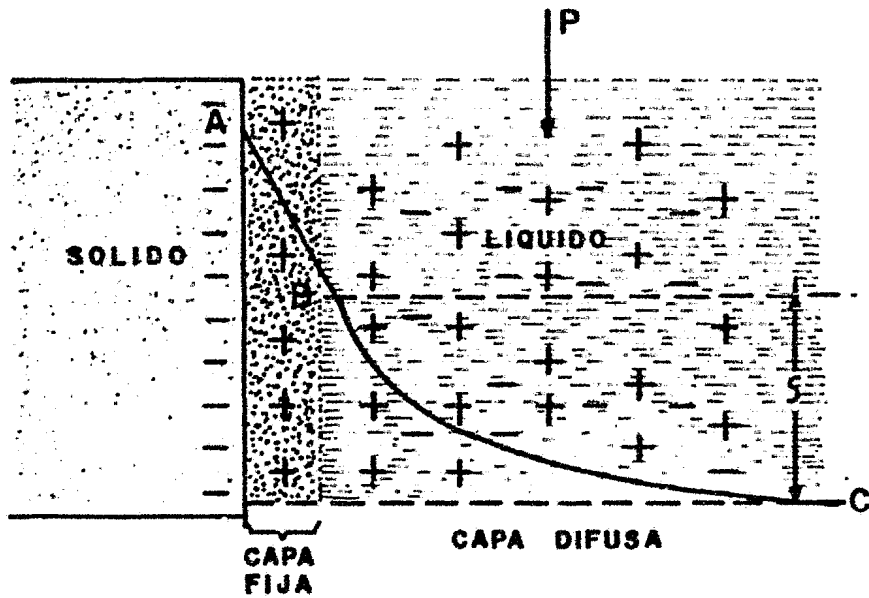
El potencial electroquímico total, E_c , está compuesto de dos potenciales independientes (Potencial de membrana y potencial de contacto). Estos dos potenciales en -

serie producen el potencial electroquímico total, el —
 cual se calcula con la siguiente ecuación.

$$E_c = E_m + E_j \dots\dots\dots III.1.3$$

El potencial electrocinético o de corriente. Cuando un —
 sólido y una solución están en contacto, un potencial es
 desarrollado en el límite de las soluciones. Este poten-
 cial puede ser el resultado de la adsorción de los iones
 de la solución por el sólido, o puede ser el resultado —
 de la ionización del sólido. Por ejemplo, cuando una su-
 perficie sólida tal como el vidrio (con una carga neta-
 negativa), se pone en contacto con una solución que con-
 tiene iones (+) y iones (-); la solución próxima al vi-
 drio tiene una carga neta (+). Esta carga neta (+) es re-
 ferida como la doble capa, que consiste en una capa fija
 y una capa difusa. La diferencia de potencial entre el —
 volumen del líquido que es neutro y el límite entre las-
 capas fija y difusa que tiene una capa neta (+) se cono-
 ce como el potencial zeta, ζ .

Si se aplica presión a la solución en la dirección indi-
 cada por la flecha, fig. 3.1.3. La parte movable de la —
 solución fluirá llevando con ella una carga que tiene —
 un potencial zeta. Este movimiento de carga por el flujo
 del líquido crea un potencial entre la parte superior e-
 inferior del sólido. Este potencial fluyente o corriente
 es conocido como el potencial electrocinético o de ———



REPRESENTACION ESQUEMATICA DEL POTENCIAL
GENERADO EN LA INTERFASE SOLIDO-LIQUIDO.

FIG. 3.1.3.

corriente, E_k .

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

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

$$E_c \approx SP \dots\dots\dots III.1.4$$

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

$$SP = - K \log \frac{R_m f}{R_w} \dots\dots\dots III.1.5$$

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

$$K = 60 + 0.133 T (^\circ F) \dots\dots\dots III.1.6$$

$$K = 64 + 0.230 T (^\circ C) \dots\dots\dots III.1.7$$

INTERPRETACION DEL REGISTRO

El SP se registra en la pista 1 de la cuadrícula, fig. -

3.1.4 , frente a las lutitas las lecturas de la curva — del SP son casi constantes y tienden a seguir una línea — recta en el registro, la cual es llamada línea de luti — tas. Frente a las formaciones permeables la curva del SP se aparta de la línea de lutitas. Esta desviación puede ser hacia la izquierda (negativa) o hacia la derecha — (positiva) dependiendo de las salinidades relativas — del agua de formación y del filtrado de lodo.

El lugar donde se marque la línea de lutitas en el re — gistro puede variar sin que esto afecte la interpreta — ción, esto es debido a que la persona encargada de cor — rer el registro va a elegir la escala de sensibilidad — del SP y la posición de la línea de tal forma que las — desviaciones que sufra permanezcan dentro de la pista 1. El SP no se puede registrar en pozos llenos de fluidos — no conductores, porque, dichos fluidos no forman una — conexión eléctrica entre el electrodo del SP y la forma — ción. La pista 1 que como ya hemos dicho es en la cual — se representa el SP, esta dividida en diez partes igua — les, cada división equivale por lo general a 10 o 20 mi — livolts. Conforme la curva del SP se desplaza hacia la — izquierda de la línea de lutitas el signo es negativo, y se dice que estamos en presencia de una formación lix — pia.

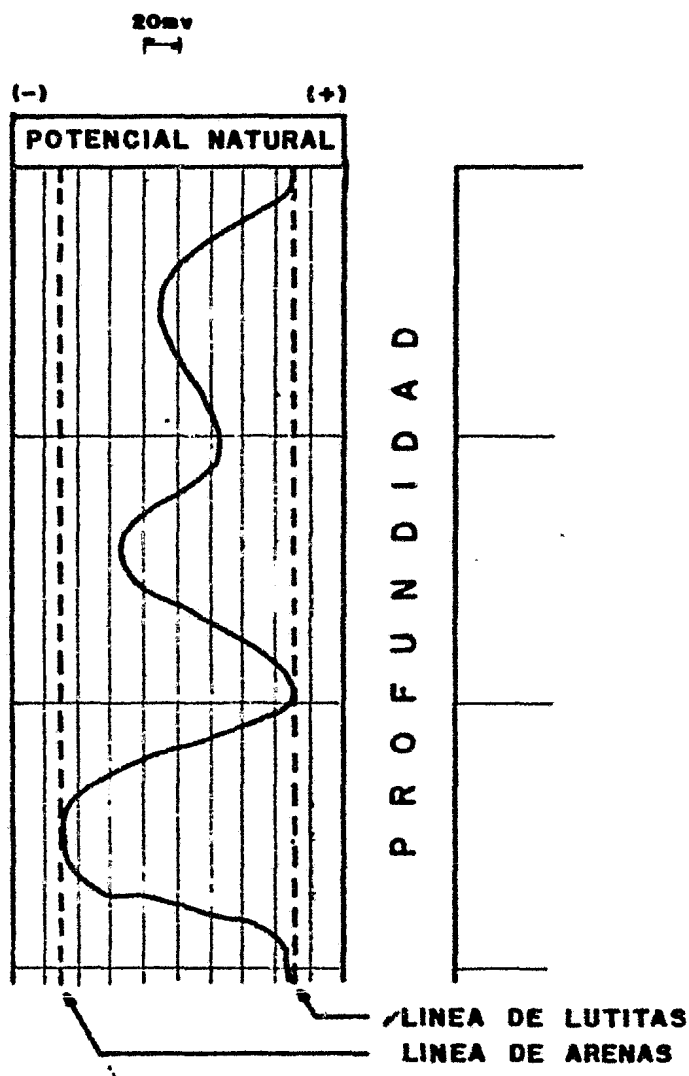


FIG. 3.1.4

FACTORES QUE AFECTAN AL SP

1) Relación de resistividades R_{mf}/R_w .

Este factor afecta al SP debido a que cuando la resistividad del filtrado de lodo es mayor que la resistividad del agua de la formación, la curva del SP se desvía hacia la izquierda de la línea de lutitas, cuando la resistividad del filtrado de lodo es menor que la del agua de formación se presenta la curva del SP en forma invertida. Cuando las resistividades tanto del filtrado de lodo como del agua de formación son iguales, no existe ningún tipo de deflexión de la curva del SP, fig. 3.1.5.

2) Espesor de las capas.

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

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

T⁻ SP⁺ I

T⁻ SP⁺ I

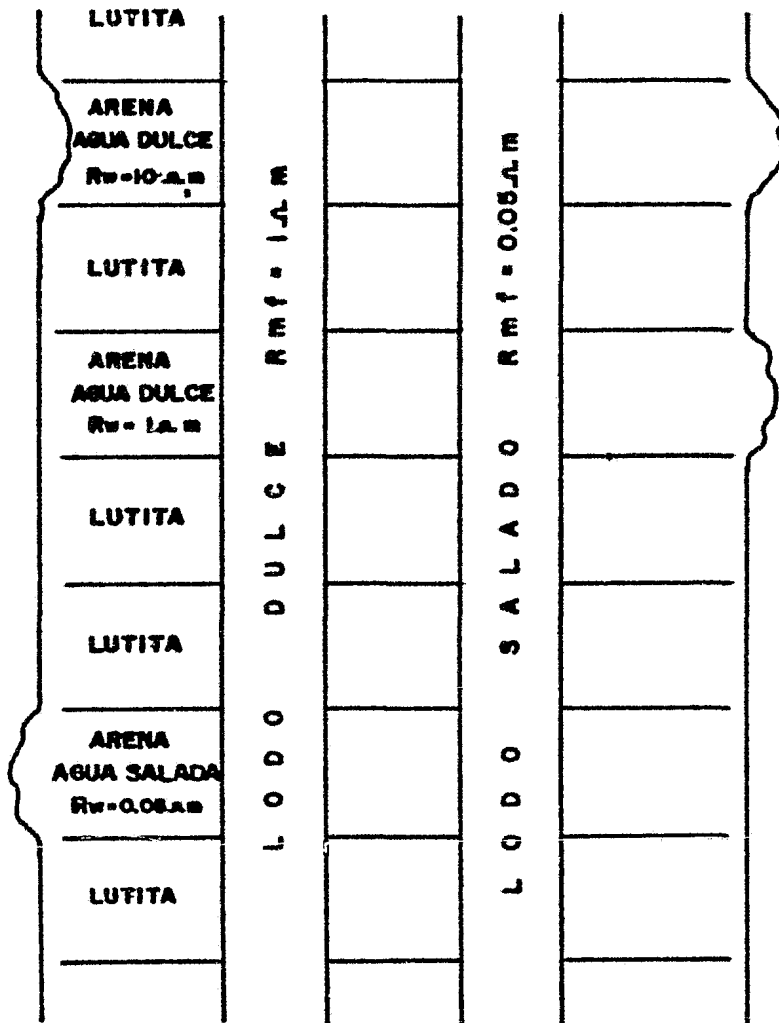


FIG. 3.1.5.

$SP = SSP$, fig. 3.1.6.

El potencial estático de la formación se puede expresar matemáticamente de la siguiente manera.

$$SSP = - K \log \frac{R_{mf}}{R_w} \dots\dots\dots III.1.8$$

3) Penetración del filtrado del lodo en una capa permeable.

Cuando en el pozo no existe penetración del filtrado del lodo, la lectura del SP puede tomarse como verdadera.

Sin embargo conforme aumenta dicho filtrado la curva del SP va disminuyendo, fig. 3.1.7.

4) Arcillosidad de la capa porosa permeable.

Conforme las arenas son más limpias, la curva del SP es más amplia. Por el contrario conforme va aumentando la cantidad de arcilla, la amplitud de la curva del SP va disminuyendo, fig. 3.1.8.

DETERMINACION DE R_w A PARTIR DEL POTENCIAL ESPONTANEO ESTÁTICO.

Sabemos que el valor de R_w se puede obtener de la siguiente manera:

1) A partir del SP.

2) A partir del laboratorio.

3) A partir de una correlación geológica y geográfica.

Cuando R_w se va a calcular por medio del SP, el valor del SSP se debiera tomar de una arena limpia, la cual estará invadida de agua salada y con un espesor grande

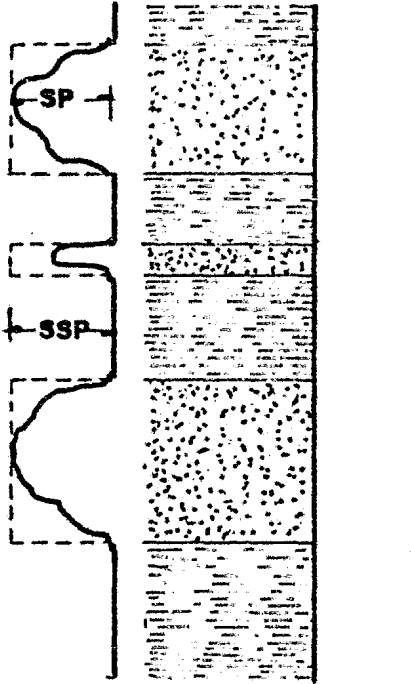


FIG. 3.1.6.

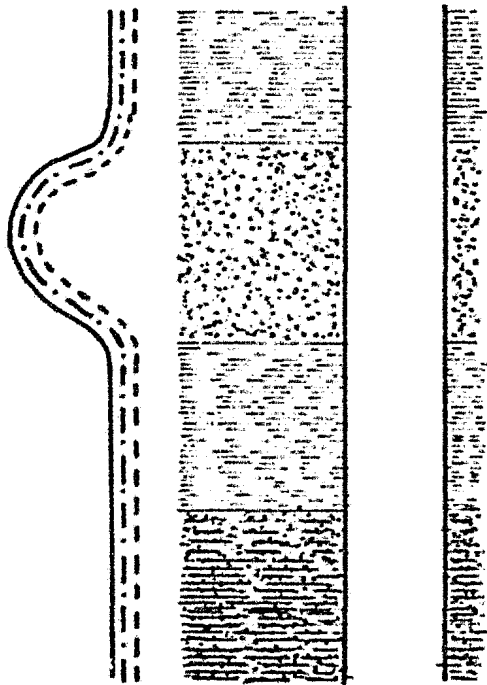


FIG. 3.1.7.

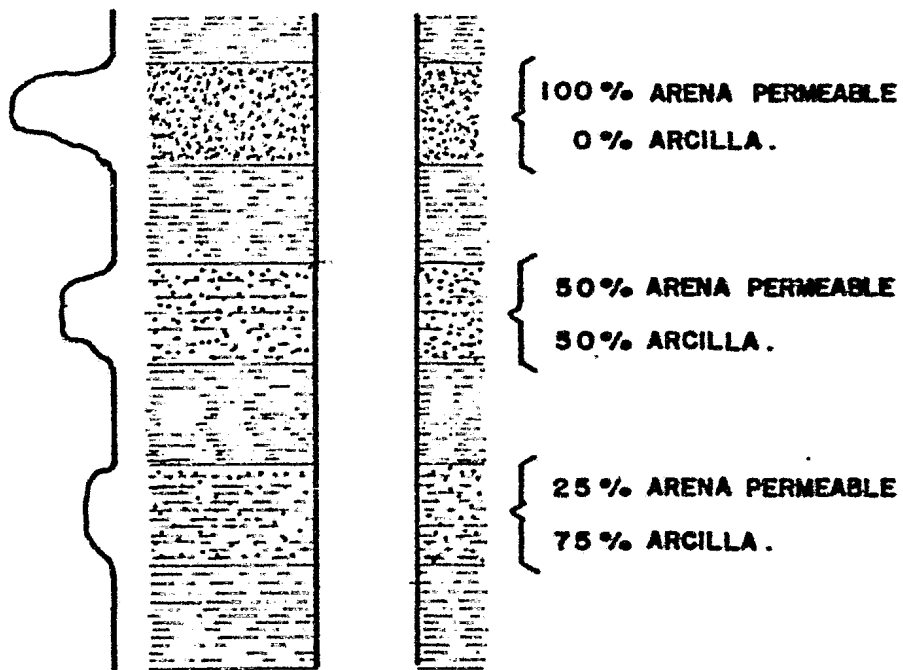


FIG. 3.1.8.

(mínimo 6.5 metros). Cuando el espesor no es lo suficientemente grande, se deberá conocer la resistividad de la zona invadida (R_i) y la resistividad del lodo (R_m), con dichos factores se entra en la gráfica, fig. 3.1.9, y se encuentra el factor de corrección, con lo que encontramos el valor del SSP.

$$SSP = SP \times \text{Factor de corrección} \dots III.1.9$$

Por lo tanto

$$SSP = - K \log \frac{R_m f}{R_w} \dots III.1.10$$

Una vez que se calculo el SSP, de la ecuación anterior se despeja R_w .

$$R_w = \frac{R_m f}{10^{-SSP/K}} \dots III.1.11$$

La ecuación (III.1.11) sólo es válida cuando se tiene en el agua de formación y en el filtrado de lodo NaCl. Cuando en el agua de formación y en el filtrado de lodo existen otros tipos de elementos como Ca^{++} y Mg^{++} hay que efectuar una corrección cuando se vaya a calcular R_w , esto es debido a que dichos elementos hacen que los electrolitos se comporten con respecto al SP, como si fueran de mayor salinidad que la indicada por sus resistividades, en este caso la R_w se puede calcular como sigue.

$$R_w = \frac{R_{we} + (0.131)(10) \left[\frac{1}{\log (T_f/19.9)} \right]^{-2}}{0.5 R_{we} + 10 \left[\frac{0.0426/106 (T_f/50.8)}{\dots} \right]} \dots \text{III.1.12}$$

En donde

$$R_w = R_{we} \dots \text{III.1.13}$$

$$R_{wf} = R_{wfe} \dots \text{III.1.14}$$

luego tenemos que

$$SSP = -K \log \frac{R_{wfe}}{R_{we}} \dots \text{III.1.15}$$

$$R_{we} = \frac{R_{wfe}}{10^{-SSP/K}} \dots \text{III.1.16}$$

Corrección para cuando se tiene NaCl.

A) Corrección del R_{wf} .

- Si el lodo es base NaCl y la $R_{wf} @ T_f \geq 0.1 \text{ a}^{-x}$, se —
considera un lodo normal.

- Si el lodo es base NaCl y la $R_{wf} @ T_f < 0.1 \text{ a}^{-x}$, se —
considera anomalía por alta salinidad. En este caso R_{wf} -
se corrige por medio de la gráfica 3.1.10

- Si el lodo es base yeso y la $R_{wf} @ T_f > 0.1 \text{ a}^{-x}$, se
corrige R_{wf} por medio de la gráfica 3.1.10

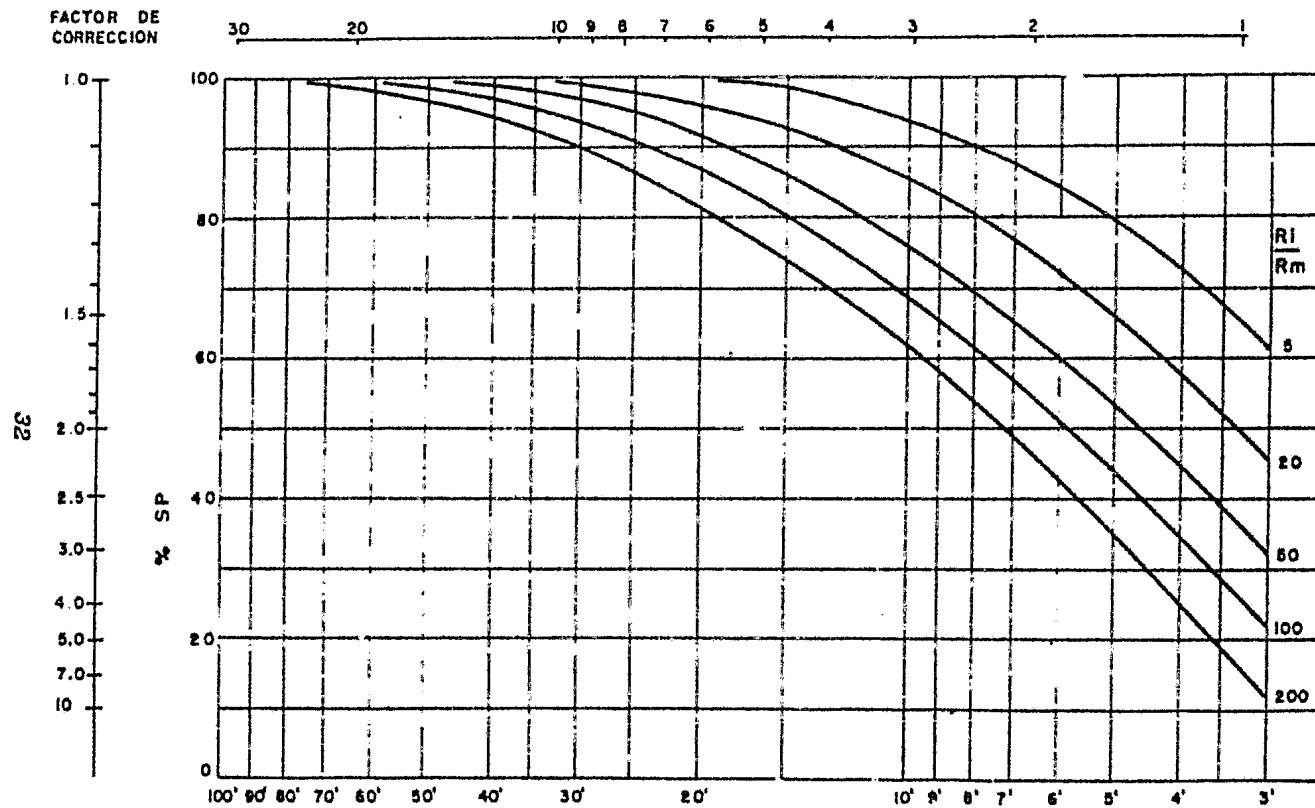
B) Corrección de R_w .

- Si el agua de formación tiene cantidades importantes -

de Ca^{++} y Mg^{++} y la $R_w @ T_f \geq 0.1$; se obtiene R_w de la gráfica 3.1.10 .

- Si el valor de $R_w @ T_f < 0.1$ -m, se obtiene R_w de la gráfica 3.1.10.

ESPESOR DE LA CAPA EN METROS



ESPESOR DE LA CAPA EN PIES

FIG. 3.1.9.

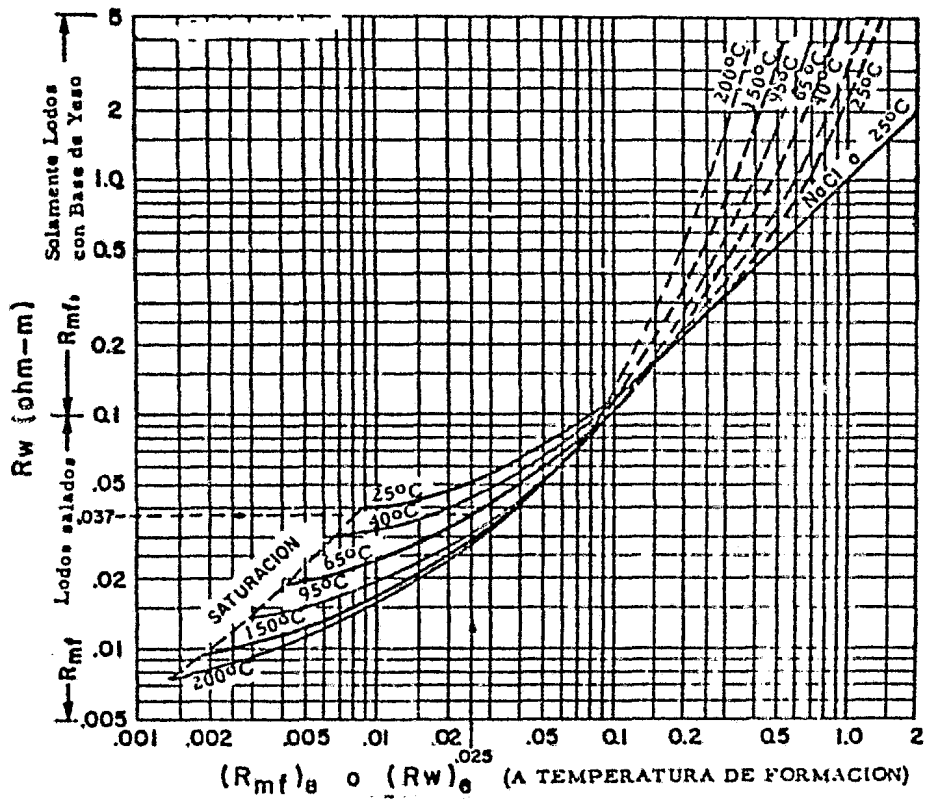


FIG. 3.1.10

III. 2 REGISTROS ELECTRICOS NO ENFOCADOS

III. 2.1 Registro eléctrico convencional. (4-6-7-8-10-12)

La resistividad es una de las propiedades de las formaciones atravesadas en la perforación de un pozo, de uso muy frecuente tanto en la interpretación cualitativa como en la interpretación cuantitativa de los registros eléctricos tomados en los pozos.

La resistividad depende de:

- a) Porosidad efectiva, tenemos que la resistividad se incrementa si la porosidad efectiva disminuye y viceversa.
- b) Saturación y concentración de agua de formación, esto significa que si tenemos una formación con buena porosidad, saturación y concentración alta, la resistividad disminuye.
- c) Contenido de hidrocarburos, con una buena porosidad y alta saturación de hidrocarburos, la resistividad aumenta.
- d) Litología, cuando la litología es base arena, la resistividad es baja y cuando es base carbonatos la resistividad es alta.
- e) Temperatura, conforme la temperatura aumenta la resistividad disminuye.

La medición de la resistividad se logra mediante un sistema de electrodos que se introducen al pozo. Para efectuar dicha medición existen dos métodos, el método con-

ductivo (es necesario tener un lodo conductivo) y el método inductivo (se puede tener en el pozo cualquier tipo de fluido), en el registro eléctrico las resistividades son medidas con el método conductivo, teniendo en consideración que los agujeros deberán encontrarse sin tubería de Ademe.

Los electrodos que se introducen en el pozo, van montados en una sonda y según el arreglo que tengan los electrodos emisores de corriente y los de medida, las sondas se clasificaran en dos tipos de arreglos:

- Normal

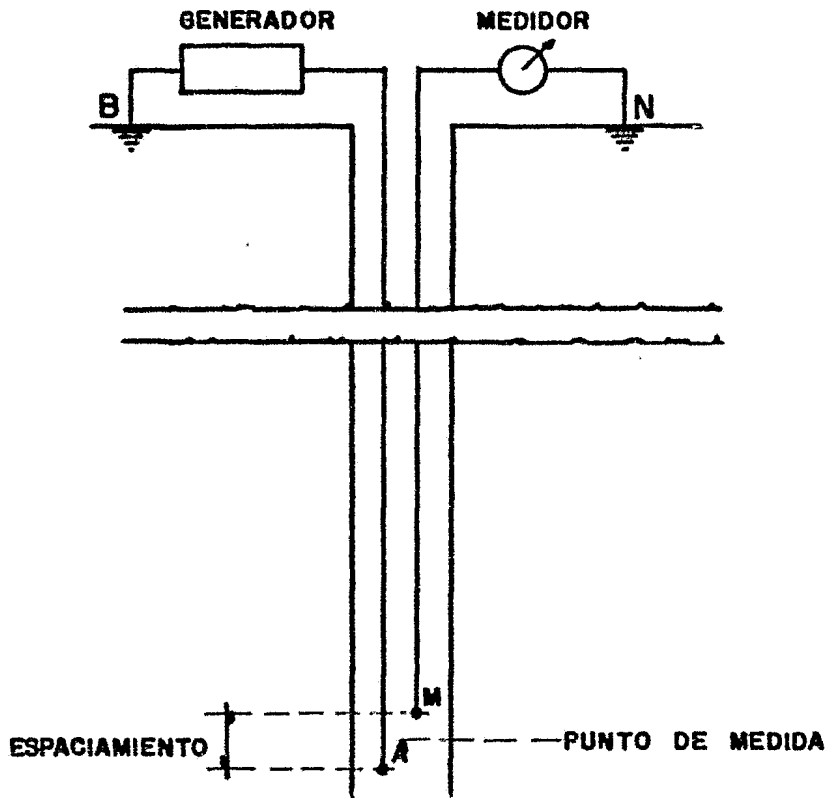
- Lateral

ARREGLO NORMAL

En este arreglo, fig. 3.2.1.1, una corriente de intensidad constante circula entre los electrodos A y B. Se mide la diferencia de potencial resultante entre los electrodos M y N, los electrodos A y M se encuentran colocados en la sonda, a su vez los electrodos B y N se encuentran situados a una distancia considerablemente lejana de la sonda (por lo general en la superficie). La distancia A y M es conocida como el espaciamiento y el punto de medida de referencia es el que se encuentra a la mitad de dicho espaciamiento.

En este tipo de arreglo por lo general se puede tener a la vez los siguientes arreglos:

- Normal corta, cuyo espaciamiento es de 16 " .



ARREGLO NORMAL

A y B — ELECTRODOS DE CORRIENTE.

M y N — ELECTRODOS DE MEDIDA.

FIG. 3.2.1.1

- Normal larga, cuyo espaciamento es de 64".

El radio de investigación del arreglo normal es aproximadamente dos veces su espaciamento, y éste tipo de arreglo es utilizado para formaciones suaves.

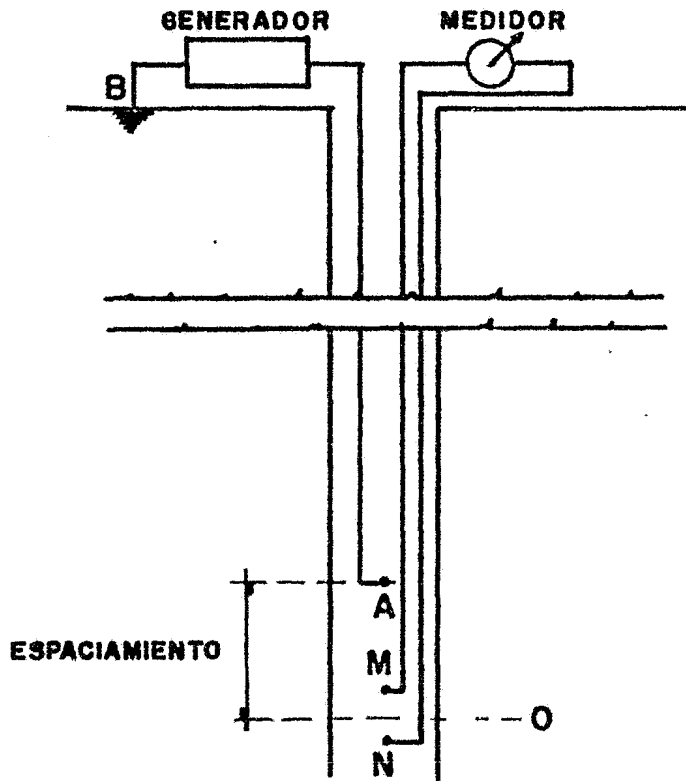
ARREGLO LATERAL

En este tipo de arreglo, fig. 3.2.1.2, una corriente es circulada entre los electrodos A y B, y lo que se mide es la diferencia de potencial entre los electrodos M y N los cuales se encuentran situados sobre dos superficies equipotenciales esféricas concéntricas con centro en el electrodo A. El punto de registro es " 0 " el cual se encuentra situado a la mitad de la distancia que existe entre los electrodos M y N. El espaciamento AO es de 5.70 metros.

Este arreglo es utilizado en formaciones duras y de poco espesor, su radio de investigación es el mismo de su espaciamento (5.70 metros). La distancia entre los electrodos M y N es de 0.812 metros y se conoce como espacio fig. 3.2.1.3.

INTERPRETACION DEL REGISTRO

Como se puede apreciar en la fig. 3.2.1.4, las curvas de resistividad se encuentran en las pistas 2 y 3, a la derecha del carril de profundidades. La curva de la normal corta está representada por la línea continua, mientras que la de la normal larga se representa por la línea punteada, la curva lateral se encuentra en la pista 3 y está representada por una línea continua. La escala de



ARREGLO LATERAL

FIG. 3.2.1.2.

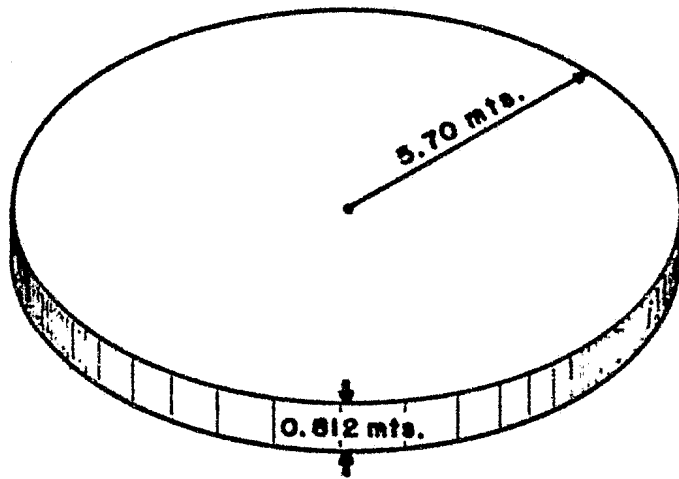


FIG. 3.2.1.3.

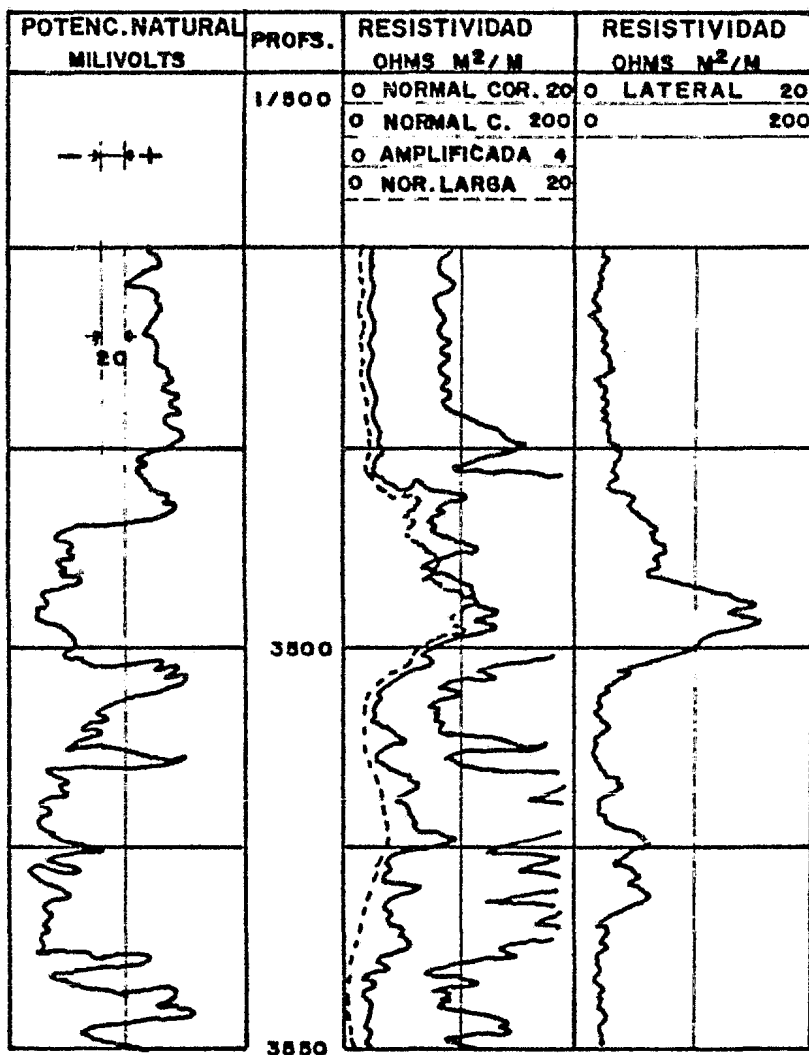


FIG. 3.2.1.4.

de resistividad de las curvas normales para registros en arenas, es comunmente de 0 - 20 Ω -m., cuando los valores son mayores se registra otra curva de 0 - 200 Ω -m. Por otra parte con línea continua se representa la curva de la normal corta en escala de 0 - 4 Ω -m.. Para la curva lateral se tienen las mismas escalas que se utilizan en las curvas normales.

La resistividad que se lee directamente de las curvas en los registros, será la resistividad aparente, la cual está en función de varios parámetros, como se indica a continuación:

$$R_a = f (R_t, R_i, d_i, h, \Delta M, R_m, d) \dots \text{III.2.1.1}$$

Por medio de la normal corta se pueden obtener valores bastante aproximados de la resistividad de la zona invadida, R_i . Por medio de la curva lateral se pueden obtener valores de la resistividad de la zona no invadida, R_t . Por medio de la curva normal larga también se pueden obtener valores aceptables de R_t , cuando la invasión no es muy profunda.

DETERMINACION DE R_i

Cuando el espesor de la capa es mayor de 6.5 mts..

Conociendo los valores de la $R_a = 60 \Omega$ -m., $R_m = 0.5 \Omega$ -m.

• T.f., se procede a dividir el valor de la resistividad aparente entre la resistividad del lodo a la tempe-

ratura de la formación, es decir $\frac{60 \Omega\text{-m}}{0.5 \Omega\text{-m}} = 120$, con éste valor entramos en el eje de las ordenadas de la gráfica 3.2.1.5, y a continuación se traza una línea horizontal hasta encontrar la curva correspondiente al diámetro del pozo (en este caso será de 9"). A continuación se baja una línea vertical hasta que corte el eje de las abscisas, en donde leeremos el valor del cociente de la resistividad de la normal corta corregida entre la resistividad del lodo ($R N.C. \text{ correg.} / R_m = 195$), por lo que finalmente como conocemos el valor de R_m , obtendremos.

$$R N.C. \text{ correg.} = R_i = 195 \times 0.5 = 97.5 \Omega\text{-m.}$$

Cuando el espesor de la capa es menor de 6.5 mts.

Dados los valores de la normal corta ($25 \Omega\text{-m.}$), resistividad del lodo ($0.5 \Omega\text{-m.}$), espesor de la capa (2 mts), diámetro del pozo (10"), resistividad de las capas adyacentes ($25 \Omega\text{-m.}$), se efectua el siguiente procedimiento para el cálculo de R_i .

Con el valor que obtenemos al efectuar el cociente de la normal corta entre la resistividad del lodo es decir, $\frac{25 \Omega\text{-m}}{0.5 \Omega\text{-m}} = 60$, se entra en la gráfica 3.2.1.5, en el eje de las ordenadas, desde donde se traza una línea horizontal hasta que intercepte la curva con el valor del diámetro del pozo, luego desde el punto de intercepción se

traza una línea vertical hasta el eje de las abscisas - en donde encontraremos el valor de (R N.C. correg. / $R_m = 60$), con este valor entramos en el eje de las ordenadas en la gráfica 3.2.1.6, tomando en cuenta el espesor de la capa, el cual lo conocemos de antemano; a continuación se traza una línea horizontal hasta que corte la línea cuyo valor será $R_s/R_m = 50$, en este punto trazamos una línea vertical hasta cortar el eje de las abscisas, en donde obtendremos.

$$R \text{ N.C. correg.} = R_i \pm 50 \Omega - m.$$

DETERMINACION DE R_t

Para determinar el valor de R_t , se utiliza la gráfica 3.2.1.7. El procedimiento que debe seguirse hasta llegar a encontrar el valor de $R \text{ L. correg.} = R_t$, es igual al utilizado para determinar R_i por medio de la normal corta.

REGLAS PARA LEER LA CURVA LATERAL

A) Espesor de la capa es de más de dos veces el espaciamiento ΔO , fig. 3.2.1.8.

1.- Se calcula la mitad del espesor.

2.- De la mitad se prolonga \overline{AO} .

3.- Al final de \overline{AO} , se traza una línea horizontal hasta cortar la curva lateral y leemos el valor de R_t .

B) El espesor de la capa es equivalente a 1.5 veces el espaciamiento \overline{AO} , fig. 3.2.1.9.

1.- De la cima se mide \overline{AO} .

2.- Se mide luego $2/3$ de la distancia sobrante.

3.- Al final de dicha distancia, se traza una línea horizontal hasta cortar la curva lateral y leemos el valor de R_t .

C) El espesor de la capa es equivalente a 1.3 veces el espaciamiento \overline{AO} , fig. 3.2.1.10.

1.- Se toma la máxima deflexión obtenida y leemos el valor de R_t .

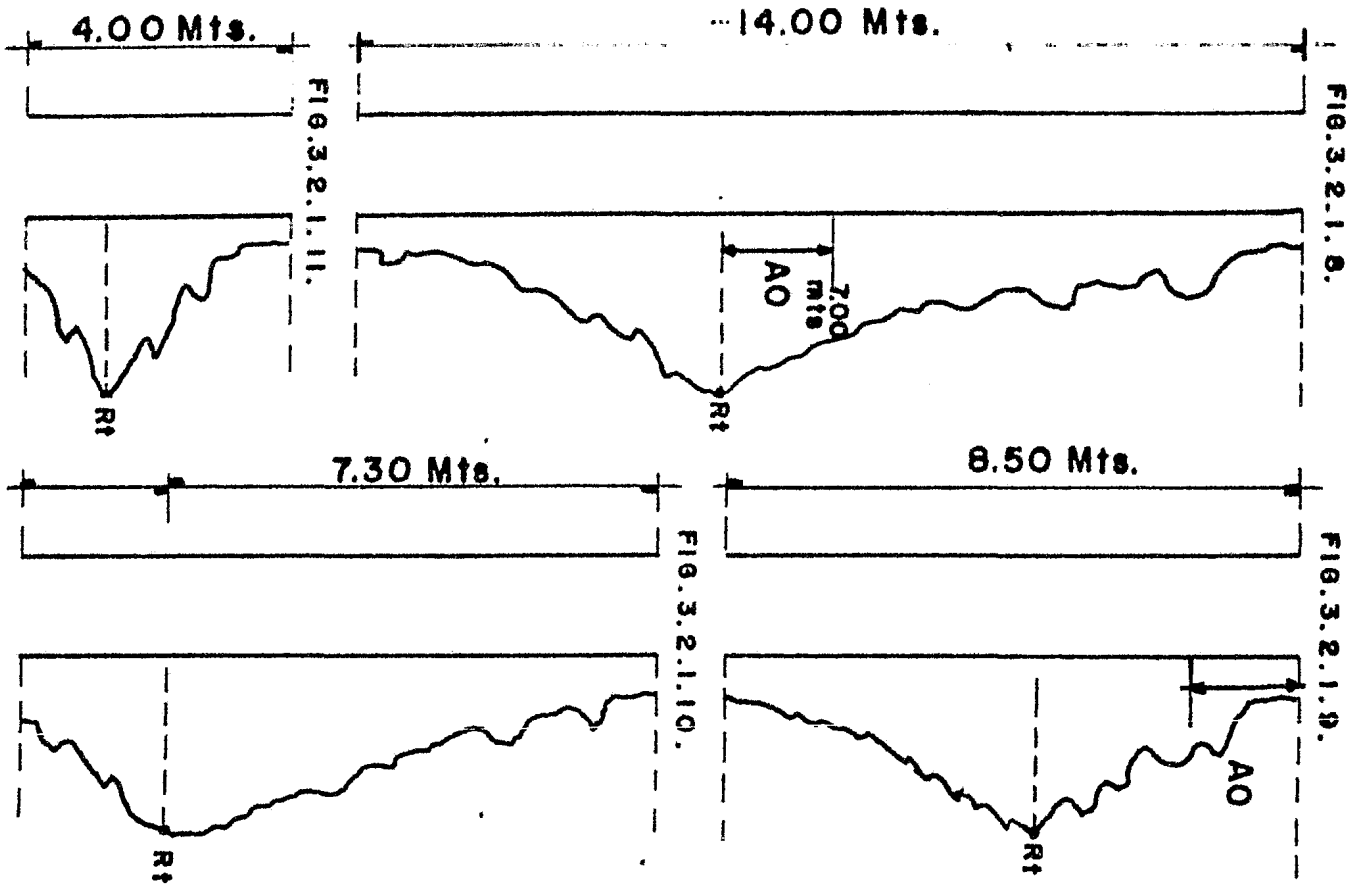
D) El espesor de la capa es menor que el espaciamiento \overline{AO} , fig. 3.2.1.11.

1.- El punto que tenga la máxima deflexión será en el cual leemos R_t .

La determinación de R_t , es de vital importancia para poder cuantificar la saturación de agua. Lo primero que debemos conocer es el factor de formación, el cual lo podemos obtener como se indica a continuación.

Si consideramos que la fig. 3.2.1.12, la cual es rectangular y se encuentra completamente llena con agua salada de resistividad R_w ($\Omega\text{-m}$), la longitud L está en (m) y el área de la sección A en (m^2).

La resistencia R (Ω) de la caja al flujo de la corriente será.



$$R = R_w \frac{L}{A} \dots\dots\dots \text{III.2.1.2}$$

Si aplicamos un voltaje E (volts) entre los lados $A-A'$, una corriente I (amperes) es obtenida, y por la ley de Ohm's tenemos que.

$$E = RI = R_w \frac{L}{A} I \dots\dots\dots \text{III.2.1.3}$$

Ahora si consideramos que la misma figura la llenamos con arena limpia y agua salada de la misma resistividad, fig. 3.2.1.13, en éste caso la resistencia se incrementará en un factor llamado " factor de resistividad de la formación " (F), el cual será mayor a uno. Por otra parte una nueva y pequeña corriente I' fluirá de tal manera que .

$$E = FRI' = FR_w \frac{L}{A} I' \dots\dots\dots \text{III.2.1.4}$$

Considerando como 1 la resistividad de un volumen unitario de la caja de 1 m^3 y la llamamos R_0 , la ecuación anterior la podemos escribir como sigue.

$$E = R_0 \frac{L}{A} I' \dots\dots\dots \text{III.2.1.5}$$

FIG. 3.2.1.12

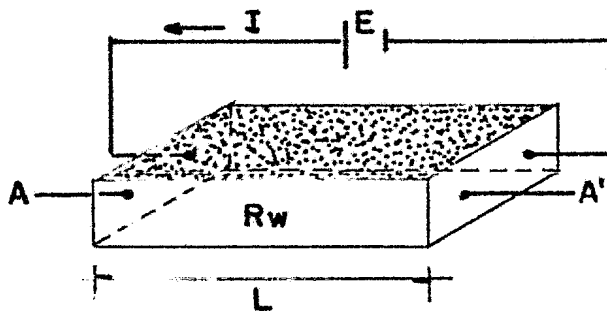
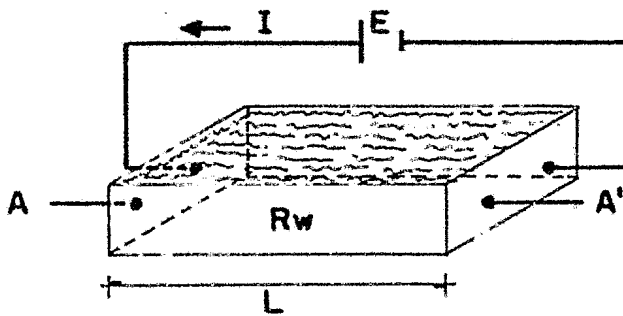


FIG. 3.2.1.13.

A partir de la ecuación anterior tenemos.

$$FR_w \frac{L}{A} I' = R_o \frac{L}{A} I' \dots\dots\dots III.2.1.6$$

$$FR_w = R_o \dots\dots\dots III.2.1.7$$

En donde finalmente tenemos que.

$$F = \frac{R_o}{R_w} \dots\dots\dots III.2.1.8$$

El factor de formación también puede ser calculado por medio de determinaciones de laboratorio, las cuales son hechas en " núcleos " , en el procedimiento se involucran dos etapas:

- 1) Saturar el " núcleo " 100 % con agua salada de resistividad conocida R_w medida a la temperatura ambiente.
- 2) Medir la resistencia del " núcleo " cuando se encuentra saturado.

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

$$F = \frac{R_o}{R_w} \dots\dots\dots III.2.1.9$$

Los factores litológicos que afectan el valor del factor de formación son:

- a) Los minerales de las rocas sedimentarias son no con-

ductores de la electricidad.

- b) Las rocas saturadas conducen la electricidad por el agua salada contenida en los poros.
- c) La porosidad controla el volumen de fluidos a través de la cual la electricidad puede fluir.
- d) El cementante y la distribución del tamaño de grano de las rocas controlan el tamaño de los poros intercomunicados y la tortuosidad.

Varias ecuaciones han sido propuestas para relacionar el factor de formación (F) y los factores litológicos — tales como la porosidad y el cementante. De las cuales — únicamente dos ecuaciones empíricas han probado ser útiles, las cuales son las siguientes:

$$\text{Fórmula de Archie } F = \frac{1}{\phi^m} \dots \text{III.2.1.10}$$

$$\text{Fórmula de Humble's } F = \frac{0.62}{\phi^{2.15}} \dots \text{III.2.1.11}$$

En la fórmula de Archie el exponente " m " es llamado "factor de cementación", el cual varía con el grado de consolidación de la roca, como se puede apreciar en la siguiente tabla.III.I.

DESCRIPCION DE LAS ROCAS	n
10. Rocas no cementadas (arena suelta, calizas dolíticas)	1.3
20. Rocas muy ligeramente cementadas (arenas del tipo de la costa del golfo)	1.4 - 1.5
30. Rocas ligeramente cementadas (arenas con 20 % de porosidad o más)	1.6 - 1.7
40. Rocas moderadamente cementadas (arenas consolidadas con 15 % o menos de porosidad)	1.8 - 1.9
50. Rocas altamente cementadas (arenas de baja porosidad, calizas, dolomitas de porosidad intergranular)	2.0 - 2.2

Tabla III.I

La fig. 3.2.1.14, nos da una idea de como la relación de R_t/R_o varia en función de la saturación. La curva 1 es para una arena mojada por agua cuya pendiente es 2; la curva 2 es para una arena mojada por agua cuya pendiente es 1.8; la curva 3 es para una arena mojada por aceite y el valor de su pendiente varia con el grado de mojabilidad y saturación. Las pendientes de las curvas 1 y 2 se les conoce como exponentes de saturación " n ", Matemáticamente la figura 3.2.1.14, se puede expresar de la siguiente manera:

$$\log S_w = - n \log \frac{R_t}{R_o} \dots\dots\dots \text{III.2.1.12}$$

$$S_w = \left(\frac{R_o}{R_t} \right)^{1/n} \dots\dots\dots \text{III.2.1.13}$$

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{R_o}{R_t}} \dots\dots\dots \text{III.2.1.14}$$

La ecuación III.2.1.14 se puede expresar de la siguiente manera.

Despejando R_o de la ecuación III.2.1.8, tenemos que.

$$R_o = FR_w \dots\dots\dots \text{III.2.1.15}$$

Sustituyendo la ecuación III.2.1.15 en la ecuación III.2.1.14, finalmente tendremos.

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{FRw}{Rt}} \dots\dots\dots III.2.1.16$$

En donde $n \cong 2$, que es el valor más aceptado.

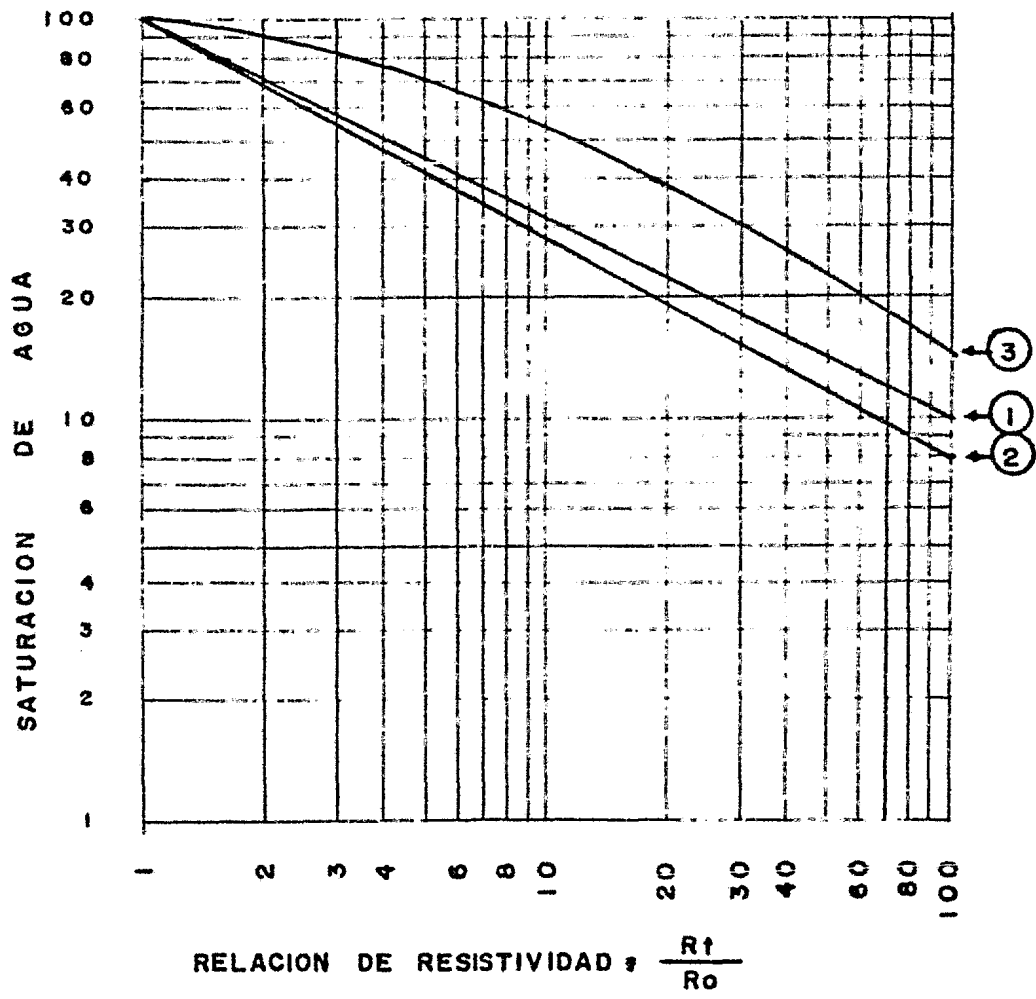


FIG. 3.2.1.14.

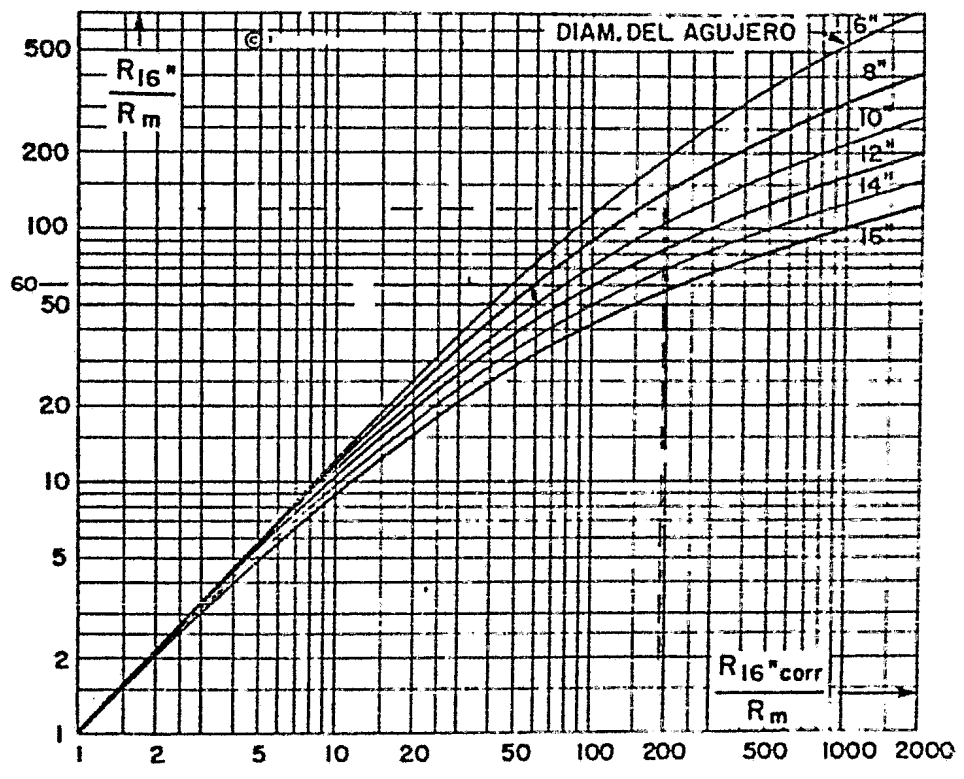


FIG. 3.2.1.5.

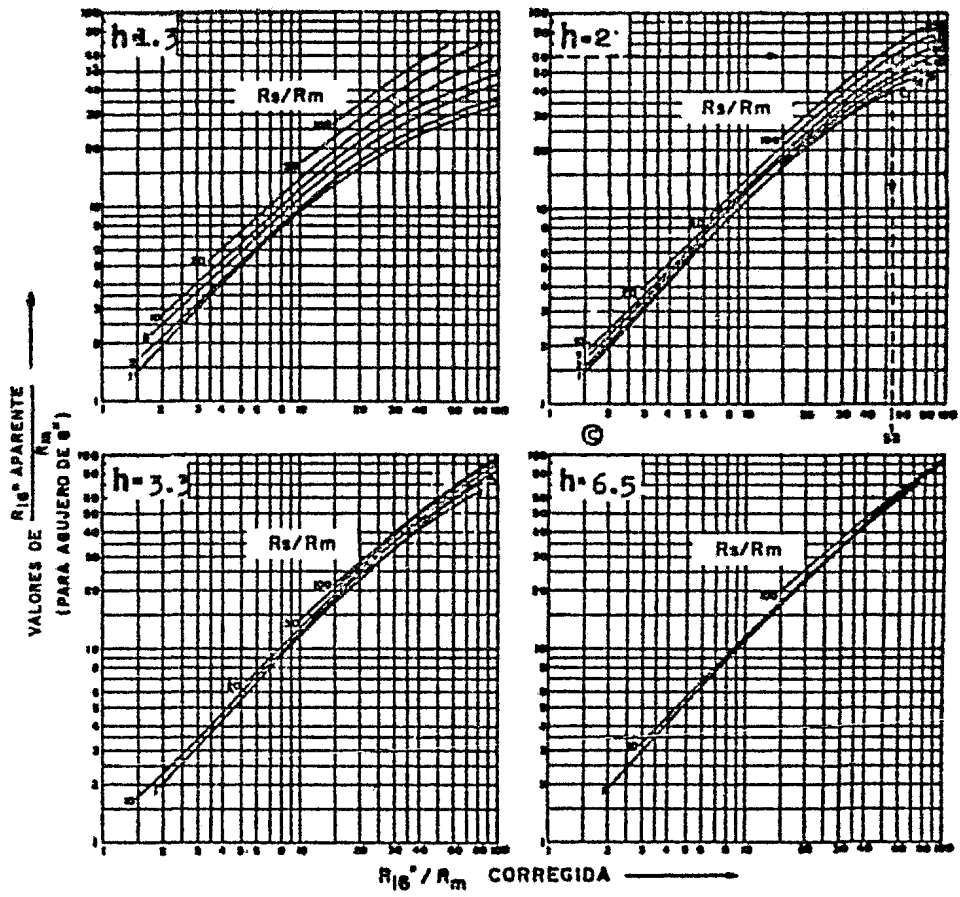


FIG. 3.2.1.6.

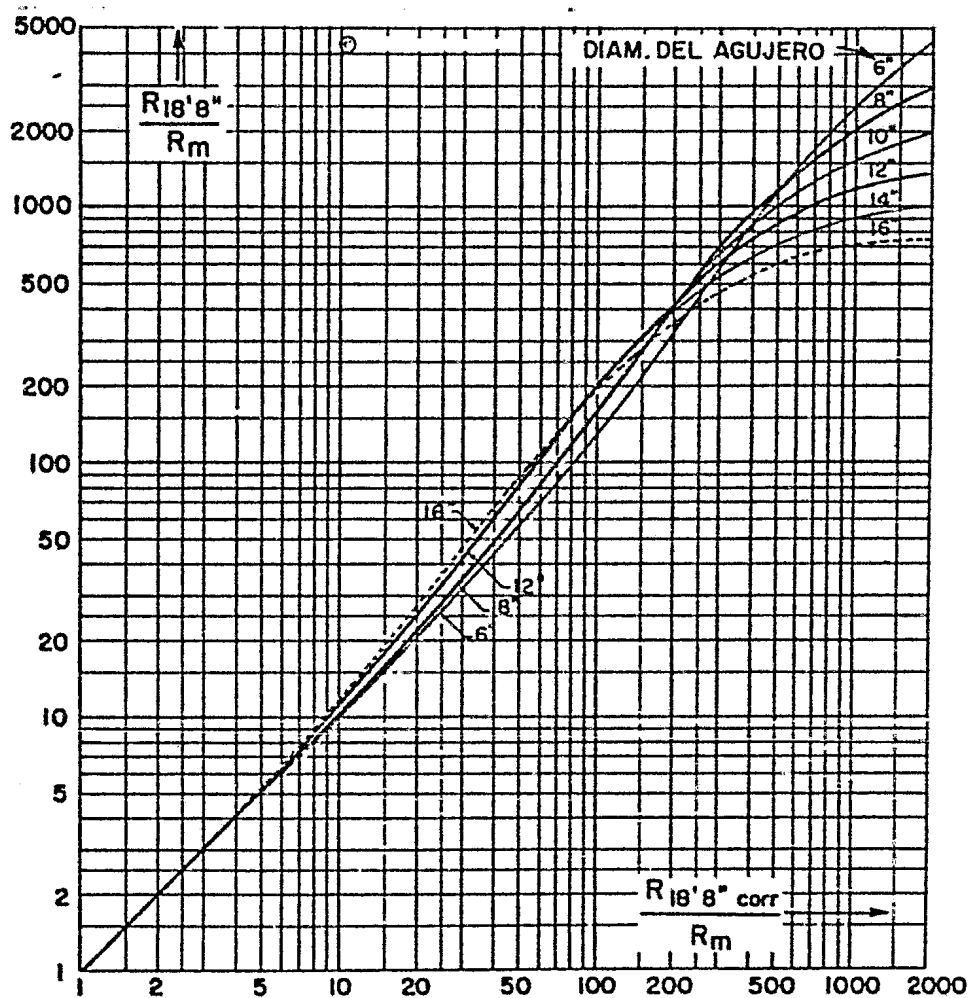


FIG. 3.2.1.7.

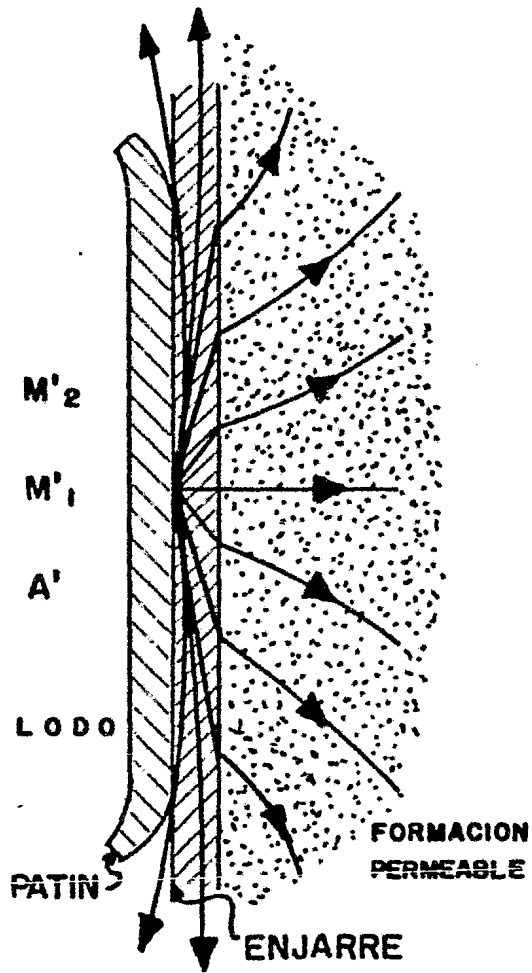
III. 2. 2. MICRO - REGISTRO DE RESISTIVIDAD

Los micro - registros de resistividad son los que se obtienen con sondas en las cuales los electrodos estan situados a una distancia muy corta entre sí y van montados sobre un patín, el cual se encuentra presionando la pared del agujero, fig. 3.2.2.1. La ventaja de que dicho patín vaya pegado a la pared, es que se mide la resistividad de un volumen pequeño de la formación, la cual se encuentra justamente detrás de dicho patín. A diferencia de los registros de resistividad convencionales, la corriente que se circula no usa al lodo como su conductor, sino directamente a la formación.

El objetivo principal de estos registros es la determinación de las zonas permeables y sus espesores, así como también la resistividad (R_{xo}) de la zona barrida por el filtrado del lodo.

Los aparatos de microresistividad tienen calibradores de dos brazos que indican el diámetro del agujero.

En la sonda que se introduce en el pozo, se usan tres electrodos los cuales se encuentran en línea vertical en el centro del patín, con un espaciamento de 1" (0.0254-mts.). Estos electrodos se designan como A (de corriente) y M_1 y M_2 (de medida). Existe también un electrodo B de referencia (por lo general se encuentran en la superficie) con respecto al cual se miden las caídas de potenciales totales.



-FIG. 3.2.2.1.

La fig. 3.2.2.2, es un esquema del arreglo del conjunto del circuito de los electrodos en el pozo.

Dependiendo de la forma en la cual se encuentran combinados los electrodos, podremos tener dos tipos de curvas:

a) Micro - lateral .

Cuando se usa la combinación de los electrodos A, M₁ , - M₂ , se mide la resistividad del volumen de materia calculado por los electrodos M₁ y M₂ , a este arreglo se le conoce con el nombre de micro - lateral o micro - inversa.

A los valores de resistividad aparentes registrados con ese arreglo, se les denomina como $R_{l^* \times l^*}$, y corresponden aproximadamente a una zona que incluye parte de la - formación, la cual estará comprendida entre l¹ - l² , - medidas desde el electrodo A. En los registros, la curva de la micro - lateral se encuentra situada en la pista - 2, y se representa por una línea de trazo continuo fig.- 3.2.2.3.

b) Micro - normal.

Para la obtención de ésta curva se usan los electrodos - A y M₂ en combinación, la caída de potencial que se mide es entre el electrodo M₂ y el electrodo B, el cual a su vez estará alejado de M₂ , esto tiene como finalidad que con este tipo de arreglo se tenga un radio de investigación mayor que el del micro - lateral. A los valores de resistividades aparentes obtenidas con este tipo de arre

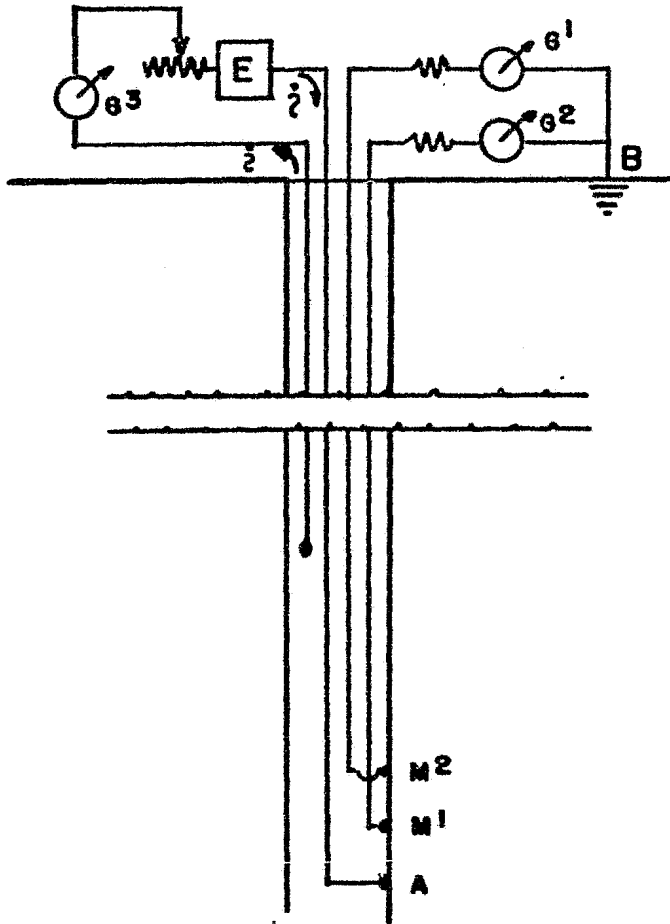


FIG. 3.2.2.2.

glo se le designa por R_2 y corresponden a una zona de formación que empieza a una distancia de $2''$, la cual se mide a partir del electrodo A. En los registros, la curva micro - normal se encuentra a la vez situada en la pista 2, y se representa por una línea de trazo discontinuo, 3.2.2.3.

Como consecuencia de la diferencia en los radios de investigación, en los arreglos descritos anteriormente, obtenemos dos curvas de distinta resistividad. La diferencia en las resistividades aparentes entre las dos curvas se llama "separación" y es esta determinación la que se usa para interpretar cualitativamente el micro - registro.

Cuando la curva de resistividad de la micro - normal de $2''$ es mayor que la de la micro - inversa de $1'' \times 1''$, se dice que la separación es "positiva" y en éste caso se puede considerar que se trata de una arena permeable la cual puede contener hidrocarburos o agua salada. En caso contrario se tendrá una "separación negativa" y en éste caso se puede considerar que se trata de zonas lutíticas o formaciones impermeables y duras. Cuando la formación es muy compacta, no existe separación entre los valores de las curvas.

DETERMINACION DE R_{xo} .

La determinación del valor de R_{xo} , se efectúa a partir de los valores aparentes de $R_{1'' \times 1''}$ y $R_{2''}$, para efec-

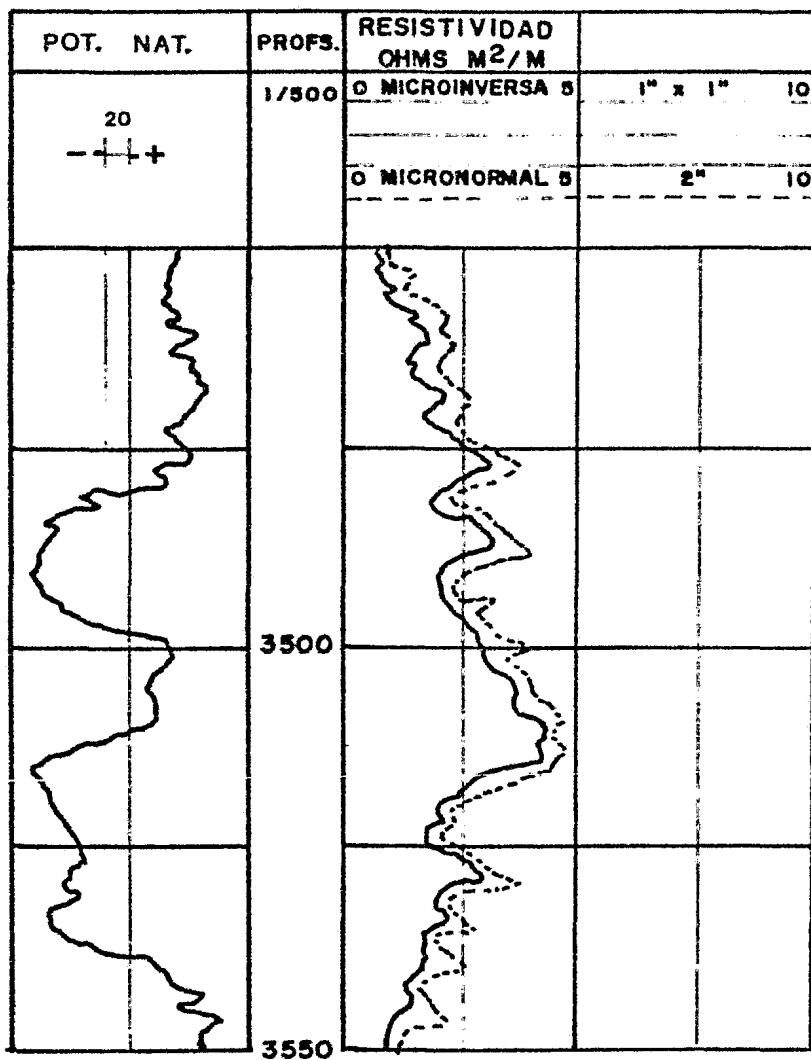


FIG. 3.2.2.3.

tuar la lectura de dichos valores, no se deben usar promedios de dichos valores tomando en cuenta los picos de resistividad alta, que aparecen en algunos registros y que por lo general corresponden a intercalaciones de material duro e impermeable. Para la selección de los intervalos permeables de interés debe auxiliarse con una curva de rayos gamma o una curva del potencial natural. Hay que tomar en cuenta que en el calculo de R_{xo} es de interés conocer zonas porosas y permeables, por lo que los intervalos que seleccionaremos también deberán existir una "separación positiva". Para dicha determinación, deberemos conocer los valores de la resistividad del lodo, resistividad del filtrado del lodo y resistividad del enjarre del lodo, efectuando las correcciones necesarias por la temperatura de formación, considerando al lodo como una solución de NaCl. El valor de R_{xo} se determina por medio de la gráfica 3.2.2.4, esta gráfica se obtuvo experimentalmente simulando una zona barrida y un enjarre de resistividades R_{xo} y R_{mc} . Con el ejemplo que a continuación se describe se puede ilustrar la utilidad de esta gráfica.

Dados los valores $R_{1^* \times 1^*} = 1.15 \Omega - m$ y $R_{2^*} = 1.48 \Omega - m$, los cuales se toman del registro; y el valor de $R_{mc} = 0.7 \Omega - m$ corregido a la temperatura de la formación, se procede de la siguiente manera.

$$\frac{R_{1'' \times 1''}}{R_{mc}} = \frac{1.15}{0.7} = 1.64$$

$$\frac{R_{2''}}{R_{mc}} = \frac{1.48}{0.7} = 2.11$$

Con dichos valores se pasa a la gráfica 3.2.2.4 en donde obtenemos.

$$\frac{R_{xo}}{R_{mc}} = 3.9$$

Finalmente como ya se conoce el valor de R_{mc} tenemos.

$$R_{xo} = 3.9 \times 0.7 = 2.73 \text{ } \Omega \text{-m}$$

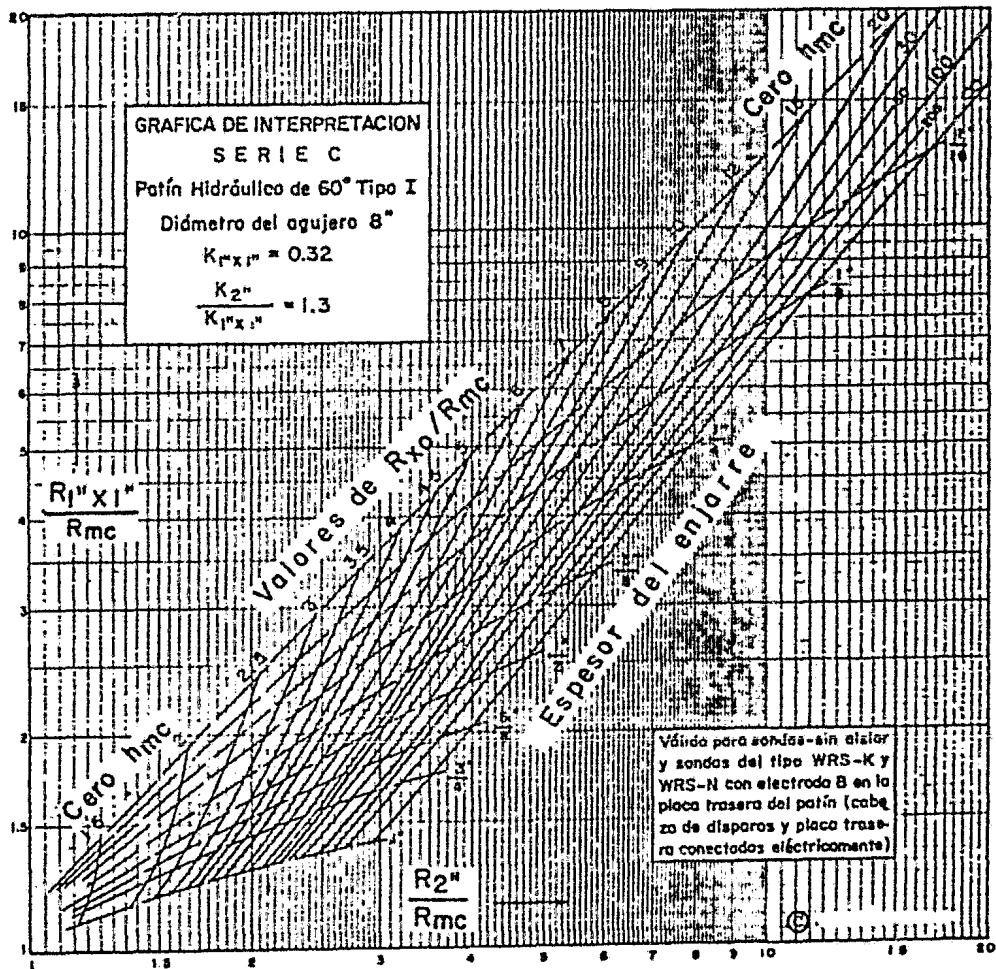


FIG. 3.2.2.4.

III. 3 REGISTROS ELECTRICOS ENFOCADOS

III. 3.1 Registro de inducción. (4-6-7-8-10-12-13)

Los registros de inducción fueron diseñados para medir las resistividades de la formación, en pozos perforados con fluido líquido, así como en pozos perforados con fluidos gaseosos.

La sonda de inducción mide las resistividades de las formaciones sin necesidad de enviar corriente directamente por los electrodos de la sonda hacia la formación a través del lodo.

La sonda de inducción, fig. 3.3.1.1, consta de una bobina emisora que emite una corriente con una intensidad de 20 000 c/clos/seg, y una amplitud constante. El campo magnético alterno que se produce induce corrientes secundarias en la formación. Dichas corrientes fluyen en la formación en trayectorias circulares (anillos) coaxiales con la bobina emisora. Estas corrientes crean a su vez, campos magnéticos que inducen señales en la bobina receptora. Las señales recibidas son prácticamente proporcionales a la conductividad de la formación, cualquier señal que se produce por acoplamiento directo entre bobina emisora y receptora se compensa y elimina en los circuitos de medición, fig. 3.3.1.2.

De acuerdo con el funcionamiento de la sonda y la fig. 3.3.1.2, lo que nos interesa medir es la diferencia de

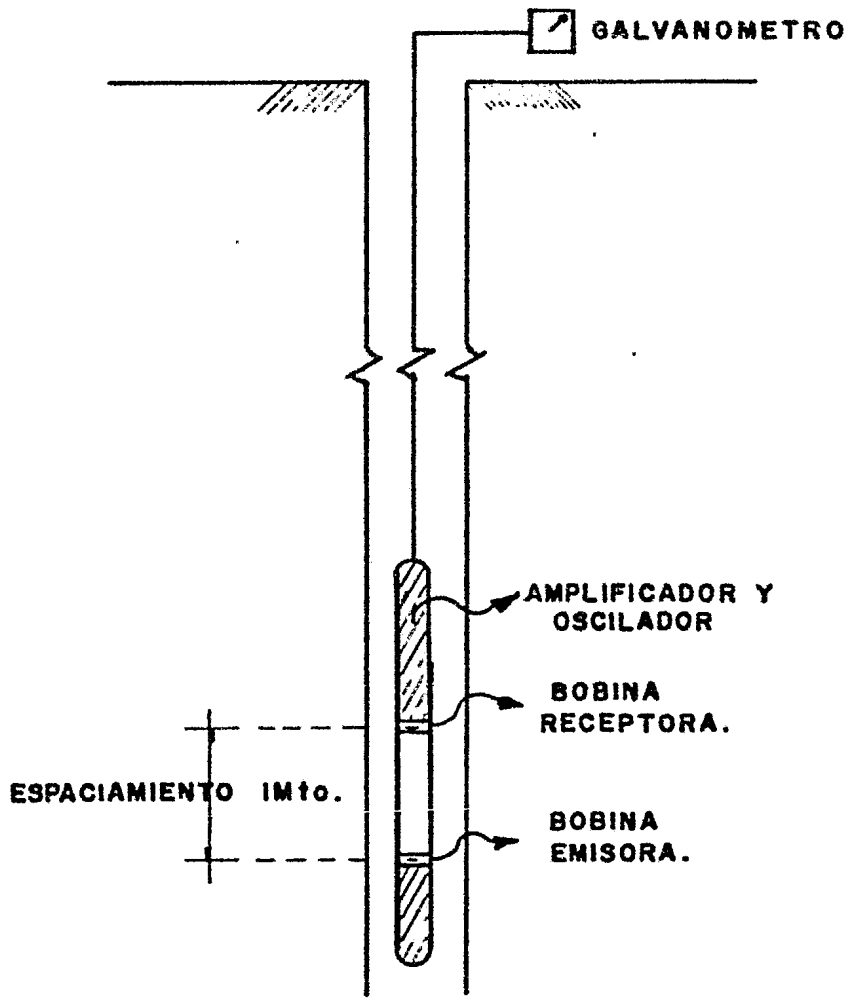


FIG. 3.3.1.1.

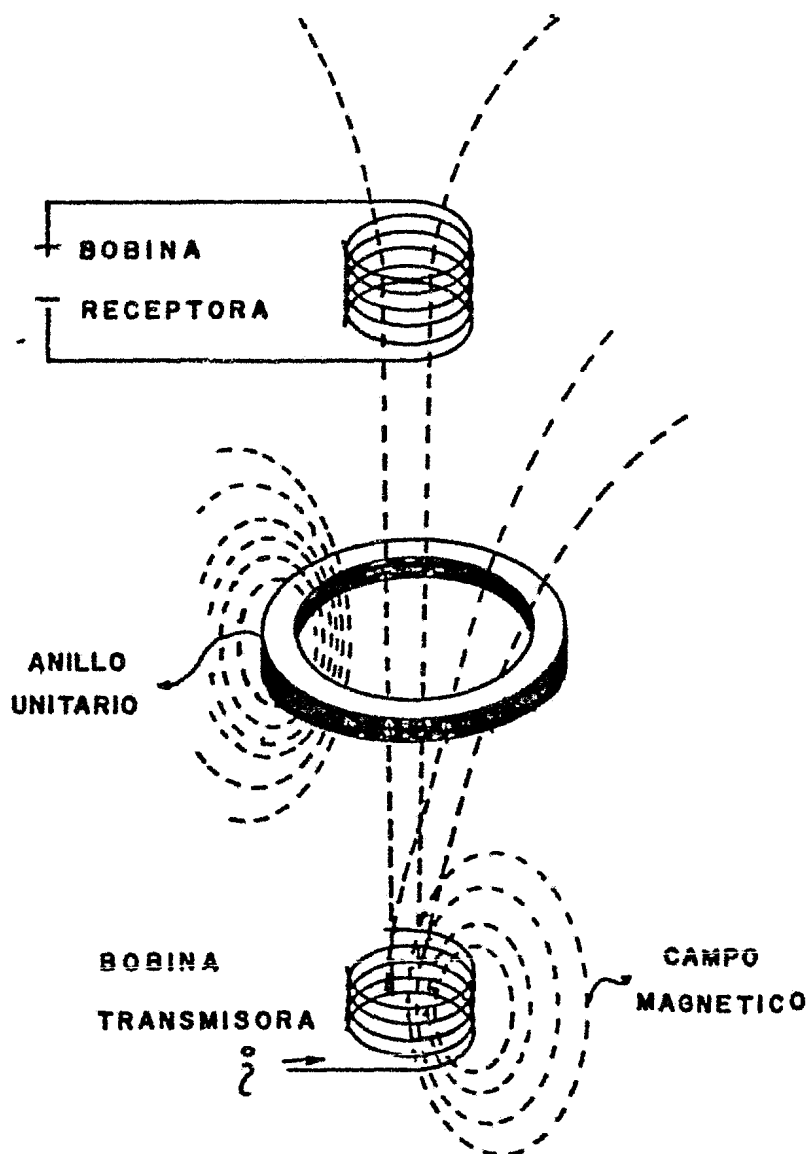


FIG. 3.3.1.2.

potencial creado por el campo magnético del anillo. Por consiguiente con los registros de inducción se mide la conductividad de las formaciones y en la superficie se transforma a resistividad. Estos registros son muy precisos para resistividades entre unos cuantos Ω -mts hasta aproximadamente 200 Ω -mts, para cuando la resistividad es mayor de 200 Ω -mts, este registro no es muy confiable. El registro de inducción debe tomarse en agujeros sin tubería de Ademe.

Este registro puede utilizarse perfectamente cuando el pozo tiene un lodo conductor, siempre que éste no sea muy salado, que la formación no sea demasiado resistiva y que el diámetro no sea muy grande.

El espaciamiento de la sonda se define como la distancia que existe entre la bobina emisora y la receptora, la cual es de 1 m.

PRESENTACION DEL REGISTRO DE INDUCCION.

En la fig. 3.3.1.3, se presenta un registro de inducción tomado en un agujero con lodo conductor, en la pista 1 se obtiene una curva de potencial natural, en la pista 2 se obtienen las curvas de la normal corta e inducción las cuales nos representan la resistividad de la formación y en la pista 3 se obtiene la curva de la conductividad de la formación.

En la fig. 3.3.1.4, se presenta un registro de inducción tomado en un agujero con fluido no conductor, en la

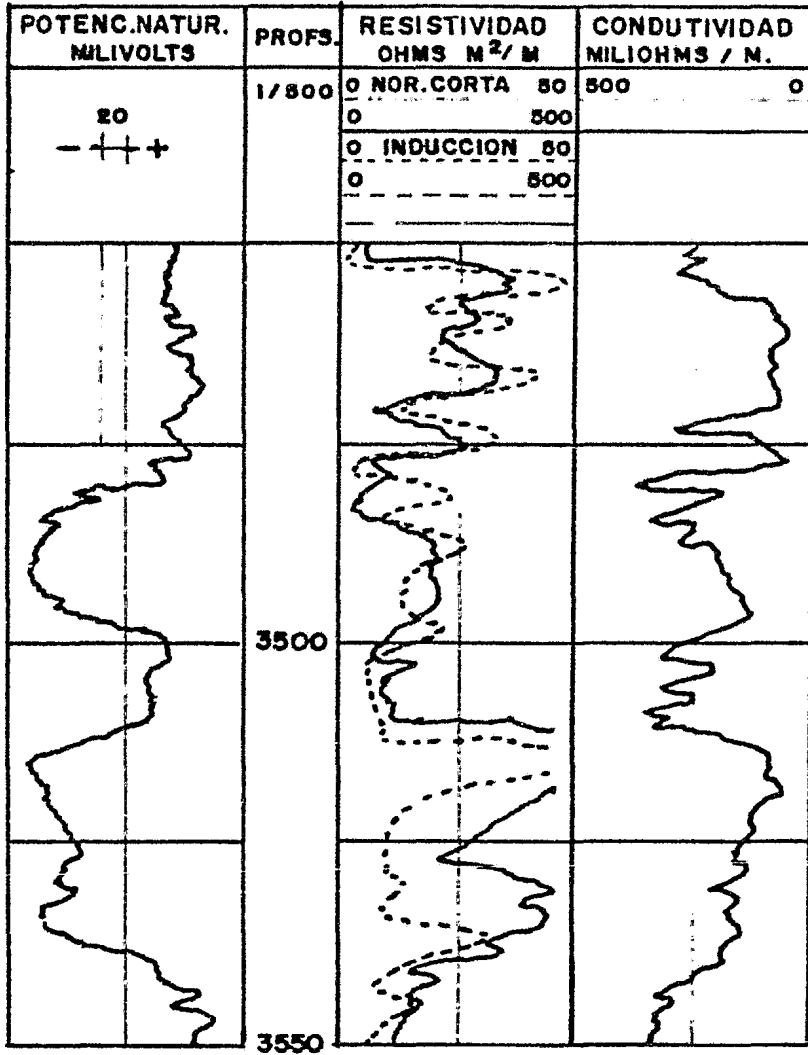


FIG.3.3.1.3.

pista 1 se obtiene una curva de rayos gamma, en la pista 2 se obtiene la curva de inducción la cual nos representa la resistividad de la formación y en la pista 3 se obtiene la curva de conductividad de la formación.

FACTORES QUE AFECTAN AL REGISTRO DE INDUCCION

Existen algunos tipos de factores que afectan al registro de inducción, dentro de estos factores podríamos mencionar: el factor geométrico (el cual se debe a la forma en que se tiene el arreglo de las bobinas en la sonda), el factor de vecindad (el cual se debe a que la formación de interés se encuentra afectada por las capas adyacentes), otro factor que afecta es debido a no centrar adecuadamente la sonda cuando se introduce al agujero. Las correcciones de estos factores se efectúan la mayoría de las veces automáticamente durante la obtención del registro, con la ayuda de otra sonda.

INTERPRETACION DEL REGISTRO

1) Determinación del límite de la capa.

Para determinar el límite de capa, fig. 3.3.1.5, se traza una línea "A" que nos indicará el valor menor en ese tramo de la curva de inducción, y otra línea "B" la cual nos indicará el valor máximo de dicha curva, a continuación se toma la distancia que existe entre la línea "A" y "B" y se divide entre 2, con lo cual tendremos un valor que será el que se tome para trazar la línea vertical que nos va a indicar los puntos 1 y 2, los cuales -

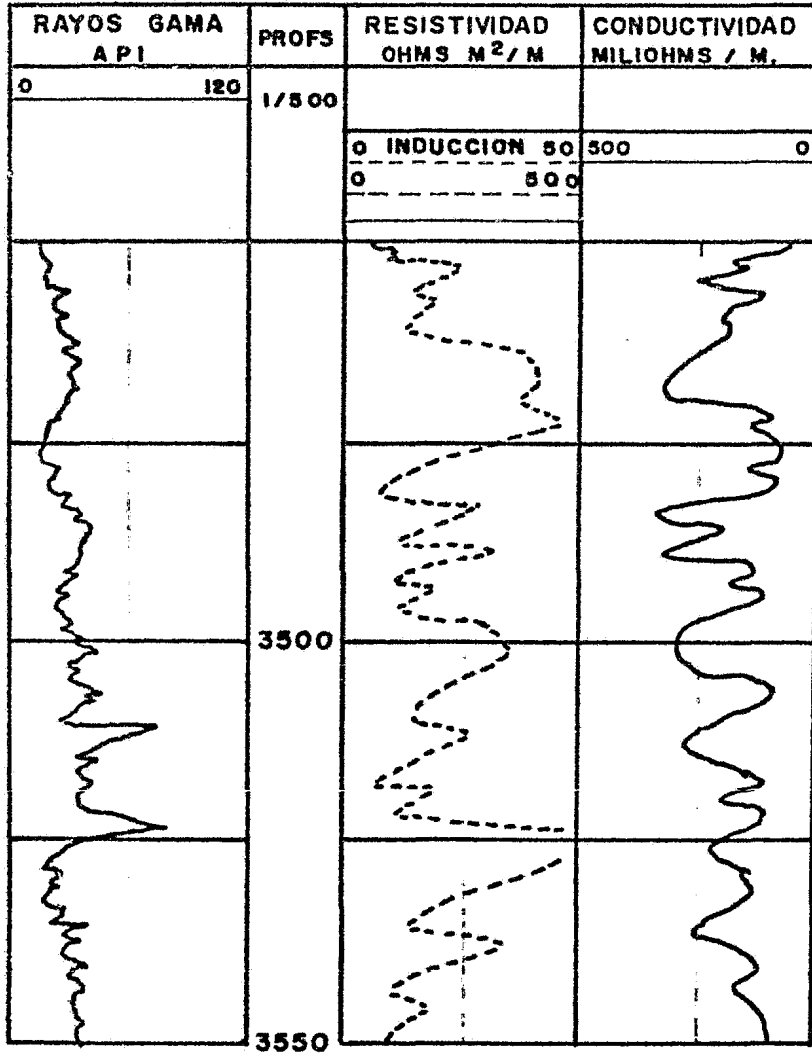


FIG. 3.3.1.4.

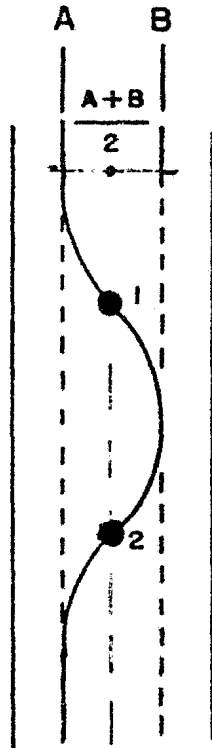


FIG. 3.3.1.5.

nos indicarán el límite de la capa.

2) Determinación de R_t .

a) Cuando el espesor de la formación de interés es mayor de 3 metros, se toma el valor de R_t como el verdadero y no se utiliza ningún tipo de corrección.

b) Cuando el espesor de la formación de interés es menor de 3 metros se efectúa una corrección por capas adyacentes para poder encontrar el valor correcto de R_t . El procedimiento que se sigue para calcular dicho valor es el siguiente.

Conociendo el valor de la resistividad de las capas adyacentes, R_s , y el valor máximo que tengamos de la curva de resistividad (se conoce como resistividad aparente, R_a), con estos valores se va a la gráfica fig. 3.3.1.6. , se selecciona la gráfica que tenga el valor de R_s , se entra por el eje de las abscisas con el valor del espesor de la capa y se traza una línea vertical hasta interceptar la curva del valor de la resistividad aparente, de este punto se traza una línea horizontal hasta cortar el eje de las ordenadas, punto que nos dará el valor correcto de R_t .

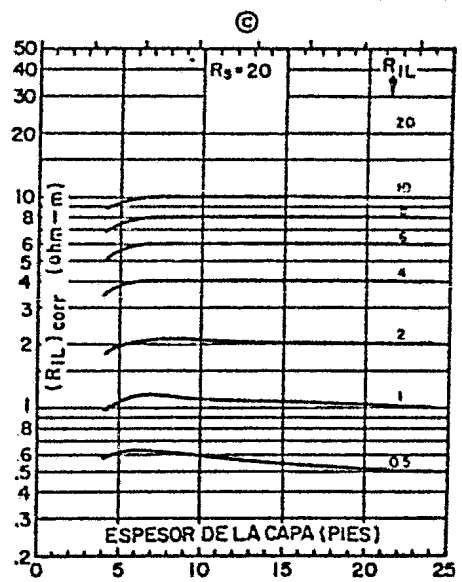
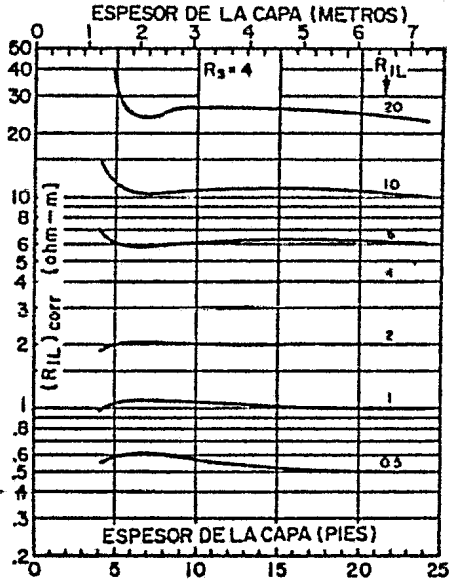
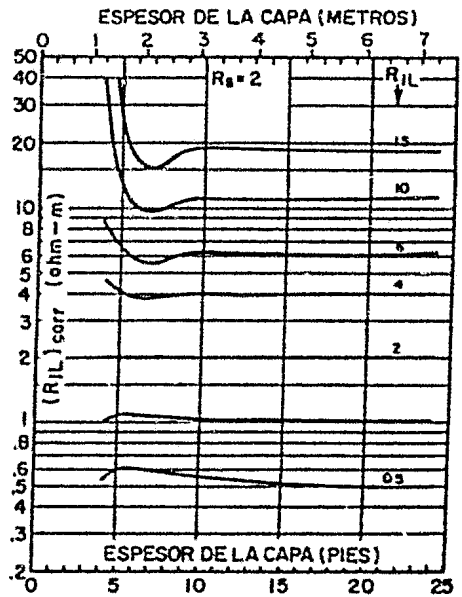
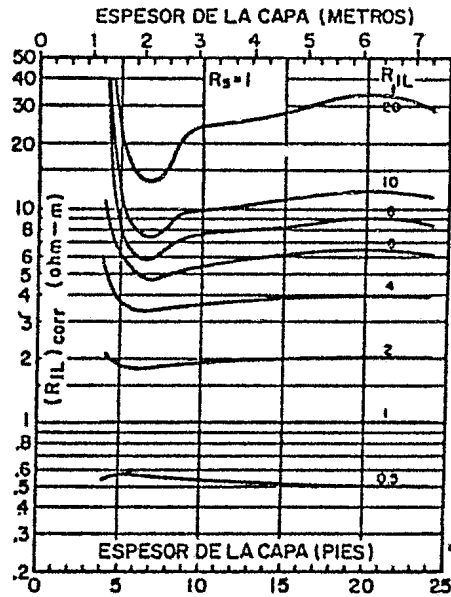


FIG. 3.3.1.6.

III. 3. 2. REGISTRO LATERAL 7 Y REGISTRO LATERAL 3

Estos tipos de registros de resistividad, fueron diseñados con la finalidad de evitar los inconvenientes que presentan los registros convencionales de resistividad principalmente cuando se trata de lodos muy conductores y/o capas muy delgadas. En el medio de la Ingeniería petrolera estos registros son conocidos como laterolog 7 (LL-7) y laterolog 3 (LL-3).⁽⁶⁻⁷⁻⁸⁻¹⁰⁻¹²⁾

El método de medición de resistividad llamado laterolog, opera bajo el principio de forzar la corriente del electrodo radialmente dentro de la formación de interés, como si fuera una delgada lámina de corriente la que penetrara en la formación. De esta manera se disminuyen los efectos del agujero y de las capas adyacentes. Para fines de correlación litológica, estos registros de resistividad se obtienen simultáneamente con una curva de potencial natural o bien una curva de rayos gamma.

Por medio de estos registros se pueden obtener un perfil más detallado de las capas y valores de la resistividad verdadera (R_t).

Analizaremos el funcionamiento del registro lateral 7, - fig. 3.3.2.1, la sonda de este registro comprende un electrodo central A_0 y tres pares de electrodos denominados M_1 y M_2 ; M'_1 y M'_2 ; A_1 y A_2 . Cada par de electrodos está dispuesto en forma simétrica en relación a A_0 y conectados entre sí por un cable de corto circuito. Se en-

REGISTRO LATERAL - 7

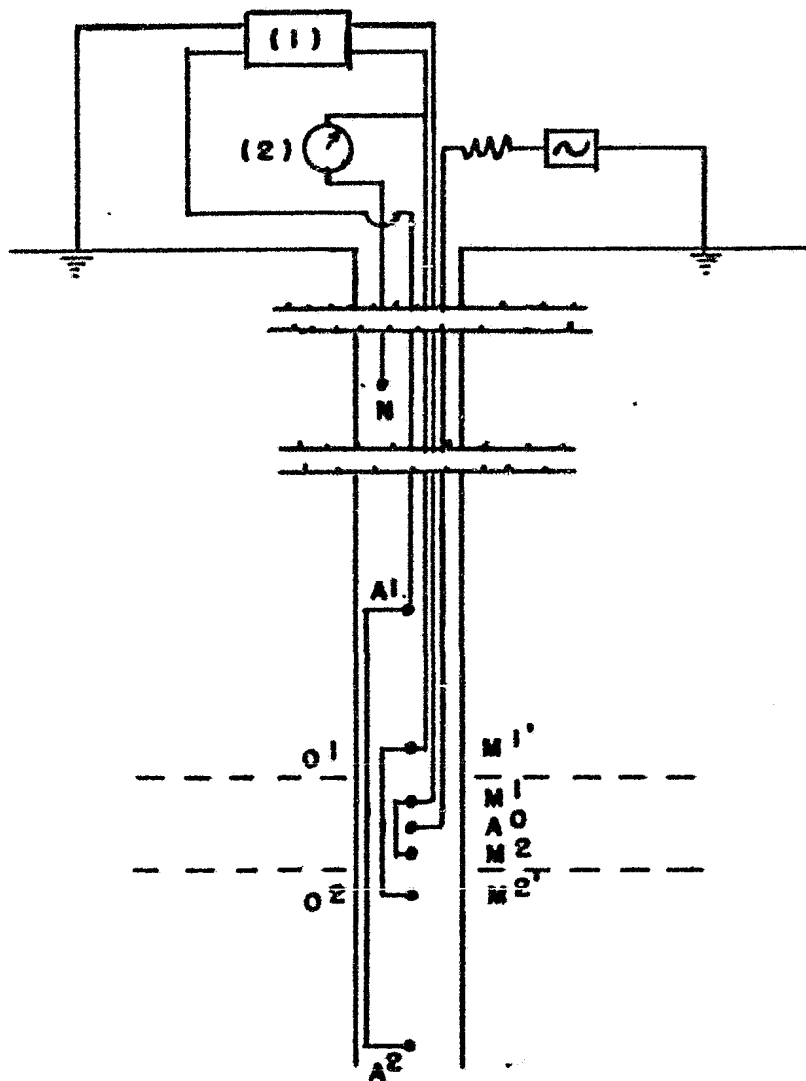


FIG. 3.3.2.1.

via una corriente I_0 de intensidad constante a través de el electrodo A_0 . A la vez, a través de los electrodos A_1 y A_2 se envían corrientes de la misma polaridad de la corriente que sale por A_0 . La intensidad de estas corrientes se ajustan automáticamente, de manera que los dos pares de electrodos monitores M_1 y M_2 ; M_1' y M_2' tendrán siempre el mismo potencial. La caída de potencial es medida entre uno de los electrodos monitores y otro electrodo colocado en la superficie. Con una corriente I_0 constante este potencial variara directamente con la resistividad de la formación.

Como la diferencia de potencial entre M_1 y M_2 , y, M_1' y M_2' es mantenida en cero, ninguna corriente fluye desde A_0 en el pozo entre M_1 y M_1' o entre M_2 y M_2' , por lo que la corriente que sale de A_0 es obligada a penetrar horizontalmente en la formación. Mediante este sistema se elimina el problema que afecta seriamente a los registros convencionales de resistividad, cuando las formaciones tienen una resistividad mayor que la del lodo de perforación.

En la fig. 3.3.2.2, se muestra la distribución de las líneas de corriente cuando la sonda del registro se encuentra en un medio homogéneo, dichas líneas forman una especie de lámina u hoja de corriente I_0 , la cual mantiene un espesor constante hasta una distancia del pozo algo mayor que la longitud total $A_1 - A_2$ de la sonda.

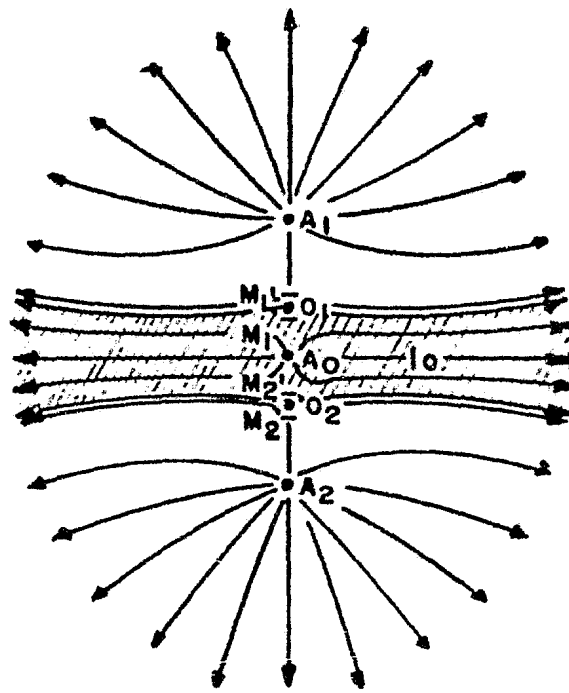


FIG. 3.3.2.2

El espesor de la lámina de corriente I_0 es igual a la distancia entre los puntos O_1 y O_2 la cual es de 0.81 m. y la longitud entre A_1 y A_2 en la sonda es de 2.03 m.. Ahora analizaremos el funcionamiento del registro lateral 3, el cual es similar al del registro lateral 7, el registro lateral 3 lleva en la sonda electrodos de corriente para poder enfocar la corriente de medida dentro de la formación, fig. 3.3.2.3. Los electrodos de enfocamiento A_1 y A_2 tienen una longitud de aproximadamente 1.50 m., y tienen una colocación simétrica con respecto al electrodo de corriente A_0 , fig. 3.3.2.4, dichos electrodos están conectados entre sí en corto circuito. La longitud del electrodo A_0 puede variar, ya que se pueden tener de las siguientes medidas: 0.60 m., 0.30 m., 0.15 m. .

El funcionamiento de esta sonda consiste en enviar una corriente I_0 a través del electrodo A_0 de potencial fijo, por medio de los electrodos A_1 y A_2 se envían las corrientes de enfocamiento las cuales se ajustan automáticamente para mantener a los electrodos A_1 y A_2 con el mismo potencial del electrodo A_0 , debido a esto todos los electrodos de la sonda se mantienen al mismo potencial constante, por lo que se tiene, que la magnitud de la corriente I_0 es proporcional a la conductividad de la formación de interés. En este registro el espesor entre O_1 y O_2 es aproximadamente de 0.30 m. (mucho menor que

REGISTRO LATERAL - 3

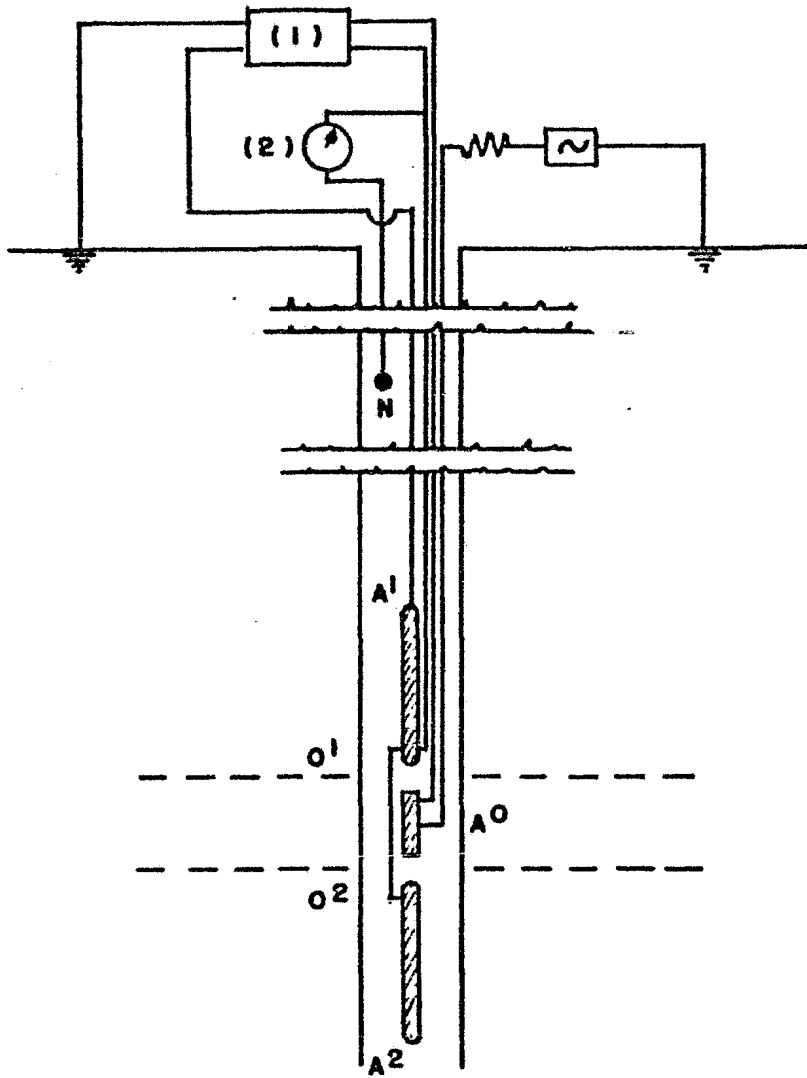


FIG. 3.2.2.3.

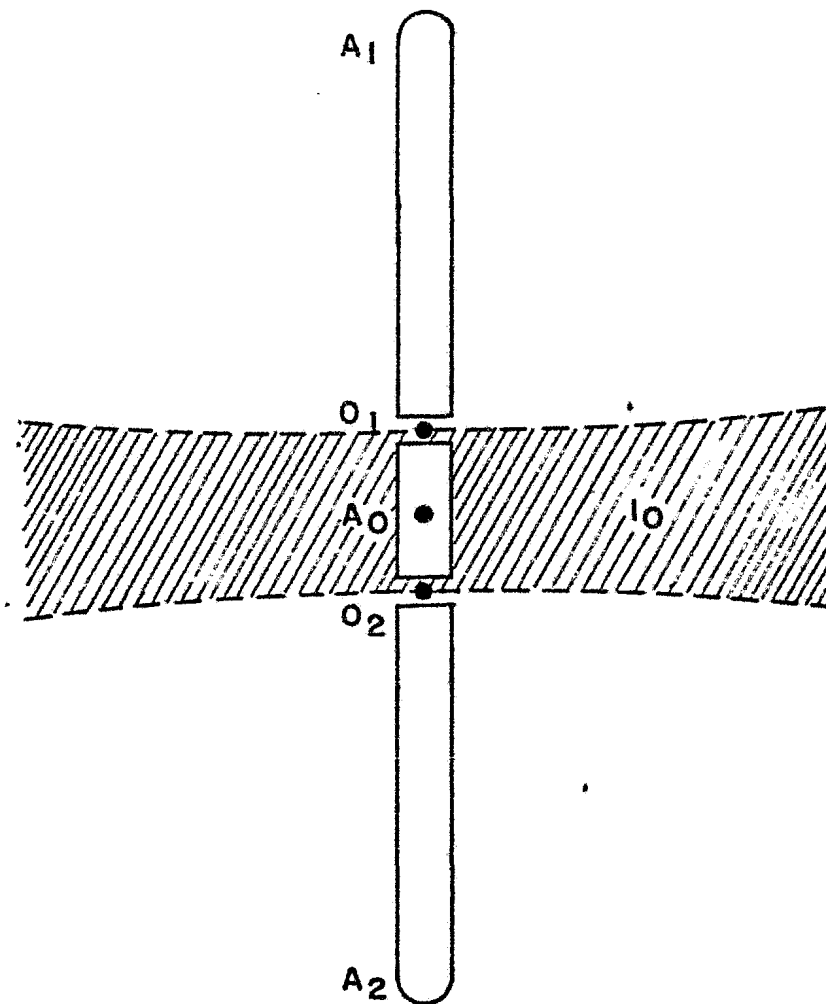


FIG. 3.3.2.4.

en el LL-7), por lo cual el registro lateral 3 tiene un poder de resolución vertical mejor que el registro lateral 7 , y por lo tanto obtenemos un mayor detalle de las capas.

PRESENTACION DE LOS REGISTROS LL-7 Y LL-3

La escala de estos registros puede ser lineal como se muestra en la fig 3.3.2.5. , en la cual se presenta la resistividad en forma lineal en la segunda pista correspondiente al registro y la conductividad en forma lineal ocupando la segunda y tercer pista.

La escala lineal es de gran utilidad en regiones en donde se tenga un gran contraste de resistividad. Los valores de resistividad se pueden presentar también en escala logarítmica.

INTERPRETACION DE LOS REGISTROS LL-7 Y LL-3

El objetivo principal que se tiene al correr este tipo de registros es determinar el valor de R_t . A los valores leídos en el registro (valores aparentes de R_t) se les aplicará una corrección por efecto de agujero, con el fin de obtener el valor verdadero de R_t . Dicha corrección se efectúa de la siguiente manera.

Dados los valores de resistividad R_{LL-7} o $R_3 = 12 \Omega - m$, tomados de la curva del registro, la resistividad del lodo ($R_m = 8 \Omega - m$) y diámetro del agujero ($d = 8''$) se procede a realizar lo siguiente, el valor de la resistividad leída de los registros se divide entre la resisti-

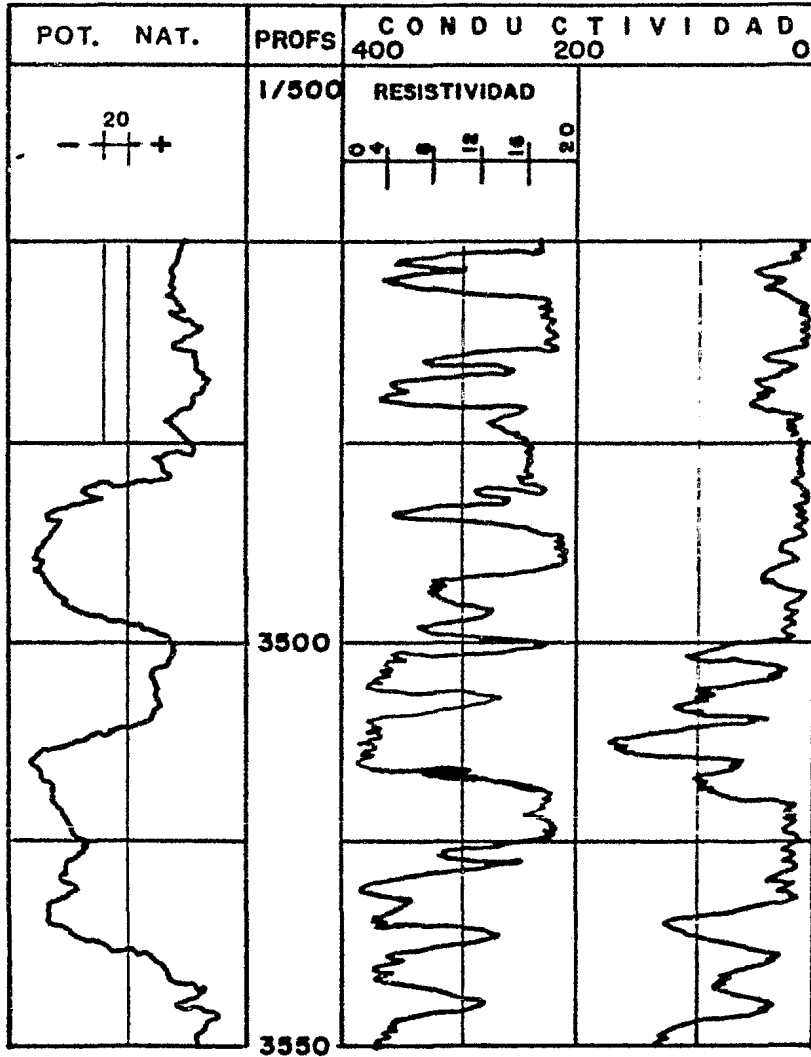


FIG. 3.3.2.5.

vidad del lodo $\left(\frac{12 \frac{\Omega}{m}}{0.6 \frac{\Omega}{m}} = 20 \right)$, con este nuevo va-
 lor se va a la gráfica 3.3.2.6., con la cual se efectúa
 la corrección por efecto de agujero, entrando por el eje
 de las abscisas y posteriormente a partir de este punto-
 se traza una línea vertical hasta interceptar la curva -
 que marca el diámetro del agujero, punto desde donde se-
 traza una línea horizontal hasta cortar el eje de las --
 ordenadas, donde se obtiene el valor.

$$\frac{(RLL - 7) \text{ correg.}}{RLL - 7} = 1.06$$

Por lo tanto.

$$(RLL - 7) \text{ correg.} = 1.06 \times 12 \frac{\Omega}{m} = 12.72 \frac{\Omega}{m}$$

Para el registro RLL - 3, el procedimiento es similar, -
 solo que se utiliza la gráfica 3.3.2.7.

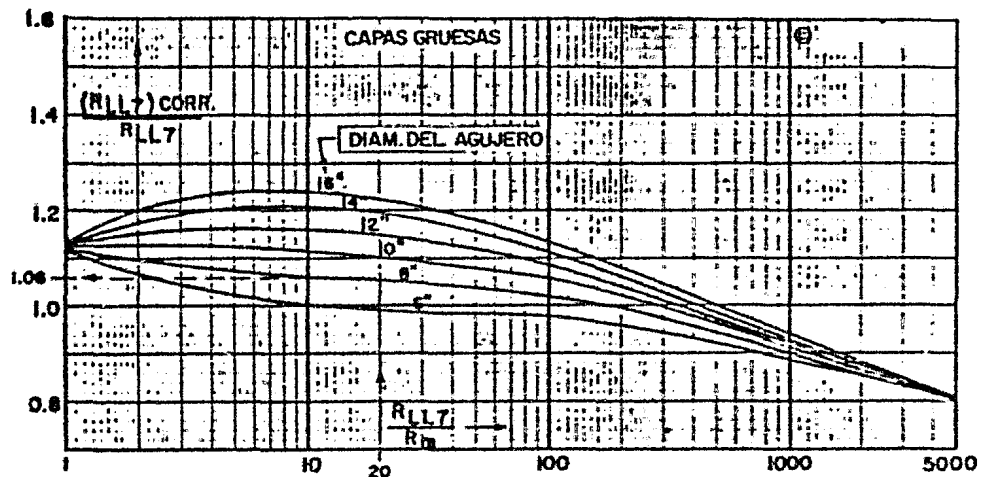


FIG. 3.3.2.6.

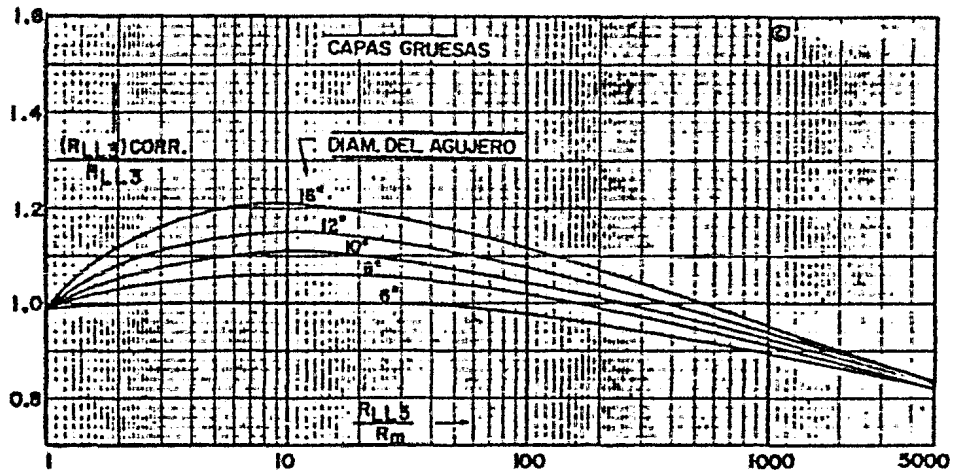


FIG. 3.3.2.7.

III. 3. 3. REGISTRO DOBLE ENFOCADO (4-6-7-8-10-12)

El registro doble enfocado, más conocido como "doble lateral" (DLL), tiene como objetivo primordial obtener valores de resistividad a dos profundidades distintas, como se indica a continuación:

- Medida de resistividad somera (LLs)
- Medida de resistividad profunda (LLd)

Este tipo de registro es muy útil para efectuar mediciones en formaciones con una alta resistividad, como por ejemplo en formaciones carbonatadas. Simultáneamente al obtener el registro doble enfocado se pueden obtener: un registro de potencial natural, rayos gamma o uno de calibración de agujero. Con el registro doble enfocado y obteniendo la medida de la resistividad profunda (LLd) se logra una mayor profundidad de investigación que la se obtiene con los registros lateral 7 y lateral 3.

La sonda del registro doble enfocado (DLL), fig. 3.3.3.1., consta de un electrodo central A_0 y tres pares de electrodos M_1 y M_2 ; M'_1 y M'_2 ; A_1 y A'_1 , y un par de electrodos de guardia A_2 y A'_2 , además la sonda lleva un patín para obtener valores de la resistividad de zona barrida por el filtrado del lodo, Rzo.

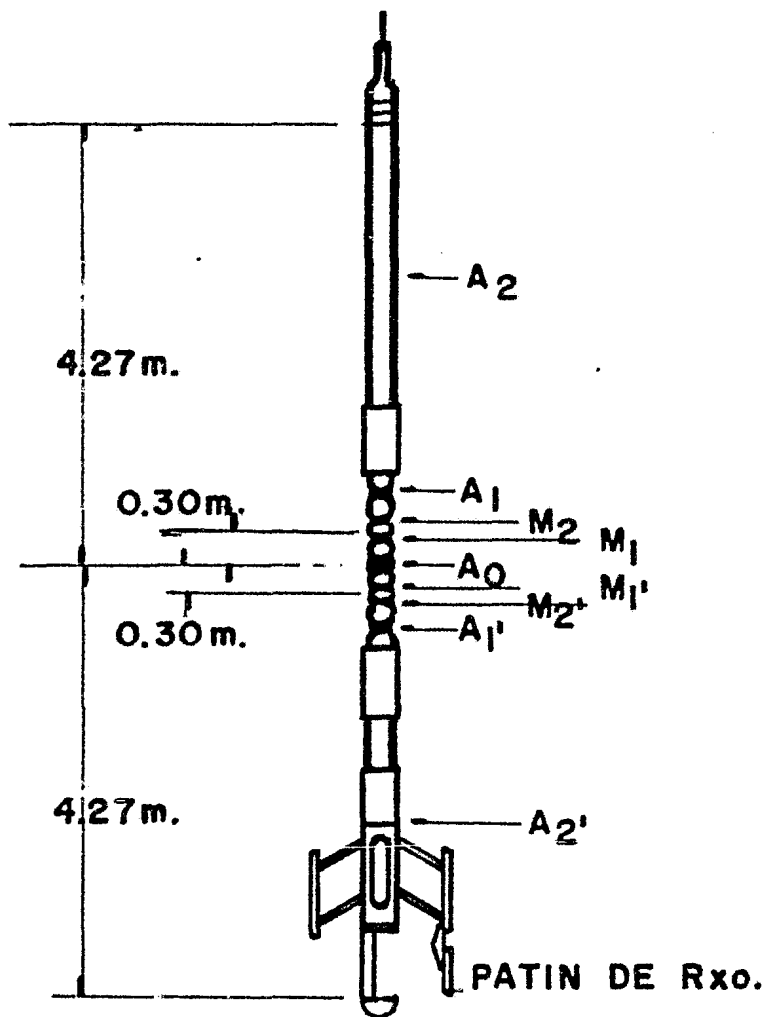


FIG. 3.3.3.1.

El principio de medida de registro doble enfocado es el mismo que se describió en el registro de inducción (tema III.3.1) , en la sonda de este registro la distancia entre los electrodos A_2 y A'_2 es de 8.54 metros. Para la obtención de la resistividad profunda (LLd) y la resistividad somera (LLs) en el registro, se usan los mismos electrodos y de éste modo los dos haces de corriente tienen el mismo espesor aunque el enfocamiento es distinto. La diferencia principal que se tiene en este tipo de registros con respecto al registro de inducción, es que lo que se mantiene constante es la potencia ($V_o I_o$) y no la corriente de medida (I_o).

En la fig.3.3.3.2. , se indican los patrones de corriente que se tienen en la toma del registro doble enfocado para la obtención de la resistividad somera (LLs) y la resistividad profunda (LLd). En la toma de la resistividad profunda, la corriente de enfocamiento es recibida por la bobina receptora la cual se encuentra en el cable de la sonda, mientras que en la toma de la resistividad somera la corriente de enfocamiento regresa a los electrodos más cercanos con lo cual la corriente de medida diverge con mayor rapidez y por lo tanto se reduce su penetración en la formación. El registro doble enfocado, tanto para la obtención de la resistividad profunda (LLd) como de la resistividad somera (LLs), tiene

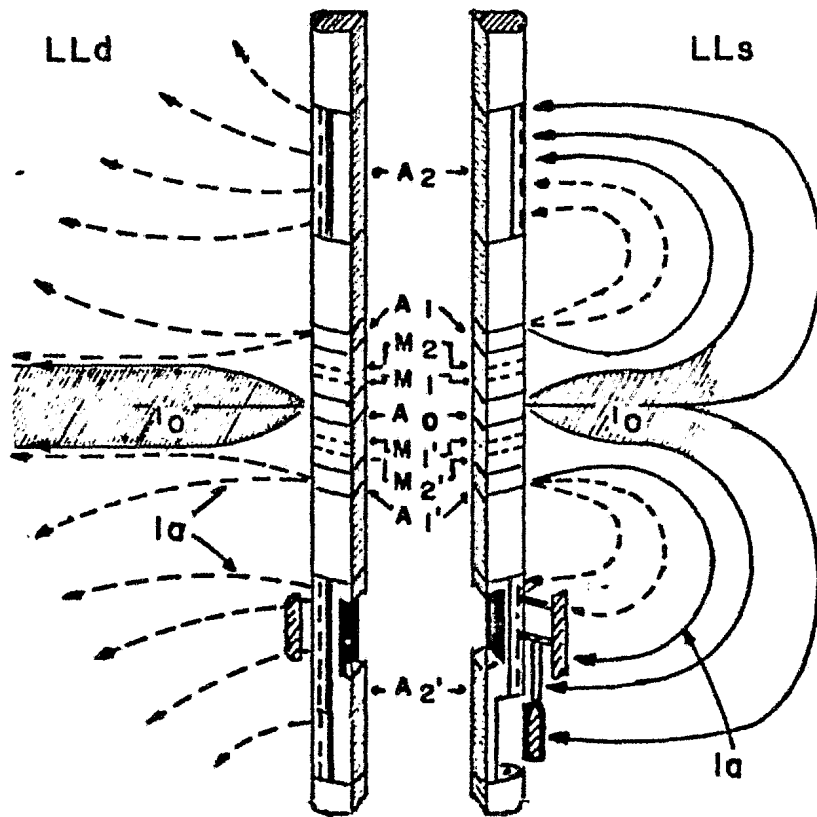


FIG. 3.3.3.2

una resolución vertical de 0.60 metros, la resolución horizontal del LLd es de 8.30 metros mientras que la del LLs es de solo 2.00 metros.

PRESENTACION DEL REGISTRO

La presentación del registro doble enfocado se muestra en la fig.3.3.3.3. , en la pista 1 en escala lineal se puede tener un registro de potencial natural, calibración o rayos gamma; en las pistas 2 y 3 en escala logarítmica de 4 ciclos se tienen las curvas de resistividad tanto profunda como somera, las cuales cubren un rango de 0.2 a 2000 Ω -m , cuando este rango es insuficiente se cubre otro rango con un galvanómetro adicional ya integrado.

CORRECCIONES AL REGISTRO

Las lecturas que se obtienen de la curva de LLd y LLs se encuentran afectadas por:

- a) Efecto del agujero, el cual se corrige por medio de la gráfica 3.3.3.4 - a y b , para LLd y LLs respectivamente.
- b) Efecto de capas adyacentes, el cual se corrige por medio de la gráfica 3.3.3.5 - a y b , para LLd y LLs respectivamente. Esta corrección es para capas sin invasión y con capas adyacentes de espesor infinito y ambas de la misma resistividad.
- c) Efecto de invasión, el cual se corrige por medio de la gráfica 3.3.3.6. , a la vez que se puede obtener -

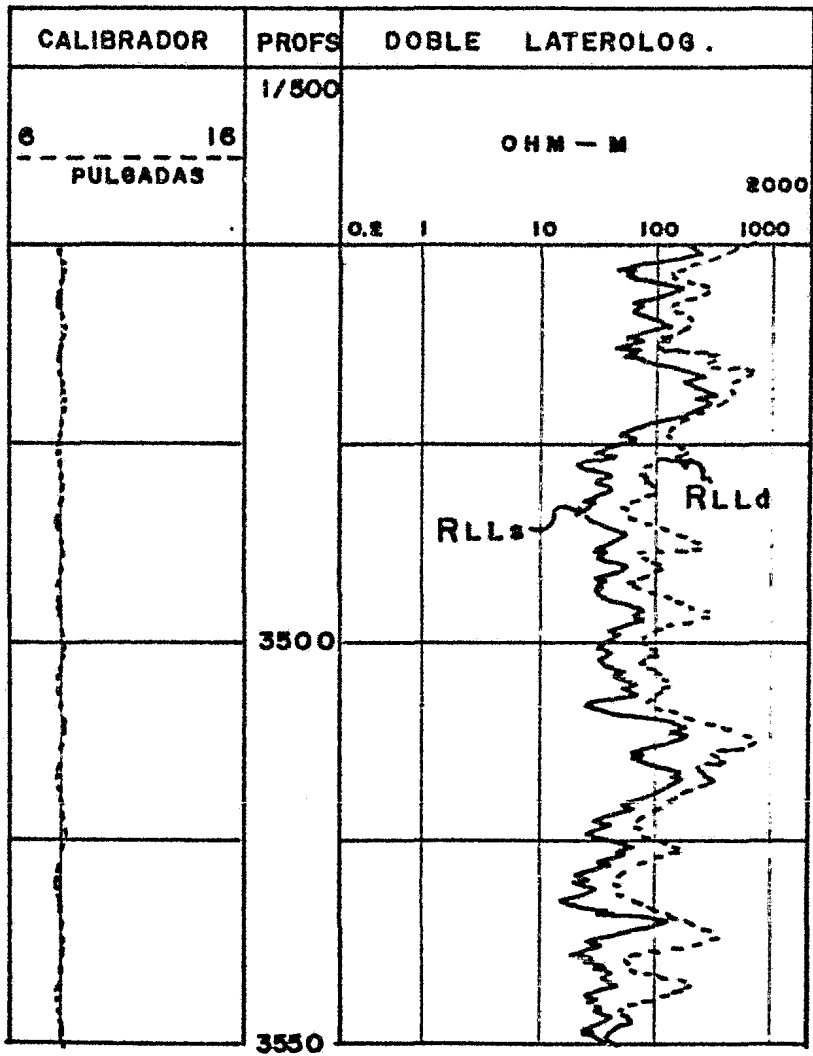


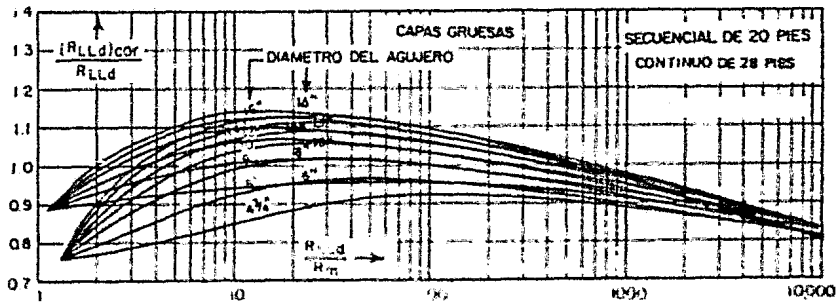
FIG.3.3.3.3.

un valor del diámetro de invasión, por medio de esta gráfica se puede obtener además el valor correcto de la resistividad verdadera de la formación, R_t . Es de vital importancia que antes de entrar a esta gráfica, se efectue primero las correcciones a las lecturas de los registros por efecto de agujero y de capas adyacentes.

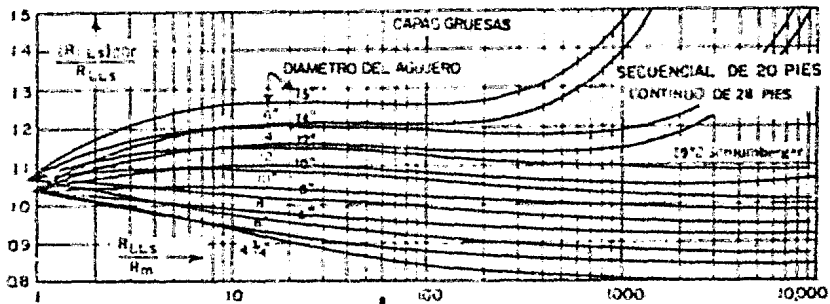
INTERPRETACION DEL REGISTRO

En la interpretación de las curvas del registro se obtiene el valor de la resistividad verdadera de la formación R_t , dicho valor nos sirve para poder calcular la saturación de agua, S_w , aplicando la siguiente ecuación.

$$S_w = \sqrt{\frac{F R_w}{R_t}} \dots\dots\dots III.2.1.16$$



a



b

FIG. 3.3.3.4.

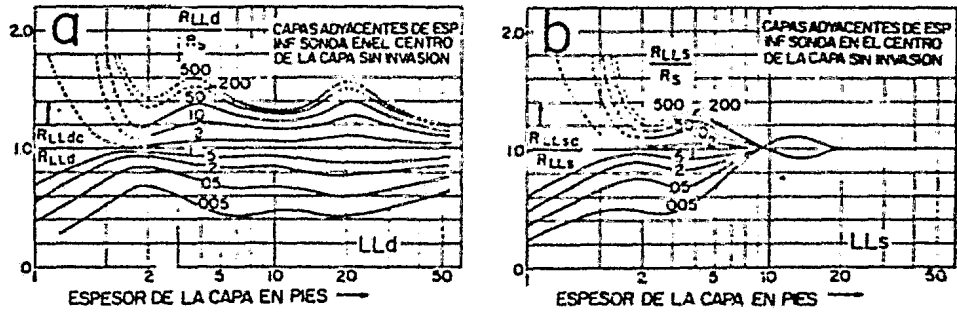


FIG. 3.3.3.5.

III. 3.4. REGISTRO ESFERICO (4-6-7-8-9-10-12)

El registro esférico enfocado (SFL) pertenece al tipo de registros con electrodos enfocados, y fué diseñado — para obtener una curva más precisa y exacta que la curva que se obtiene con la normal corta en la zona invadida — por el filtrado del lodo. Este registro puede tomarse si multáneamente con un registro de potencial natural o — bien con un registro acústico.

Sabiendo que los dispositivos comunes de resistividad — estan basados en el concepto de que las corrientes se — irradian con igual intensidad en todas las direcciones — cuando se tiene un medio homogéneo, en el registro SFL — se utiliza un sistema de enfoque especial, por medio del cual se produce caídas de potencial en el agujero, tales como las que ocurrirían si el agujero fuera parte de un medio homogéneo que tuviera la resistividad de la formación. Por consiguiente por medio de este sistema de enfoque se puede corregir la distorsión en la distribución — de potencial que tiene lugar en la normal corta cuando — el medio no es homogéneo. La superficies equipotenciales que produce la sonda del SFL no son esféricas en su totalidad, sin embargo, con este tipo de superficies equipotenciales se logra una profundidad de investigación — somera, con lo cual se puede lograr el objetivo de obtener una curva más exacta que la de la normal corta.

FUNCIONAMIENTO DE LA SONDA

La sonda del registro esférico, fig.3.3.4.1. , consta de un electrodo central A_0 y varios pares de electrodos espaciados simétricamente en la parte superior e inferior de A_0 . Los dos electrodos de cada par se encuentran conectados entre sí eléctricamente por medio de alambres aislados, con lo cual se tiene que M_0 está conectado con M'_0 , A_1 con A'_1 , M_1 con M'_1 y M_2 con M'_2 .

La bobina genera una corriente de intensidad I_0 , la cual fluye por el electrodo A_0 , entre este electrodo y los electrodos A_1 y A'_1 , fluye una corriente auxiliar I_a que es conocida como de enfoque, esta corriente ocupa todo el espacio que existe entre A_0 y $A_1 - A'_1$, con lo cual se fuerza a la corriente I_0 a penetrar a la formación. La porción más cercana al punto de entrada es la que más contribuye a las caídas de potencial producidas por la corriente I_0 , esto se debe a que en esta región las líneas de corriente se juntan demasiado, por lo tanto esta región es la que contribuye a la mayor parte de la caída de potencial medida entre las superficies equipotenciales D y E , fig. 3.3.4.1. , es decir, entre los electrodos $M_0 - M'_0$, $M_1 - M'_1$, $M_2 - M'_2$, por lo que finalmente se puede afirmar que esta región será la que contribuya mejor a la lectura de la resistividad.

Este tipo de registros se debe correr en agujeros sin

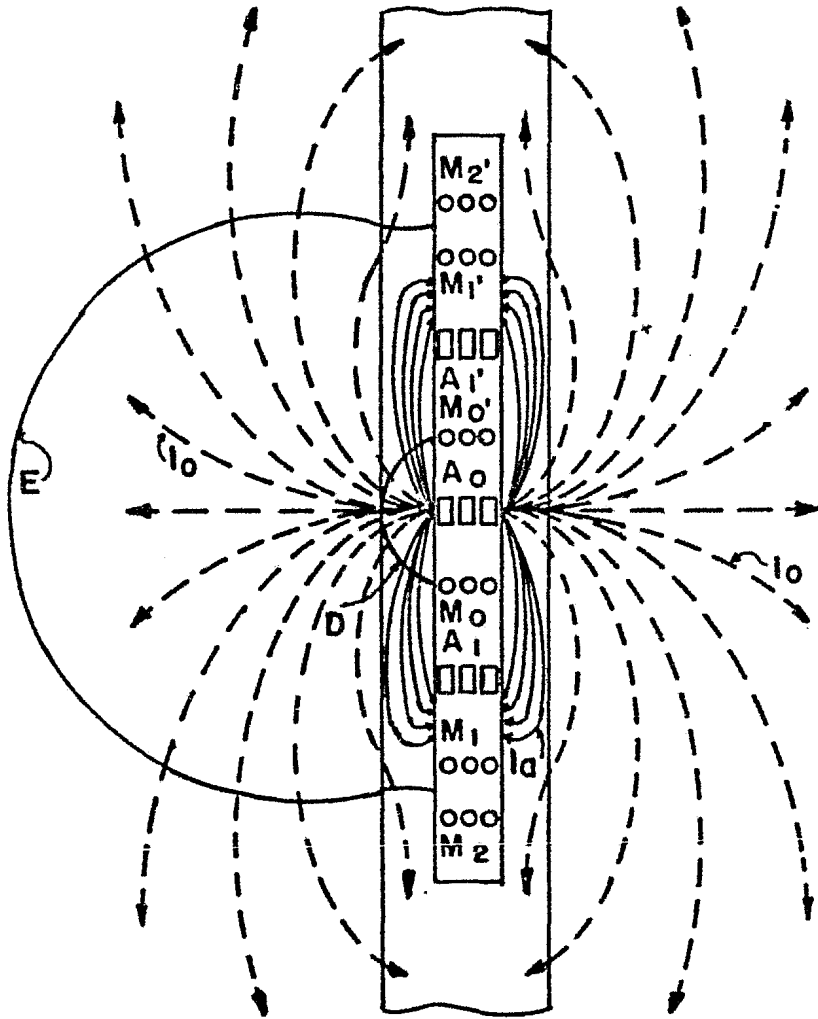


FIG.3.3.4.1.

tubería de Ademe.

PRESENTACION DEL REGISTRO

La presentación del registro esférico se muestra en la *fig.3.3.4.2.* , en la pista 1 se tiene un registro del potencial natural, en la pista 2 y 3 en escala logarítmica se representa la curva de resistividad tomada con dicho registro, con ésta escala se tiene una lectura fácil y de gran detalle en formaciones de baja resistividad.

INTERPRETACION DEL REGISTRO

La finalidad que se tiene al correr este tipo de registros es la de poder obtener una lectura más exacta de la resistividad de la formación, dicha lectura se toma directamente en la pista logarítmica del registro, una vez que se ha tomado la lectura correspondiente de resistividad en el registro, hay que tomar en cuenta que cuando el diámetro del pozo sea menor o igual de 0.25 metros la lectura será la real , lo que significa que no existirá el efecto de agujero. Cuando tenemos que corregir por efecto de agujero para obtener el valor verdadero de la resistividad en la zona invadida, se procede a utilizar la gráfica 3.3.4.3. , con la cual se corrigen dichos valores aparentes del SFL por efecto de agujero.

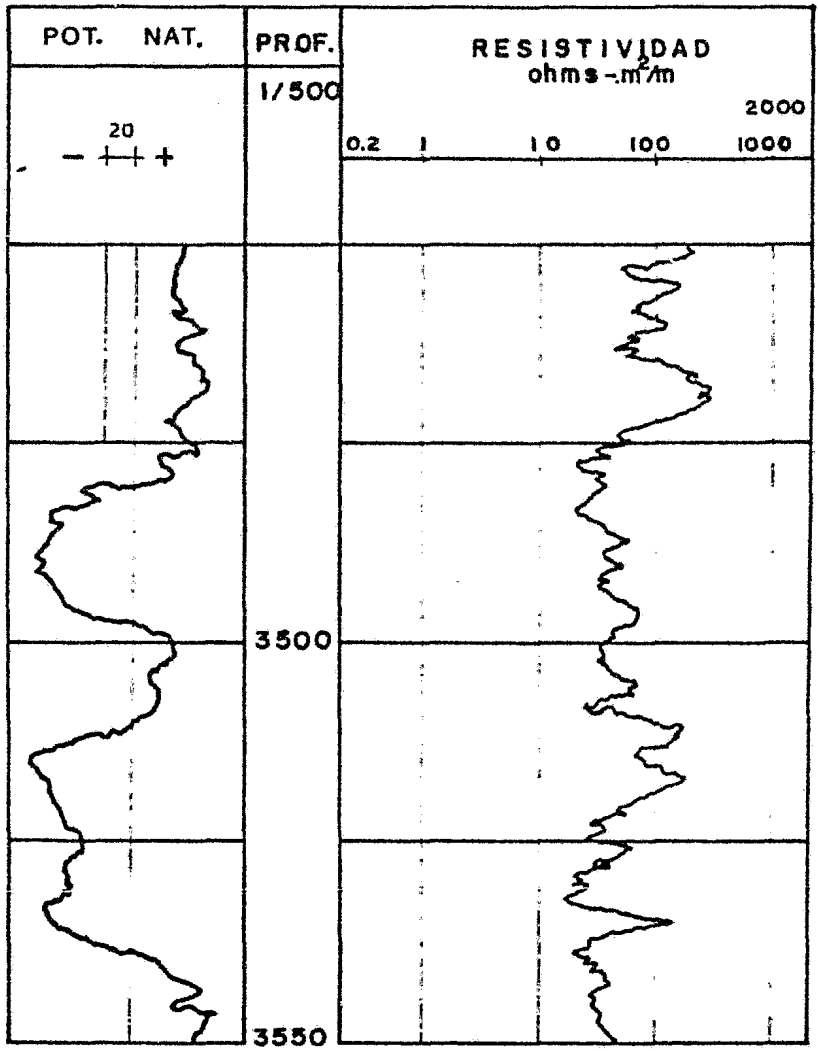


FIG. 3.3.4.2.

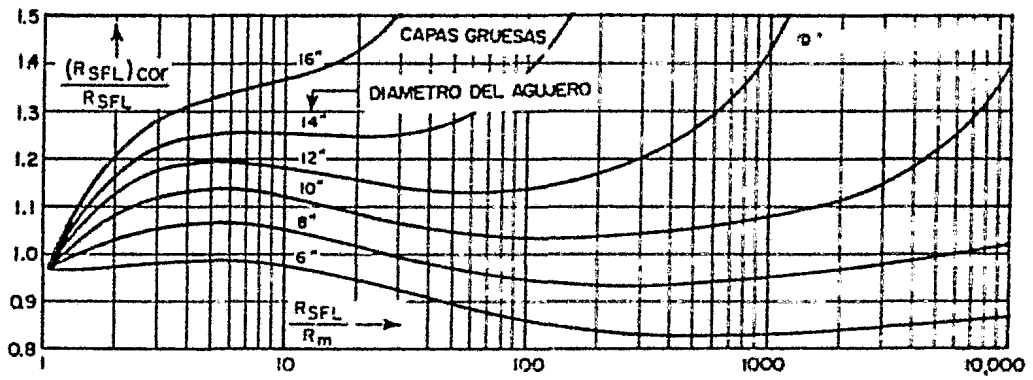


FIG. 3.3.4.3.

III. 3.5. REGISTRO MICRO-LATERAL (7-8-10-12)

El registro micro-lateral (MLL), pertenece a los micro registros de corriente enfocada. Al correr este tipo de registro se tiene como objetivo principal obtener valores de la resistividad de la zona barrida por el filtrado del lodo, Rxo, más precisos que los valores obtenidos con el micro-registro en cualquier tipo de formación.

Para poder obtener dicha resistividad es deseable que la profundidad de investigación de la herramienta con la cual se toma este registro sea pequeña, teniendo en cuenta que la zona lavada puede alcanzar en ocasiones solo unos cuantos centímetros más allá de la pared del pozo. Para tomar este registro, la sonda está provista de un patrón lateral, el cual tiene como finalidad la de apoyarse contra la pared del pozo con lo que se reduce el efecto de corto circuito del lodo sobre las corrientes que provienen del sistema de electrodos de espaciamiento corto que se encuentran montados en el patrón.

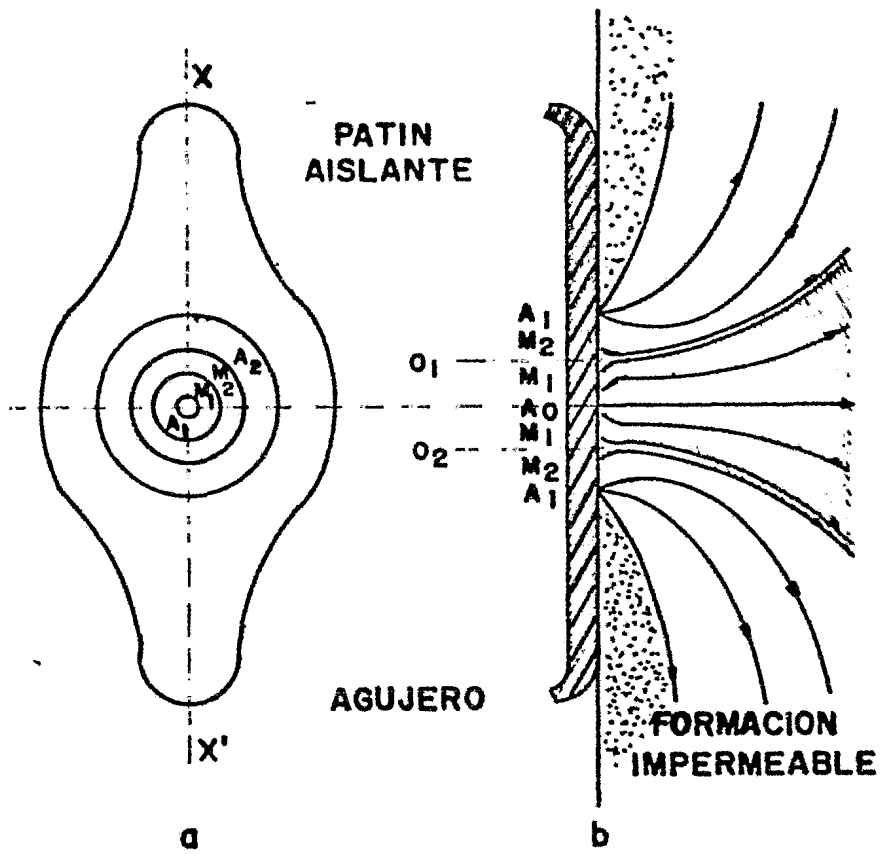
FUNCIONAMIENTO DE LA SONDA

La sonda utilizada en el registro MLL, fig. 3.3.5.1. , consta de un patrón de hule en el cual se encuentran colocados un electrodo central pequeño A_0 y tres electrodos circulares y concéntricos con A_0 , los que se designan como M_1 , M_2 y A_1 , dichos electrodos se encuentran espaciados a una distancia aproximada de 2.54 cm uno del

otro. Por medio del electrodo I_0 se emite una corriente constante I_0 , a través del electrodo exterior M_1 se envía otra corriente de la misma polaridad, la cual se ajusta automáticamente de manera que se logre mantener la diferencia de potencial entre los electrodos M_1 y M_2 igual a cero. La corriente I_0 que fluye mas alla del electrodo M_1 , no puede alcanzar al electrodo M_2 y es forzada a fluir en forma de un haz hacia la formación.

El retorno de la corriente se efectua a través de las partes metálicas de la sonda, la resistividad obtenida en esta forma con el registro micro-lateral es proporcional al potencial en cualquiera de los electrodos M_1 o M_2 y a un factor que depende de las características geométricas del arreglo de los electrodos, dicho factor se determina experimentalmente en el laboratorio.

En la fig. 3.3.5.2. , se compara cualitativamente la distribución de las líneas de corriente tanto del registro micro-lateral como del micro-registro cuando el patrón es aplicado contra una formación permeable. Cuanto mayor sea el valor de la resistividad de la zona barrida por el filtrado del lodo, R_{zo} , entre la resistividad del enjarre del lodo, R_{mc} , $\frac{R_{zo}}{R_{mc}}$, más grande es la tendencia de la corriente I_0 del micro-registro a escapar a través del enjarre y alcanzar el lodo en el pozo. Consecuentemente, para altos valores de $\frac{R_{zo}}{R_{mc}}$, las lecturas



- a) Distribucion de los electrodos.
- b) Líneas de corriente.

FIG.3.3.5.1.

del micro-registro responden poco a las variaciones de R_{xo} . Por el contrario, toda la corriente I_o del registro micro-lateral fluye dentro de la formación permeable y su lectura dependerá mayormente del valor de R_{xo} .

PRESENTACION DEL REGISTRO

En la fig. 3.3.5.3. , se presenta un registro micro-lateral, en la pista 1 en escala lineal se registra una curva de un registro microcalibrador de agujero, en las pistas 2 y 3 en escala logarítmica de 4 ciclos se registra la curva de resistividad del registro micro-lateral.

INTERPRETACION DEL REGISTRO

Como se mencionó anteriormente el objetivo principal de este registro es la obtención del valor de R_{xo} , para obtener este valor es necesario conocer el espesor y la resistividad del enjarre del lodo; cuando el espesor del enjarre del lodo es menor de 9.5 mm , la lectura obtenida en la curva de resistividad del registro micro-lateral será el valor correcto de R_{xo} . Sin embargo cuando el espesor del enjarre del lodo es mayor de 9.5 mm , la lectura obtenida en la curva de resistividad del registro deberá ser corregida por medio de la gráfica 3.3.5.4. .

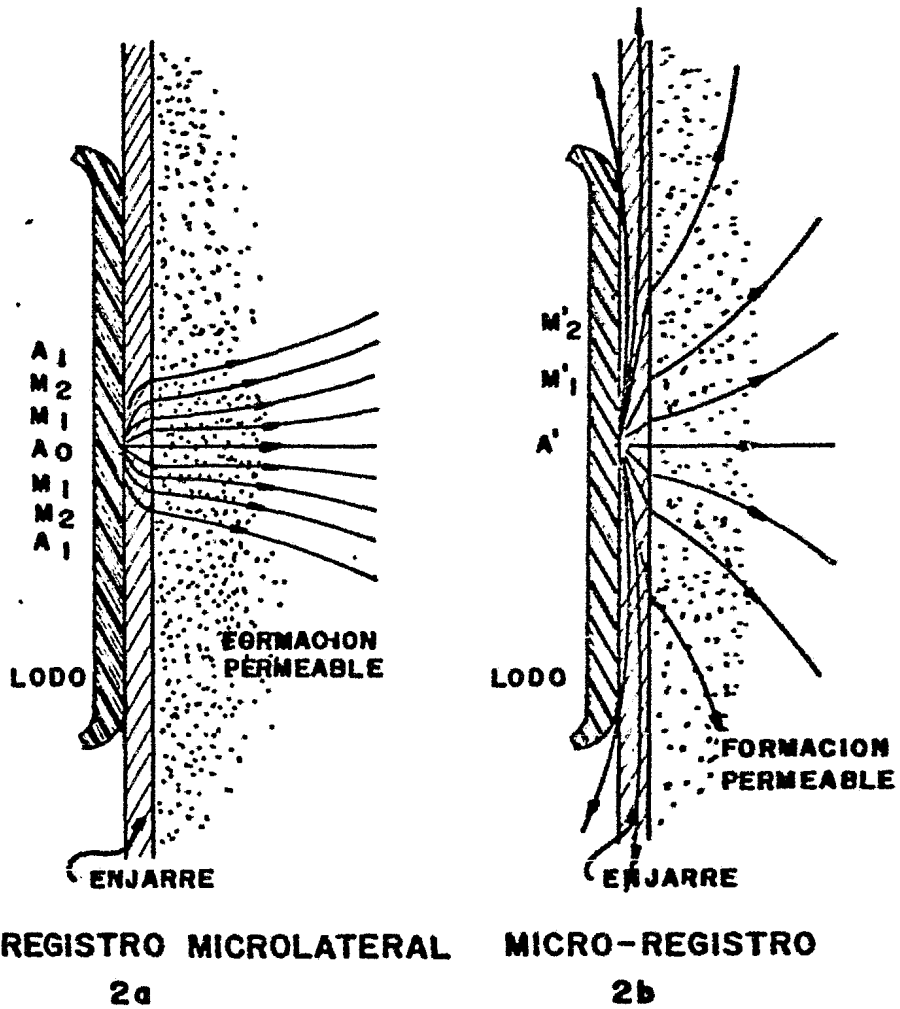


FIG. 3.3.5.2.

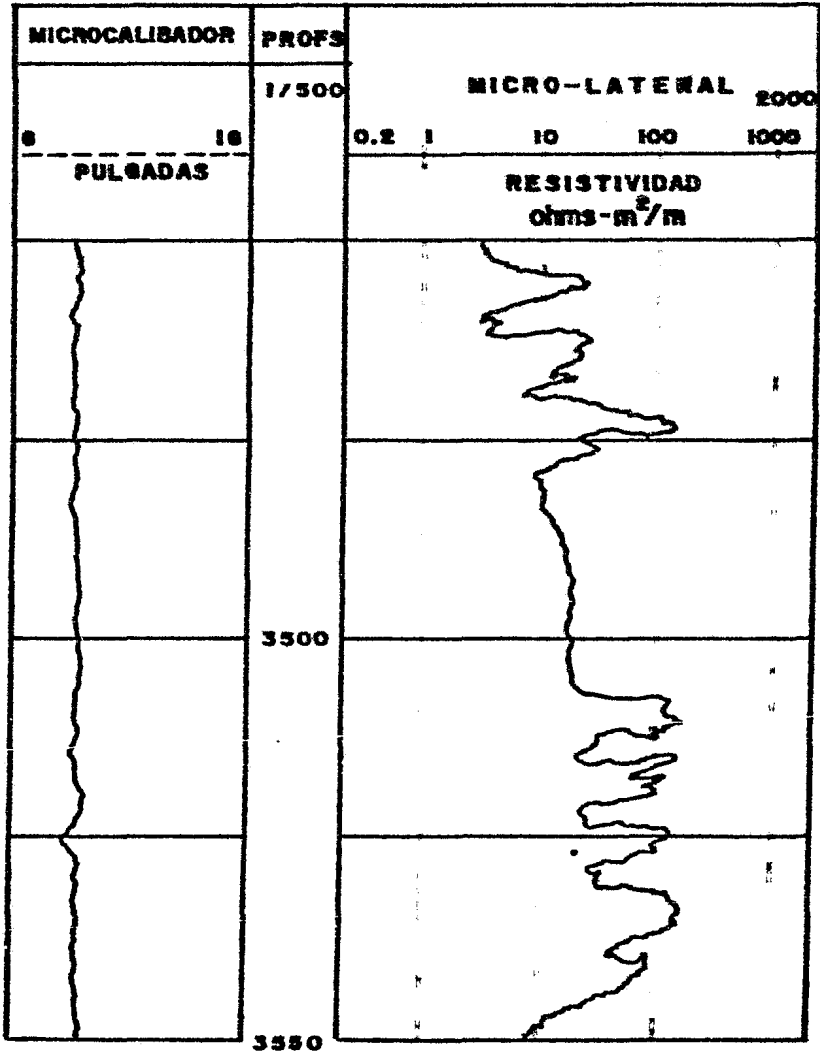


FIG. 3.3.8.5.

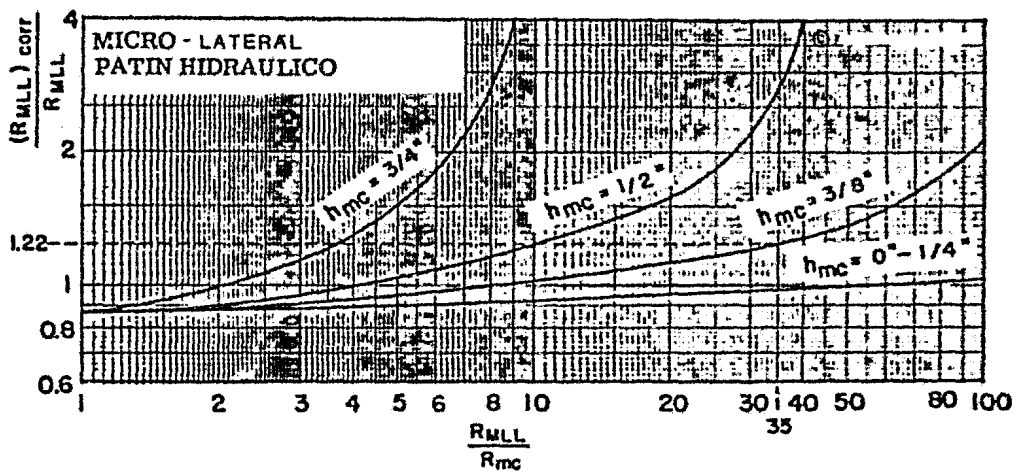


FIG. 3.3.5.4.

III. 3.6. REGISTRO DE PROXIMIDAD (7-8-10-12)

El registro de proximidad (PL), pertenece a los micro registros de corriente enfocada y tiene como objetivo primordial el de obtener valores de la resistividad de la zona barrida por el filtrado del lodo, R_{xo} .

La sonda y el principio de medida del registro de proximidad, son similares a los del registro micro-lateral (visto en el tema III. 3.5.). Los electrodos también van montados en un patrón de hule que se apoya contra la pared del pozo, pero de dimensiones un poco mayor, fig.- 3.3.6.1. , la diferencia fundamental con relación al registro micro-lateral es de que el espaciamiento entre los electrodos del registro de proximidad es mayor, con lo que se pueden obtener valores de R_{xo} , eliminando prácticamente la influencia del enjarre del lodo, pero sin obtener dichos valores tan detallados como se obtienen con el registro micro-lateral.

PRESENTACION DEL REGISTRO

En la fig. 3.3.6.2. , se presenta un registro de proximidad, en la pista 1 en escala lineal se registra una curva de un registro microcalibrador de agujero, en las pistas 2 y 3 en escala logarítmica de 4 ciclos se registra la curva de resistividad del registro de proximidad.

EFFECTO DEL ENJARRE DE LODO

Se encontro que la sonda proporciona un valor directo de

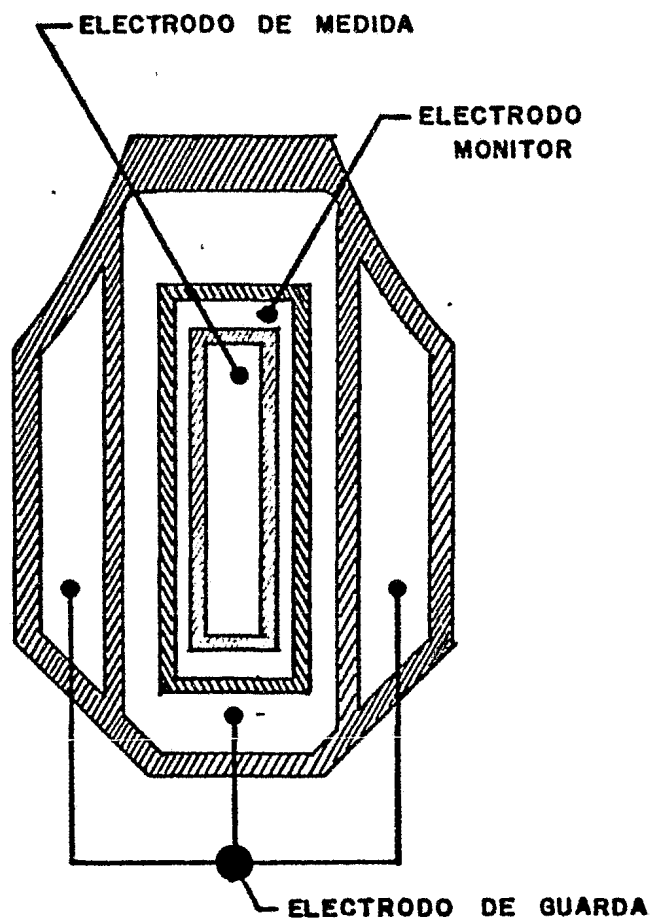


FIG. 3.3.6.1.

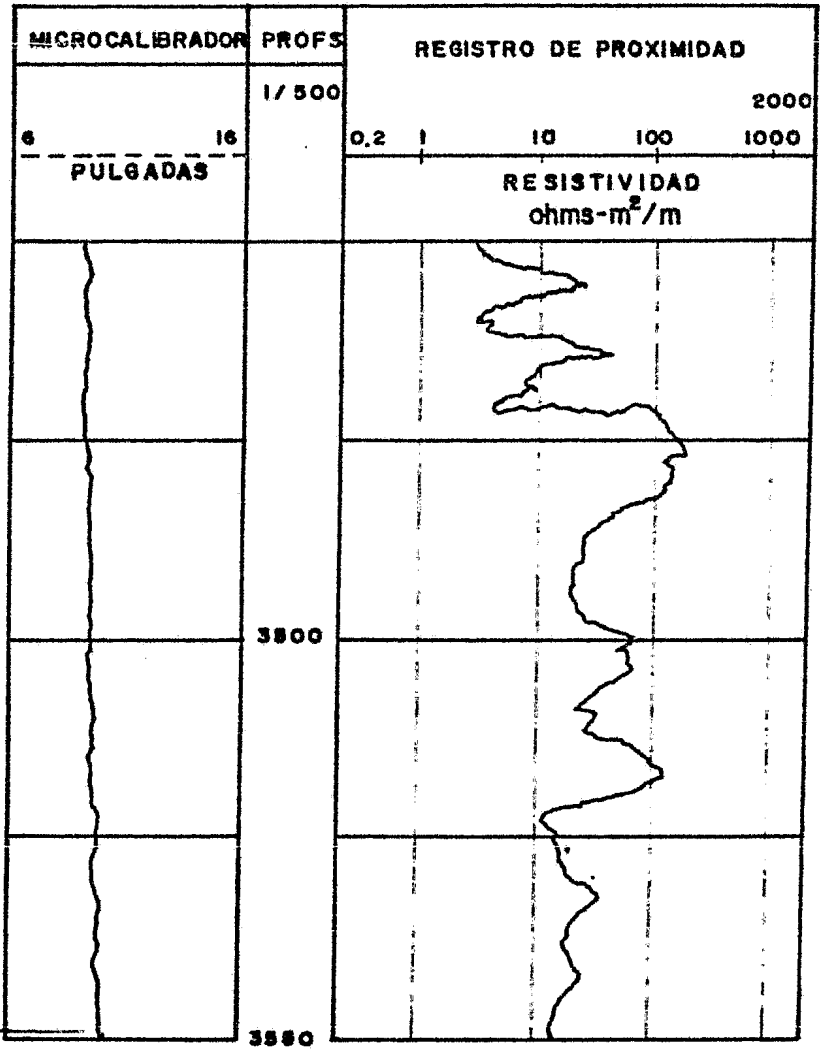


FIG. 3.3.6.2.

Rxo cuando el espesor del enjarre de lodo no es mayor de 2 centímetros sin embargo, los valores de espesor mayores de 2 centímetros no son muy comunes, por lo que se puede decir que, en general el registro de proximidad no es afectado por el enjarre de lodo, tanto en formaciones duras como blandas.

RESOLUCION VERTICAL DEL REGISTRO

El poder de resolución vertical del registro de proximidad es aproximadamente de 0.15 metros y pueden registrarse valores de resistividad en capas cuyo espesor sea de hasta 0.30 metros, sin que sea necesario efectuar correcciones por espesor de capas.

INTERPRETACION DEL REGISTRO

El uso principal de este registro es como ya se mencionó, la determinación de la resistividad de la zona barrida por el filtrado del lodo, Rxo, una vez que se ha tomado el registro, se lee directamente el valor de dicha resistividad en las pistas 2 y 3.

Pero en caso de tener un espesor de enjarre de lodo mayor de 2 centímetros, se procederá a efectuar la corrección a los valores de resistividad leídos del registro, por medio de la gráfica 3 .3.6.3.

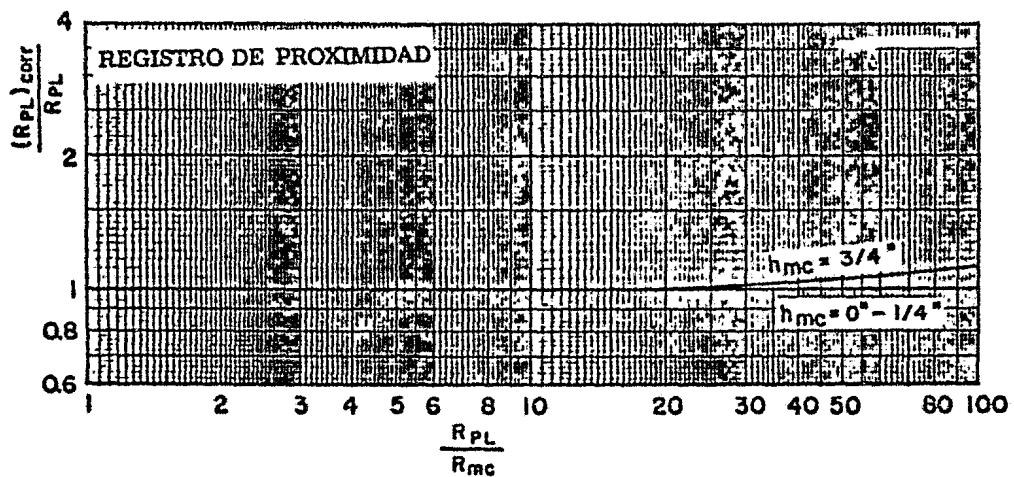


FIG. 3.3.8.3.

IV REGISTROS RADIOACTIVOS

IV. 1 REGISTROS DE RADIOACTIVIDAD NATURAL

IV. 1.1 Registro de rayos gamma (4-6-7-8-10-12-14)

El registro utilizado para la medición de la radioactividad natural de las formaciones es el de rayos gamma, este registro nos es útil en la detección y evaluación de minerales radioactivos como el uranio y el potasio.

En formaciones sedimentarias, el registro de rayos gamma refleja el contenido de lutita de las formaciones. Esto se debe a que los elementos radioactivos se encuentran en mayor cantidad en las formaciones lutíticas. En las formaciones en las cuales se tienen arenas, areniscas y calizas, la radioactividad se encuentra en una cantidad mínima, a menos que esten contaminadas. Debido a lo anterior, una curva de rayos gamma nos indicará la diferencia radioactividad entre uno y otro tipo de roca, por lo cual al correr este tipo de registro nos indicará las formaciones lutíticas y las formaciones no lutíticas.

El registro de rayos gamma puede tomarse en pozos con tubería de revestimiento, lo que hace muy útil en operaciones de reparaciones y terminación de pozos. El registro de rayos gamma se utiliza con frecuencia para sustituir al registro del potencial natural sobre todo en los pozos entubados donde es imposible obtener el potencial natural. Este tipo de registro se puede tomar simultáneamente con otros registros, ya sean del tipo radioactivo-

o de resistividad.

PROPIEDADES DE LOS RAYOS GAMMA

Los rayos gamma son radiaciones de ondas electromagnéticas de una gran energía que son emitidas espontáneamente por algunos elementos radioactivos. Casi toda la radiación gamma en la tierra es emitida por el isótopo radioactivo del potasio de peso atómico 40 y por elementos radioactivos de la serie uranio y torio.

Cada uno de estos elementos emite rayos gamma cuyo número y energía son distintivos de cada elemento, de acuerdo con esto tenemos que el potasio (K^{40}) emite rayos gamma de un solo nivel de energía de 1.46 Mev, mientras que las series de uranio y torio emiten muchos rayos gamma de varios niveles de energía. Se tiene que al pasar a través de la materia, los rayos gamma sufren colisiones sucesivas con los átomos de la formación, con lo cual los rayos gamma van perdiendo energía en cada colisión. Finalmente, después de que el rayo gamma ha perdido suficiente energía, es absorbido según el efecto fotoeléctrico (dicho efecto se basa en que los rayos gamma de baja energía son absorbidos completamente por los átomos del material de la formación dando lugar a la expulsión de electrones desde dichos átomos).

SONDA DEL REGISTRO

La sonda que se utiliza para tomar el registro de rayos

gamma, va provista con algún instrumento que registrará la radioactividad de las formaciones en los pozos. Entre las herramientas con las que se cuenta en la industria petrolera, tenemos aquellas que se basan en el hecho de que las radiaciones nucleares tienen la propiedad de ionizar a los gases, dichas herramientas son las siguientes:

1) Cámara de ionización.- Esta herramienta consiste básicamente de una cámara metálica, que contiene un gas inerte a alta presión y una varilla metálica que se mantiene a un potencial de 100 volts. Los rayos gamma entran a la cámara, en donde inciden con los átomos de la varilla o con los átomos del gas inerte, con lo cual se da lugar a la liberación de electrones rápidos, que al moverse a través del gas inerte experimentan cierto número de colisiones con sus átomos, con lo que se van liberando un cierto número de electrones que dan origen al proceso de ionización. Una vez que se han acumulado suficientes electrones, éstos fluyen hacia la varilla que posee una carga (+), debido a esto se presenta un flujo de corriente eléctrica en la cámara y la señal es enviada a la superficie. La ventaja que se tiene al utilizar este tipo de herramienta es que es económica y sencilla, su principal desventaja es que la corriente es muy pequeña y por lo tanto es muy difícil de detectar y ampliar.

2) Contador Geiger Mueller.- Esta herramienta consiste básicamente de una cámara metálica, la cual contiene un gas inerte a baja presión y una varilla metálica que es mantenida a un potencial de 600 - 1000 volts. Su funcionamiento es similar a el de la cámara de ionización, solo que con este tipo de herramienta se producen pulsos más grandes. La ventaja que se tiene con este contador es que como produce los pulsos más grandes se pueden detectar más fácilmente, y su principal desventaja es que es difícil de construir y requiere de buen control de voltaje.

3) Contador de Centelleo.- Esta herramienta es en la actualidad la que más se utiliza en las sondas del registro de rayos gamma, consiste básicamente de un cristal y un fotomultiplicador.

Su funcionamiento es que un rayo gamma incida sobre la superficie del cristal, el cual es de yoduro de sodio activado, con lo cual se producira una interacción con los electrones de dicho cristal y se produce un brote de luz (fotón), esta luz emitida, choca con la superficie, sensitiva a la luz, del fotomultiplicador el cual a su vez, emitirá electrones proporcionalmente a la intensidad de la luz recibida; estos electrones son atraídos por el primer ánodo, con el cual chocan y que tiene la propiedad de emitir tres o más electrones por cada uno -

que recibe, estos electrones son acelerados hacia otro -
dnodo próximo que tiene un potencial más elevado; este -
proceso de multiplicación continua varias veces más has-
ta lograrse una multiplicación interna del orden de un -
millón. De esta forma la intensidad del pulso de salida-
es proporcional al brote de luz inicial y éste a su vez-
lo es a la intensidad de los rayos gamma.

Su principal ventaja de esta herramienta es de que tiene
una eficiencia del 50% al 80% y su desventaja es que es-
muy sensible a los cambios de temperatura de manera que-
hay que aislarlo del calor.

PRESENTACION DEL REGISTRO

En la fig.4.1.1.1., se puede apreciar una de las presen-
taciones más comunes del registro de rayos gamma, en la-
pista 1 se encuentra representada la curva de rayos gam-
ma, la cual tiene una escala en unidades API. En las pis-
tas 2 y 3 se pueden registrar curvas de resistividad, -
neutrón, sónico, etc..

CALIBRACION DEL REGISTRO

En un principio este tipo de registros se aplicaron en -
forma cualitativa y sólo para fines de correlación lito-
lógica. Con el paso del tiempo, su uso se ha venido ha-
ciendo más frecuente en la interpretación del tipo cuan-
titativa, tanto en la evaluación de formaciones petrole-
ras como en la detección de depositos radioactivos, por-

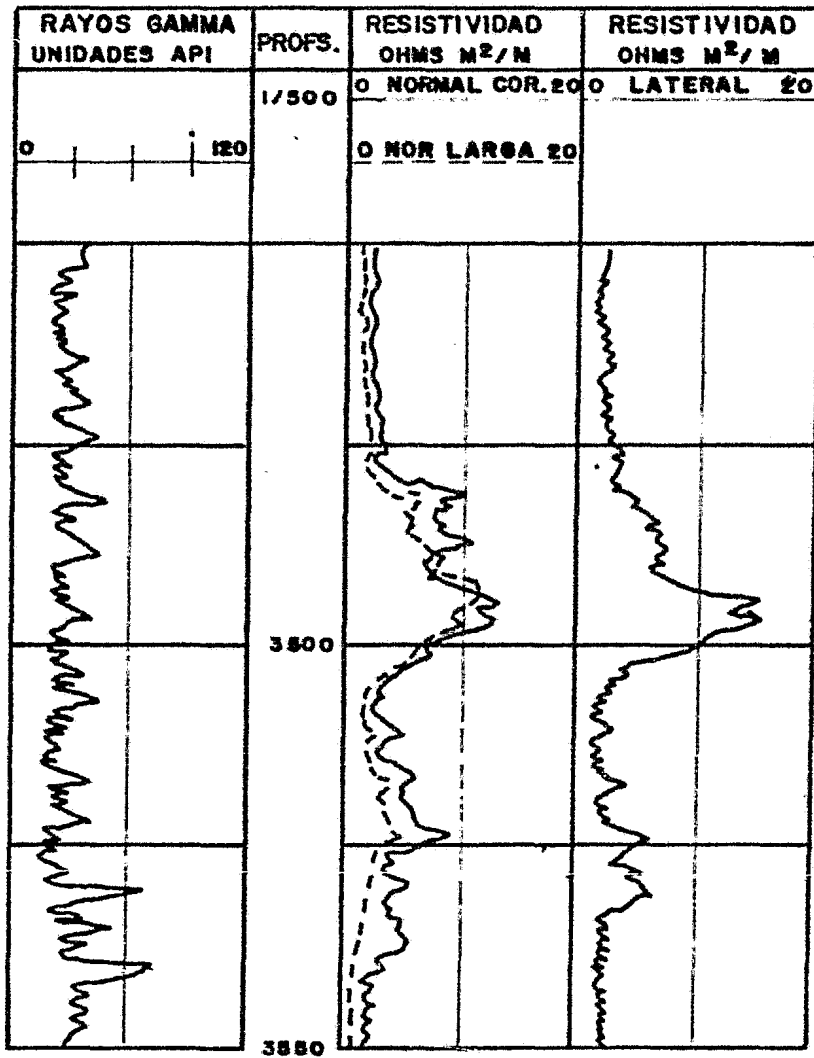


FIG. 4.1.1.1.

lo cual se ha hecho necesario la calibración de estos registros.

Actualmente las deflexiones de la curva de rayos gamma calibradas en unidades API. Sin embargo, esta calibración tuvo como antecedente una calibración previa, en concentración equivalente de radio que, se expresa en microgramos por tonelada métrica de formación. De acuerdo a ésto, en la tabla IV. 1 se muestran los valores de radioactividad para las formaciones que más comunmente se encuentran en los pozos.

TIPO DE FORMACION	CONTENIDO EQUIVALENTE EN RADIO EN 10^{12} gr/gr.
<i>Anhidrita, Sal.</i>	0 - 2
<i>Arenisca, Caliza.</i>	1 - 10
<i>Arenisca, Caliza arcillosa.</i>	3 - 14
<i>Lutita clara.</i>	5 - 20
<i>Lutita marina orgánica.</i>	10 - 90
<i>Bentonita, Ceniza volcánica.</i>	7 - 30

Tabla IV.1

Como se mencionó anteriormente en la actualidad los registros de rayos gamma son calibrados en unidades API. Las radioactividades observadas en formaciones sedimentarias varían desde unas pocas unidades API en anhidrita a sal, hasta 200 unidades API o más en las lutitas. A continuación veremos en la tabla IV.2 las conversiones que tiene para los registros de rayos gamma de la compañía Schlumberger,⁽⁸⁾ de las unidades antiguas a unidades-API, las cuales varían según el tipo de sonda utilizada.

TIPO DE SONDA	UNIDADES ANTIGUAS	UNIDADES API POR UNIDAD ANTIGUA
Rayos gamma GHT-F o G	1 g Ra-eq/Ton	16.5
Rayos gamma GHT-J;GLD-K	1 g Ra-eq/Ton	11.7

Tabla IV.2

FACTORES QUE AFECTAN LA RESPUESTA DE LA SONDA

a) Tipo y longitud del detector, debido a que no todos los tipos de detectores reaccionan exactamente en la misma forma a la acción de los rayos gamma, su respuesta no puede ser directamente comparable entre ellos. Por otra parte, para un mismo tipo de detector, su respuesta será distinta si su longitud cambia.

b) Constante de tiempo, esto se debe a que la desintegración radioactiva no es un fenómeno continuo sino que varía con el tiempo; así pues, dentro de un mismo volumen de roca, en un momento dado pueden o no existir emisiones de rayos gamma generadas por la desintegración espontánea, por lo tanto, para poder obtener un valor acertado de la radioactividad natural de la capa, es necesario que el detector se encuentre situado frente a dicha capa por un tiempo convenientemente grande.

c) Velocidad del registro, este factor afecta debido a que para un detector dado de rayos gamma, el producto de la velocidad del registro por la constante del tiempo nos dará el espesor que debe tener la capa, para que al pasar el detector frente a ella se obtenga la deflexión que se obtendría con el contador estático.

d) Efecto del agujero, este factor se debe a que para un mismo tipo de fluido, mientras mayor sea el diámetro del agujero, menor será la intensidad de la radioactividad registrada.

Por otra parte, la densidad del fluido también afecta al registro de rayos gamma debido a que entre mayor sea la densidad, menor será la intensidad de las radiaciones registradas.

e) Espesor de capa, este factor se debe a que aun teniendo una misma radioactividad, las capas delgadas no producen la misma deflexión en el registro que las capas gruesas. Para que el detector registre correctamente la radioactividad de la capa, ésta debe reunir las condiciones de tener un espesor varias veces mayor que la longitud del detector y también mayor que el producto de la velocidad de registro multiplicada por la constante de tiempo.

f) Tubería de Ademe, el efecto que causa la tubería de Ademe es el de reducir la intensidad de la señal que recibe el detector.

g) Cemento detrás de la tubería de Ademe, este efecto es debido a la naturaleza de la composición del cemento, la mayor parte de los cementos tienen una cantidad considerable de radioactividad lo cual puede influir de la siguiente manera: Cuando la capa que se registra es de radioactividad débil, el cemento puede producir un incremento en la radioactividad que se obtiene en el registro. Por el contrario, si la capa tiene una radioactividad natural muy intensa, el cemento tiende a disminuir -

la intensidad de la señal que llega al detector.

Con el registro de rayos gamma se tiene una resolución vertical de aproximadamente de 0.75 metros y su profundidad de investigación es de aproximadamente 0.15 metros.

INTERPRETACION DEL REGISTRO

a) Interpretación cualitativa, consiste principalmente en la identificación de las formaciones lutíticas y no lutíticas, así como los límites de dichas formaciones.

La identificación de la litología se logra por la diferencia en valores de la radioactividad según el tipo de roca, debido a ésta característica mediante el registro de rayos gamma se puede distinguir entre arenas o areniscas y lutitas, entre calizas y lutitas, para esto se debe conocer de antemano las condiciones estratigráficas locales, ya que el registro de rayos gamma solamente distigue entre formaciones lutíticas y no lutíticas.

Las rocas se pueden clasificar por su radioactividad de la siguiente manera:

- Rocas de muy baja radioactividad (carbón, sal y anhídrida) .
- Rocas de baja radioactividad (calizas puras, dolomitas, areniscas y arenas) .
- Rocas de radioactividad media (areniscas, arenas arcillosas y limosas, calizas y dolomitas arcillosas, lutitas arenosas y calcáreas).

- Rocas de alta radioactividad (lutita, ceniza volcá--
nicas, bentonita).

De acuerdo con esta clasificación de rangos de radioacti-
vidad natural, las deflexiones de la curva de rayos gam-
ma hacia la derecha nos indicará un aumento en la radio-
actividad. Como la lutita es la roca sedimentaria más co-
mún, casi siempre se podrá trazar una línea base de luti-
tas que sirva de referencia como si se tratara de una --
curva de potencial natural, a partir de esta línea, se po-
drán identificar las capas de mayor o menor radioactivi-
dad. En zonas de alto contraste de radioactividad entre-
los intervalos arcillosos y no arcillosos las deflexio--
nes de la curva de rayos gamma son grandes y pueden ---
interpretarse sin dificultad. Cuando ocurre lo contra---
rio, las pequeñas variaciones de la curva de rayos gamma
pueden interpretarse como pequeñas variaciones en el con-
tenido de lutita.

Para determinar el límite de la capa, por lo general se-
puede tomar como límite aparente entre las capas un pun-
to sobre la curva del registro de rayos gamma, el cual -
estará a la mitad de la distancia entre las deflexiones-
máxima y mínima de la curva del registro.

b) Interpretación cuantitativa, una de las principales -
aplicaciones del registro de rayos gamma en la interpre-
tación cuantitativa es la determinación de la cantidad -

de lutita en las formaciones arcillosas. Esta determinación se puede lograr partiendo de que la magnitud de la deflexión de la curva de rayos gamma es proporcional al contenido de material radioactivo en el intervalo de la formación que se analiza, si se considera que el tipo de lutita y su contenido de material radioactivo es el mismo en un intervalo dado a una profundidad grande, y si la radioactividad de las arenas es débil, la fracción de la lutita en la zona porosa y permeable estará dada por la siguiente ecuación.

$$V_{CL} = \frac{GR - GR_1}{GR_2 - GR_1} \dots\dots\dots IV.1.1.1$$

IV. 2 REGISTROS DE RADIOACTIVIDAD INDUCIDA

IV. 2.1 Registro Neutrón (4-6-7-8-10-11-12)

Los registros de neutrones tienen como finalidad primordial la de ubicar formaciones porosas y determinar su porosidad, también se puede utilizar, mediante técnicas especiales de interpretación, para la detección de posibles zonas productoras de gas. Este tipo de registros responden a la cantidad de hidrógeno presente en la formación, y se basan en el bombardeo de las formaciones por medio de neutrones.

FUNDAMENTO DE LOS NEUTRONES

Los neutrones son partículas eléctricamente neutras cuya masa es similar a la del átomo de hidrógeno. Una fuente radioactiva colocada en la sonda de este tipo de registro, emite continuamente neutrones de alta energía y una gran velocidad. Estos neutrones, al encontrarse con los átomos de la formación bombardeada, chocan elásticamente y en cada colisión los neutrones pierden parte de su energía y velocidad.

La cantidad de energía que pierde un neutrón en cada colisión depende de la masa relativa del átomo con el cual choca. La mayor pérdida de energía ocurre cuando el neutrón choca con un átomo de masa prácticamente igual como lo es el del hidrógeno. Cuando sufre colisiones con átomos pesados no le provocan mucha pérdida de velocidad.

Es por esto que la pérdida de velocidad dependerá principalmente de la cantidad de Hidrógeno que se encuentre en la formación.

A los pocos microsegundos los neutrones emitidos han sido amortiguados por choques sucesivos hasta alcanzar bajas velocidades y energía termal correspondientes a niveles de energía de 0.025 electrón-voltios.

A continuación los neutrones se dispersan sin orden alguno, sin perder más energía, hasta que son capturados por núcleos de átomos tales como cloro, hidrógeno, sílice, etc. .

Los núcleos de captura se excitan y originan una emisión de rayos gamma de alta energía, los cuales se conocen como rayos gamma de captura. Cuando la concentración de Hidrógeno de la formación que rodea a la fuente de neutrones es alta, la mayoría de los neutrones son retardados y capturados a una distancia corta de la fuente emisora; por el contrario, si la concentración de Hidrógeno es baja, los neutrones viajan más lejos antes de ser capturados. Con la distancia que se utiliza entre la fuente y el detector, a una mayor lectura corresponde una menor concentración de Hidrógeno y viceversa.

FUENTE DE NEUTRONES

En la naturaleza, existen elementos con distinta cantidad de neutrones y la energía que liga a estos neutrones

con el átomo es baja. Entre los elementos con mayor cantidad de neutrones se encuentra el berilio.

Las fuentes emisoras de neutrones más usuales están compuestas de berilio y plutonio, estos dos elementos deben estar íntimamente ligados, constituyendo prácticamente una mezcla.

Algunas de las fuentes emisoras de neutrones más comunes están compuestas por mezclas de Americio y Berilio, Berilio y Radio, Berilio y Polonio, Berilio y Plutonio.

El equipo subsuperficial con el cual se obtienen los registros de neutrón, va montado en una sonda, fig. ———

4.2.1.1. , básicamente consta de una fuente emisora de neutrones y uno o dos receptores de la señal de neutrones o rayos gamma de captura. En la sonda neutrón-gamma el receptor va colocado aproximadamente a 0.50 metros en relación con la fuente emisora de neutrones.

Los aparatos o instrumentos utilizados en la sonda del registro neutrón-gamma, pueden ser del mismo tipo que los usados en el registro de rayos gamma naturales, es decir cámara de ionización, contador Geiger Mueller y contador de centelleo.

PRESENTACION DEL REGISTRO NEUTRON-GAMMA

En la fig. 4.2.1.2. , se muestra la presentación de un registro radioactivo de neutrones, en la pista 1 se tiene representado el registro de la curva de rayos gamma el -

cual tiene unidades API, en las pistas 2 y 3 se representa la curva del registro neutrón en unidades API. Por lo general el registro neutrón-gamma se toma simultáneamente con una curva de rayos gamma.

UNIDADES DE MEDIDA Y CALIBRACION DEL REGISTRO

Las unidades que actualmente se utilizan en la calibración de los registros neutrón-gamma son las API.

La unidad API del registro neutrón-gamma se define como la milésima parte de la diferencia de lecturas entre la observada con la sonda sin fuente de neutrones y la lectura observada cuando se le introduce a dicha sonda en un pozo artificial de calibración que existe en la ciudad de Houston, Texas. Expresado en otra forma, tenemos que, todas las sondas calibradas según la escala API, mostrarán una deflexión de 1000 unidades API cuando pasen frente a condiciones idénticas a las del pozo de calibración, en el pozo de calibración se encuentran tres diferentes formaciones, las cuales están constituidas por calizas libres de material arcilloso, cada formación tiene una porosidad diferente, una con porosidad baja (1.9 %), otra con porosidad intermedia (19 %) y finalmente una con porosidad alta (26 %), las cuales se encuentran completamente saturadas con agua dulce y la formación que se usa para calibrar las herramientas neutronicas empleadas en el campo, es la de porosidad inter

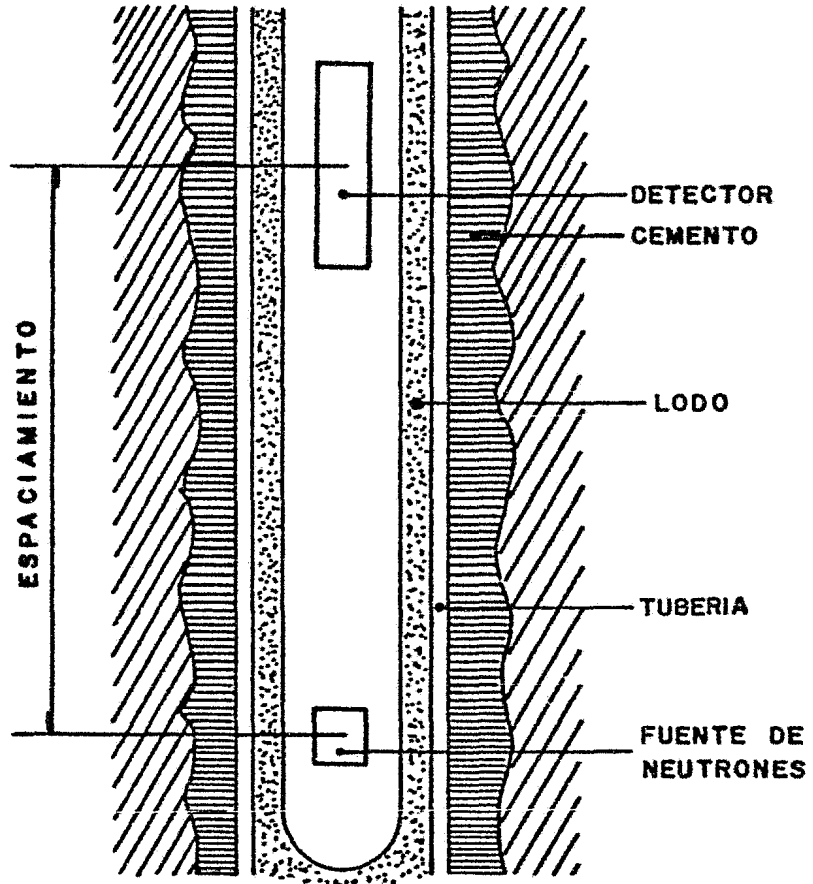


FIG. 4.2.1.1.

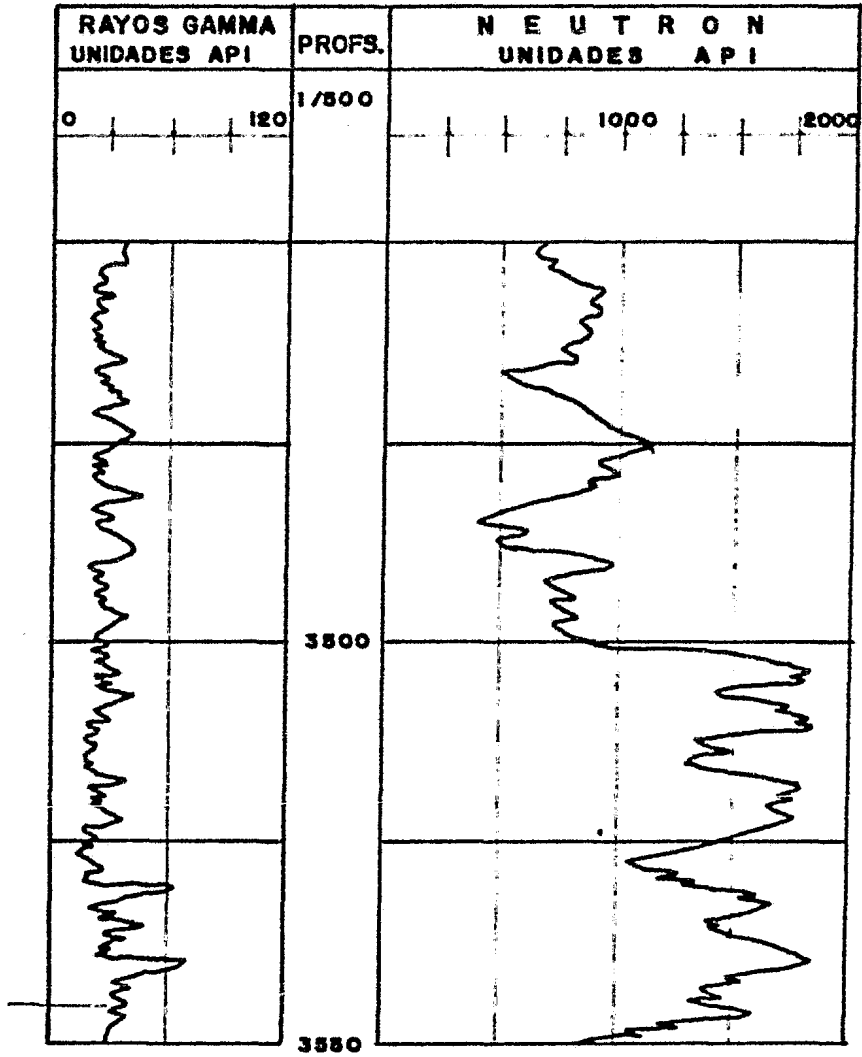


FIG. 4.2.1.2.

media.

Antes de que los registros neutrón-gamma se calibraran en unidades API, la compañía Schlumberger los registraba en pulsos/segundo, en la tabla IV.2.1, se dan los factores de conversión a unidades API de acuerdo a la herramienta que utiliza dicha compañía.

TIPO DE SONDA	FACTOR UNIDADES API PULSOS/SEG
GNT-F, H (15.5", Ra-Be)	1.3
GNT-G (15.5" , Ra-Be)	1.3
GNT-J, K (16", Ra-Be)	2.5

Tabla IV.2.1

RADIO DE INVESTIGACION DEL REGISTRO

En la sonda del registro neutrón-gamma la distancia entre el detector y la fuente emisora de neutrones, varia entre 0.40 mts y 0.50 mts, esta sonda tiene una investigación vertical aproximadamente igual a la distancia detector-fuente emisora cuando la sonda se encuentra estática, la investigación vertical es algo mayor durante la velocidad normal del registro, sin embargo la investigación radial, depende de la porosidad de la formación, se puede decir que cuando la porosidad es igual a cero, la profundidad de investigación es aproximadamente de 0.30-mts, en pozos llenos de fluido líquido y con porosidades más altas, el radio de investigación es menor, debido a que los neutrones son retardados y capturados cerca de la pared del pozo.

RESPUESTA DEL REGISTRO

La respuesta de las herramientas que se utilizan en el registro neutrón-gamma, reflejan principalmente la cantidad de Hidrógeno que existe en la formación. Como los hidrocarburos y el agua contienen prácticamente la misma cantidad de Hidrógeno por unidad de volumen, se tiene que las respuestas reflejan primordialmente la cantidad de espacio poroso lleno de fluido en formaciones limpias.

FACTORES QUE AFECTAN LA RESPUESTA DEL REGISTRO

1) Constante de tiempo y velocidad de registro, estos — dos factores afectan al registro neutrón - gamma, debido a que dicho registro se encuentra sujeto a las fluctuaciones estadísticas de las reacciones nucleares del sistema constituido por la fuente emisora de neutrones y la formación. Además el registro debe obtenerse a una velocidad tal que permite una buena definición de los límites de las capas de la formación, para eliminar a la vez, en lo posible el efecto de las fluctuaciones estadísticas.

2) Efecto del agujero, en este factor se combinan tanto el efecto del diámetro del agujero como el fluido que — contenga el pozo. En agujeros en tubería de Ademe el — efecto del diámetro del pozo depende de la naturaleza — del fluido que contiene. Cuando el pozo se encuentra lleno con un fluido líquido, al aumentar al diámetro del agujero, disminuye la cantidad de neutrones que entran a la formación, con lo cual disminuye la intensidad de la señal en el detector. Cuando el fluido que llena el pozo es gas, una cierta cantidad de los neutrones que emite — la fuente viajan a través del agujero, debido a esto se logra recibir una señal con una intensidad alta.

3) Efecto de la tubería de Ademe, este factor se debe a—

que la tubería de Ademe dependiendo de su espesor logra reducir la respuesta de la sonda.

4) Efecto del cemento, este factor se debe a que el cemento hidratado tiene un alto contenido de Hidrógeno, con lo cual, se manifestará un aumento aparente en el contenido de Hidrógeno de la formación. Este factor por lo tanto dependerá del espesor del cemento que se encuentra entre la tubería de Ademe y las paredes del agujero.

5) Efecto de la densidad del lodo, este factor se debe primordialmente a que al aumentar la densidad del lodo, se incrementa a su vez el valor de la curva del registro neutrón-gamma, sin embargo, para el rango usual de densidad del lodo, éste efecto se considera despreciable.

6) Efecto de la salinidad del lodo, este factor se debe a que como el cloro es uno de los elementos más efectivos para la absorción de neutrones, y generalmente los fluidos de perforación son salados en cierto grado, ocasiona que a mayor salinidad del lodo, exista una alta absorción de neutrones cerca de la fuente, lo cual tiende a disminuir la señal en el detector. El cloro emite rayos gamma de captura muy penetrantes, los cuales son detectados con mayor facilidad. Para los lodos de perforación que contengan aproximadamente 20000 ppm o menos de NaCl, el efecto de salinidad es despreciable.

7) Efecto de la posición de la sonda en el agujero, éste factor se debe a que en los agujeros que no tienen tubería de Ademe, y se encuentran llenos con lodo base agua y bajo un sistema de condiciones iguales, la intensidad de la señal recibida por el detector será mayor cuando la sonda se encuentre apoyada contra la pared del agujero que cuando dicha sonda se encuentre bien centrada, esto se debe a que cuando la sonda se encuentra apoyada está parcialmente rodeada por un medio con menor concentración de Hidrógeno en el agujero.

INTERPRETACION DEL REGISTRO

a) Interpretación cualitativa, consiste principalmente en la determinación de la litología.

Para poder interpretar la litología, hay que tomar en cuenta que no todas las formaciones contienen la misma cantidad de hidrógeno, por ejemplo, las arenas y talizas no tienen la misma cantidad de Hidrógeno que las lutitas, debido a que las lutitas tienen un gran contenido de agua, por lo tanto un contraste en valores de la curva neutrón indicará por lo general un cambio de la litología. Ahora bien, no todas las arenas son completamente limpias ni todas las lutitas están totalmente libres de arena, por lo que, se tendrá una amplia variación de la curva neutrón dentro de este rango de cambio litológico.

Para una misma porosidad y concentración de Hidrógeno en la formación, la deflexión de la curva del registro será mayor mientras menor sea el contenido de material arcilloso.

b) Interpretación cuantitativa, consiste básicamente en la determinación de la porosidad. El registro neutrón-gamma es indicativo de la cantidad total de Hidrógeno en la formación, como la mayor parte de dicho Hidrógeno de la formación se encuentra en los poros de la roca, la deflexión de la curva del registro neutrón-gamma será proporcional a la porosidad de la roca.

Como el registro neutrón-gamma es sensible al Hidrógeno que se encuentra en la formación, la porosidad que se determina será la porosidad total.

Se ha encontrado que existe una relación definida entre el contenido de Hidrógeno en la formación y la porosidad. Cuando la porosidad es baja, la curva neutrón-gamma muestra deflexiones grandes, mientras que cuando la porosidad es alta las deflexiones son bajas. Se han efectuado correlaciones empíricas, graficando sobre papel semi-logarítmico los valores de las deflexiones de la curva neutrón-gamma y la porosidad, obteniéndose aproximadamente una línea recta, en dicha gráfica, fig. 4.2.1.3. , se graficaron en escala lineal los valores de la deflexión-

de la curva neutrón-gamma y en escala logarítmica los valores de la porosidad obtenida de análisis de núcleos.

Para cada pozo en particular se puede construir esta gráfica si se logra disponer de datos de porosidad como ya se mencionó por medio de núcleos, los valores de la curva neutrón-gamma pueden ser pulsos/segundos o unidades API, la aplicación de esta gráfica solo será representativa de un pozo o campo en particular.

Por lo tanto una vez que se ha construido dicha gráfica, con el valor de la deflexión de la curva neutrón-gamma se pasa a ésta gráfica, trazándose una línea vertical hasta interceptar la línea recta obtenida anteriormente, y se procede a leer el valor de la porosidad.

También se han publicado gráficas universales, llamadas curvas de separación, las cuales son parecidas a las que se han descrito y son utilizadas para formaciones con calizas. Dichas gráficas se pueden utilizar para los rangos de condiciones de agujero que se encuentran normalmente en el campo. El uso de éstas gráficas (4.2.1.4. y 4.2.1.5. , 4.2.1.6. , 4.2.1.7.) se mostrará por medio del siguiente ejemplo.

Con los siguientes datos y utilizando la gráfica 4.2.1.4 obtener el valor de la porosidad.

Lectura del registro - 1650 unidades API 250 °F

Lodo natural con peso de 10.5 lb/gal

Espesor del enjarre 3/8"

Diámetro del agujero 8 3/4"

Solución.

Con el valor del diámetro del agujero (8 3/4") y con el valor de la densidad del lodo (10.5 lb/gal), se sitúa el punto " A ". Posteriormente se levanta en este punto una línea vertical hasta interceptar la línea horizontal correspondiente al valor del espesor del enjarre, con lo cual obtenemos el punto " B ". Después, a partir del punto " B " se continua paralelamente a las diagonales, hasta encontrar el punto " C " ; de ese punto " C " se levanta una línea vertical hasta encontrar la ordenada de valor 1; punto "D". En el punto que corresponde al valor de la lectura del registro (1650 unidades API), se baja una línea vertical hasta que se intercepte con la línea horizontal de la temperatura de 70 °F, punto "F". Después se baja una línea vertical hasta interceptar a la línea curva que se prolonga desde el punto " D ", en donde se interceptan será el punto " G " , de donde se trazará una línea horizontal hasta que corte el eje índice de porosidad, en donde obtenemos un valor de 4.7 % .

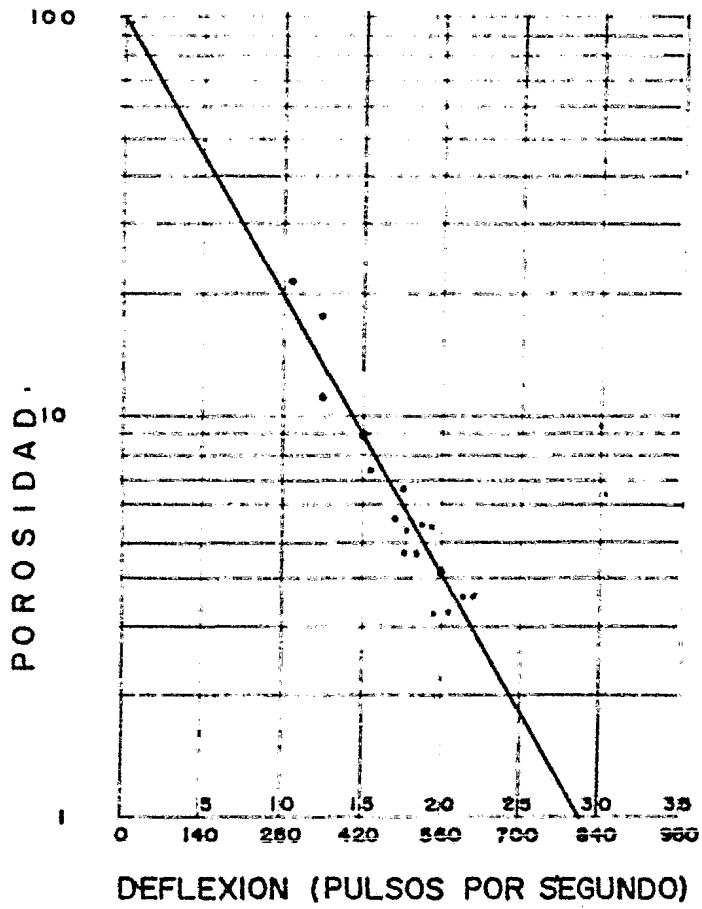


FIG. 4.2.1.3.

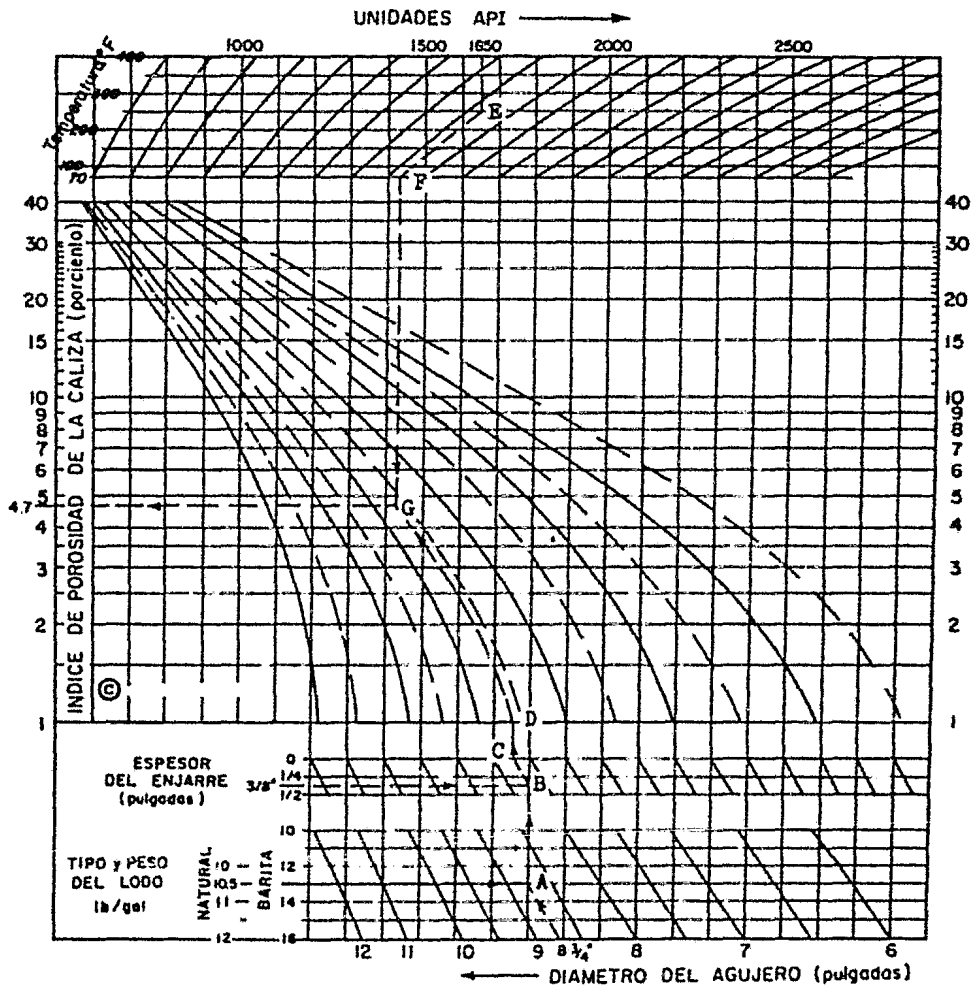


FIG. 4.2.1.4.

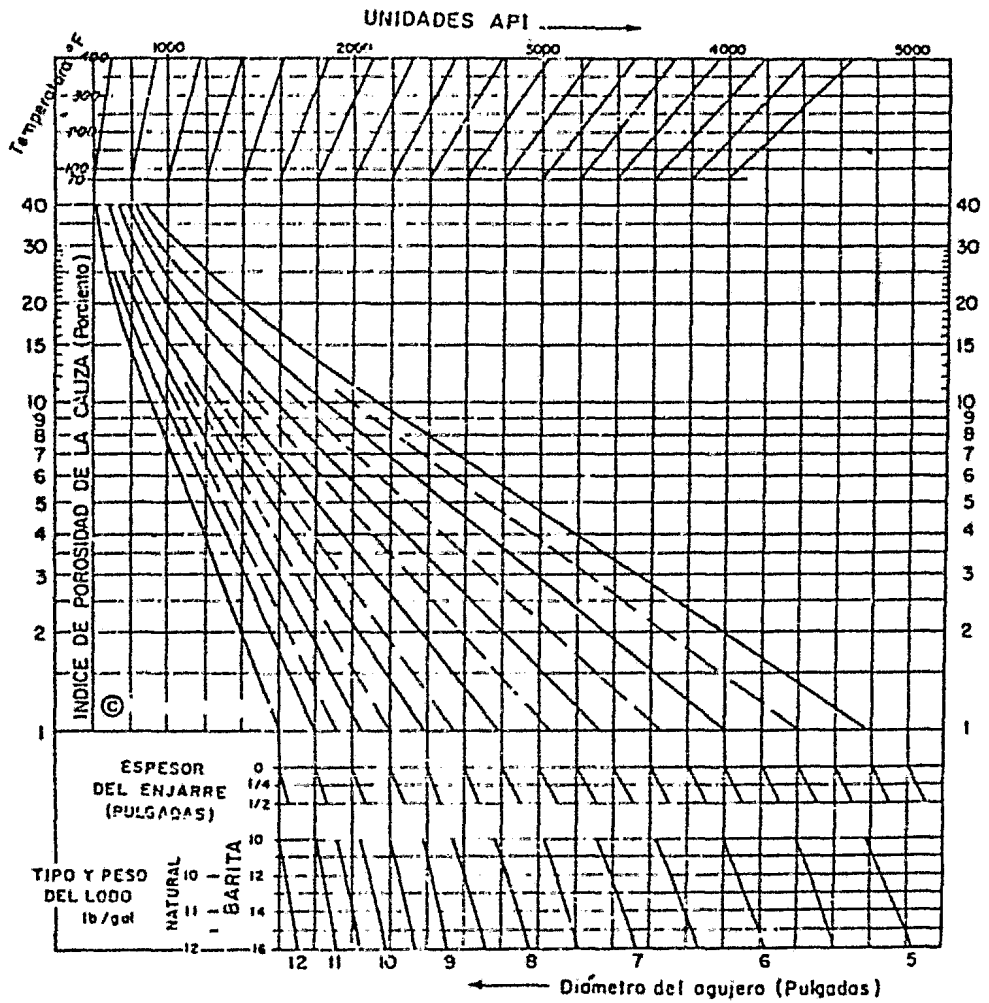


FIG. 4.2.1.5.

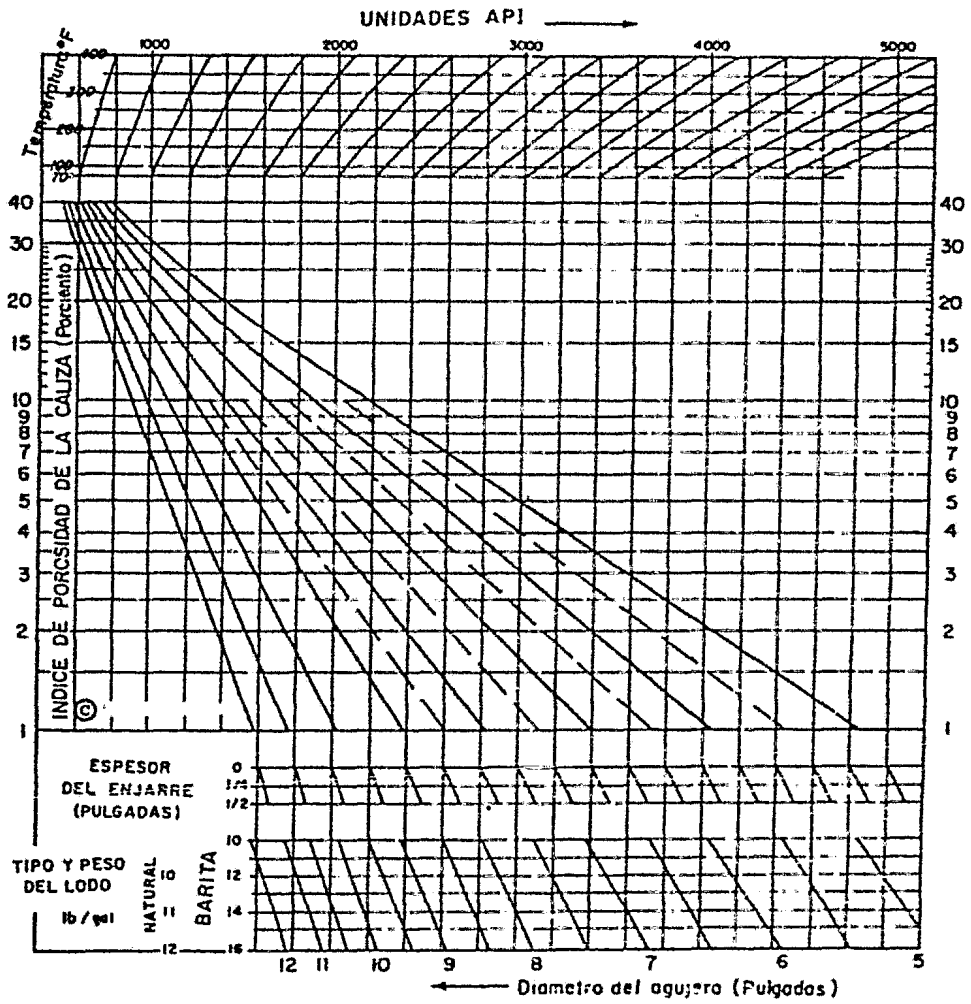


FIG. 4 2.1.6.

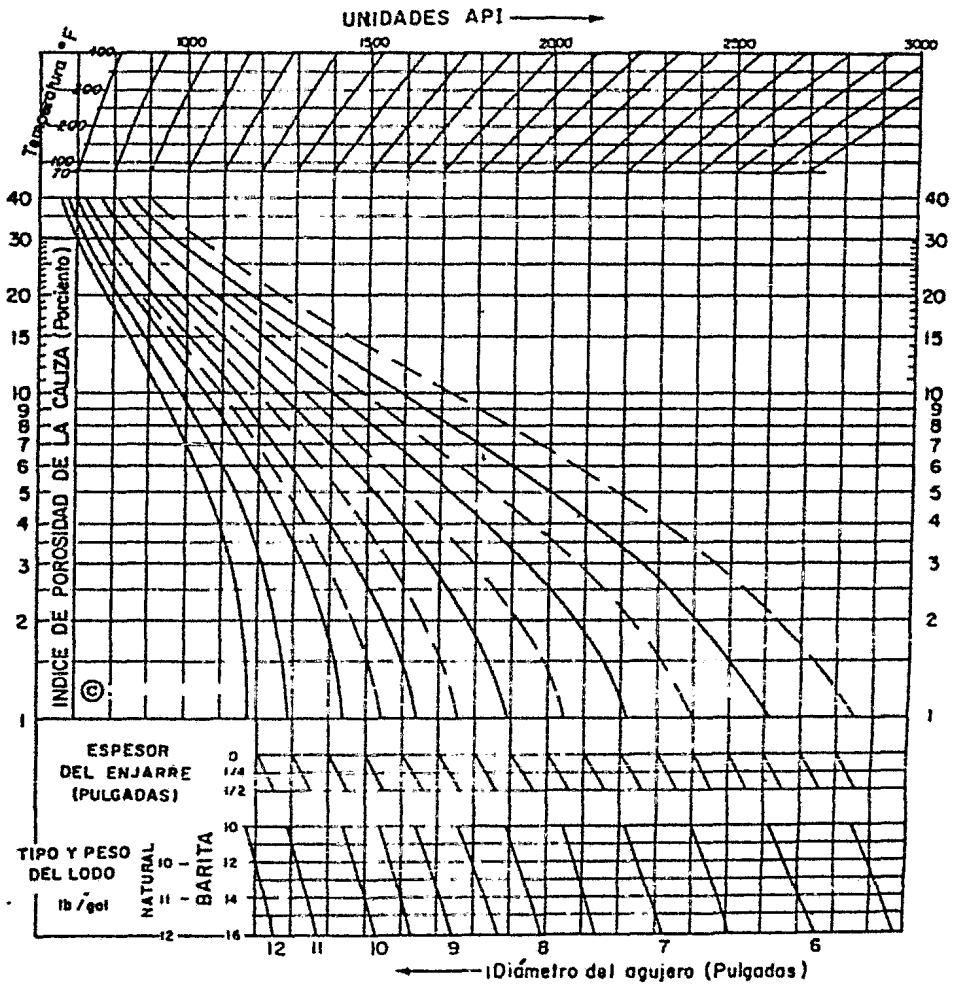


FIG. 4.2.1.7.

IV. 2.2. REGISTRO DE DENSIDAD (4-6-7-8-10-12)

El registro de densidad de la formación (FDC), es utilizado por lo general como un registro de porosidad, el cual puede tomarse en agujeros que se encuentren llenos con cualquier tipo de fluido. Por medio de este registro se obtiene la densidad total de la formación, con lo que se determinan valores de la porosidad directamente en función de esta densidad. En combinación con otros registros se pueden determinar zonas productoras de gas, así como interpretar cualitativa y cuantitativamente litologías complejas.

FUNDAMENTO DEL REGISTRO

Este registro se basa en la emisión de rayos gamma. Una fuente radioactiva se encuentra colocada en un patrón -- blindado que es aplicado contra la pared del agujero, dicha fuente emite hacia la formación rayos gamma de mediana energía, los cuales pueden ser considerados como partículas de alta velocidad que chocan contra los electrones de la formación. En cada choque un rayo gamma cede algo de su energía cinética a dichos electrones y continúa su trayectoria con menor energía (este tipo de interacción se conoce como efecto Compton de dispersión). La fuente y el detector que se utilizan para tomar este tipo de registro, están diseñados de manera que la respuesta que se obtiene con la sonda se deba en gran parte al-

"efecto Compton de dispersión". Los rayos gamma dispersos logran llegar al detector que se encuentra colocado a una distancia fija de la fuente y son evaluados como una medida de la densidad de la formación, ya que el número de rayos gamma de "efecto Compton" está directamente relacionados con el número de electrones de la formación. De esta forma la medición del aparato de densidad está relacionada esencialmente con la densidad de los electrones (o sea el número de electrones por centímetro cúbico) de la formación. Por otra parte la densidad de electrones está relacionada con la densidad total de la formación (ρ_b), expresada en gr/cc. Dicha densidad total a su vez depende de la densidad de matriz de la roca, de su porosidad y de la densidad de los fluidos que ocupan los poros.

SONDA DEL REGISTRO

El registro de densidad se obtiene por medio de una sonda que va aplicada contra la pared del pozo, la fig. -- 4.2.2.1. , muestra en forma esquemática las partes fundamentales que constituyen a dicha sonda, las cuales son las siguientes: un patín el cual se encuentra apoyado sobre la pared del agujero, para lograr esto, la sonda posee un brazo excenralizador con un resorte. El patín es de una forma tal que le permite cortar el enjarre que se encuentra sobre las paredes del agujero, con lo que se -

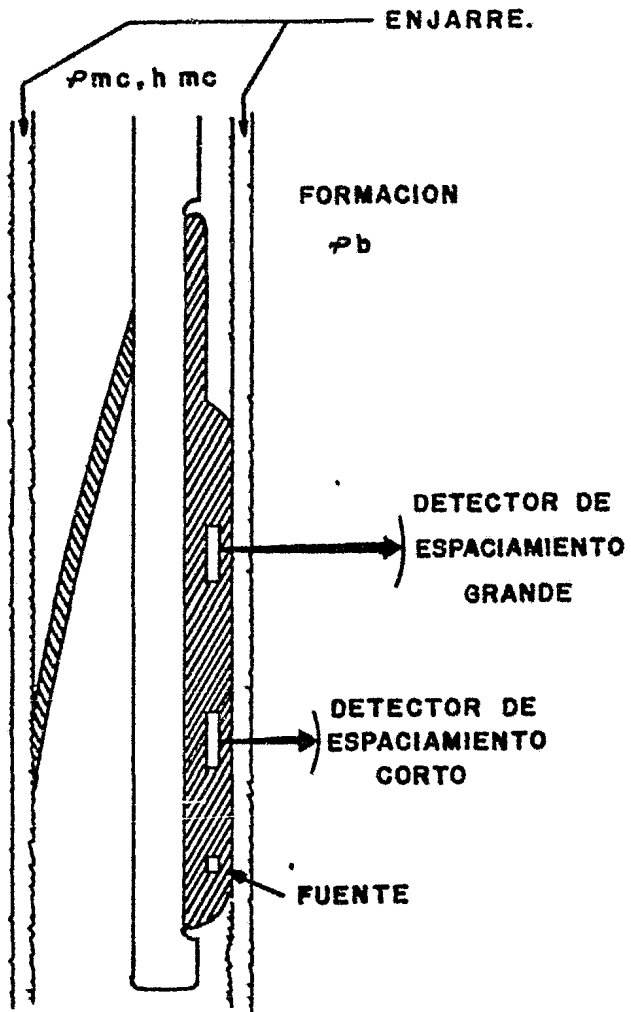


FIG. 4.2.2.1.

logra que el patín se encuentre apoyado directamente sobre la pared del agujero. Ahora bien cuando el contacto entre el patín y la formación no es el adecuado, se debe aplicar una corrección a las lecturas que se toman con este tipo de sonda, dicha corrección en la lectura de la densidad se realiza automáticamente en la sonda FDC y es expresada como $\Delta\rho$.

En el patín van montados una fuente emisora de rayos gamma y dos detectores de dichos rayos, los cuales se encuentran a diferente distancia de la fuente emisora. La sonda tiene un radio de investigación horizontal de aproximadamente 0.15 mts .

PRESENTACION DEL REGISTRO

El registro de densidad compensada de la formación, se presenta en la fig. 4.2.2.2. , en la pista 1 por lo general se tiene una curva de rayos gamma, en las pistas 2 y 3 se registra la curva de la densidad de la formación (ρ_b) en escala lineal. En la pista 3 se registra a la vez la curva de corrección de la densidad ($\Delta\rho$), la que se obtiene automáticamente al tomar el registro y tiene una escala lineal.

FACTORES QUE AFECTAN AL REGISTRO FDC

1) Enjarre del lodo, este factor muy pocas veces llega a afectar al registro, esto se debe a que la presión con la cual el patín se encuentra apoyado sobre la pared del

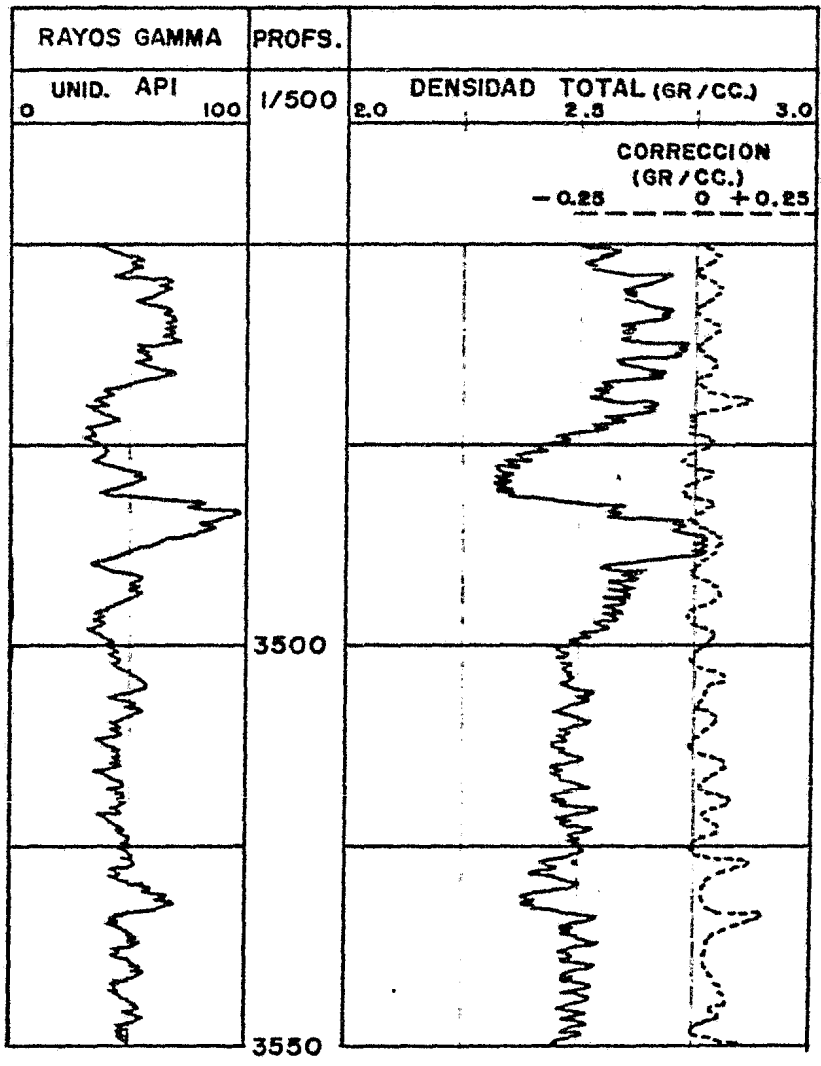


FIG. 4.2.2.2.

agujero y la fuerza que tiene dicho patín, no permiten - que el enjarre residual que queda entre el patín y la pared del agujero sea muy grueso, por lo tanto este efecto se corrige automáticamente en la curva de ($\Delta\delta$).

2) Diámetro del agujero, este factor no se toma en cuenta en aquellos pozos cuyos diámetros sean de 0.15 a 0.23 mts , cuando el diámetro del agujero sea menor de 0.15 mts , se tiene que la curvatura del agujero es mayor que la de el patín, por lo cual queda una capa delgada de fluido de perforación entre dicho patín y la formación, - este factor se corrige automáticamente como si fuera una corrección por enjarre, aún cuando éste no exista.

En la tabla IV.2.2.a , se dan los datos de las densidades de los minerales que se encuentran con frecuencia en los pozos petroleros.

En la tabla IV.2.2.b , se dan los valores de las densidades de los fluidos más comunes en los pozos petroleros.

<i>DENSIDAD DE LOS MINERALES (gr / cc)</i>			
<i>Anhidrita</i>	<i>2.95</i>	<i>Magnesita</i>	<i>3.00</i>
<i>Dolomita</i>	<i>2.87</i>	<i>Kaolinita</i>	<i>2.63</i>
<i>Calcita</i>	<i>2.71</i>	<i>Ilita</i>	<i>2.76</i>
<i>Feldespató</i>	<i>2.55</i>	<i>Montmorillonita</i>	<i>2.00</i>
<i>Yeso</i>	<i>2.32</i>	<i>Azúfre</i>	<i>2.05</i>
<i>Cuarzo</i>	<i>2.65</i>	<i>Silvita</i>	<i>1.85</i>

Tabla IV.2.2.a

<i>DENSIDAD DE LOS FLUIDOS (gr / cc)</i>			
<i>Airs</i>	<i>0.000129</i>	<i>Agua dulce</i>	<i>1.000</i>
<i>Gas natural</i>	<i>0.00078</i>	<i>Agua de mar</i>	<i>1.026</i>
<i>Acete (50°API)</i>	<i>0.780</i>	<i>Agua salada</i>	<i>1.150</i>
<i>Acete (300°API)</i>	<i>0.876</i>	<i>(200000 ppm)</i>	

Tabla IV.2.2.b

INTERPRETACION DEL REGISTEO FDC

Obtención de la porosidad.

Sabemos que por definición la densidad total del sistema roca-fluido estará dada por.

$$\rho_b = \frac{\text{peso total del sistema roca-fluido}}{\text{volumen total del sistema roca-fluido}} \quad \text{IV.2.2.1}$$

La ecuación IV.2.2.1, puede adoptar la siguiente forma.

$$\rho_b = \frac{\left(\text{volumen total de la matriz} \right) \left(\text{densidad de la matriz} \right) + \left(\text{volumen total del fluido} \right) \left(\text{densidad del fluido} \right)}{1}$$

..... IV.2.2.2

Ahora bien para una formación limpia de densidad de matriz conocida, que tenga una porosidad ϕ y se encuentre saturada con un líquido cuya densidad promedio sea, ρ_f , y sustituyendo estos parámetros en la ecuación IV.2.2.2, - tenemos.

$$\rho_b = \phi \rho_f + (1 - \phi) \rho_{ma} \quad \text{..... IV.2.2.3}$$

De la ecuación IV.2.2.3, despejando a la ϕ tenemos.

$$\phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad \text{..... IV.2.2.4}$$

Existen soluciones gráficas de la ecuación IV.2.2.4. , - para cuando la formación está saturada con agua dulce es decir $\rho_f = 1.0$ y cuando está saturada con agua salada - $\rho_f = 1.1$; dichas gráficas también tienen marcadas las densidades de matrices respectivas, las gráficas utilizadas son: 4.2.2.3. y 4.2.2.4. , para determinar el porcentaje de porosidad en dichas gráficas, se procede de la siguiente manera: leemos la densidad total en el registro, a continuación debemos saber la densidad del fluido que satura la formación así como la densidad de matriz de dicha formación, si estos valores están contenidos en las gráficas mencionadas anteriormente, se procede a entrar por el eje de las abscisas con el valor de la densidad total tomado del registro, ρ_b , con este valor se proyecta una línea vertical hasta interceptar la línea cuya densidad de matriz sea la de nuestra formación de interés, una vez realizado lo anterior, se procede a trazar una línea horizontal hacia el eje de las ordenadas en donde obtendremos el valor de la porosidad calculado.

Cuando la formación contiene hidrocarburos, es necesario introducir una corrección por saturación residual de hidrocarburos a la ecuación IV.2.2.4. , ya que los hidrocarburos son mas ligeros que el agua y por lo tanto su densidad es menor.

En rocas con hidrocarburos, en la zona invadida por el filtrado del lodo, el fluido será una mezcla de hidrocarburos, filtrado del lodo y agua congénita. Para fines prácticos y tomando en cuenta que la densidad del lodo y la del agua de formación son muy parecidas, se considerará que en la zona invadida existen únicamente hidrocarburos residuales y filtrado de lodo, por lo que por definición tenemos.

$$\rho_f = S_{xo} \rho_{mf} + (1 - S_{xo}) \rho_h \quad \dots\dots IV.2.2.5$$

Como $\rho_{mf} \cong 1$, la ecuación IV.2.2.5., se transforma en.

$$\rho_f = S_{xo} + (1 - S_{xo}) \rho_h \quad \dots\dots IV.2.2.6$$

Sustituyendo la ecuación IV.2.2.6., en la ecuación IV.2.2.4., obtenemos finalmente.

$$\phi = \frac{\rho_{xa} - \rho_b}{\rho_{ma} - S_{xo} + (1 - S_{xo}) \rho_h} \quad \dots\dots IV.2.2.7$$

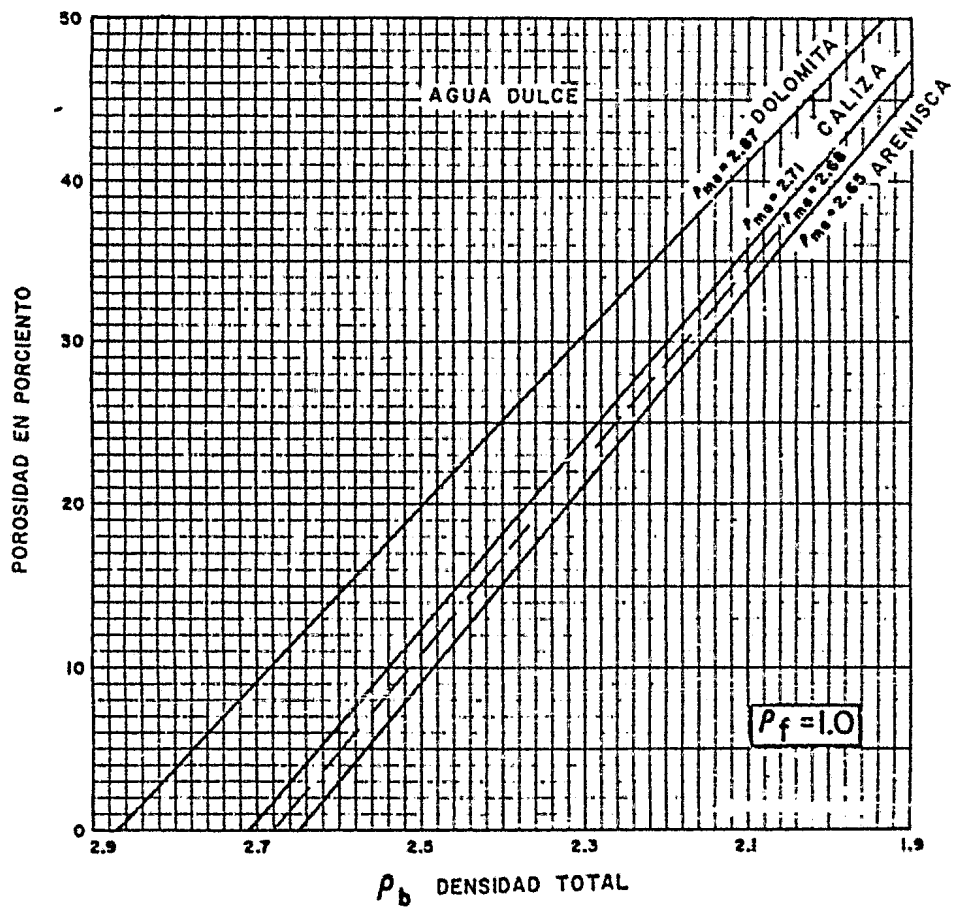


FIG. 4.2.2.3.

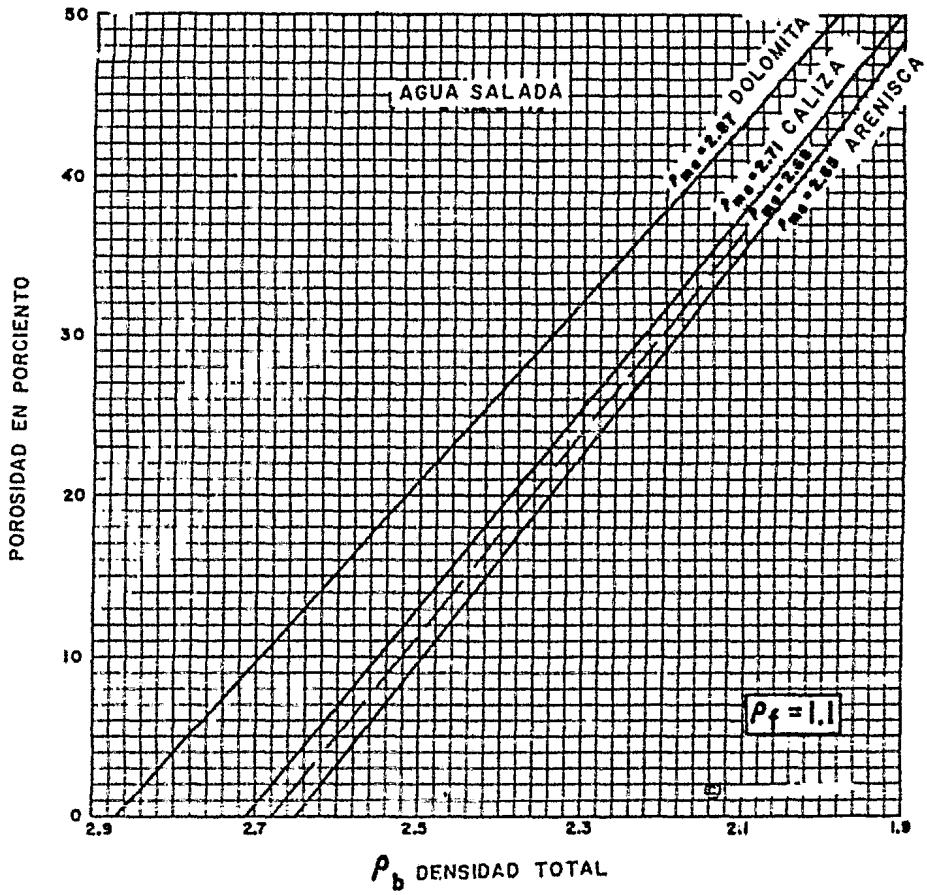


FIG. 4.2.2.4

IV. 2.3. REGISTRO EPITERMAL (4-6-7-8-10-12)

Este registro es conocido con el nombre de registro epitérmico de pared (SNP), el cual basa su funcionamiento en la detección de la cantidad de Hidrógeno que exista en la formación. Con este registro se obtienen valores directos de porosidad, puede ser corrido en pozos que contengan cualquier tipo de fluido de perforación y sin tubería de Ademe.

FUNDAMENTO DEL REGISTRO

Este registro se basa en la emisión de neutrones, los que se transformarán en neutrones epitérmicos, cuya característica principal es la de alcanzar un nivel de energía apenas un poco mayor que los del nivel térmicos. El Hidrógeno interviene en el cambio que sufren los neutrones que salen de la fuente emisora con una gran velocidad, provocando la liberación de rayos gamma de captura. Existen otros tipos de elementos además del Hidrógeno cuya función es la de absorber o capturar neutrones térmicos, pero para este tipo de registro dichos elementos tienen poca importancia y no se toman en cuenta. Para la detección de los neutrones epitérmicos existen dos herramientas : a) cámara de ionización, b) contador de centelleo, las cuales fueron descritas en el registro de rayos gamma.

SONDA DEL REGISTRO SNP

El registro epitérmico de pared se obtiene por medio de-

una sonda, la cual va aplicada por medio de un patín contra la pared del agujero, fig. 4.2.3.1. , en dicho patín van montados una fuente emisora de neutrones y un detector de neutrones epitérmicos, dicho detector puede ser tanto una cámara de ionización como un contador de centelleo; la distancia de separación que existe entre la fuente y el detector es de aproximadamente 0.40 mts. Debido a que el patín se encuentra en contacto directo con la pared del agujero, se elimina con esto cualquiera de los siguientes efectos: diámetro del agujero, densidad del fluido de perforación y salinidad de dicho fluido. El sistema de detección de neutrones es direccional, esto es, que la señal que recibe el detector se debe en su totalidad a los neutrones que llegan de la formación, — despreciando a aquellos neutrones que llegan directamente del pozo.

CALIBRACION DEL REGISTRO SNP

La señal que capta el detector de la sonda se transmite al equipo de registro, el cual se encuentra en la superficie en donde dicha señal es transformada automáticamente a unidades de porosidad. Cuando la litología de la formación es conocida, se efectúan ajustes en el tablero de control con la finalidad de que la porosidad computada que aparece en el registro corresponda al tipo de ma-

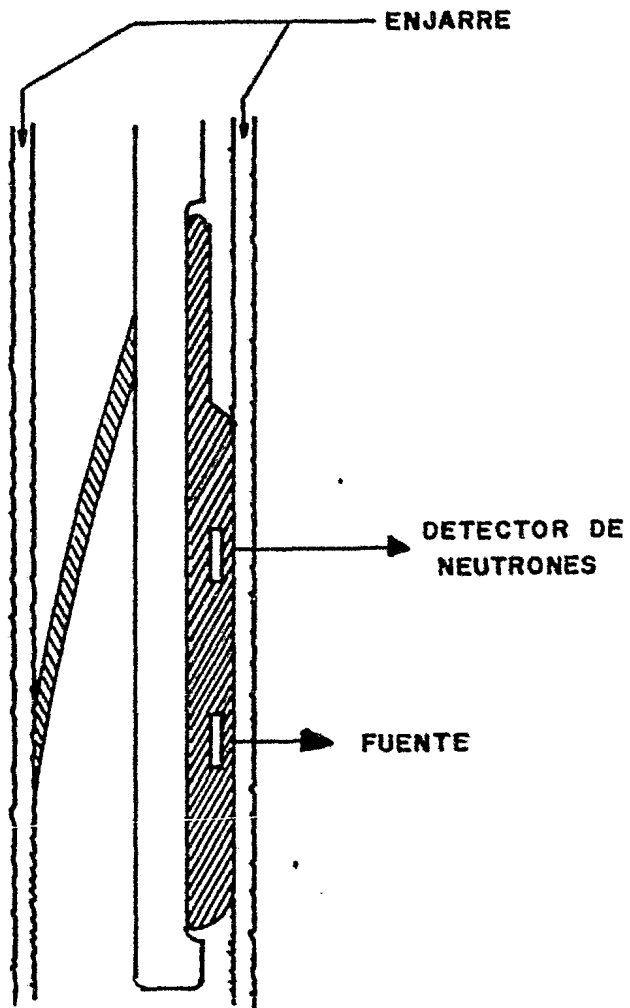


FIG. 4.2.3.1.

triz de la formación seleccionada. Cuando ocurren cambios de litología repentinos, se pueden cambiar los arreglos hechos en el tablero de control durante la obtención del registro. En el caso de no conocer la litología, el registro se toma suponiendo que se trata de formaciones de calizas y posteriormente se le efectúan las correcciones pertinentes.

Este tipo de registro es calibrado por medio de muestras de rocas que no se encuentren contaminadas y cuya porosidad sea conocida de antemano, las correcciones que se le tengan que hacer a este tipo de registros debido a la densidad del fluido de perforación, temperatura y salinidad, se llevarán a efecto en el tablero de control del registro.

PRESENTACION DEL REGISTRO

La curva del registro epitérmico de pared se muestra en la fig. 4.2.3.2. , en la pista 1 por lo general se tiene una curva de rayos gamma, en las pistas 2 y 3 se registra la curva de porosidad computada en escala lineal.

FACTORES QUE AFECTAN LA RESPUESTA DEL REGISTRO

La sonda del registro epitérmico de pared fué diseñada para operar bajo ciertas condiciones las cuales se consideran como patrón, para que los valores de porosidad que se obtengan no necesiten corrección alguna, dichas condi

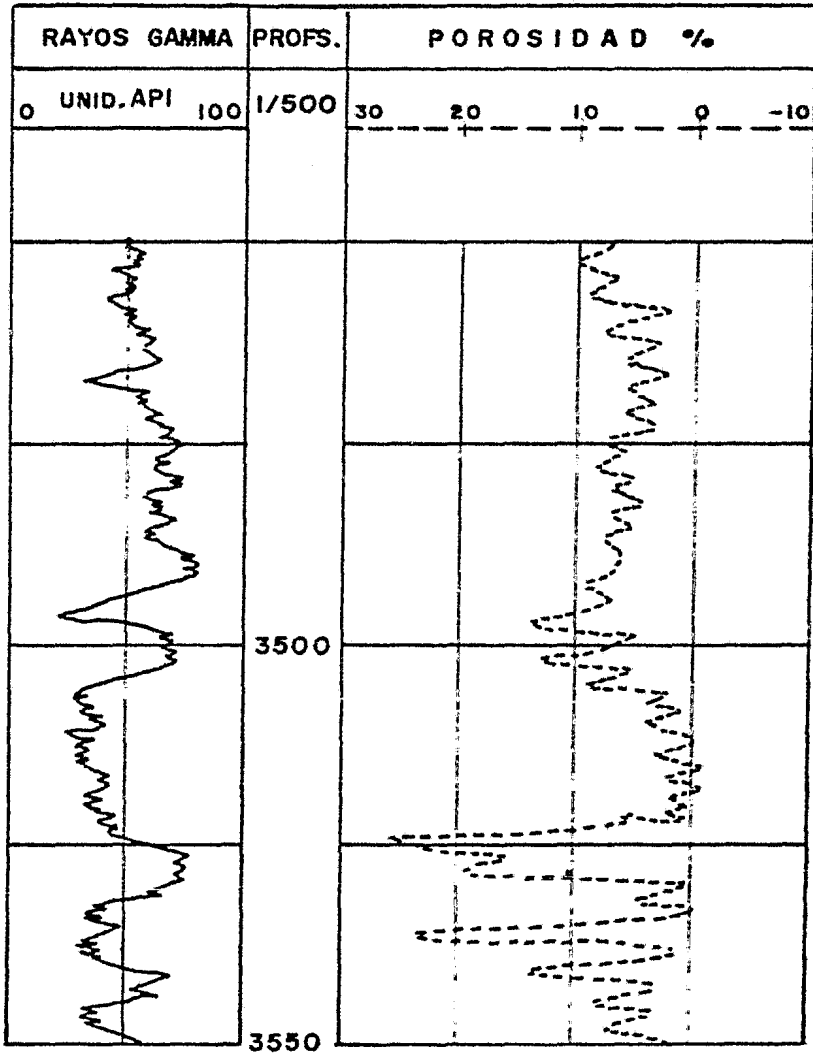


FIG. 4.2.3.2.

ciones son las siguientes:

- 1) Diámetro del agujero - 0.20 metros
- 2) Temperatura - 24 °C
- 3) Presión - atmosférica
- 4) Agujero sin enjarre
- 5) Pozo y formación llenos con agua dulce .

Cuando la sonda del registro opera en condiciones que no sean las anteriores, el equipo que se encuentra en la superficie efectúa las correcciones casi en su totalidad automáticamente, sin embargo tenemos algunos factores - los cuales no se corrigen automáticamente, como son:

1) Efecto del diámetro del agujero cuando se encuentra - lleno de gas, en este caso es necesario aplicar una corrección a los valores de porosidad obtenidos del registro, para lograr esta corrección se utiliza el nomograma fig. 4.2.3.3. , con lo cual obtenemos el valor de la porosidad verdadera.

2) Efecto del enjarre del lodo, debido a la forma del - patrón y a que va en contacto y a presión contra la pared del agujero, puede raspar una cierta cantidad del enjarre, pero por lo general siempre queda una película del enjarre remanente que afecta la señal que recibe el detector, este efecto depende del espesor y concentración de Hidrógeno de dicho enjarre remanente. De acuerdo a -

las condiciones patrón citadas anteriormente, existe una que considera que para la toma de este registro no debe haber enjarre, es por esto que al efectuar la corrección al registro por este factor, el valor aparente que obtenemos se nos reduce. Esta corrección no se efectúa automáticamente en el tablero de control sino que tiene que aplicarse manualmente a los valores de porosidad leídos del registro, para lo cual se utiliza el nomograma fig. 4.2.3.4. , para utilizar este nomograma es necesario saber o determinar el espesor del enjarre, que se puede obtener del registro de calibración del agujero.

3) Efecto de la litología, cuando no se conoce la litología y no se puede indicar en el tablero de control el tipo de ésta, se procede a tomar el registro como si la matriz de la roca fuera caliza, en caso de que la litología supuesta (caliza) no haya coincidido con la que se tenga realmente se procede a efectuar una corrección por medio de la gráfica 4.2.3.5. , en la cual en el eje de las abscisas se tiene el valor de la porosidad para calizas y en el eje de las ordenadas se tienen los valores verdaderos de la porosidad usando la curva correspondiente a la litología que se tiene realmente.

Las correcciones que se efectúan automáticamente en el tablero de control durante la toma de este registro son-

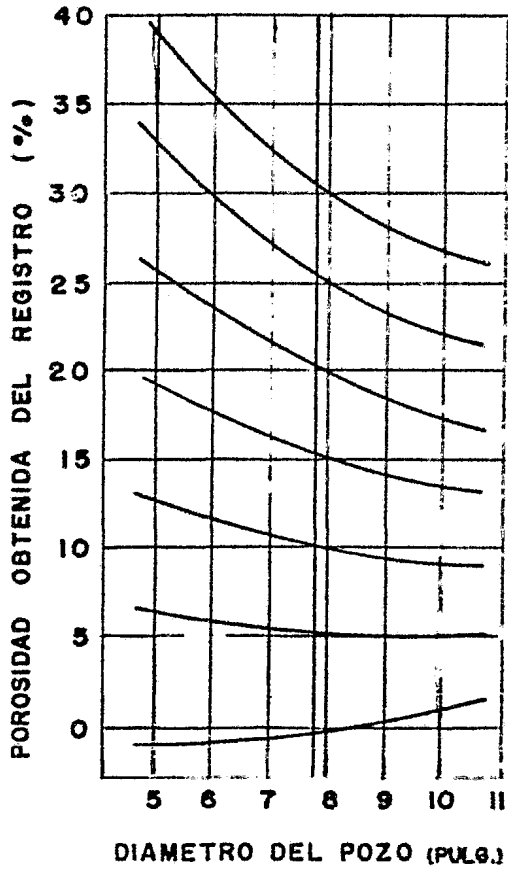


FIG. 4.2.3.3.

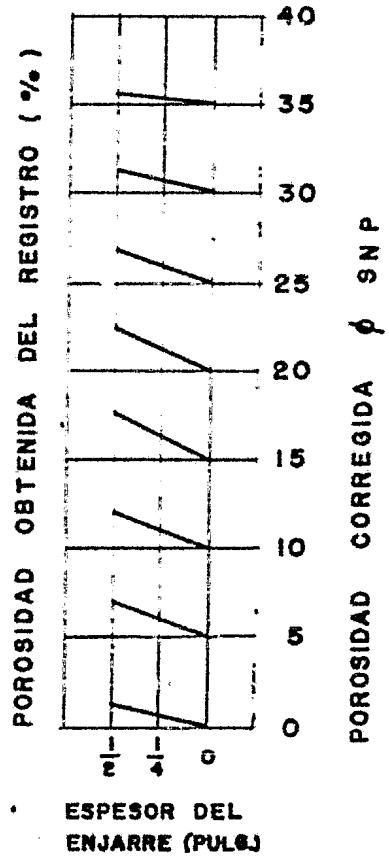


FIG. 4.2.3.4.

las siguientes:

- 1) Efecto del diámetro del agujero, para pozos con flujo de perforación líquido.*
- 2) Efecto de la salinidad.*
- 3) Efecto de la densidad del lodo.*
- 4) Efecto de la temperatura y la presión.*
- 5) Efecto de los hidrocarburos residuales.*

INTERPRETACION DEL REGISTRO

a) Interpretación cuantitativa, con este registro obtenemos valores cuantitativos de porosidad. Cuando tenemos formaciones limpias los valores obtenidos con el registro casi no requieren correcciones, por lo que se pueden obtener valores de porosidad verdaderos. Su uso principal en interpretación cuantitativa es en conjunto con otros registros como son: el de inducción, el de densidad, etc.

b) Interpretación cualitativa, ésta se realiza cuando el registro epitermal de pared se combina con un registro de densidad y/o un sónico y tiene como finalidad la determinación del tipo de litología que se tenga, cuando dicha litología sea muy compleja y la determinación del porcentaje de porosidad de esta litología. Para lograr lo anterior nos basaremos en el método en el cual se utilizan los registros neutrón epitérmico y de densidad, dicho método se encuentra en la gráfica fig. 4.2.3.6. , en

donde tenemos que en el eje de las abscisas se tiene la porosidad del registro epitermal de pared suponiendo matriz de caliza (en el caso que este registro se hubiera tomado en otro tipo de litología, la porosidad que se obtenga se corrige por medio de la gráfica 4.2.3.5. , para obtener el valor de la porosidad aparente correspondiente a matriz de caliza) , sobre el eje de las ordenadas se obtienen los valores de porosidad del registro de densidad suponiendo matriz de caliza. Para conocer como se usa esta gráfica a continuación se da un ejemplo.

Datos:

Porosidad del registro de densidad (ϕ FDC) - 10%

Porosidad del registro epitérmico de pared

(ϕ SNP) - 15%

Solución.

Utilizando la gráfica 4.2.3.6. , y con los datos de las ϕ FDC y ϕ SNP se fija un punto en el lugar donde se interceptan, el cual queda entre las curvas de caliza y dolomita. El valor verdadero de la porosidad se obtiene interpolando las líneas que se tienen al unir dichas curvas, en este caso es de 13.5 % aproximadamente. Por otra parte la litología se determina en función de la distancia de dicho punto a una y otra curva respectivamente, en nuestro caso tenemos que la composición de la roca es de aproximadamente 55 % de caliza y 45 % de dolomita.

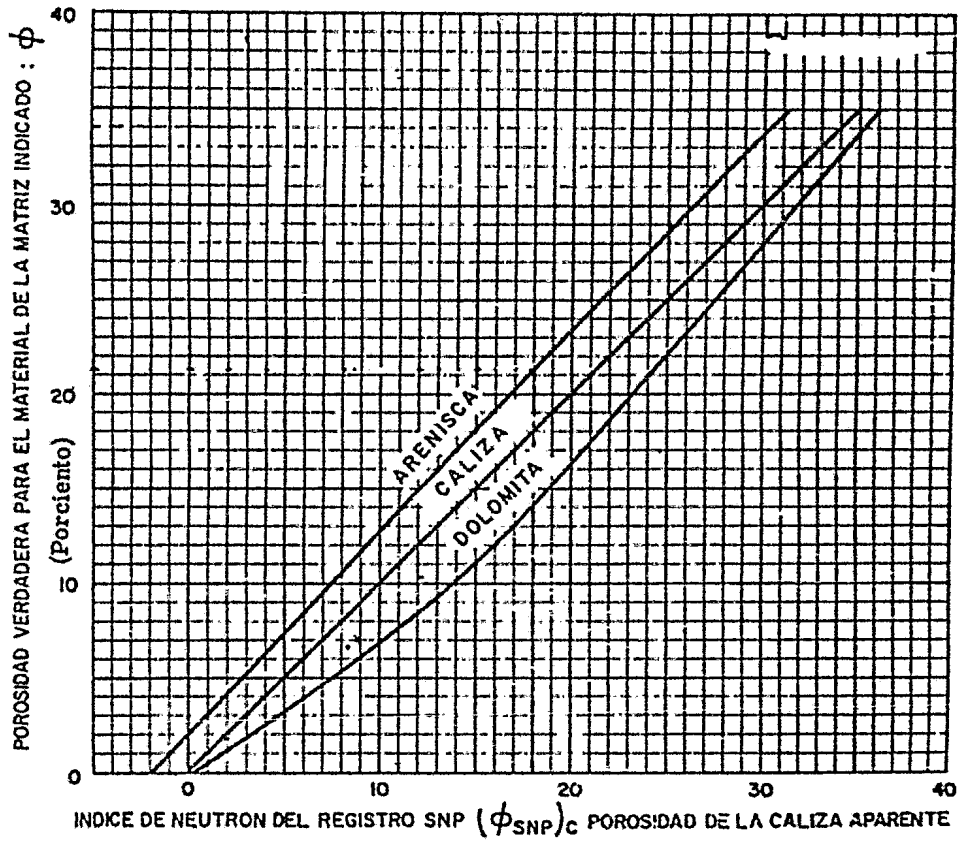


FIG. 4.2.3.6.

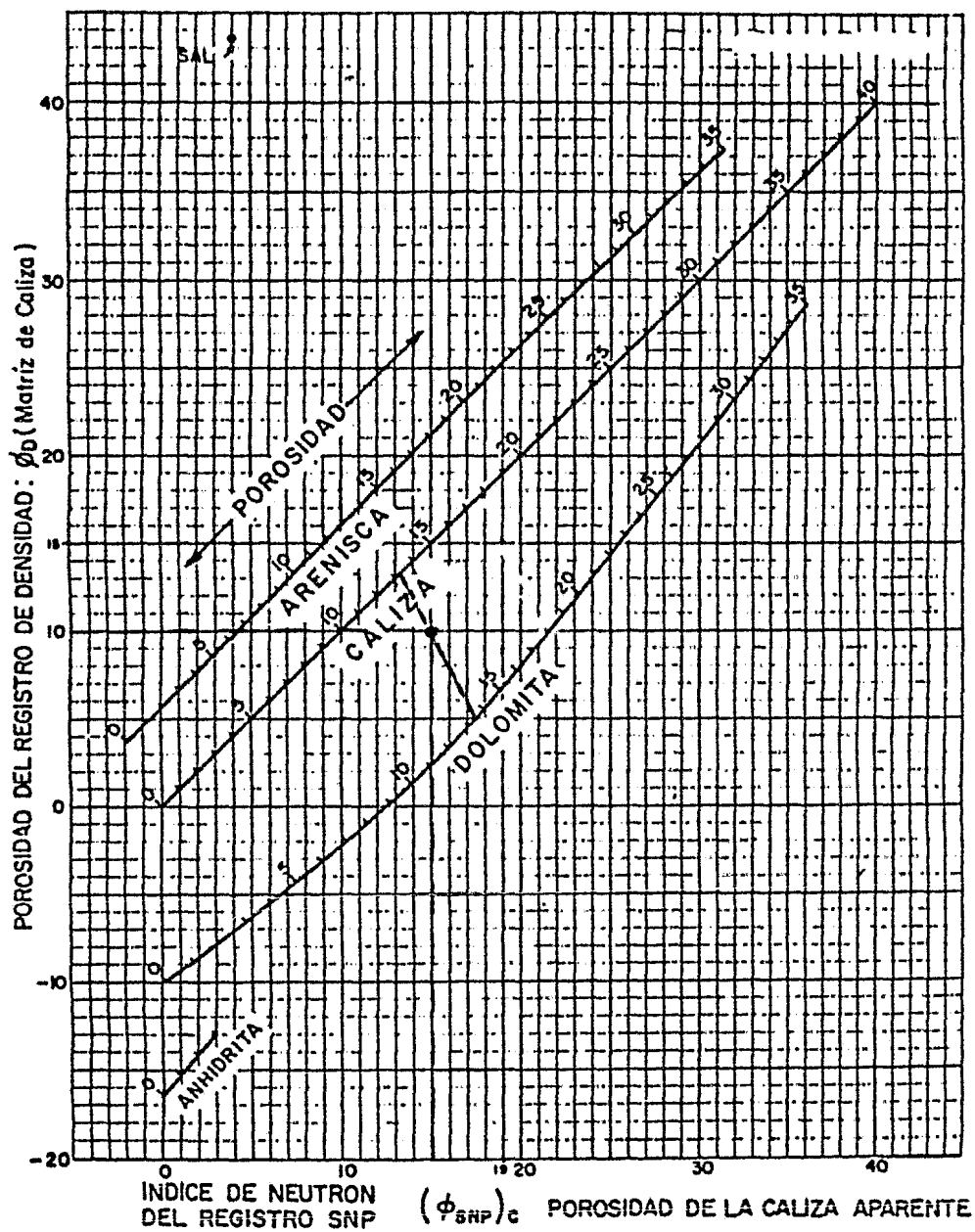


FIG. 4.2.3.7.

IV. 2.4. REGISTRO DE NEUTRON COMPENSADO (4-6-7-8-10-16)

El registro de neutrón compensado (CNL), se basa en una herramienta que contiene dos detectores de neutrones, por lo que en ocasiones este tipo de registro es conocido como " registro de neutrones de doble espaciamiento ". La herramienta con dos detectores de neutrones fué desarrollada para determinar la porosidad tanto en agujeros con tubería de Ademe como en agujeros que no se encuentren Ademados. La respuesta que se obtiene con esta herramienta es determinada por la velocidad con la que decrese la cantidad de neutrones térmales conforme se van alejando de la fuente que los emitió, la velocidad con la que decresen los neutrones es determinada por la porosidad que exista en la formación.

En este tipo de registros se tiene un tablero en la superficie, el cual recibe los ritmos de conteo de los dos detectores y se calcula la razón de dichos ritmos del detector más cercano al más alejado de la fuente, este cociente mediante correcciones apropiadas se convierte en índice de porosidad, el que se obtiene directamente en el registro en una escala lineal. El registro de neutrones de doble espaciamiento proporciona mediciones compensadas para los efectos que varían las condiciones de los pozos, como son: temperatura, salinidad, tipo de fluido de perforación, enjarra, separación y presión, --

cuando dichos parámetros son semejantes a los parámetros estándar, en el caso de que varien se efectuarán las correcciones que se indican más adelante. Este tipo de registros pueden correrse en combinación con otros registros, por lo general se corre junto con el de densidad.

FUNDAMENTOS DE LOS NEUTRONES

Esta herramienta consta de una fuente emisora de neutrones rápidos, la cual puede estar constituida por Americio-Berilio o Plutonio-Berilio. Una vez que los neutrones rápidos han sido emitidos por la fuente, penetran a la formación que se esté bombardeando y ocurre que los neutrones chocan con los átomos de dicha formación con lo que van disminuyendo lentamente su velocidad (energía), hasta llegar al momento en que el neutrón alcanza una velocidad mínima, dicho neutrón puede permanecer en movimiento debido al efecto de la temperatura, hasta que es atrapado por un átomo de la formación, cuando ocurre lo anterior, se dice que el neutrón ha alcanzado su nivel térmico de energía o que es un neutrón térmico, los cuales son detectados por los dos detectores que van montados en la sonda.

SONDA DEL REGISTRO CNL

La sonda del registro de neutrones de doble espaciamiento se ilustra en la fig. 4.2.4.1. , en ella van montados

dos detectores de neutrones termales a diferente distancia de la fuente emisora, la cual se encuentra también montada en la sonda, dicha sonda tiene un diámetro de 0.00937 mts. La distancia a que se encuentran los detectores de la fuente es la siguiente: el detector cercano se encuentra a 0.37 mts y el detector lejano a 0.63 mts. El detector lejano tiene un volumen mayor que el del detector cercano, con el objeto de aumentar su sensibilidad.

La fuente emisora de neutrones puede ser del tipo Plutonio-Berilio o Americio-Berilio, y puede emitir aproximadamente 4×10^7 neutrones/segundo. Este tipo de sonda puede ser corrida a una velocidad de 548.78 mts/hr, y los rangos de temperatura y presión son de 204.4°C y 1408 kg/cm^2 respectivamente.

Cuando la sonda se corre en agujeros que no se encuentran Ademados y cuyo diámetro varie entre 0.40 mts y 0.15 mts, la sonda lleva un fleje que la mantiene contra la pared del agujero, fig. 4.2.4.1. , cuando el diámetro sea menor de 0.15 mts o se encuentre Ademado, la sonda no llevará el fleje y se supone que va pegada a la pared del agujero.

En la superficie se encuentra un tablero de control, en el que se reciben los ritmos de conteo de cada detector

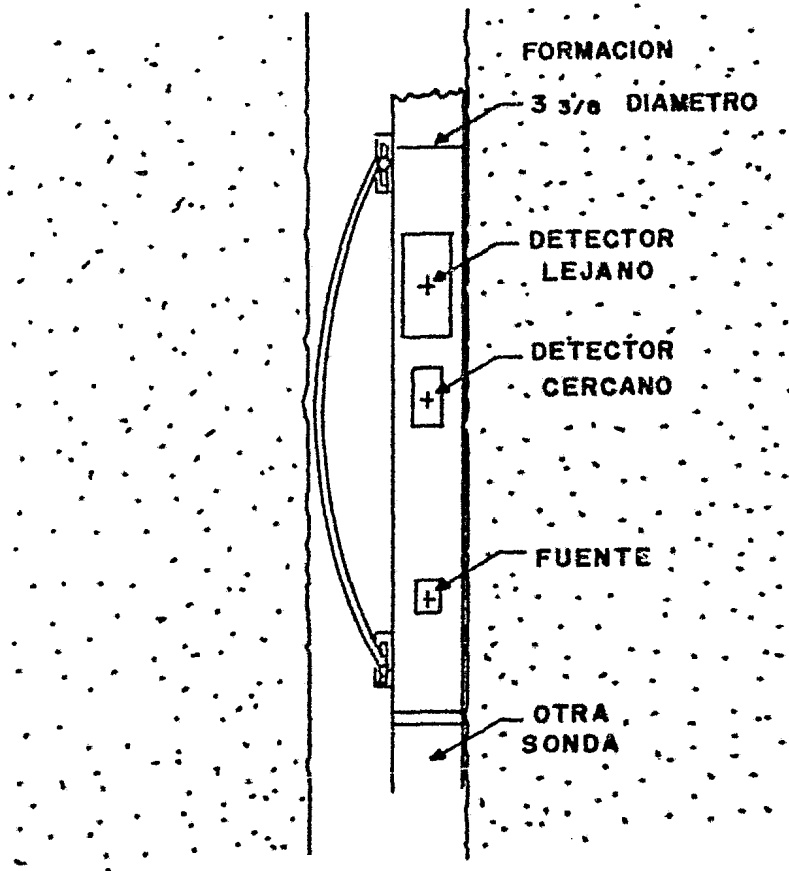


FIG. 4.2.4.1.

termal y se procede a calcular la razón de los ritmos -- (ritmos del detector cercano/ritmos del detector lejano), este cociente mediante correcciones apropiadas se convierte a índice de porosidad, el cual se obtiene en el registro en una escala lineal.

PRESENTACION DEL REGISTRO

En la fig. 4.2.4.2. , se tiene la presentación del registro CNL en una de sus combinaciones más usuales, en la pista 1 se tiene un registro de rayos gamma, en las pistas 2 y 3 se tienen indicadas las curvas representativas del registro CNL y del registro FDC.

CALIBRACION DE LA SONDA

La calibración de la sonda esta basada en respuestas -- observadas en el laboratorio, en pruebas que se efectuaron a formaciones de porosidad conocida y sabiendo la -- composición de su matriz. Estas respuestas y los resultados de registros tomados en pozos con buena porosidad, -- fueron la base para calibrar la sonda.

El registro de porosidad que se obtiene con el CNL puede corresponder a la matriz que se espera sea la predominante (caliza, arenisca o dolomita). Para lograr ésto, en el tablero de control se ajusta el tipo de matriz que se desea. Si el registro CNL se toma suponiendo una matriz y la litología fuerd diferente, los valores del registro

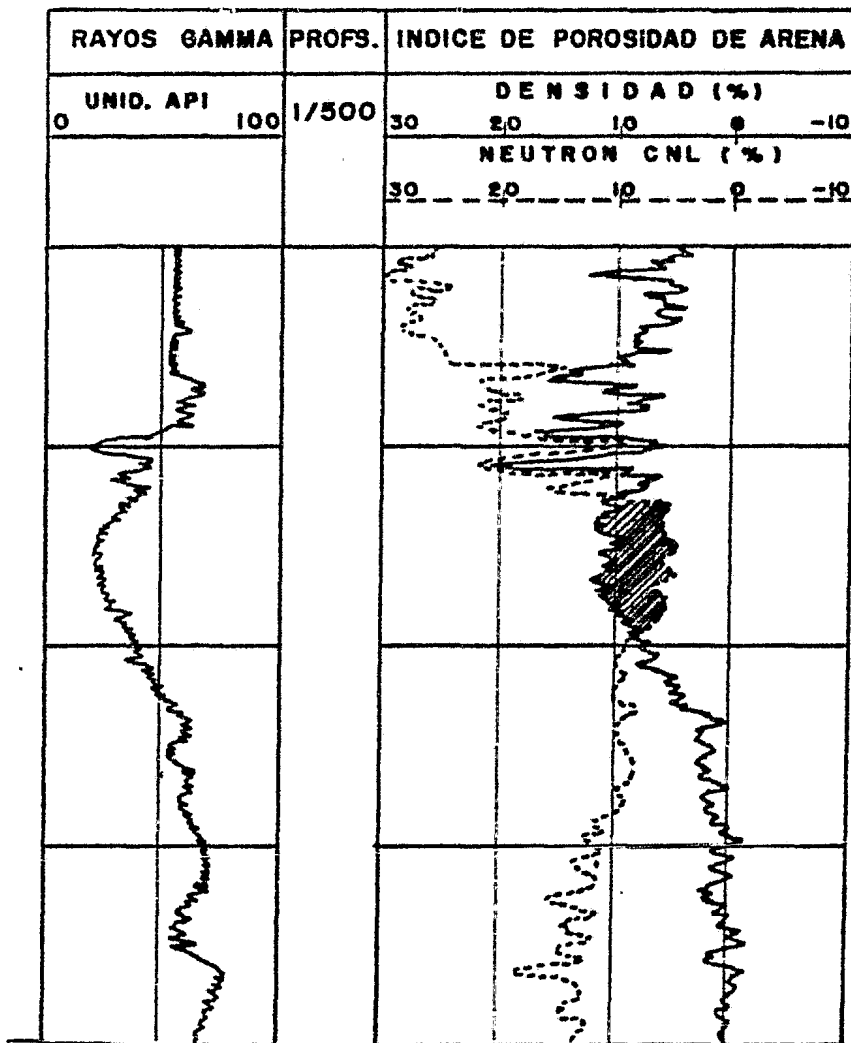


FIG. 4.2.4.2.

CNL se corrigen por medio de la gráfica fig. 4.2.4.3. .

CORRECCIONES QUE DEBEN HACERSE AL REGISTRO

A) Correcciones en agujero no Ademado.

Las condiciones estándar de calibración de la herramienta utilizada en estos tipos de agujeros, fueron las siguientes:

- 1) Diámetro del agujero - 0.20 mts
- 2) Agua dulce en el agujero y en la formación
- 3) No exista enjarre de lodo
- 4) Temperatura - 24°C
- 5) Presión atmosférica
- 6) Herramienta excéntrica en el agujero

Si al efectuar la toma del registro las condiciones que se tienen en el agujero varían de las condiciones estándar, se procede a efectuar las siguientes correcciones - manualmente a los valores obtenidos con el registro CNL:

a) Diámetro del agujero, éste efecto fué determinado con diámetros de agujero que varían entre 0.12 mts y 0.32 mts. La corrección manual se efectúa por medio de la gráfica fig. 4.2.4.4. - A - . Esta corrección se aplica automáticamente en la construcción del tablero de control cuando se corren juntos los registros CNL-FDC.

b) Enjarre de lodo, el efecto que causa el lodo hidrógeno entre la formación y el patrón, es el de reducir el-

ritmo de conteo, lo que proporciona un aumento en la porosidad aparente. Cuando no existe un registro de calibración para poder obtener la corrección por diámetro de agujero, se utiliza la gráfica - B - .

Cuando al correr el registro CNL y éste se compensa con el registro de calibración se utiliza la gráfica - C - .

c) Separación, la separación de la sonda de la pared del agujero nos produce un aumento en la porosidad aparente, lo que puede deberse a la rugosidad de dicha pared. Si se sabe que la sonda está a una cierta distancia conocida de la pared del agujero, la corrección se efectúa por medio de la gráfica - G - , esta gráfica es para agujeros de un diámetro de 0.27 mts. y alejamiento paralelo, para la separación en agujeros de diámetro mayor, el efecto se puede estimar mediante una interpolación lineal tomando como corrección cero para un agujero con un diámetro de 0.12 mts.

d) Peso del lodo, el aumento de densidad del lodo reduce el contenido de Hidrógeno en el agujero debido al desplazamiento de la fase líquida por los sólidos. El efecto es muy pequeño y se corrige por medio de la gráfica - F.

e) Salinidad, el efecto de la salinidad es una combinación de desplazamiento de Hidrógeno debido a la sal y absorción de neutrones termales debido al cloro. La salinidad del agujero ocasiona que en el registro se obten

gan lecturas bajas de porosidad, mientras que la salinidad del agua de formación nos dá lecturas altas. Generalmente, la salinidad del agujero y la del agua de formación son aproximadamente iguales, por lo que la corrección neta es muy poca, del orden de una unidad de porosidad, esta corrección se efectúa por medio de las gráficas - D - y - E - .

f) Temperatura y Presión, estos efectos fueron determinados en mediciones hechas en el laboratorio, que fueron realizadas a una temperatura de 102 °C y en formaciones con 11 % de porosidad, para efectuar las correcciones - debido a estos efectos se utiliza la gráfica - H - , en la cual se considera un gradiente de presión de 0.12 -- Kg/cm² (correspondiente a un lodo con una densidad de 1.20 gr/c.c.) y un gradiente geotérmico de 1.82 °C/100-mts.

B) Correcciones en agujeros Ademados.

Las condiciones estándar de calibración de la herramienta utilizada en estos tipos de agujeros, fueron las siguientes:

- 1) Diámetro del agujero - 0.22 mts.
- 2) Diámetro de la tubería de Ademe - 0.14 mts.
- 3) Espesor de cemento - 0.041 mts.
- 4) Agua dulce en el agujero y formación.
- 5) Temperatura de 24 ° C.

6) Presión atmosférica.

7) Herramienta excéntrica en la tubería de Ademe.

Cuando el registro se corre y si las condiciones en que fué tomado varían de las condiciones estándar, se efectúan las correcciones que se indican a continuación, por medio de la gráfica fig. 4.2.4.5. .

La respuesta del registro CNL en agujero ademado se determinó en el laboratorio para las mismas formaciones que fueron usadas para agujero abierto, usando diferentes tipos de tuberías de Ademe y espesores de cemento a los que se usaron para simular las condiciones en agujeros Ademados. Cuando se toma el registro en agujero Ademado el tablero de control en la superficie se ajusta a estas condiciones y también a la matriz adecuada, las correcciones por cambios de diámetro del agujero se pueden efectuar manualmente, pero si se toma un registro de calibración de agujero abierto, la corrección se puede efectuar automáticamente mediante programas de computo.

En la gráfica fig. 4.2.4.5. , las correcciones que se efectúan manualmente al agujero están separadas en tres efectos independientes, los cuales son: diámetro del agujero gráfica - A - , espesor de la tubería de Ademe gráfica - E - y espesor del cemento gráfica - C - .

Los demás efectos son esencialmente los mismos que para-

el caso de agujero sin tubería de Ademe y se corrigen -
como se indica a continuación: peso del lodo gráfica -
- D - , salinidad del agujero gráfica - E - , salinidad-
de la formación gráfica - F - y temperatura gráfica -
- G - .

INTERPRETACION DEL REGISTRO

A) Interpretación en agujero sin tubería de Ademe.

El registro CNL en combinación con registros de densidad y sónicos se puede utilizar cualitativamente para la detección de litología y zonas de gas, cuantitativamente se puede aplicar para determinar la porosidad.

Para el cálculo de la porosidad, el registro CNL se corre generalmente con un registro de densidad, con ambas curvas se registra el índice de porosidad en una misma escala, este índice puede diferir de la porosidad verdadera, debido a que ambas curvas de los registros pueden estar afectadas por cambios de saturación de gas y litología. Cuando corremos estos dos tipos de registros se registra simultáneamente las curvas en una misma escala de índice de porosidad, con lo cual se puede efectuar una comparación para poder detectar zonas con gas. Por otra parte con los datos que obtenemos de estos dos registros podemos calcular la porosidad verdadera y la litología que se tenga mediante las gráficas 4.2.4.6. y -

4.2.4.7. , que se usan en forma similar a las gráficas -
descritas en el registro epitérmico de pared.

B) Interpretación en agujero Ademado.

Al tomar este tipo de registros en agujeros Ademados ob-
tenemos valores de la porosidad, dichos valores serán --
mas confiables mientras más centrada y mejor cementada -
se encuentre la tubería de ademe. Para determinar la li-
tología, este registro debe correrse en combinación con-
otro registro, como puede ser un registro de densidad.

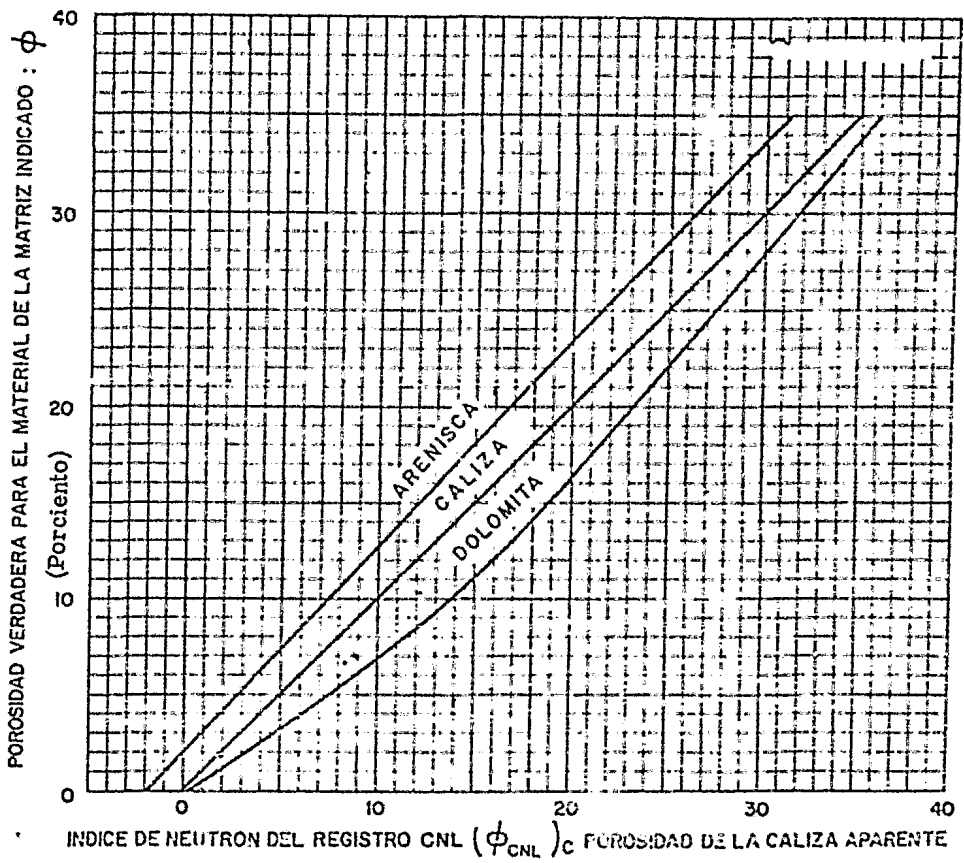


FIG. 4.2.4.3.

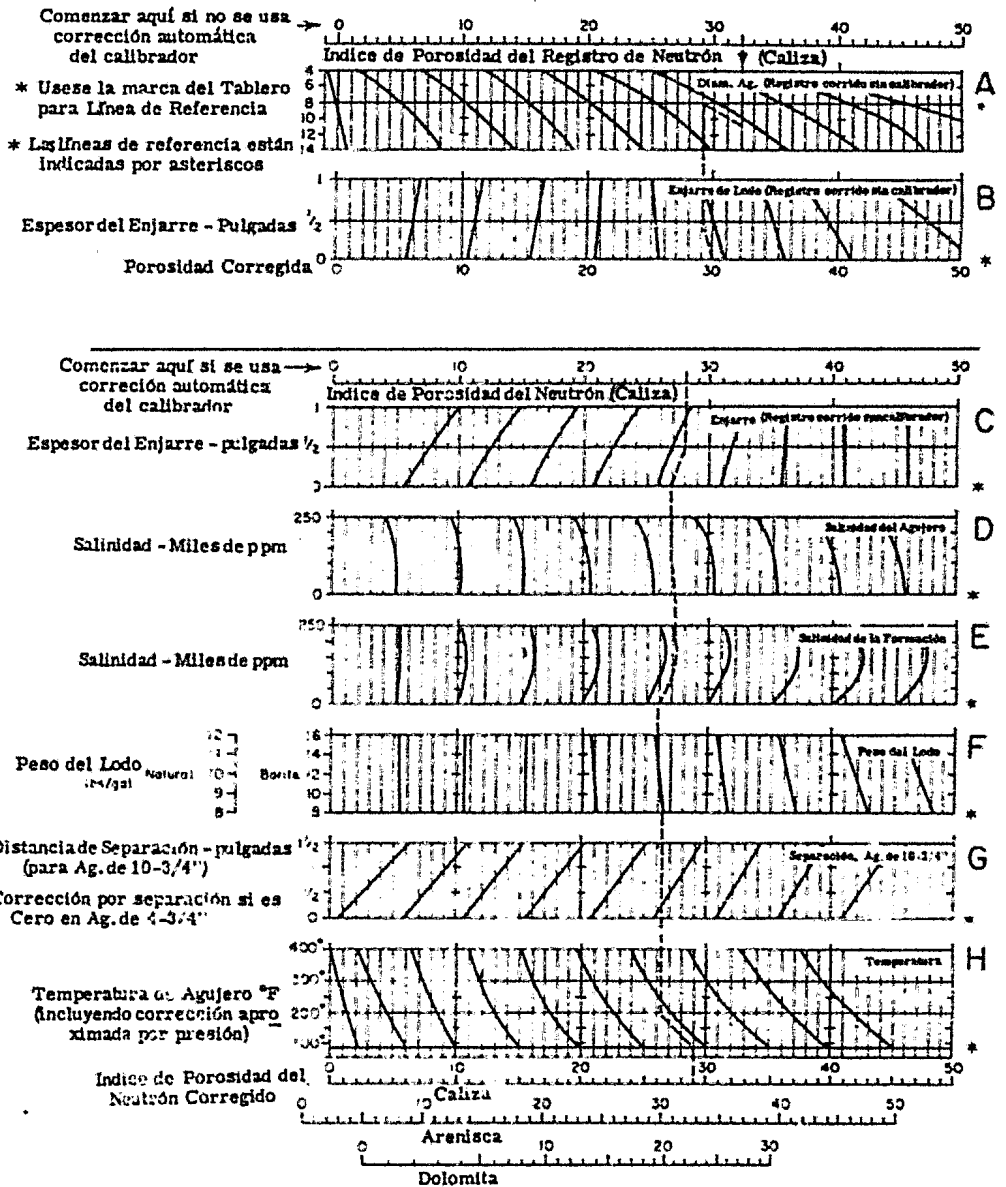


FIG. 4.2.4.4.

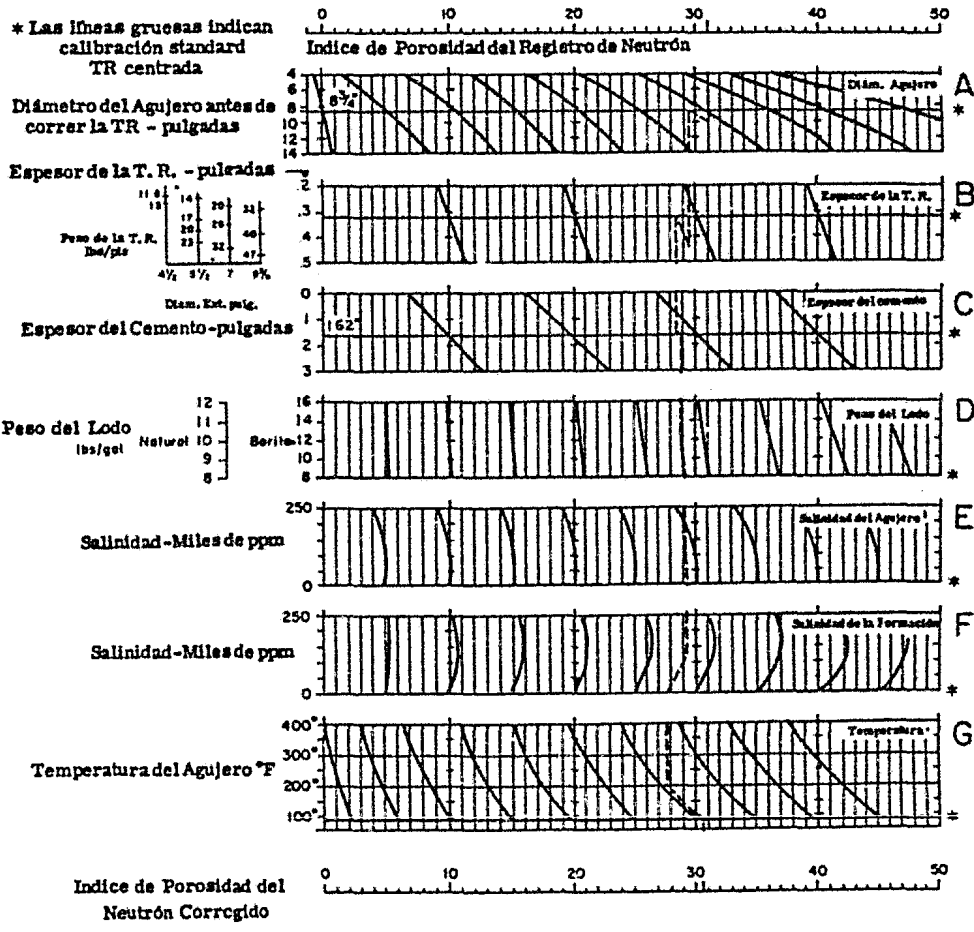


FIG. 4.2.4.5.

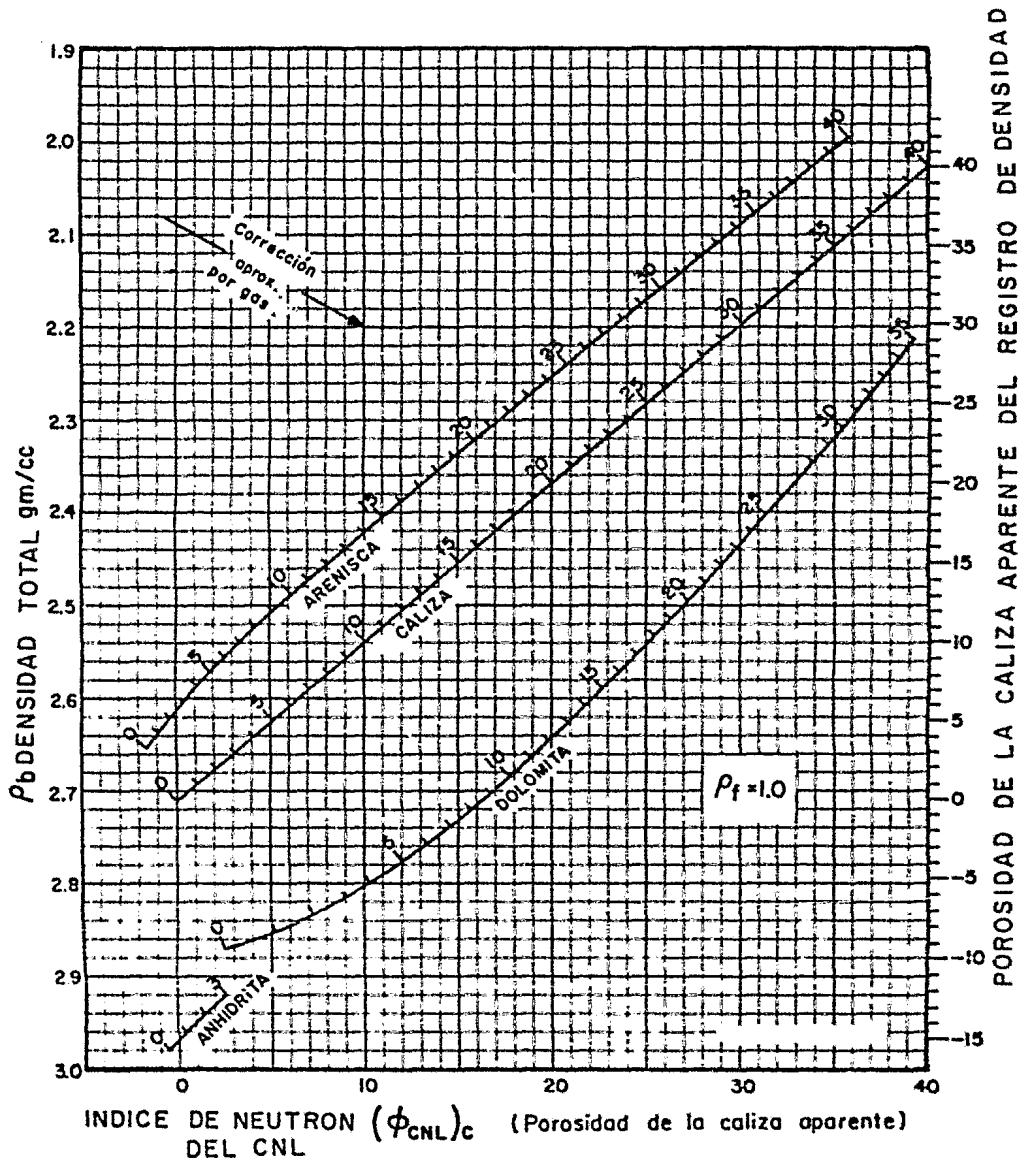


FIG. 4.2.4.6.

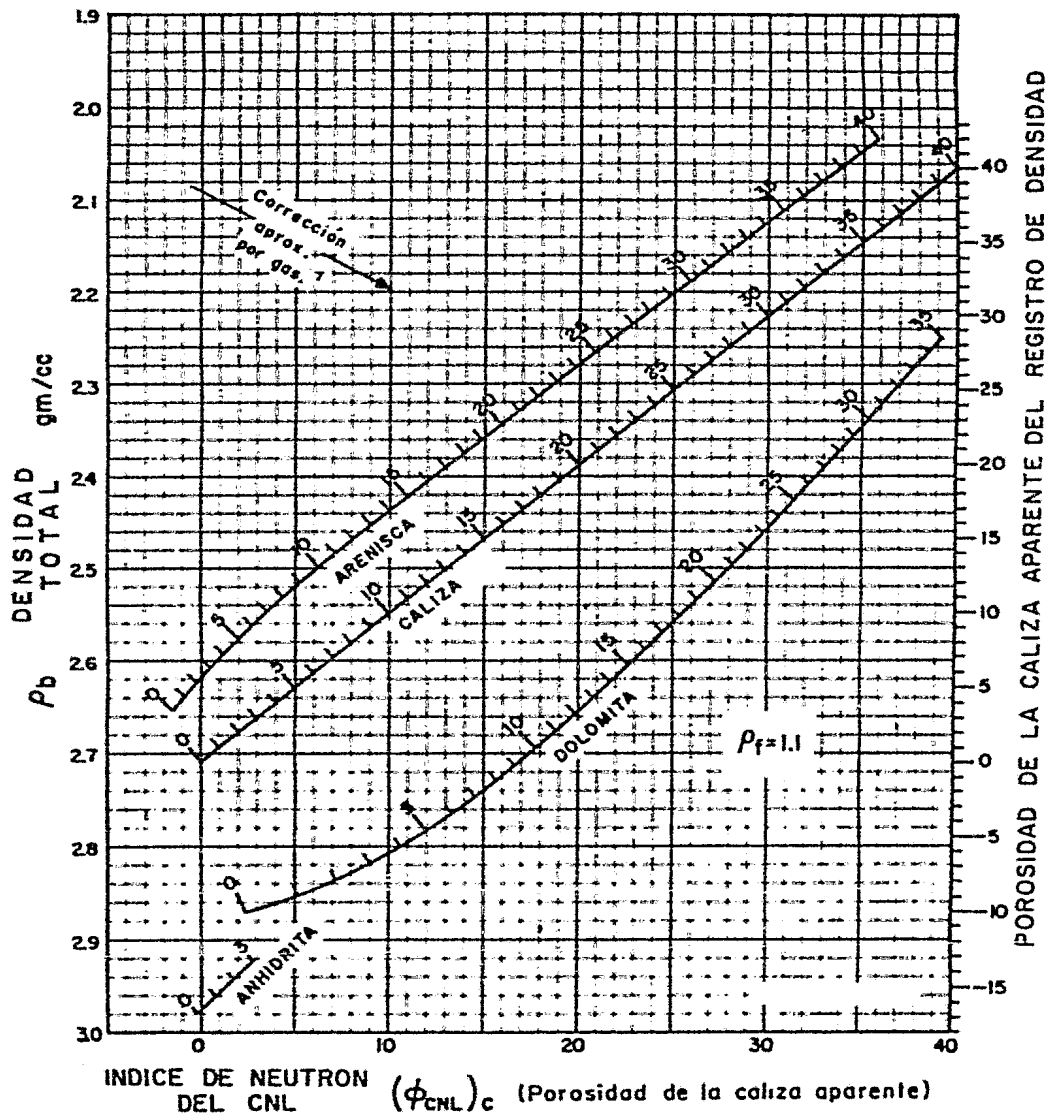


FIG. 4.2.4.7.

IV.2.5. REGISTRO DE TIEMPO DE DISMINUCION DE TEMPERATURA

El registro de tiempo de disminución de temperatura (4-6-7-8-10-15-19) (TDT), registra el tiempo requerido para la degradación de los neutrones termales en las formaciones. Las propiedades de las formaciones de absorber neutrones termales, son útiles en la evaluación de las formaciones; de todos los elementos que existen en la tierra, el cloro es el que mayor cantidad de neutrones termales absorbe, debido a esto, el registro TDT responde principalmente a la cantidad de cloro presente en el agua de formación en forma de NaCl . El registro TDT es muy parecido a los registros de resistividad, por lo que puede ser correlacionado con estos registros.

El registro TDT se puede tomar en pozos con tubería de Ademe y además con tubería de producción. Este registro puede localizar formaciones que contengan tanto hidrocarburos como agua salada. Cuando se conoce la porosidad de la formación, puede determinarse contactos de gas-aceite y aceite-agua, con el valor de la porosidad y el de la salinidad del agua, se puede calcular la saturación de agua. También con este tipo de registros se puede descubrir avances de agua natural en los yacimientos, comparándolo con otros registros tomados antes en agujeros sin tubería de Ademe, en yacimientos sujetos a inyección

de agua se puede usar para observar el progreso de la inyección.

Debido a que este tipo de registro puede detectar hidrocarburos detrás de la tubería de Ademe, es especialmente útil para pozos que se encuentren en reparación o en terminación.

FUNDAMENTO DEL REGISTRO

Un generador de neutrones en la sonda, emite breves descargas de neutrones generados a 14 Mev. durante intervalos regulares, después de cada descarga, los neutrones de alta energía, son frenados rápidamente hasta que alcanzan una velocidad termal, debido a las colisiones sucesivas con los núcleos de los elementos en la formación y en el pozo, a continuación se mide durante intervalos de detección que siguen a cada descarga, el número de neutrones remanentes en la formación, entre cada descarga y el comienzo del primer intervalo de detección — existe un tiempo de retardo que permite que los neutrones rápidos alcancen su energía térmica, y desaparezcan los efectos del pozo (que actuaron al principio).

El número de rayos gamma de captura recibidos por un detector de la zona a cualquier momento es proporcional al número de neutrones termales libres en ese momento. Para reducir los efectos del pozo, se miden rayos gamma de —

captura en lugar de neutrones termales.

En cada punto de la formación queda absorbida por unidad de tiempo una cierta fracción de los neutrones termales presentes, esta fracción es $V \Sigma_{abs}$, donde tenemos que V es la velocidad de los neutrones y Σ_{abs} es la sección transversal macroscópica de captura en el medio, y tiene como unidades $\text{cm}^2 / \text{cm}^3$ o cm^{-1} . En lugar de $V \Sigma_{abs}$, la proporción relativa de degradación de la población de neutrones termales, puede usarse la reciproca $\Upsilon_{int} = 1 / V \Sigma_{abs}$. La cantidad Υ_{int} es simplemente la constante de tiempo para la captura o la absorción, Υ_{int} se denomina como tiempo intrínseco de degradación termal, ya que es una propiedad intrínseca para un medio particular, para la cual se desea una medida precisa. Para una velocidad de neutrones termales de 2 200 mts/seg, tenemos que.

$$\Upsilon_{int} = \frac{4.55}{\Sigma_{abs}} \dots\dots\dots IV.2.5.1$$

En donde Υ_{int} se encuentra en microsegundos y Σ_{abs} en cm^{-1} . Considerando la densidad de neutrones termales en un punto de la formación, suponiendo que N_0 sea la densidad de neutrones termales luego de un tiempo de retardo, T_0 , que sigue a la descarga de neutrones. Suponiendo que T_0 sea suficientemente grande como para permitir que

que los neutrones lleguen a su equilibrio térmico, y si el único proceso que tiene lugar es el de captura de neutrones, la densidad de neutrones, N , decae de acuerdo a la siguiente ecuación.

$$N = N_0 e^{-t/\tau_{int}} \dots\dots\dots IV.2.5.2$$

En donde t es el tiempo medido a partir de T_0 .

Si solamente fuese la captura la causa de la desaparición de neutrones termales, el tiempo de degradación que mide sería igual al tiempo intrínseco de degradación, τ_{int} , que es una propiedad característica del material de la formación.

Para encontrar el valor de la sección macroscópica de captura de una roca, se suman las secciones macroscópicas de sus componentes, pesado cada uno por el volumen fraccional ocupado por cada componente, de ahí la conveniencia de utilizar el concepto de "sección de captura" en la interpretación. Se registra por lo tanto, la medición de la sección que se define como.

$$\log = \frac{4.55}{\tau \log} \dots\dots\dots IV.2.5.3$$

La sección transversal de captura del cloro es mucho mayor que la de la mayoría de los otros elementos comunes-

en las formaciones con hidrocarburos, el cloro es un --
constituyente normal del agua salada de las formaciones,
por lo que el registro TDT será principalmente, una medi-
da del contenido total de agua salada en la formación.

SONDA DEL REGISTRO

Las sondas del registro TDT las hay de dos diámetros, --
una de 0.085 mts y otra de 0.042 mts la que puede bajar-
por la tubería de producción. Este tipo de sondas resis-
ten una temperatura de hasta 150 °C.

En la fig. 4.2.5.1. , se ilustra una sonda TDT en la que
van montados dos detectores de rayos gamma, que se en---
cuentran a diferente distancia del generador de neutro--
nes, que se encuentra abajo de dichos detectores. En los
extremos de la sonda van montadas dos secciones electrón-
icas.

PRESENTACION DEL REGISTRO

En la fig. 4.2.5.2. , se ilustra la presentación típica-
del registro TDT, en la pista 1 se registra una curva de
rayos gamma, en las pistas 2 y 3 se registran las curvas
de el tiempo de degradación termal y el valor correspon-
diente a la sección transversal de absorción. En la pis-
ta 3 ~~se~~ obtiene también una curva que nos indica los co-
ples de la tubería de Ademe.

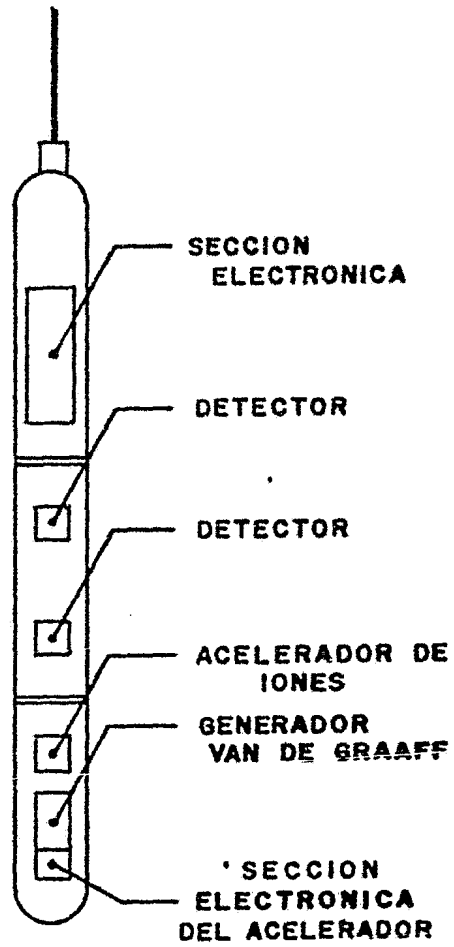


FIG. 4.2.5.1.

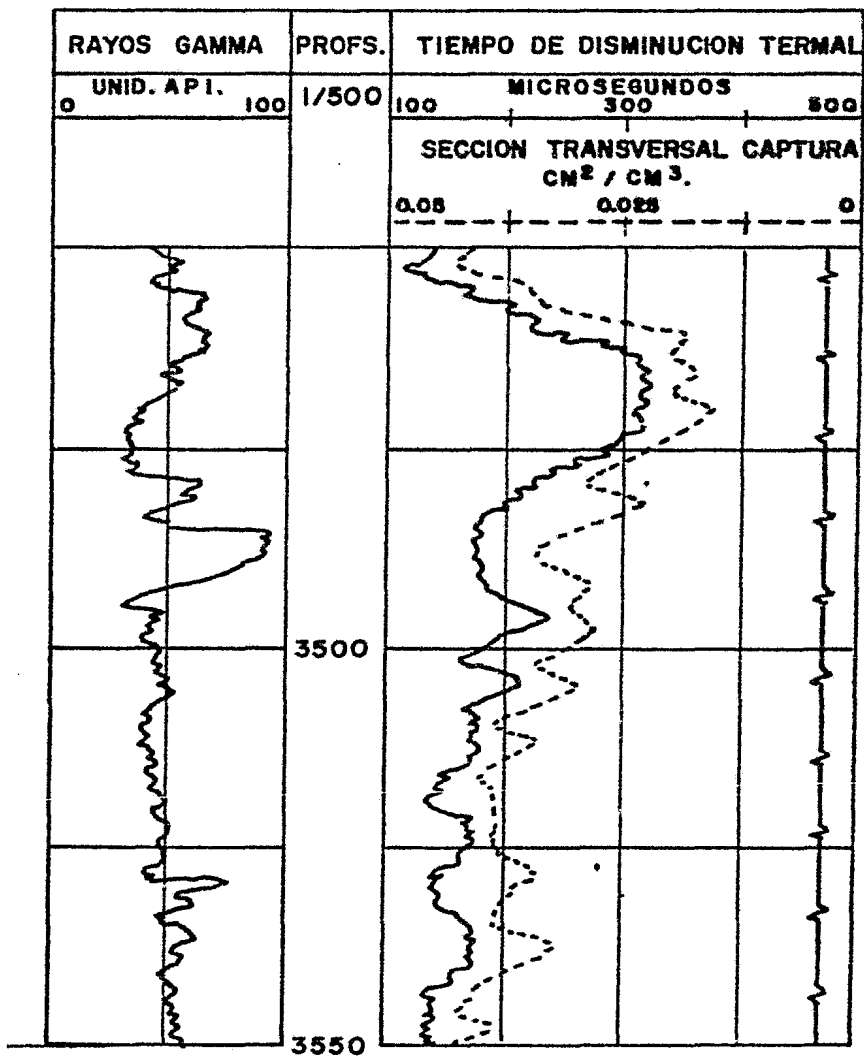


FIG. 4.2.5.2.

CALIBRACION DE LA SONDA

La fuente primaria estándar disponible para efectuar la calibración, es un gran tanque de agua. Cuando es llenado con agua dulce pura, es una fuente estándar que produce un τ_{meas} (que es el tiempo de degradación termal - medido en la sonda) , el cual es de 195 micro-segundos. En el pozo, la operación del sistema detector se prueba con una pequeña fuente radioactiva, tal como se hace con otras herramientas de los registros radioactivos. Para calibrar el sistema de medida se utilizan señales de prueba correspondientes a tiempos de degradación de 100, 200 y 300 micro-segundos.

FACTORES QUE AFECTAN LAS MEDICIONES DEL REGISTRO

1) Efecto de la difusión de neutrones, los neutrones emigran entre el pozo y la formación por difusión, cuando τ_{int} de la formación es mayor que τ_{int} del pozo (significa que los neutrones decaen más lentamente en la formación) la densidad de neutrones en la formación eventualmente se hace mayor que en el pozo, por lo que existe un flujo neto de neutrones desde la formación hasta el pozo (lo que significa que la formación actúa como un depósito que provee neutrones al pozo), esta corriente de neutrones decae en una proporción que depende generalmente del τ_{int} de la formación, por el contrario, cuando el -

valor de γ int del fluido del pozo es mayor que el de la formación, el movimiento neto de neutrones es desde el pozo hacia la formación. El tiempo de degradación medido es entonces más fuertemente influido por las condiciones del pozo.

Los efectos perturbadores de la difusión, que hacen que γ meas difiera un poco de γ int, se pueden corregir al usar una sección transversal de captura aparente para la matriz de la roca igual a 1.6 veces su valor teórico para interpretaciones prácticas.

2) Efecto de agujero, la tubería de Ademe, el fluido del agujero y el cemento, afectan la lectura que se obtiene con el registro TDT, cada uno de los parámetros mencionados anteriormente capturan neutrones y emiten rayos gamma de captura según su propio ritmo de decaimiento intrínseco. Un agujero con agua salada y la tubería de Ademe, son zonas de rápido decaimiento y los neutrones térmicos en ellas se agotan mucho antes de que opere el mecanismo de detección, por lo que no tienen influencia directa sobre γ reg. Sin embargo cuando el diámetro de la tubería es grande (más de 0.23 mts) y contiene agua salada, el ritmo de conteo es bajo y las variaciones estadísticas pueden ser grandes, en cambio, los efectos de decaimiento del agua dulce y de lodos base aceite son -

grandes, pero no lo suficiente como para afectar las mediciones que se hacen en formaciones con hidrocarburos.

El tiempo de decaimiento del gas cuando se encuentra a baja presión, es muy grande y la captura de neutrones térmicos en el agujero es muy pequeña, en este caso la señal del agujero tiene poca influencia sobre el registrado.

3) Efecto del espesor de capa, para poder obtener una buena información del tiempo de decaimiento térmico, se necesita que la capa registrada tenga un espesor mínimo de uno a dos mts.

4) Efecto de la profundidad de investigación de la sonda y de la zona de invasión del fluido, la sonda del registro TDT, tiene una profundidad de investigación mayor que las sondas de porosidad de neutrón, pero a su vez mucho más somera que los registros de resistividad. La profundidad de investigación del registro TDT aumenta con la razón de la ϵ de la zona no invadida.

INTERPRETACION DEL REGISTRO

A) Interpretación cualitativa, la interpretación del registro TDT, por lo general puede hacerse visualmente comparando el registro TDT con un registro de porosidad. La curva de tiempo de degradación se interpreta del mismo modo que una curva del registro de resistividad, debido a que ambos registros se encuentran afectados en la

misma forma por porosidad, salinidad de agua y saturación de agua.

B) Interpretación cuantitativa, una de las aplicaciones principales que se desean al tomar este registro, es la de conocer la saturación de agua de la formación. Se puede considerar que toda formación es una mezcla de varios constituyentes, cada uno de los cuales está caracterizado desde el punto de vista del registro TDT, por su sección transversal de captura y la fracción de volumen de roca que ocupa.

La ecuación general del registro TDT para una formación porosa, arcillosa y que contenga agua e hidrocarburos es.

$$\epsilon_{reg} = [1 - V_{sh} - \phi_e] \epsilon_{ma} + [V_{sh}] \epsilon_{sh} + [\phi_e S_w] \epsilon_w + [\phi_e - (1 - S_w)] \epsilon_h \quad \dots \dots \dots \text{IV.2.5.4}$$

En la ecuación anterior cada coeficiente que se encuentra dentro de los paréntesis, representa el volumen relativo del material componente correspondiente. El volumen relativo de la matriz de la roca incluye todo menos lutita y fluido; por lo tanto ϵ_{ma} debe representar no solo los principales minerales de la roca sino también sus impurezas y el material de cementación.

De la ecuación anterior se puede despejar el valor de la S_w , por lo que tenemos que.

$$S_w = \frac{(\sum reg - \sum ma) - \phi_e(\sum h - \sum ma) - Vsh(\sum sh - \sum ma)}{\phi_e(\sum w - \sum h)}$$

..... IV.2.5.5

Por otra parte cuando se tiene una formación limpia, es decir libre de arcilla, tenemos que.

$$\sum reg = (1 - \phi_e) \sum ma + \phi_e S_w \sum w + \phi (1 - S_w) \sum h. IV.2.5.6$$

De donde al despejar S_w , tenemos.

$$S_w = \frac{(\sum reg - \sum ma) - \phi_e(\sum h - \sum ma)}{\phi_e(\sum w - \sum h)} \dots IV.2.5.7$$

V REGISTROS ACUSTICOS

V. 1. REGISTRO SONICO DE POROSIDAD (4-6-7-8-10-12-17)

El registro sónico de porosidad (BHC) tiene como principal objetivo la determinación de la porosidad de la formación en forma directa, ya que las propiedades acústicas de las rocas están ligadas íntimamente con su porosidad. El principio en el cual se basan estos tipos de registro, es el de enviar una serie de ondas acústicas que viajen a través de la formación, y a continuación registrar el tiempo de tránsito (Δt), el cual es el tiempo requerido por una onda compresional de sonido para recorrer 0.3048 mts de formación. El parámetro Δt es el valor recíproco de la velocidad de una onda compresional de sonido, el cual va a depender de la litología y porosidad de la formación.

SONDA DEL REGISTRO

La herramienta que actualmente se utiliza para obtener el registro sónico de porosidad se designa como BHC, que consta de una sonda de material aislante acústico, que va en el extremo de un cable, fig. 5.1.1. , esta sonda elimina la mayor parte de los efectos debidos a cambios en el diámetro del pozo, así como los errores producidos por la inclinación de la sonda.

Como se puede observar en la fig. 5.1.1. , la sonda BHC lleva montados un par de transmisores, que se encuentran

a los extremos de dos pares de receptores. Cuando un transmisor es activado por un pulso, éste genera una onda de sonido que penetra en la formación. Se mide el tiempo transcurrido entre la detección del primer arribo a los dos receptores correspondientes, los caminos recorridos por los primeros arribos de las ondas acústicas se indican en la fig. 5.1.1. . Los transmisores y los receptores son transductores electroacústicos, es decir que convierten energía eléctrica en energía acústica o viceversa.

La velocidad del sonido en la sonda y en lodo de perforación es menor que en la formación, por consiguiente, llegará primero a los receptores la energía acústica que viajó a través de la formación cerca de la pared del pozo.

Los transmisores de la sonda del registro BHC son activados alternativamente y los valores que se obtienen de Δt son leídos en pares alternos de receptores. En la superficie se encuentra una computadora que promedia los valores de Δt automáticamente, además tiene como función la de integrar los tiempos de tránsito para obtener el tiempo total de tránsito, que se registra en la superficie en microsegundos/pie.

Los receptores tienen un mecanismo automático de tiempo,

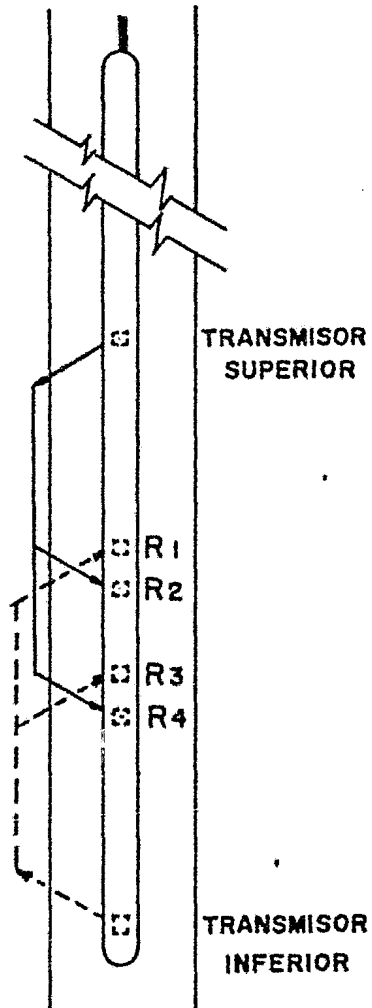


FIG. 3.1.1.

el cual funciona si el nivel de energía o amplitud de la onda acústica se encuentra arriba de cierto valor mínimo, esto es con el fin de impedir que algún ruido haga funcionar los mecanismos automáticos de tiempo de los receptores prematuramente, y se registra en tiempos de tránsito falsos. Si la amplitud de la onda de interés que hace funcionar dicho mecanismo del primer receptor, se atenúa en una proporción menor al nivel mínimo de energía, no logrará cerrar el mecanismo de tiempo en el segundo receptor, debido a esto el mecanismo de tiempo del segundo receptor permanecerá abierto hasta que llegue una onda con una amplitud mayor que el nivel mínimo de energía y lo cierre. Cuando esto ocurre se tiene un salto de ciclo, en el cual la curva sónica en el registro muestra una desviación abrupta y grande hacia valores mayores de Δt fig. 5.1.2. . El efecto de salto de ciclo ocurre por lo general cuando la señal es fuertemente atenuada por formaciones no consolidadas, por fracturas, por saturación de gas y por lodos con burbujas de aire.

PRESENTACION DEL REGISTRO

En la fig. 5.1.3. , se muestra una de las formas mas comunes de presentación del registro sónico de porosidad, en la pista 1 se tiene por lo general una curva de calibración de diámetro del agujero o bien una curva de -

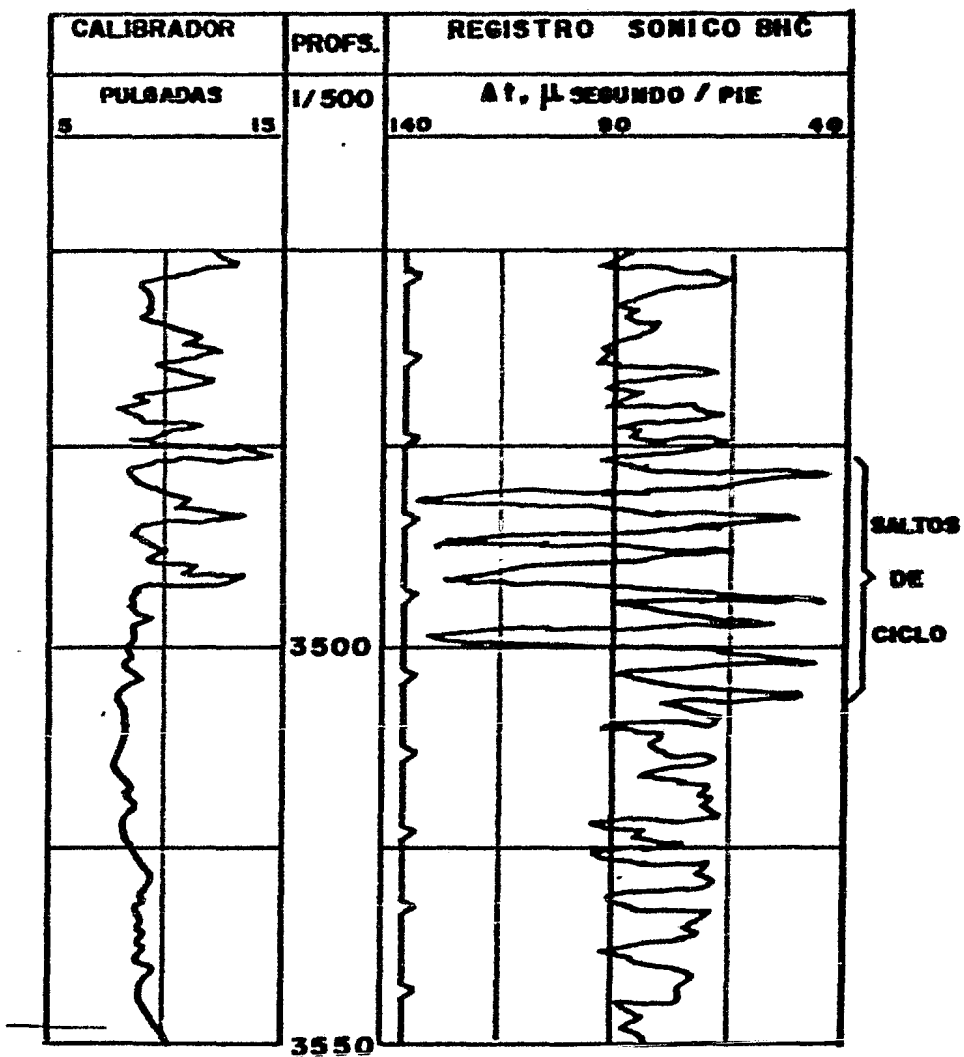


FIG. 5.1.2

rayos gamma, en las pistas 2 y 3 se registra el tiempo de recorrido de las ondas acústicas, designado como tiempo de tránsito, Δt , dichas pistas tienen una escala lineal cuyas unidades son microsegundos/pie, en el margen izquierdo de la pista 2 se registra una curva llamada de tiempo total, esta curva presenta una serie de marcas o picos. Existen dos tipos de picos, unos mas grandes que otros, los picos pequeños corresponden a intervalos de tiempo de un milisegundo, entre dos picos grandes el intervalo de tiempo correspondiente es de diez mil milisegundos. Con esta curva se puede determinar el tiempo de tránsito total entre dos intervalos de profundidad.

Con este tipo de registros se puede obtener una resolución vertical de 0.60 mts y una zona de investigación horizontal de 0.30 mts.

En la tabla V.1. , se indican los valores de velocidad de compresión medidos en los materiales que generalmente constituyen la matriz de las rocas, así como los de la tubería de Ademe.

FACTORES QUE AFECTAN LA RESPUESTA DEL REGISTRO BHC

1) Condiciones del agujero, este factor se basa en el diámetro que se tenga del agujero, ya que si el diámetro es prácticamente constante y no es muy amplio, el efecto

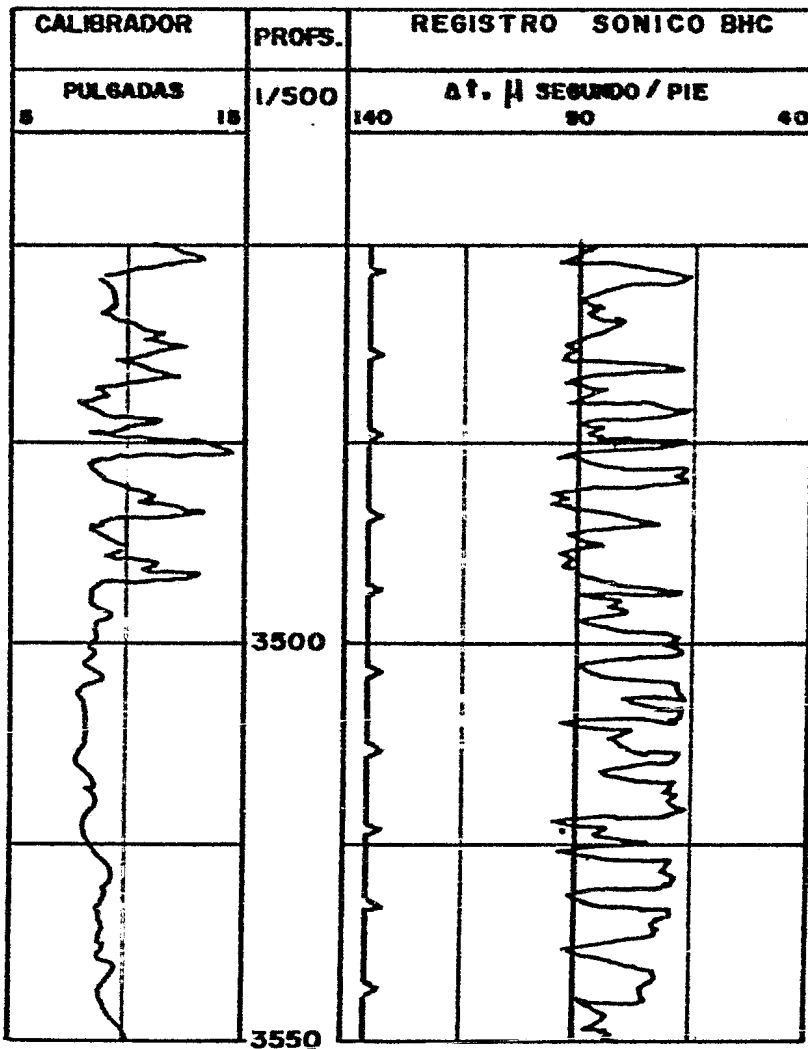


FIG. 5.1.3.

<i>MATERIAL</i>	<i>V_{ma} (pies/seg)</i>	<i>Δt_{ma} (seg/pie)</i>
<i>Areniscas</i>	<i>18000 - 19500</i>	<i>55.5 - 51.0</i>
<i>Calizas</i>	<i>21000 - 23000</i>	<i>47.6 - 43.5</i>
<i>Dolomitas</i>	<i>23000</i>	<i>43.5</i>
<i>Anhidrita</i>	<i>20000</i>	<i>50</i>
<i>Sal</i>	<i>15000</i>	<i>66.7</i>
<i>Tubería Ademe</i>	<i>17500</i>	<i>57</i>

Tabla V.1.

que causa es una atenuación de la onda acústica, la cual casi no afecta la respuesta del registro. Cuando el diámetro del agujero es muy grande, se puede ocasionar que existan saltos de ciclo, con lo cual es afectada la respuesta del registro.

2) Características de las formaciones y de los fluidos, — este factor afecta la respuesta del registro debido a — que el valor del tiempo del tránsito, Δt , depende de la composición mineral de la roca así como del tipo de fluido que contenga.

3) Características de la sonda, para obtener una respuesta adecuada con este registro, la distancia entre cada par de receptores deberá ser 0.60 mts, y la distancia entre el transmisor y el primer receptor deberá ser de — aproximadamente 0.90 mts, si se hicieran variar estas — distancias la respuesta que se tendría también se modificaría.

RELACION POROSIDAD - TIEMPO DE TRANSITO

(20)
M.R.J. Wyllie encontró después de numerosos experimentos en el laboratorio, que en formaciones limpias y consolidadas, con pequeños poros distribuidos uniformemente — existe una relación lineal entre el tiempo de tránsito y la porosidad, la cual se expresa como.

$$\Delta t = \phi \Delta t_f + (1 - \phi) \Delta t_{ma} \dots\dots\dots V.1.1$$

Despejando la porosidad tenemos.

$$\phi = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \dots\dots\dots V.1.2$$

El uso directo de la ecuación V.1.2. , da valores de porosidad demasiado altos en arenas no consolidadas e insuficientemente compactadas. Estas arenas no compactadas se presentan mas comunmente en formaciones geológicamente mas recientes y especialmente a poca profundidad. Sin embargo, aún en formaciones profundas estas arenas recientes no están compactadas en los casos en que la diferencia entre la presión de las capas adyacentes y la del fluido en la formación es menor de 351.9 o 281.5 Kg/cm². Esta falta de compactación puede quedar indicada en lutitas adyacentes cuando estas muestran valores de tiempo de tránsito mayores de 100 microsegundos/pie.

Cuando las formaciones no son lo suficientemente compactadas, los valores observados de tiempo de tránsito serán mayores que los que corresponderian a su porosidad de acuerdo a la ecuación V.1.1. . Sin embargo la relación entre porosidad y tiempo de tránsito se mantendrá aproximadamente lineal. Una corrección empírica, Cp, fué

propuesta para ser aplicado a la ecuación V.1.2. , para-
dar un valor correcto de la porosidad, por lo que tene-
mos la siguiente ecuación.

$$\phi = \frac{1}{C_p} \cdot \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \dots\dots\dots V.1.3$$

En donde el factor C_p se calcula de la siguiente manera

$$C_p = \frac{c \Delta t_{sh}}{100} \dots\dots\dots V.1.4$$

Cuando la arena es compactada, C_p alcanza el valor de -
1.0 , que es el mínimo que se puede tener.

INTERPRETACION DEL REGISTRO

El registro sónico de porosidad cuando es usado en forma
individual, nos sirve principalmente para determinar la-
porosidad primaria de la formación. En conjunto con —
otros registros que nos den la porosidad total, se utili-
za para determinar un índice de porosidad secundaria, de
finir litología en formaciones complejas, zonas de pre -
siones anormales y zonas de gas.

Al conocer el tiempo de tránsito del registro, el valor-
de la porosidad que se obtiene por medio de la ecuación
V.1.2. , también se puede obtener por medio de la gráfi-
ca fig. 5.1.4., en la cual en el eje de las abscisas se-

tienen graficados valores de tiempo de tránsito expresados en microsegundos/pie , con el valor Δt que se obtenga del registro se traslada a la gráfica anterior y se procede a trazar una línea recta hasta interceptar con la línea de velocidad de matriz (V_{ma}) que se tenga, y posteriormente se efectúa la lectura de la porosidad en el eje de las ordenadas.

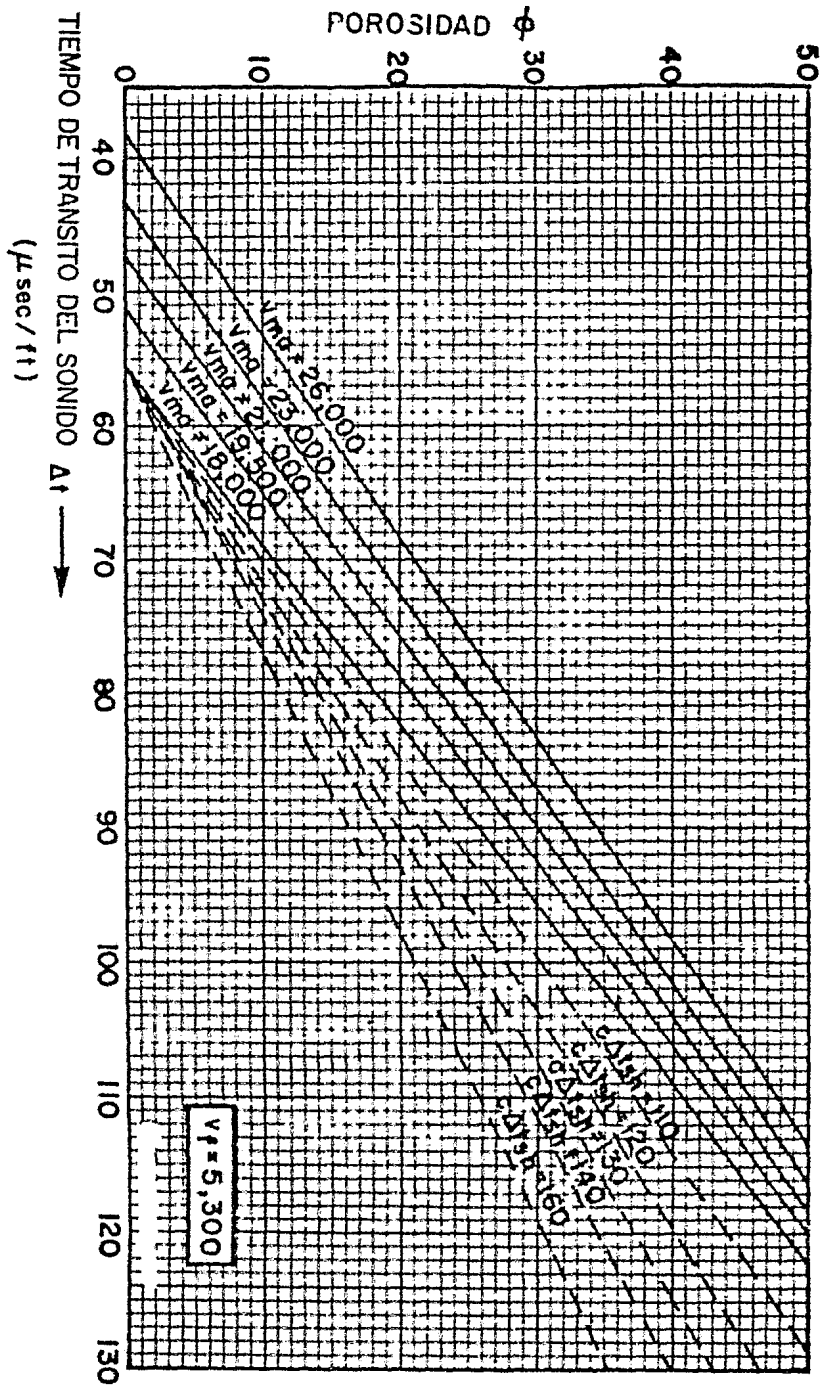


FIG. 5.1.4.

V. 2. REGISTRO SONICO DE CEMENTACION (4-6-7-8-10-12-18)

Este tipo de registros es utilizado en pozos con tubería de Ademe, esta tubería se encuentra cementada con varios fines, entre los que podemos mencionar:

1) Aislar entre sí los horizontes productores, y a su vez aislar estos de otros horizontes o de intervalos, dentro del mismo horizonte que contiene agua.

2) Evitar la producción de gas libre, de casquetes de gas o de yacimientos vecinos de gas no asociado.

Si la cementación primaria de la tubería de Ademe es defectuosa, puede existir producción de fluidos indeseables a través de los intervalos abiertos en el pozo, los cuales pueden provenir de horizontes o intervalos vecinos.

El registro sónico de cementación permite determinar el grado de adherencia del cemento a la tubería de Ademe, así como su resistencia a la compresión. Este tipo de registros se utilizan tanto en cementaciones primarias como en cementaciones forzadas.

PRINCIPIO DEL REGISTRO

El registro sónico de cementación se puede obtener con el mismo tipo de sonda que se usa para la obtención del registro sónico de porosidad, o por medio de una sonda especial. Este tipo de registro se basa en la medición de la amplitud de la onda acústica, en millivolts, del

primer medio ciclo de la señal recibida en el receptor, - el cual se encuentra a una distancia de 0.90 mts del -- transmisor.

Cuando una tubería de Ademe esta libre, es decir que no existe cemento o roca lo suficientemente próximos a dicha tubería, bajo estas condiciones, cuando se hace pasar una onda acústica de extensión en el sentido de su -- longitud, la tubería vibra libremente y es cuando se registra la amplitud máxima de la onda.

La onda acústica que se emite por medio del transmisor, - sigue una trayectoria parecida a la del registro sónico de porosidad, dicha onda sale del receptor, viaja a través de la tubería de Ademe y es detectada en el receptor de donde se envía la señal a la superficie, en donde es registrada.

Si el cemento se encuentra bien adherido a la tubería de Ademe habrá buen acoplamiento acústico con el cemento y también con la formación, la amplitud de la onda registrada será menor que cuando la tubería se encuentre libre, en el caso de que la adherencia del cemento sea solo parcial, se tendrá un valor intermedio de amplitud.

SONDA DEL REGISTRO

La sonda del registro sónico de cementación se ilustra - en la fig. 5.2.1 , en la sonda va montado un transmisor de ondas acústicas y un receptor de dichas ondas; la se-

paración entre el transmisor y el receptor es de 0.90 --- mts.

PRESENTACION DEL REGISTRO

La presentación del registro de cementación se ilustra en la fig. 5.2.2., en la cual tenemos que en la pista 1 se encuentra una curva que nos indica los coples de la tubería, en la pista 2 se encuentra registrada la curva de adherencia del cemento a la tubería, en una escala --- que tiene como unidades millivolts.

INTERPRETACION DEL REGISTRO

La interpretación del registro se basa en la observación de las amplitudes medidas, cuando la curva de amplitud tenga valores cercanos a cero millivolts, es decir cuando se encuentre pegada al carril de profundidad, se puede considerar que la adherencia del cemento a la tubería es buena, por el contrario entre mayor sea el valor de la amplitud de la curva, significa que la adherencia del cemento a la tubería es mala.

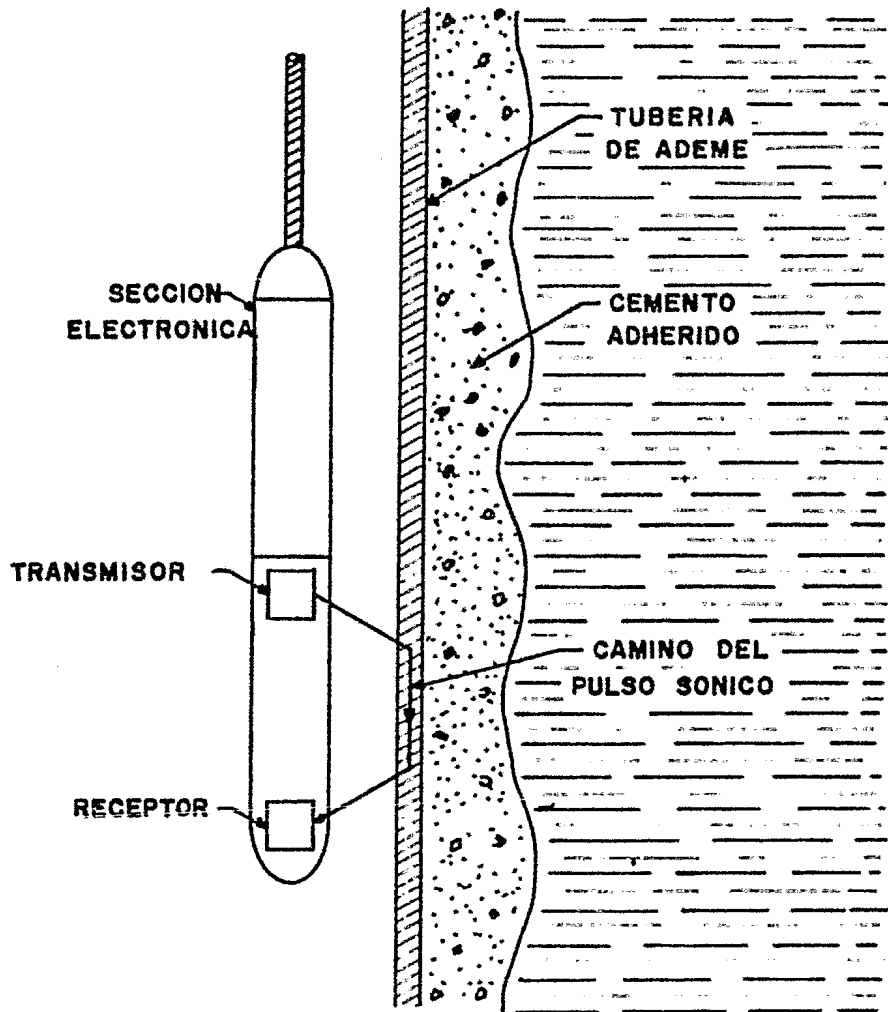


FIG. 5.2.1.

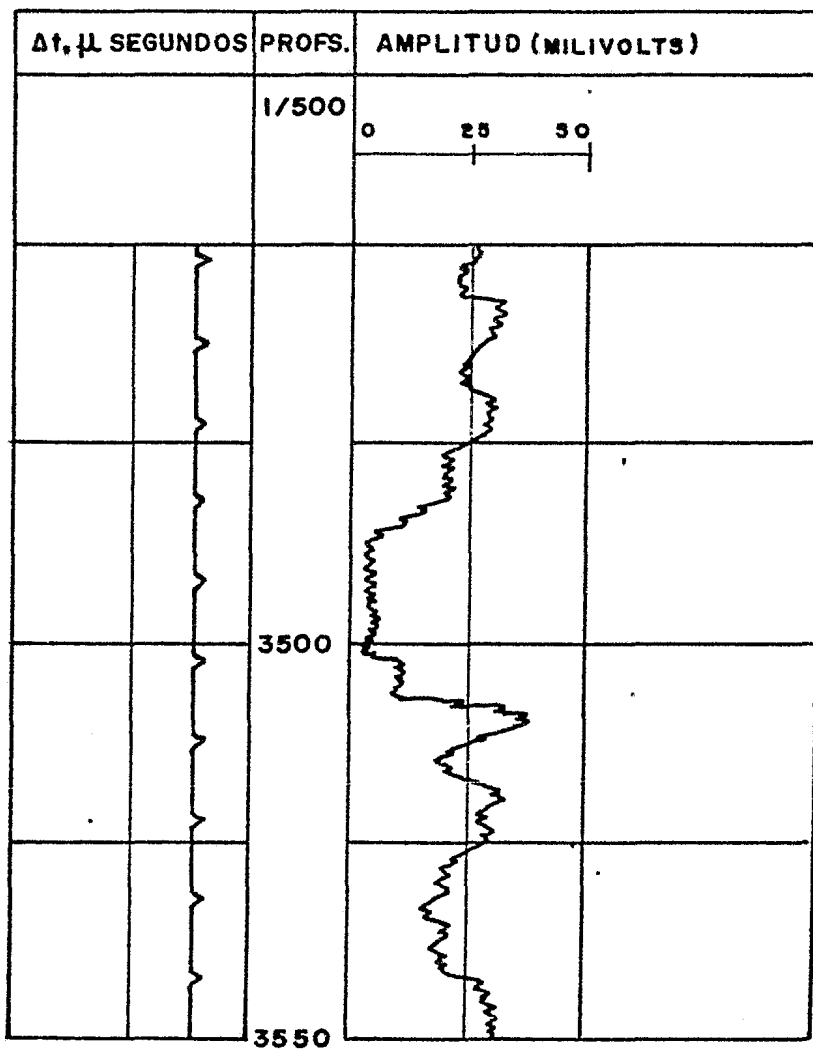


FIG. 5.2.2.

VI METODOS DE INTERPRETACION CUALITATIVA Y CUANTITATIVA

I.- METODO DE ARCHIE PARA CALCULO DE Sw (4-7-8-22)

Este método se aplica para determinar la saturación de agua (Sw) en rocas limpias, mojadas por agua y con una porosidad del tipo intergranular. La determinación de la saturación de agua se determina por medio de la siguiente ecuación.

$$S_w = \sqrt{\frac{F R_w}{R_t}} \dots\dots\dots VI.1.1$$

En donde tenemos que.

El factor de formación (F) se puede obtener a partir de determinaciones de laboratorio o bien a partir de las dos ecuaciones empíricas que son que se emplean para calcular dicho factor, las cuales son.

$$F = \frac{a}{\phi^m} \dots\dots\dots VI.1.2$$

$$F = \frac{0.62}{\phi^{2.15}} \dots\dots\dots VI.1.3$$

La determinación de la resistividad del agua de formación (R_w), se puede obtener a partir del registro de Potencial Natural (SP), o de un análisis químico del agua.

La resistividad verdadera de la formación (R_t) se puede obtener de cualquier registro de resistividad de investigación profunda, por ejemplo: DLL, LL-3, etc.

II.- METODO DE R_{wa} PARA EL CALCULO DE S_w (4-7-8-22)

Este método utiliza la ecuación de Archie, en la que al despejar R_w tenemos.

$$R_w = \frac{S_w^2 R_t}{F} \dots\dots\dots VI.2.1$$

Cuando se tiene una zona con una $S_w = 100 \%$, el valor de R_w puede ser calculado como.

$$R_w = \frac{R_t}{F} \dots\dots\dots VI.2.2$$

Para zonas con hidrocarburos, F sigue siendo la misma, únicamente R_t se incrementa, por lo que se obtiene la siguiente ecuación.

$$R_{wa} = \frac{R_t}{F} \dots\dots\dots VI.2.3$$

Para el cálculo de una serie de zonas y una de estas zonas es de agua, la R_{wa} calculada por medio de la ecuación (VI.2.3.) tendrá un valor bajo en dicha zona de -

agua, por lo que se tiene.

$$Rw = Rwa \dots\dots\dots VI.2.4$$

Para este valor bajo de la zona de agua.

$$Sw^2 = \frac{F Rw}{Rt} \dots\dots\dots VI.2.5$$

$$Sw^2 = \frac{Rw}{\frac{Rt}{F}} \dots\dots\dots VI.2.6$$

Pero como sabemos que .

$$Rwa = \frac{Rt}{F}$$

se tiene que.

$$Sw^2 = \frac{Rw}{Rwa} \dots\dots\dots VI.2.7$$

Donde finalmente.

$$Sw = \sqrt{\frac{Rw}{Rwa}} \dots\dots\dots VI.2.8$$

III.- METODO DE COMPARACION DE Fr/Fs (8-32)

En este método se tiene que.

Fr = factor de la formación aparente de la normal corto de un registro de Rxo.

Fs = factor de resistividad aparente del registro sónico.

De acuerdo a lo anterior tenemos que.

$$Fr = \frac{Rxo}{Rm.f} \dots\dots\dots VI.3.1$$

y

$$Fs = \frac{a}{\phi^m} \dots\dots\dots VI.3.2$$

De las ecuaciones anteriores se obtiene la relación de Fr/Fs y se aplican los siguientes criterios.

Si $Fr/Fs \leq 1$, se tiene que la formación se encuentra saturada con agua.

Si $Fr/Fs > 1$, se tiene que la formación contiene hidrocarburos.

IV.- METODO DE LAS MONTAÑAS ROCALLOSAS (TIXIER) (8-22)

En la interpretación de registros se desconocen 5 parámetros importantes para la evaluación de la formación, - los cuales son :

$$F, S_w, R_w, R_z, S_{xi}.$$

Normalmente se dispone de 3 curvas de registros, las que nos proporcionan a su vez 3 ecuaciones simultáneas.

- Ecuación de la curva del SP.

$$SSP = - K \log \frac{R_{mf}}{R_w} \dots\dots\dots VI.4.1$$

- Ecuación de la curva de la normal corta.

$$S_{xi} = \sqrt{\frac{F R_z}{R_i}} \dots\dots\dots VI.4.2$$

- Ecuación de una curva de investigación profunda.

$$S_w = \sqrt{\frac{F R_w}{R_t}} \dots\dots\dots VI.4.3$$

Dos ecuaciones más son necesarias para solucionar el problema, una está dada por la resistividad de la mezcla de fluidos, R_z , la que se indica a continuación.

$$\frac{1}{Rz} = \frac{Z}{Rw} + \frac{1 - Z}{Rmf} \dots\dots\dots VI.4.4$$

en donde $Z \approx 7.5 \%$ del espacio poroso.

Por último Tixier proporciona la ecuación que falta.

$$Sxi^2 = Sw \dots\dots\dots VI.4.5$$

La ecuación de Tixier es una relación empírica que nos permite obtener un valor representativo de Sxi , en rocas limpias y que se encuentren mojadas por agua. En arenas-arcillosas y en rocas mojadas por aceite el exponente de Sxi , tendrá un valor diferente a 2.

Resolviendo el sistema de 5 ecuaciones se obtiene.

$$Sw = \frac{Ri}{Rt} \frac{Rw}{Rz} \dots\dots\dots VI.4.6$$

Este método tiene ciertas limitaciones las cuales son:

- 1) No puede ser aplicado en formaciones cuya porosidad sea menor de 10 % .
- 2) No puede ser aplicado en formaciones con baja permeabilidad.

V.- METODO DE Rxo/Rt (8-22)

En este método se tiene una curva de SP^+ calculado por Rxo/Rt , la cual se presenta superpuesta sobre una curva de SP registrada. La ecuación del SP está dada por la siguiente ecuación.

$$SP = - K \log \frac{R_{mf}}{R_w} \dots\dots\dots VI.5.1$$

Para el caso de que se tengan zonas con $S_w = 100 \%$, se tiene.

$$R_{xo} = F R_{mf} \dots\dots\dots VI.5.2$$

$$R_o = F R_w \dots\dots\dots VI.5.3$$

Sustituyendo las ecuaciones (VI.5.2) y (VI.5.3) en la ecuación (VI.5.1), tenemos.

$$SP^+ = - K \log \frac{R_{xo}}{R_o} \dots\dots\dots VI.5.4$$

Si sabemos los valores de R_{xo} y R_o ($R_o = R_t$ para $S_w = 100 \%$) se puede calcular el SP^+ que se produce en la formación.

$$SP^+ = - K \log \frac{R_{xo}}{R_t} \dots\dots\dots VI.5.5$$

El valor de R_{xo} se puede obtener de cualquier registro - de " R_{xo} " y el valor de R_t será obtenido directamente de un registro de resistividad de investigación profunda.

La interpretación del método es la siguiente:

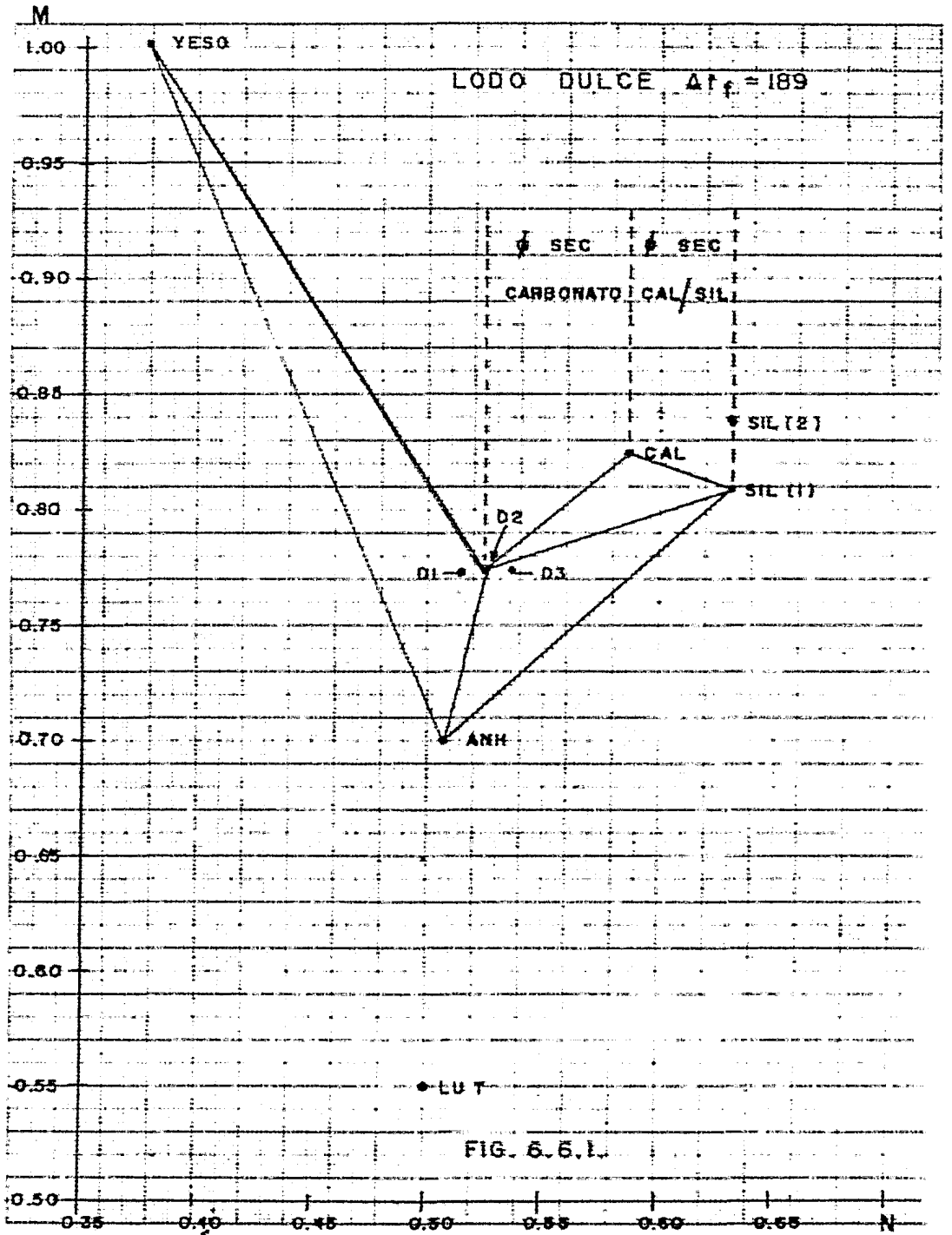
- 1) En zonas con agua, el SP^+ calculado con R_{xo}/R_t será - aproximadamente igual al SP del registro.
- 2) En zonas con hidrocarburos el SP^+ calculado a partir - de R_{xo}/R_t será menor que el SP del registro.

(4-8-9-21-22)

VI.- METODO DE LITO-POROSIDAD POR GRAFICAS CRUZADAS

La técnica de "lito-porosidad" por medio de gráficas cru- zadas es el mejor método para la interpretación de for- maciones con litología compleja. En esta técnica se uti- lizan 3 registros geofísicos de porosidad (SHP , GNT o CNL) , FDC y BHC . Por medio de los registros FDC y -- BHC obtenemos los valores del parámetro " M " y por medio- de los registros CNL y FDC los valores del parámetro - " N ".

Cuando graficamos los valores de M vs N , fig 6.6.1. ca- da mineral puro es representado por un único punto sin - hacer caso de la porosidad.



La técnica de "lito-porosidad" tiene mucha aplicación - en la evaluación e interpretación de formaciones, se calculan las características de las rocas, como son:

1) Porosidad primaria y secundaria en zonas de carbona-
tos complejos y en arenas arcillosas.

2) Porosidad secundaria.

3) Determinación de la litología para usarla en estu ---
dios de estratigrafía y medios ambientes.

Las gráficas cruzadas de los registros BHC vs FDC son -
las más utilizadas para la interpretación de arenas cr-
cillosas.

Las gráficas cruzadas de los registros FDC vs CNL son -
las más utilizadas para la interpretación de carbonatos.

Los parámetros "M" y "N" se calculan de la siguiente for-
ma.

$$M = \frac{\Delta t_f - \Delta t}{\rho_b - \rho_f} \times 0.01 \quad \dots \quad \text{VI.6.1}$$

$$N = \frac{(\phi_f)_f - \phi_f}{\rho_b - \rho_f} \quad \dots \quad \text{VI.6.2}$$

Los parámetros "M" y "N" son independientes de la porosi-
dad y solamente dependen del fluido y tipo de matriz.

Los registros FDC y CNL responden a la porosidad total -
de la formación, el registro BHC responde a la porosidad

de la matriz, la porosidad secundaria no afecta el cálculo de "N".

El parámetro "M" se incrementa a medida que la porosidad secundaria se incrementa, así como al incremento de la porosidad primaria.

Combinaciones lógicas de tres minerales:

Dol - Cal - Sil

Dol - Anh - Sil

Yeso - Dol - Anh

∅ sec - Dol - Cal

∅ sec - Cal - Sil

La fig. en la cual se encuentran graficados los valores de M vs N, se complementa con tres gráficas:

1) FDC vs CNL (fig. 6.6.2)

2) FDC vs BHC (fig. 6.6.3)

3) CNL vs BHC (fig. 6.6.4)

Estas tres gráficas se utilizan para verificar la interpretación de la "lito-porosidad". La gráfica FDC vs BHC es la que nos proporciona la mejor diferencia entre la lutita y la anhidrita. Las gráficas FDC vs CNL y CNL vs BHC son las que nos ayudan a diferenciar con mayor certeza que tipo de dolomita va a utilizarse.

Cálculo de la porosidad:

A) Porosidad primaria, cuando el triángulo litológico -- para un intervalo dado ha sido seleccionado, los porcentajes de porosidad y minerales son calculados con las siguientes ecuaciones.

$$\Delta t = \phi \Delta t f + V_1 \Delta t m a_1 + V_2 \Delta t m a_2 + V_3 \Delta t m a_3$$

$$\phi_N = \phi (\phi_N) f + V_1 (\phi_N) m a_1 + V_2 (\phi) m a_2 + V_3 (\phi_N) m a_3$$

$$f b = \phi f f + V_1 f m a_1 + V_2 f m a_2 + V_3 f m a_3$$

$$1 = \phi + V_1 + V_2 + V_3$$

B) Porosidad secundaria.

$$\Delta t = \phi_1 \Delta t f + \phi_2 \Delta t f_2 + V_1 \Delta t m a_1 + V_2 \Delta t m a_2$$

$$\phi_N = \phi_1 (\phi_N) f + \phi_2 (\phi_N) f_2 + V_1 (\phi_N) m a_1 + V_2 (\phi_N) m a_2$$

$$f b = \phi_1 f f + \phi_2 f f_2 + V_1 f m a_1 + V_2 f m a_2$$

$$1 = \phi_1 + \phi_2 + V_1 + V_2$$

La porosidad total se calcula como sigue.

$$\phi_T = \phi_1 + \phi_2$$

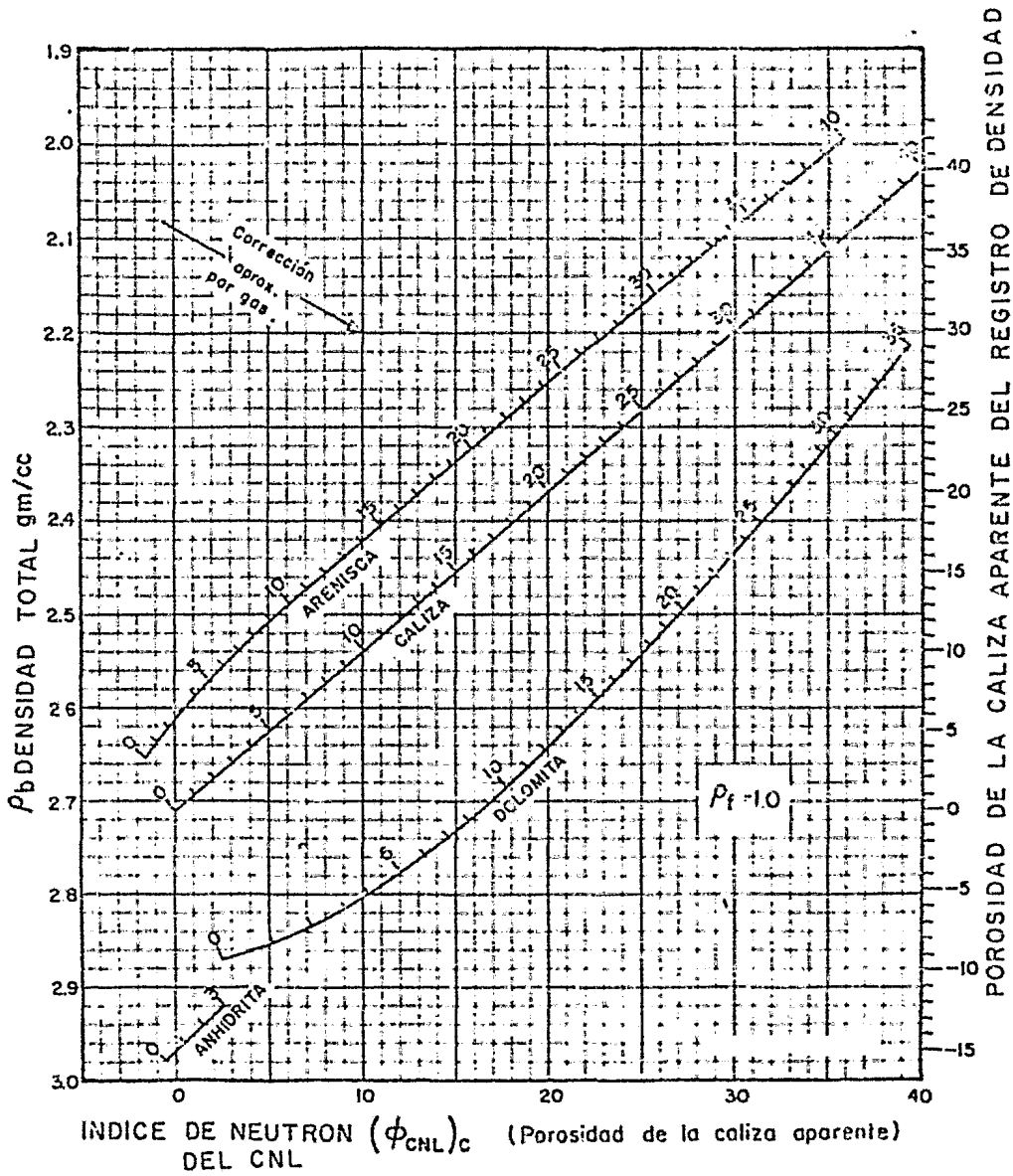
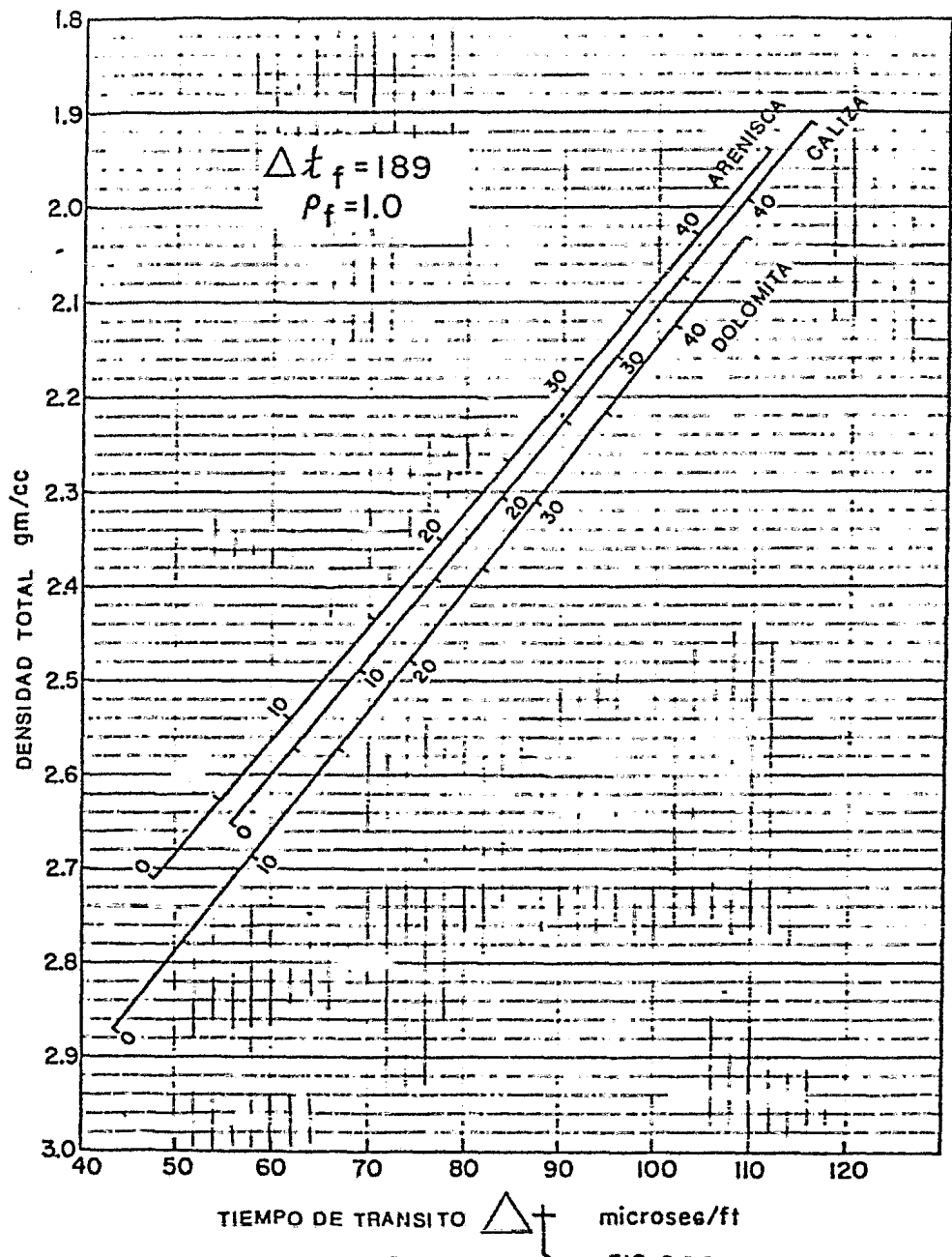


FIG. 6.62.



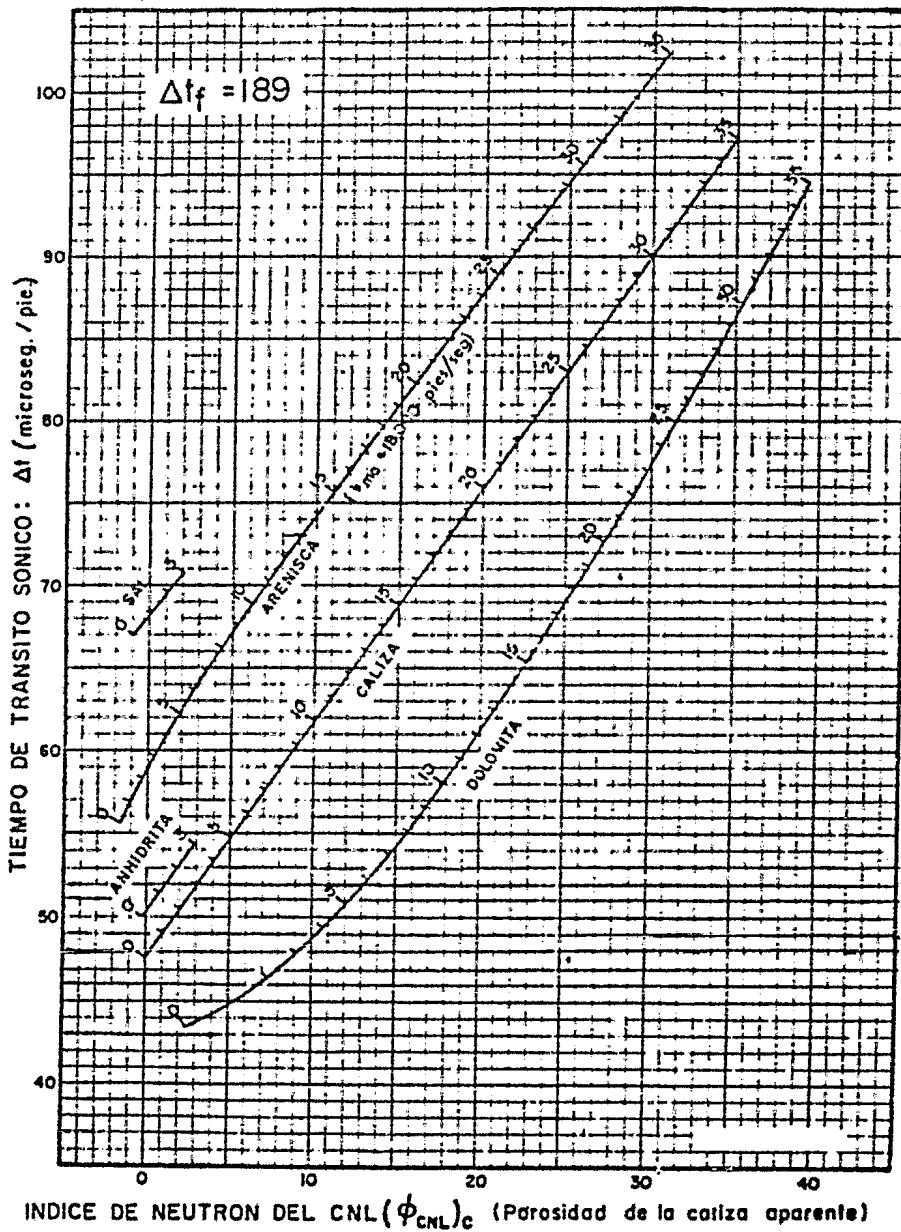


FIG. 8.8.4.

VII.- METODO DE GRAFICAS CRUZADAS PARA DETERMINAR

LITOLOGIA Y POROSIDAD (4-8-9-21-22)

Para aplicar este método es necesario contar con dos registros de índice de porosidad, las gráficas cruzadas - que se utilizan con mayor frecuencia son las de los registros CNL o SNP vs FDC , dichas gráficas utilizadas para esta combinación son : 6.7.1 , 6.7.2 , 6.7.3 y 6.7.4. Para explicación utilizaremos la gráfica 6.7.3 , en la cual se combinan los registros CNL y FDC, para lodo base agua dulce ($f = 1$).

Para ilustrar su uso lo veremos con un ejemplo.

Datos:

$$f_b = 2.60$$

$$(\phi_{CNL})_{corr} = 15 \%$$

Solución:

- 1) Se utiliza la gráfica 6.7.3.
- 2) En el eje de las abscisas se entra con el valor de ϕ_{CNL} corregido.
- 3) En el eje de las ordenadas se entra con el valor de f_b .
- 4) El punto P en la gráfica queda entre las curvas de caliza y dolomita, casi en la línea que une la división correspondiente a la porosidad del 11 % en las dos curvas.

5) Como el punto cae entre las curvas de caliza-dolomita se infiere que la matriz está compuesta por estos dos minerales.

6) El punto se encuentra en un lugar que corresponde a un 48 % de caliza y 52 % de dolomita aproximadamente.

7) La porosidad del punto es 11 % .

Como se puede apreciar si hacemos el total de litología y matriz nos da $48+52+11 = 111$ % de volumen unitario, - por lo que se concluye que se tiene un error en los cálculos realizados por medio de las gráficas. Para corregir las lecturas procedemos a dividir cada fracción obtenida entre el valor de la suma total, con lo que obtenemos.

43 % de caliza

47 % de dolomita

10 % de porosidad

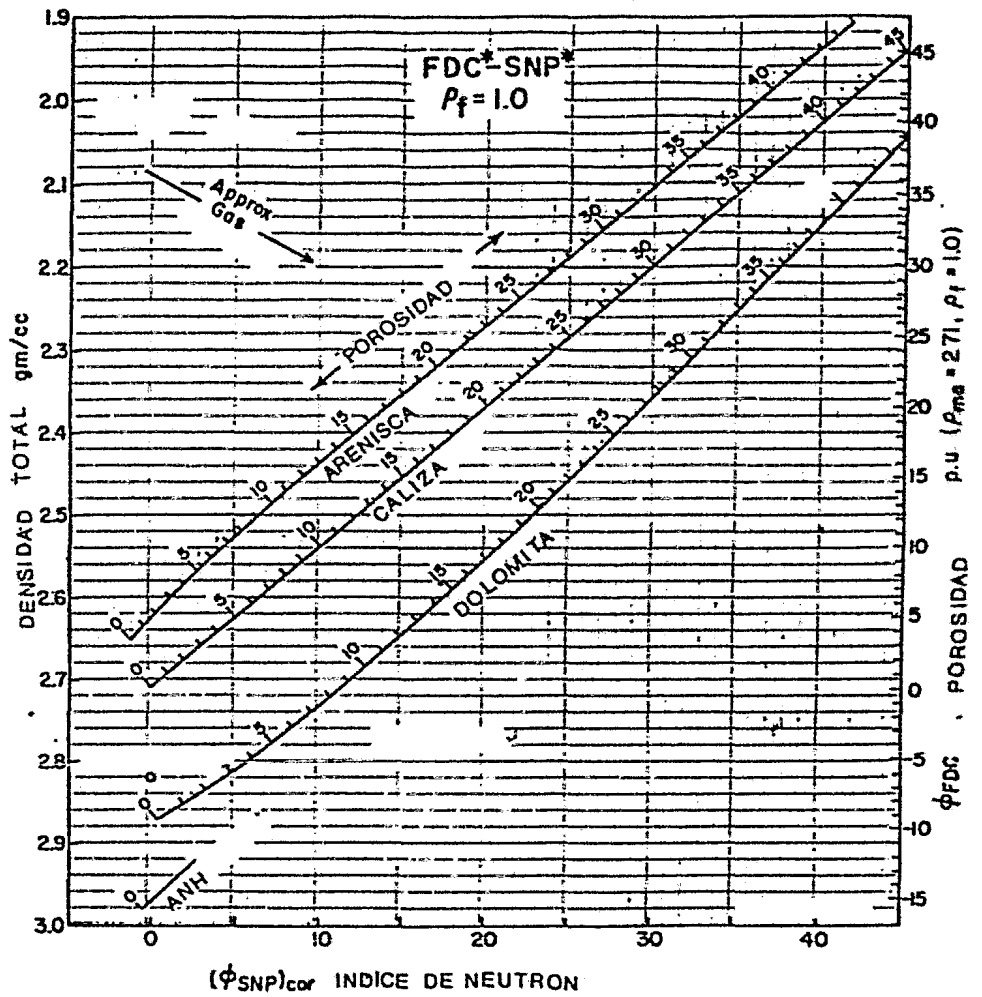


FIG. 8.7.1.

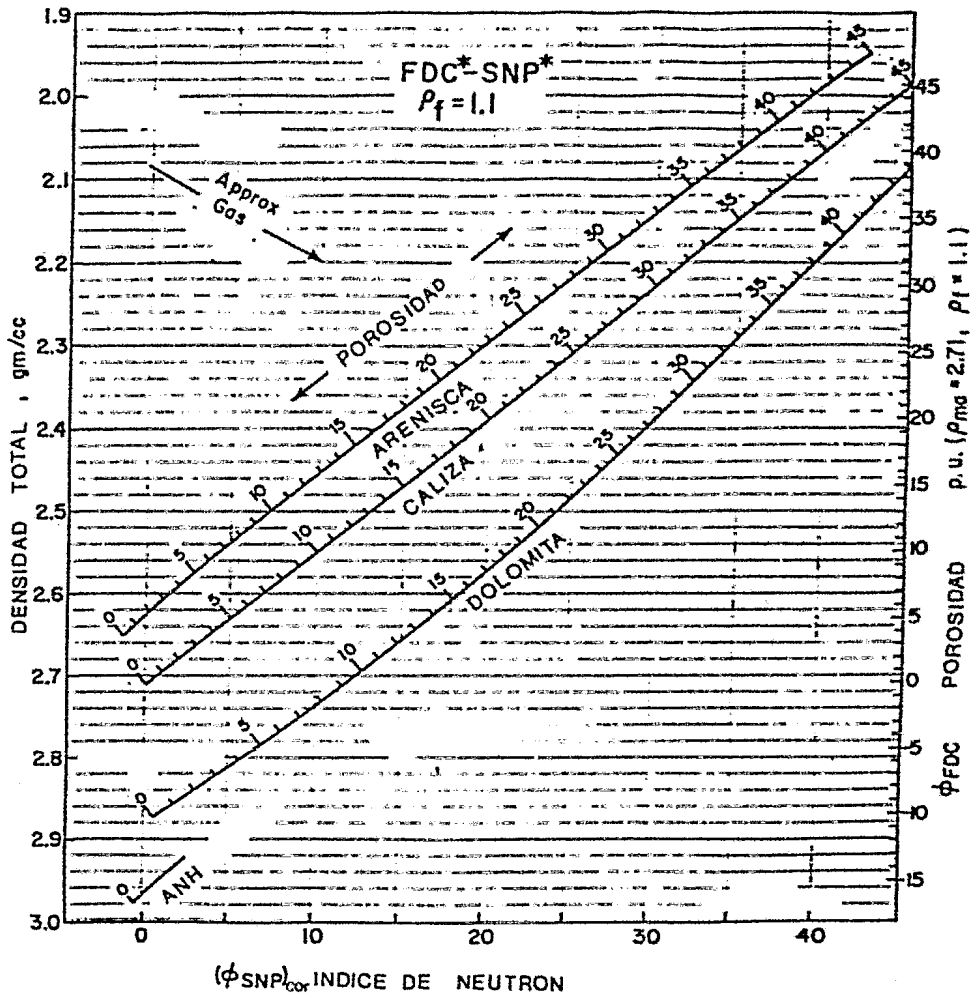


FIG. 6.7.2.

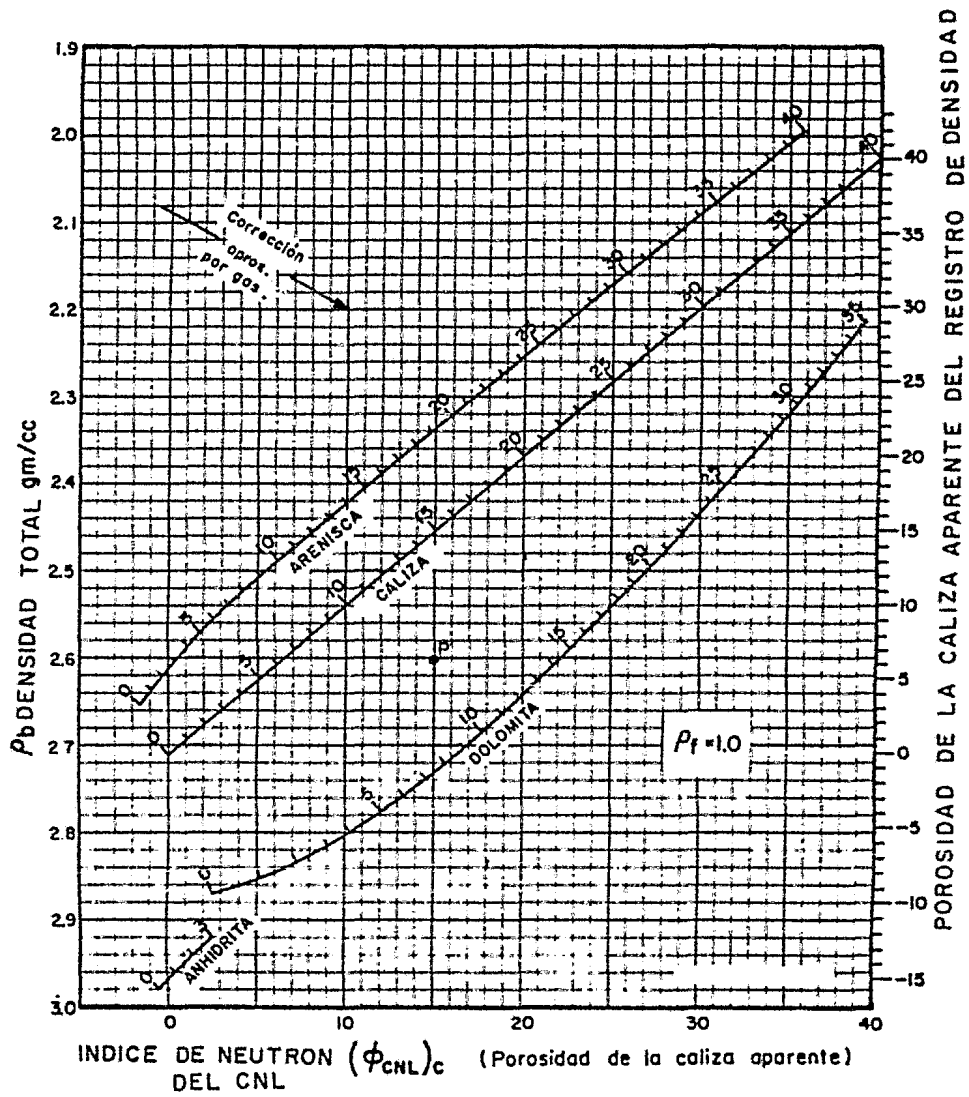


FIG. 6.7.3.

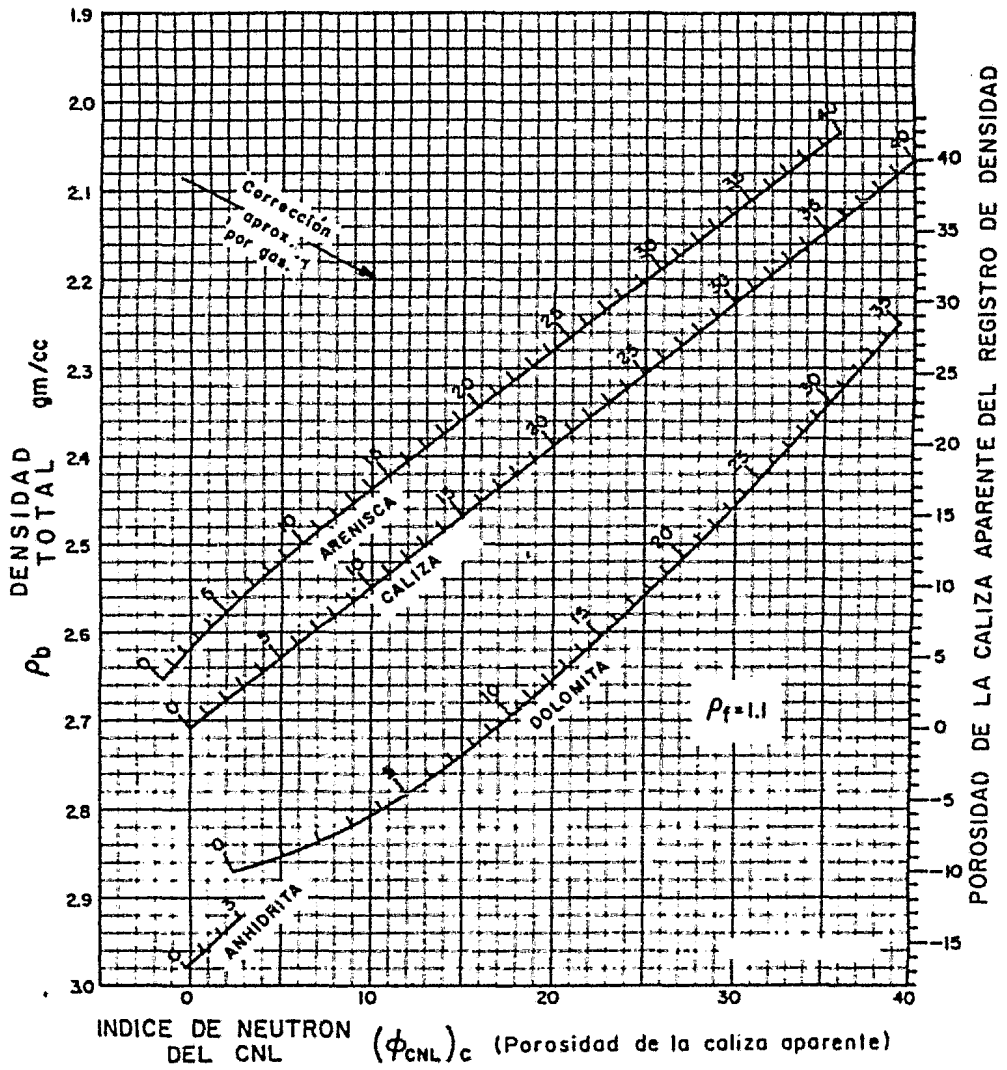


FIG. 8.7.4.

VIII.- METODO DE AGUILERA PARA LA DETERMINACION DE Sw

Este método nos proporciona buenos resultados en rocas naturalmente fracturadas y en rocas con porosidad de matriz únicamente. (23-24)

En la aplicación del método no hay que tener un conocimiento previo de los parámetros "m", "n" y "Rw".

Las ecuaciones básicas para la evaluación de formaciones a partir de registros son:

$$Sw = I^{-\frac{1}{n}} \dots\dots\dots VI.8.1$$

$$I = \frac{Rt}{FRw} = \frac{Rt}{Ro} \dots\dots\dots VI.8.2$$

$$F = \phi^{-m} = \frac{Ro}{Rw} \dots\dots\dots VI.8.3$$

Manipulando las ecuaciones VI.8.2 y VI.8.3, tenemos:

$$I = \frac{Rt}{\phi^{-m} Rw} \dots\dots\dots VI.8.4$$

$$Rt = I \phi^{-m} Rw \dots\dots\dots VI.8.5$$

$$\text{Log } Rt = \text{Log } I + \text{Log } Rw - m\text{Log } \phi \dots\dots\dots VI.8.6$$

Donde la ecuación (VI.8.6) nos indica que una gráfica de $\text{Log } R_t$ vs $\text{Log } \phi$ dará como resultado una línea recta - con pendiente de $-m$, para zonas con R_w e I constantes, fig. 6.8.1. .

Para yacimientos fracturados el exponente de porosidad - " m " será menor que el exponente de porosidad de la matriz " m_b " (determinado en el laboratorio).

La ecuación (VI.8.6) puede extenderse para cualquier - tipo de registro utilizado.

1) Registro sónico de porosidad (BHC).

$$\text{Log } R_t = -m \log (\Delta t - \Delta t_m) + m \log B + \log R_w + \log I \dots\dots\dots \text{VI.8.7}$$

2) Registro de densidad compensado (FDC).

$$\text{Log } R_t = -m \log (\rho_m - \rho_b) + \log R_w + \log I \dots\dots \text{VI.8.8}$$

3) Registro neutrón compensado (CNL).

$$\text{Log } R_t = -m \log \phi_{\text{CNL}} + \log R_w + \log I \dots\dots\dots \text{VI.8.9}$$

4) Porosidad obtenida por combinación de registros.

$$\text{Log } R_t = -m \log \phi + \log R_w + \log I \dots\dots\dots \text{VI.8.10}$$

Una ventaja del método es que no es absolutamente necesario utilizar valores de resistividad verdadera en las - gráficas. Las lecturas de R_t leídas directamente del registro pueden ser utilizadas ya que son proporcionales a las resistividades verdaderas.

También una gráfica de Log Rt vs Log de la respuesta de una sonda de porosidad nos detecta fracturas, sí:

1) $m = 1$ se dice que la formación esta totalmente fracturada.

2) $1 \leq m < m_b$ se dice que la formación tiene un grado de fracturamiento.

3) $m = m_b$ se dice que la formación no esta fracturada.

Para la determinación de zonas con hidrocarburos y agua, se realiza por medio del parámetro " P ", el cual está en función de la resistividad y la respuesta de un instrumento de porosidad.

Porter⁽²⁴⁾ y asociados encontraron que " $p^{1/2}$ " es un parámetro con una distribución normal para zonas con saturación de agua del 100 %. El parámetro " $p^{1/2}$ " se calcula dependiendo del tipo de registro de la siguiente forma:

1) Registro BHC

$$p^{1/2} = [Rt (\Delta t - \Delta t_{ma})^m]^{1/2} \dots\dots\dots VI.8.11$$

2) Registro FDC

$$p^{1/2} = [Rt (\varphi_{ma} - \varphi_b)^m]^{1/2} \dots\dots\dots VI.8.12$$

3) Para cuando se conoce la porosidad.

$$P^{1/2} = [Rt \phi^m]^{1/2} \dots\dots\dots VI.8.13$$

Como " $P^{1/2}$ " tiene una distribución normal para zonas con $S_w = 100 \%$, una gráfica de " $P^{1/2}$ " vs frecuencia - acumulativa (que incluya el número total de datos para valores de " $P^{1/2}$ " dentro de un rango en particular) - sobre papel probabilístico dará como resultado una línea recta, fig. 6.8.2. . Las zonas con hidrocarburos se desviarán de esta línea recta.

Una vez que las zonas con hidrocarburos han sido detectadas, los valores de S_w serán calculados como sigue:

- 1) Considerar las zonas de $S_w = 100 \%$ como una distribución individual. Esto dará como resultado una línea recta en papel de probabilidad, fig. 6.8.3. .
- 2) Determinar el valor medio de " P " a una frecuencia - acumulativa del 50 % .
- 3) Calcular el índice de resistividad, I , de la relación.

$$I = \frac{P_H}{\int 100} \dots\dots\dots VI.8.14$$

Donde:

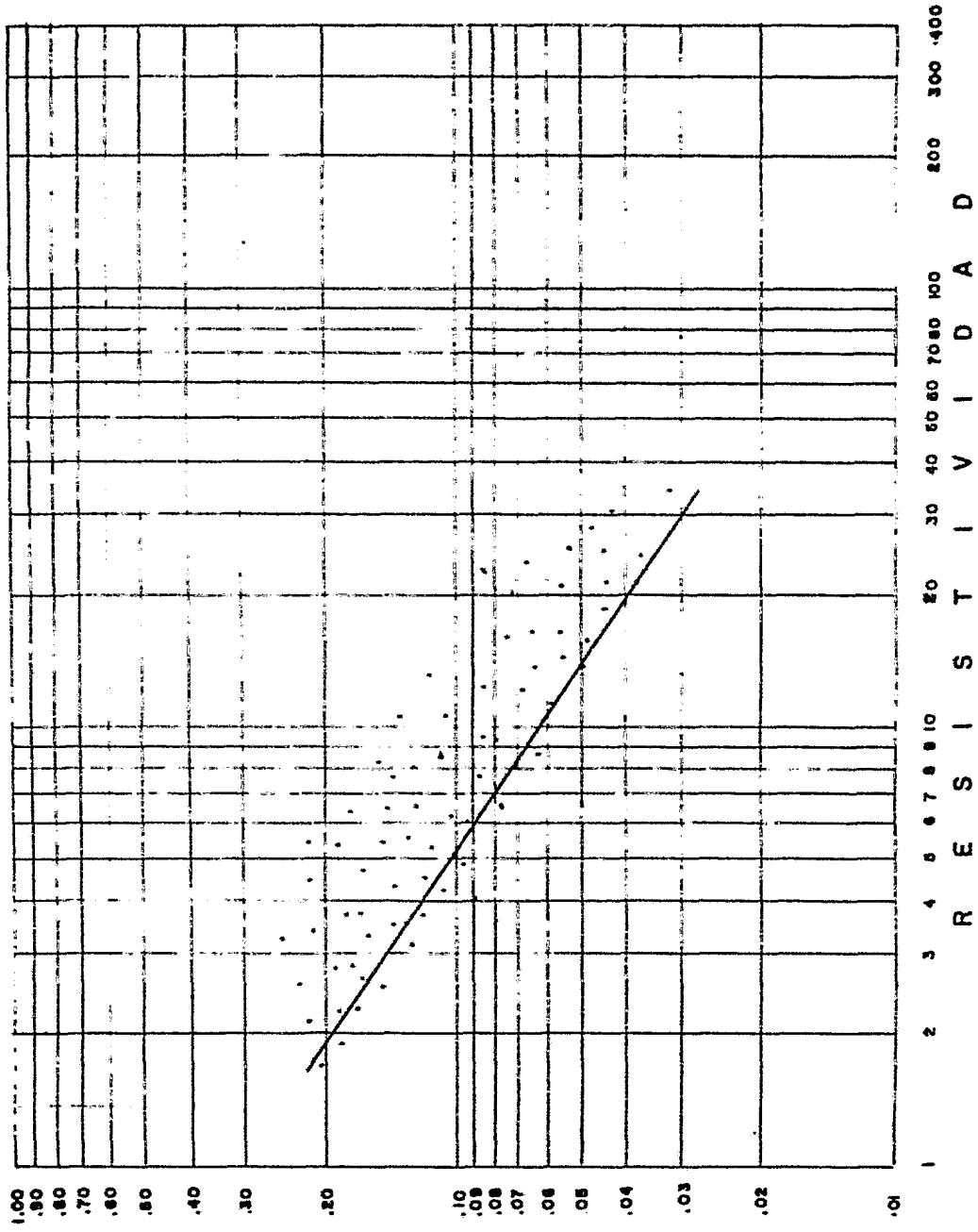
P_H - es el valor de " P " para zonas con hidrocarburos.

\bar{P}_{100} - es el valor medio de " P " determinado en el --
paso 2.

4) Calcular la saturación de agua de .

$$S_w = I^{-1/n} \quad \dots\dots\dots \quad VI.8.15$$

En la ecuación (VI.8.15) se supone que el exponente de
porosidad " m " , es igual al exponente de saturación -
" n " .



P O R O S I T Y R E S I S T I V I T Y FIG. 8.8.1.

$\frac{2}{1} P$

FIG. 6.8.2.

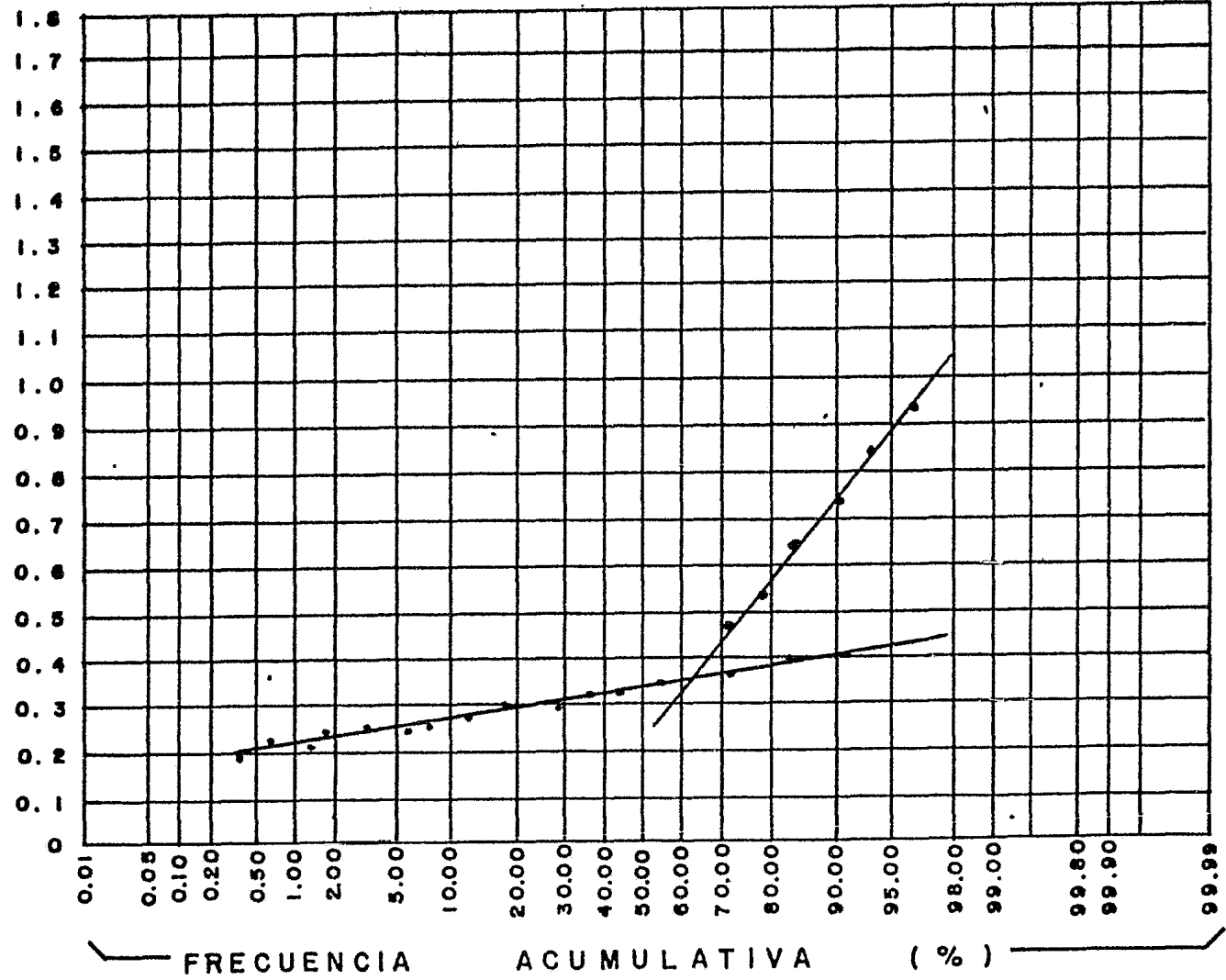
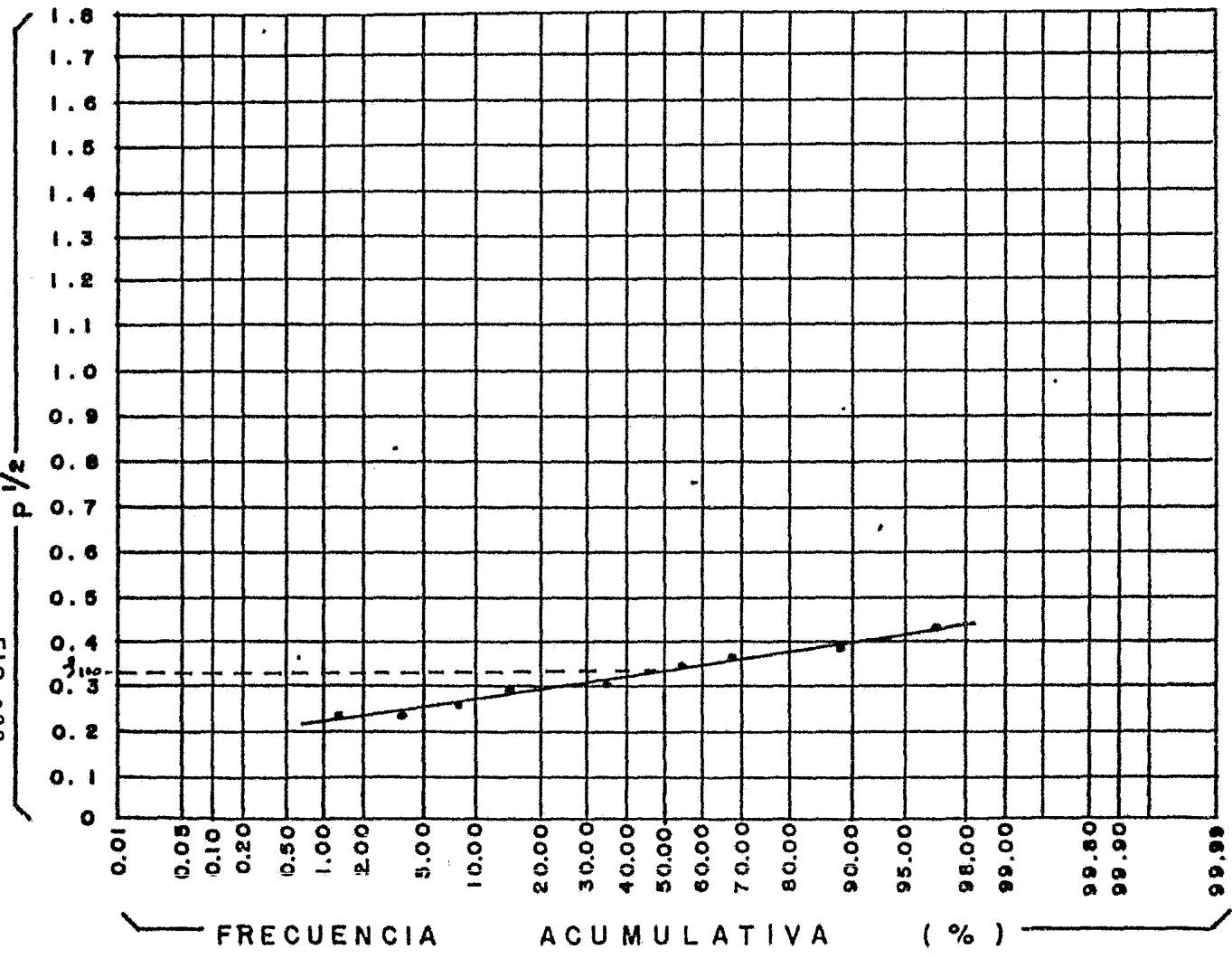


FIG. 483.



VII APLICACIONES

En la fig. 7.1 se presentan algunas curvas de registros geofísicos del pozo " Core # 7 " , las que se analizarán como se indica a continuación.

En las columnas (1) y (2) se indican los intervalos y sus profundidades respectivamente, de las curvas que se van a analizar.

Las columnas (3), (4), (5) y (6) nos indican los valores de las curvas de los registros en cada intervalo, leídos directamente en la fig. 7.1 .

Las columnas (7) y (8) nos indican los valores de M y N respectivamente para todo dulce, $\Delta t = 189$, $\rho_f = 1$ y $\phi_{CNL} = 1$; estos valores se encuentran graficados en la fig. 7.2 .

Los parámetros de las columnas (9), (10), (11), (12), (13) y (14) se determinaron por medio del método de lito-porosidad, antes de aplicar este método es recomendable graficar los valores de las columnas (4), (5) y (6) como se muestra en las figs. 7.3, 7.4 y 7.5 , con la finalidad de determinar que parámetros litológicos se van a calcular con el método de lito-porosidad.

Los parámetros de las columnas (15), (16), (17), (18) y (19) se determinaron aplicando el método de Aguilera. En la columna (15) se tienen los valores de $P^{1/2}$ los que se determinaron aplicando la siguiente ecuación.

$$P^{1/2} = (R_t \phi^m)^{1/2} \dots\dots\dots \text{VII}.1$$

en donde el valor de m se obtuvo por medio de la gráfica fig. 7.6 , en donde se tienen valores de R_t vs ϕ , el valor de m fué de 2.17 .

Una vez conocidos los valores de $P^{1/2}$, se procede a calcular los rangos de $P^{1/2}$ y se grafican contra su frecuencia acumulada, con lo que se determina la zona de saturación de agua y la zona de saturación de hidrocarburos, ver fig. 7.7 .

La fig. 7.8 nos indica los valores de $P^{1/2}$ vs su frecuencia acumulada para la zona con saturación de agua, con lo que se obtiene el valor de $P_{100} = 0.18$

En la columna (16) se tienen los valores de P_H para cada intervalo, en la columna (17) se tienen los valores de I , calculados por medio de la siguiente ecuación.

$$I = \frac{P_H}{P_{100}} \dots\dots\dots \text{VII}.2$$

Finalmente en las columnas (18) y (19) se indican las saturaciones de agua e hidrocarburos respectivamente, para cada intervalo calculadas con la siguiente ecuación.

$$S_w = I^{-1/m} \dots\dots\dots \text{VII}.3$$

INT.	PROFUNDIDAD mts	DATOS			
		RESISTIVIDAD ohms/m ² /m	DENSIDAD gr/cc	Δt $\frac{\mu\text{seg}}{\text{pie.}}$	POROSIDAD %
1	4502-4509	150	2.76	50	7.5
2	4510-4520	125	2.63	55	6.2
3	4535-4539	250	2.55	78	19.0
4	4540-4544	125	2.70	73	9.0
5	4545-4548	253	2.69	56	8.0
6	4548-4550	200	2.74	54	8.2
7	4550-4555	180	2.75	53	5.9
8	4555-4559	45	2.73	50	8.0
9	4559-4562	36	2.78	73	7.0
10	4562-4564	53	2.75	62	6.0
11	4564-4565	44	2.75	49	5.9
12	4565-4568	52	2.78	47	5.8
13	4568-4570	35	2.76	53	8.0
14	4570-4573	40	2.70	50	11.0
15	4575-4580	6	2.64	57	14.0
16	4580-4590	12	2.67	54	12.0
17	4590-4595	13	2.66	50	12.5
18	4595-4605	7	2.64	53	14.0
19	4605-4610	10	2.65	55	12.0
20	4610-4620	4	2.67	55	11.8
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)

Tabla VII.1

() - Columnas

<i>M</i>	<i>N</i>	POROSIDAD PRIMARIA	POROSIDAD SECUNDARIA	DOLOMITA	CALIZA
0.782	0.525	0.043	0.012	0.917	0.025
0.823	0.573	0.056	0.003	0.133	0.806
0.710	0.534	0.139	-----	0.507	0.084
0.683	0.536	0.012	-----	0.095	0.384
0.782	0.541	0.063	-----	0.555	0.344
0.773	0.532	0.061	-----	0.844	0.068
0.776	0.542	0.037	-----	0.650	0.253
0.803	0.533	0.041	0.022	0.807	0.128
0.652	0.524	0.007	-----	0.163	0.210
0.724	0.541	0.006	-----	0.335	0.344
0.804	0.548	0.031	0.013	0.725	0.230
0.797	0.536	0.021	0.120	0.871	0.088
0.776	0.523	0.056	-----	0.922	0.000
0.810	0.532	0.044	0.045	0.909	0.000
0.802	0.524	0.092	0.023	0.872	0.005
0.804	0.527	0.071	0.032	0.850	0.046
0.813	0.526	0.043	0.064	0.843	0.048
0.835	0.524	0.065	0.057	0.872	0.005
0.812	0.533	0.074	0.030	0.747	0.147
0.803	0.532	0.077	0.024	0.833	0.065
(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)

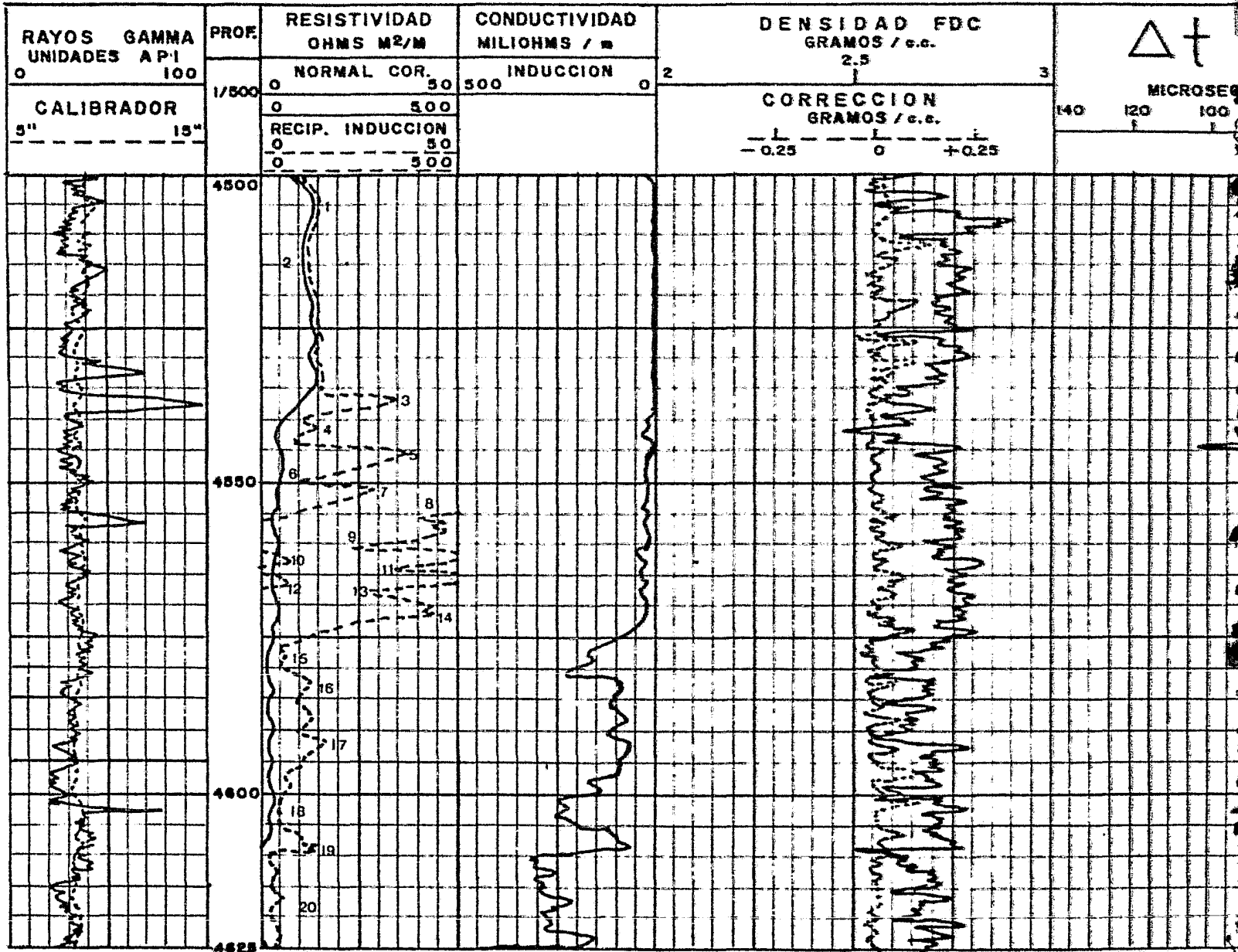
Continuación Tabla VII.1

LUTITA	POROSIDAD TOTAL	$p^{1/2}$	P_H	I
-----	0.055	0.526	0.276	8.5185
-----	0.059	0.518	0.268	8.2716
0.269	0.139	1.858	3.452	106.5432
0.509	0.012	0.092	0.008	0.2469
0.035	0.063	0.792	0.627	19.3519
0.025	0.061	0.680	0.462	14.2593
0.059	0.037	0.375	0.140	4.3210
-----	0.063	0.334	0.111	3.4259
0.619	0.007	0.027	0.0007	0.0216
0.314	0.006	0.028	0.0008	0.0240
-----	0.044	0.223	0.049	1.5123
-----	0.141	0.860	0.739	22.8086
0.310	0.056	0.259	0.067	2.0679
-----	0.089	0.458	0.209	6.4506
-----	0.115	0.234	0.054	1.6667
-----	0.103	0.294	0.086	2.6543
-----	0.107	0.319	0.101	3.1173
-----	0.122	0.269	0.072	2.2222
-----	0.104	0.271	0.073	2.2531
-----	0.101	0.166	0.027	0.8333
(13)	(14)	(15)	(16)	(17)

Continuación Tabla VII.1

<i>Sw</i>	<i>Shcs</i>
0.3726	0.6274
0.3777	0.6223
0.1163	0.8837
1.0000	0.0000
0.2553	0.7447
0.2939	0.7061
0.5095	0.4905
0.5670	0.4330
1.0000	0.0000
1.0000	0.0000
0.8264	0.1736
0.2367	0.7633
0.7155	0.2845
0.4236	0.5764
0.7903	0.2097
0.6377	0.3623
0.5922	0.4078
0.6921	0.3079
0.6877	0.3123
1.000	0.0000
(18)	(19)

Continuación Tabla VII.1



CONDUCTIVIDAD
MILIOHMS / m

DENSIDAD FDC
GRAMOS / c.c.

Δt BHC

POROSIDAD CNL

INDUCCION

CORRECCION
GRAMOS / c.c.

MICROSEGUNDO / PIE

RELACION

500

2.5

140

120

100

80

60

40

30

20

10

0

-10

2

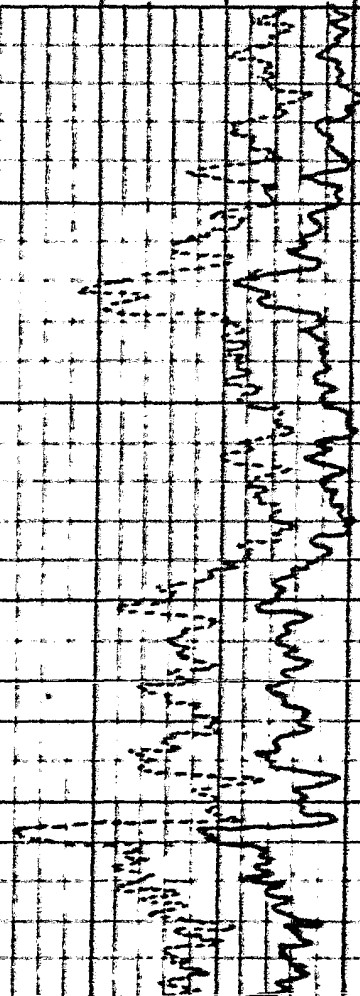
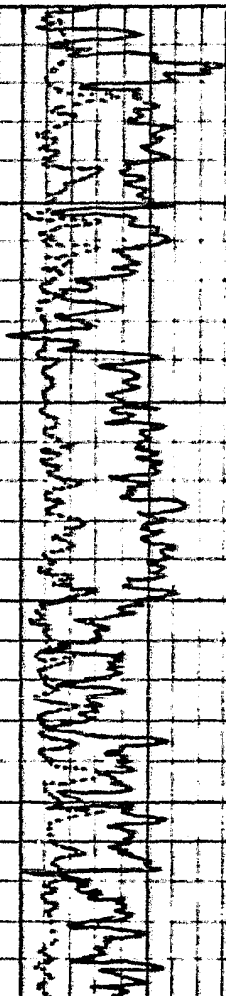
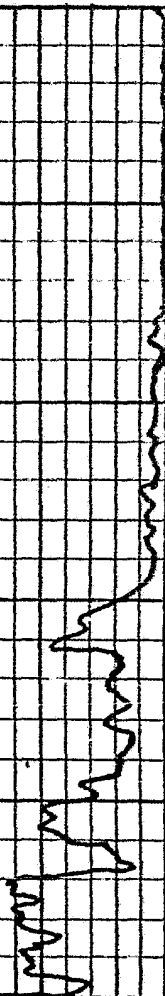
3

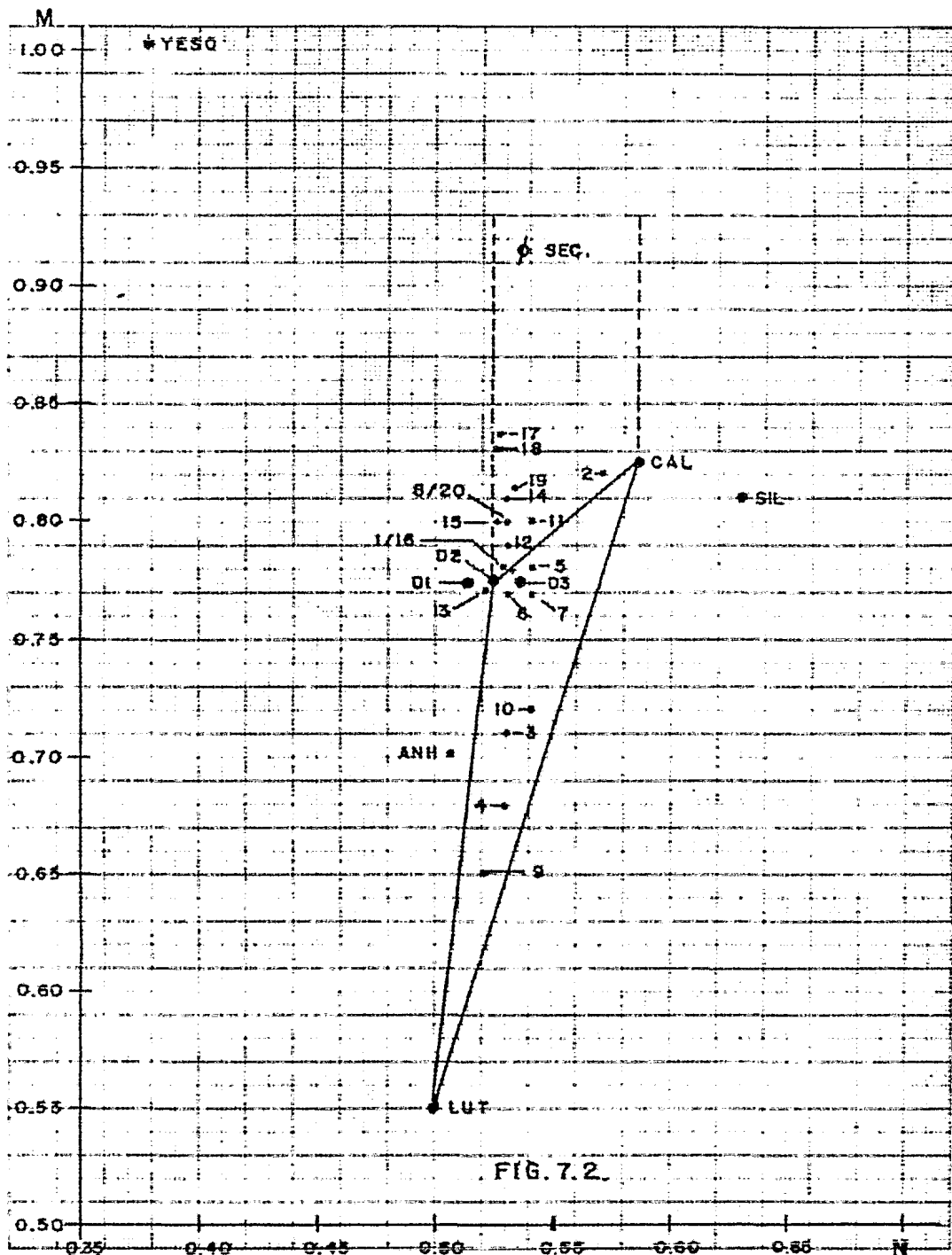
5

0

-0.25 0 +0.25

2.5





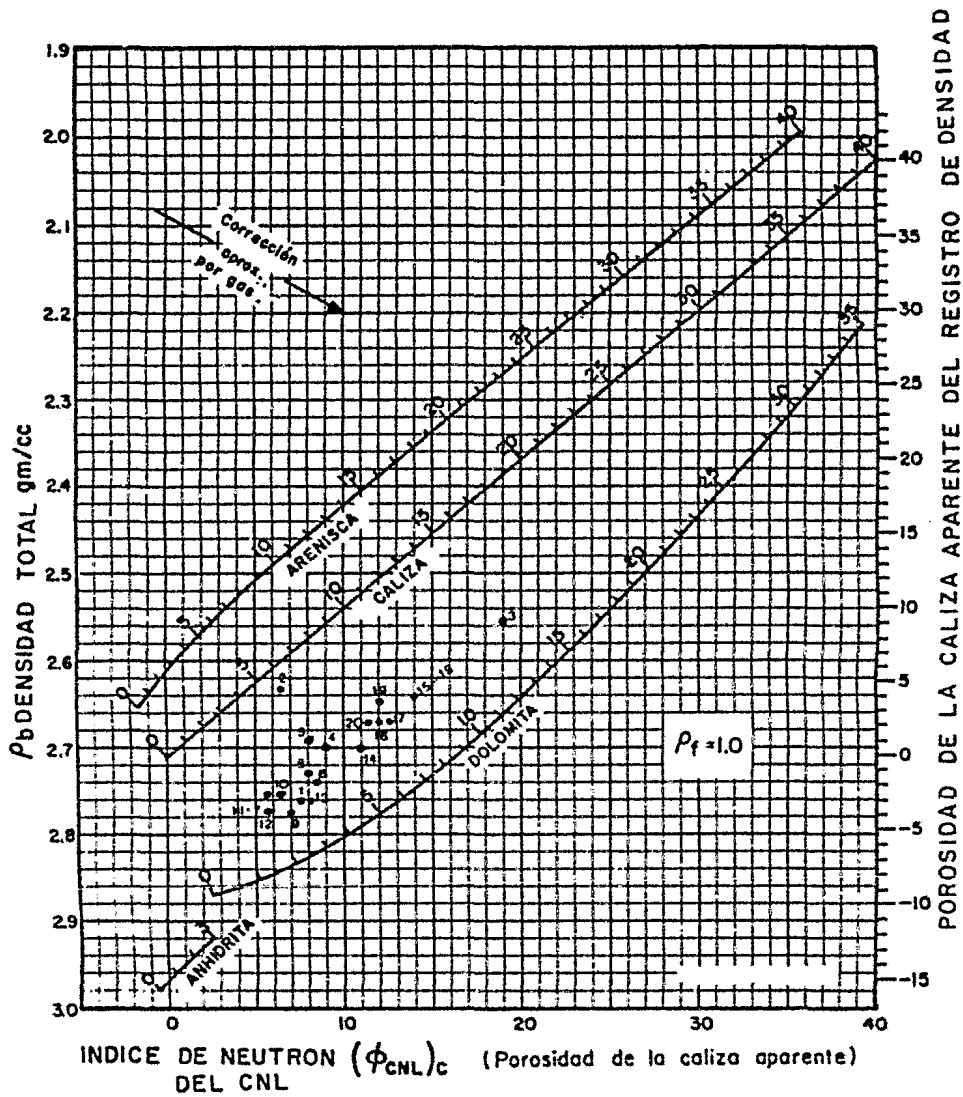


FIG. 7.3.

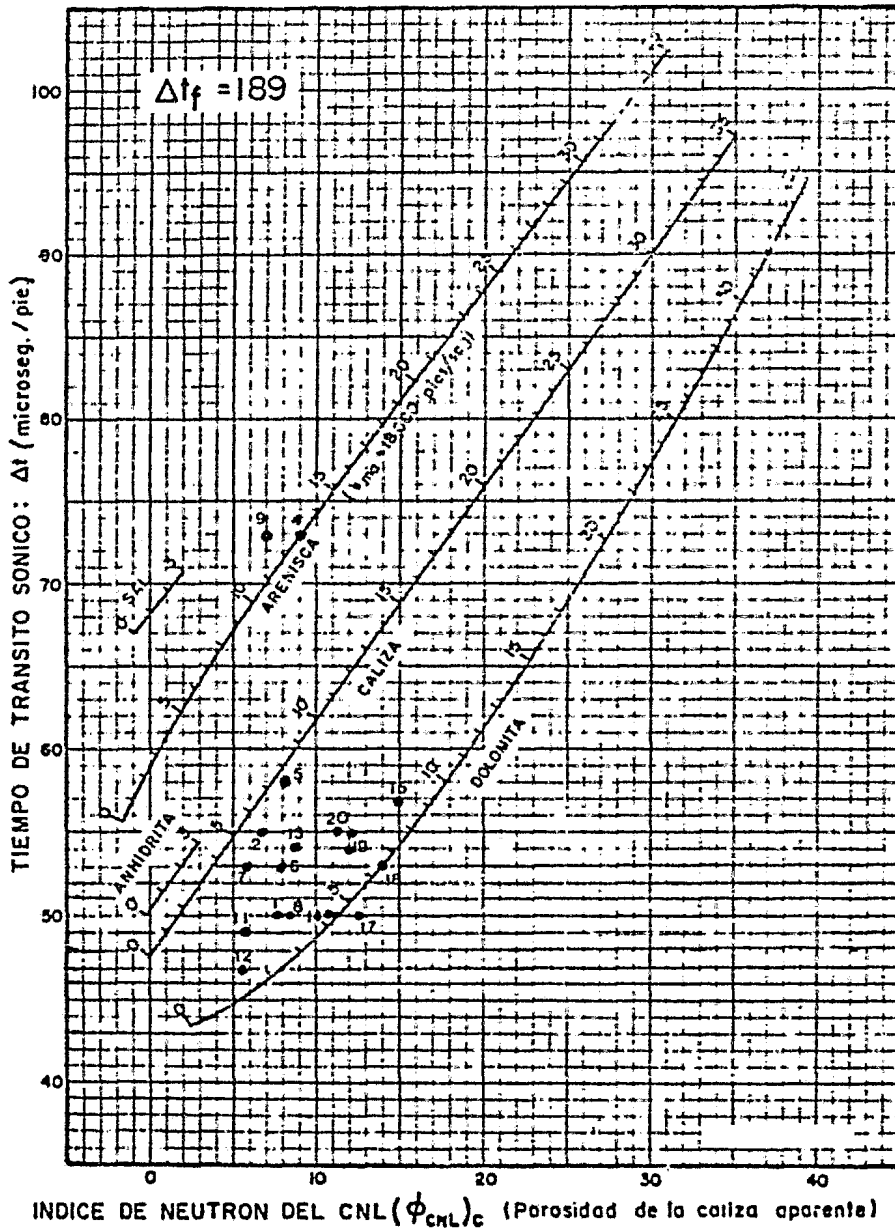


FIG. 7.4.

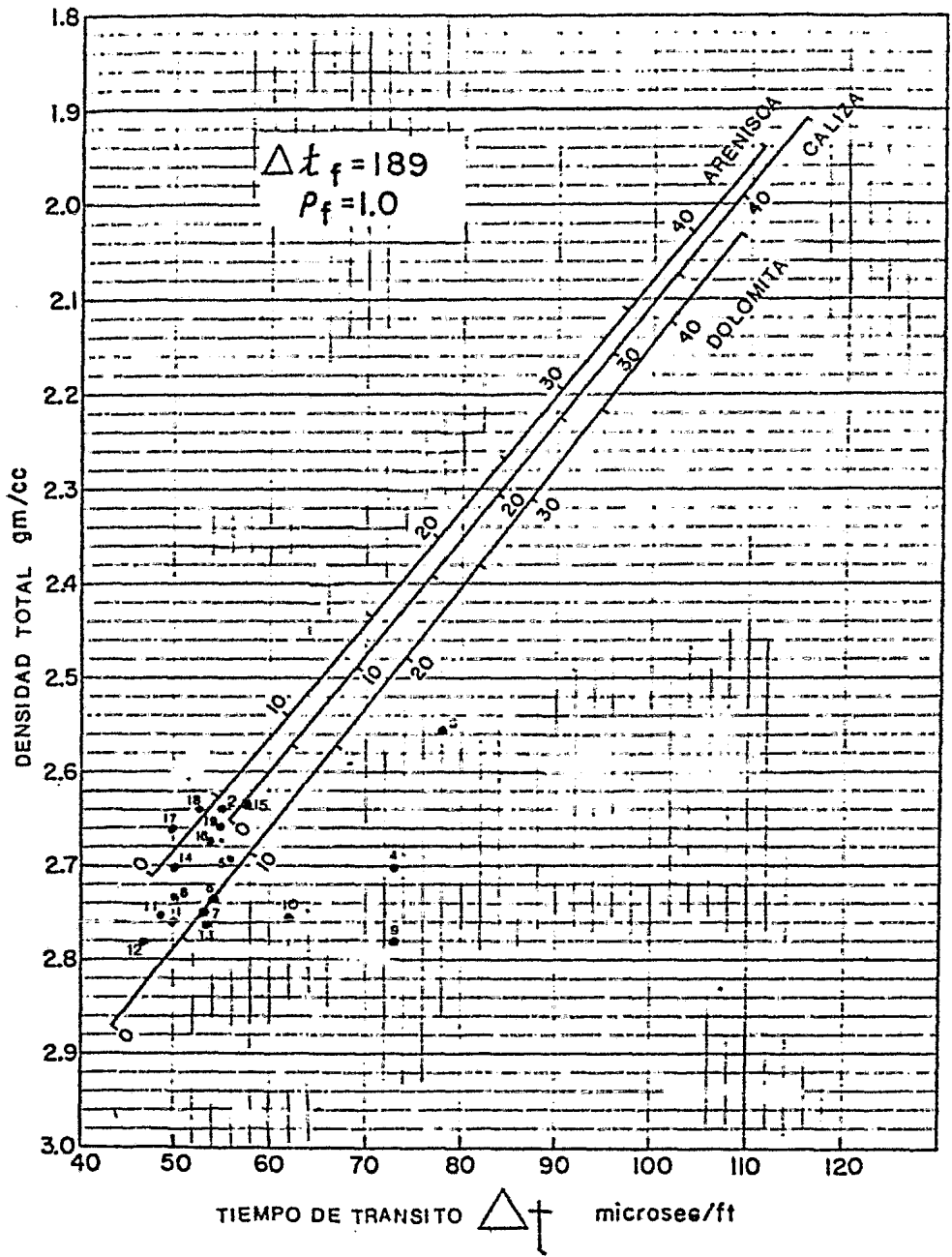


FIG. 7.5

P
O
R
O
S
I
D
A
D

FIG 7 6

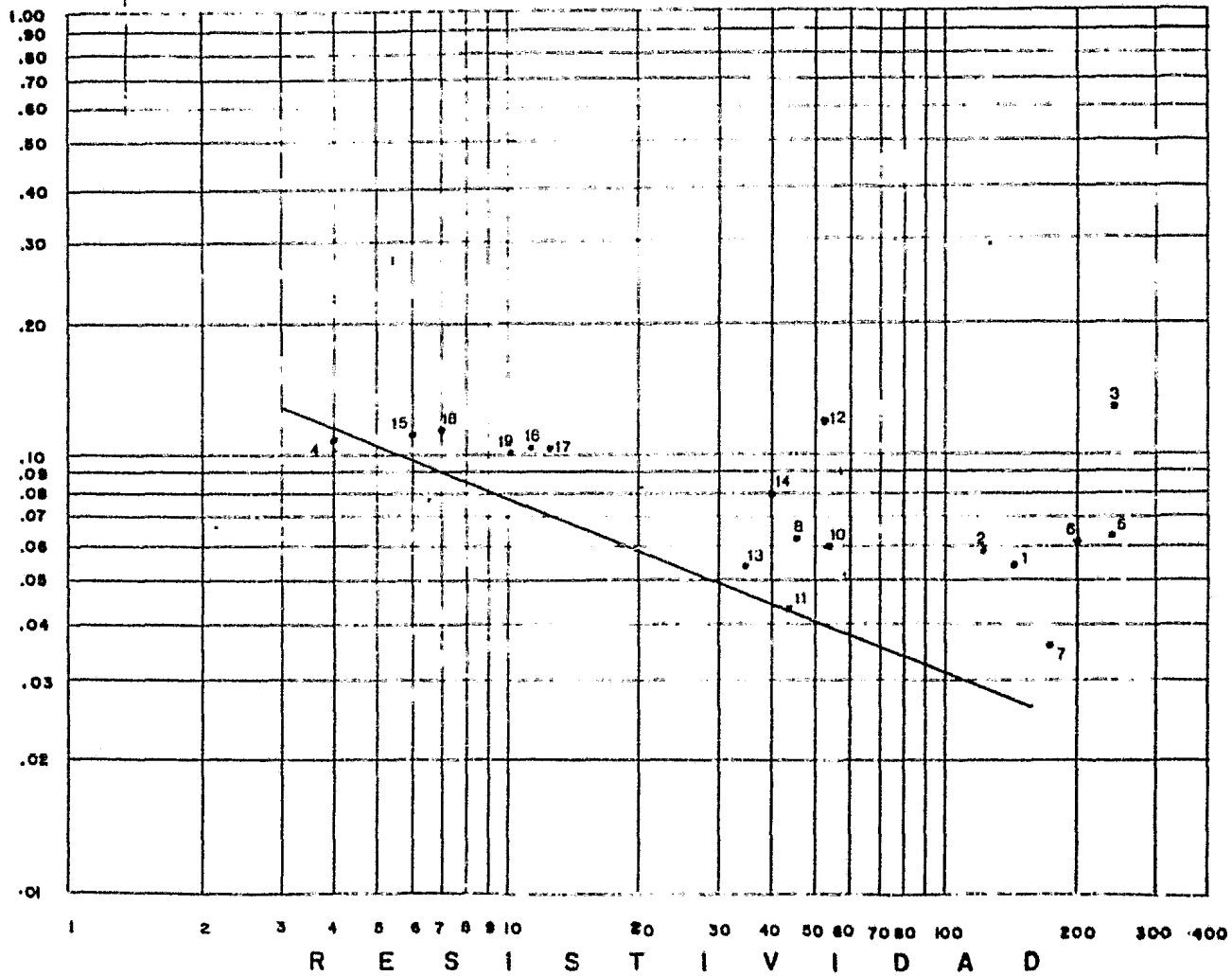


FIG 77

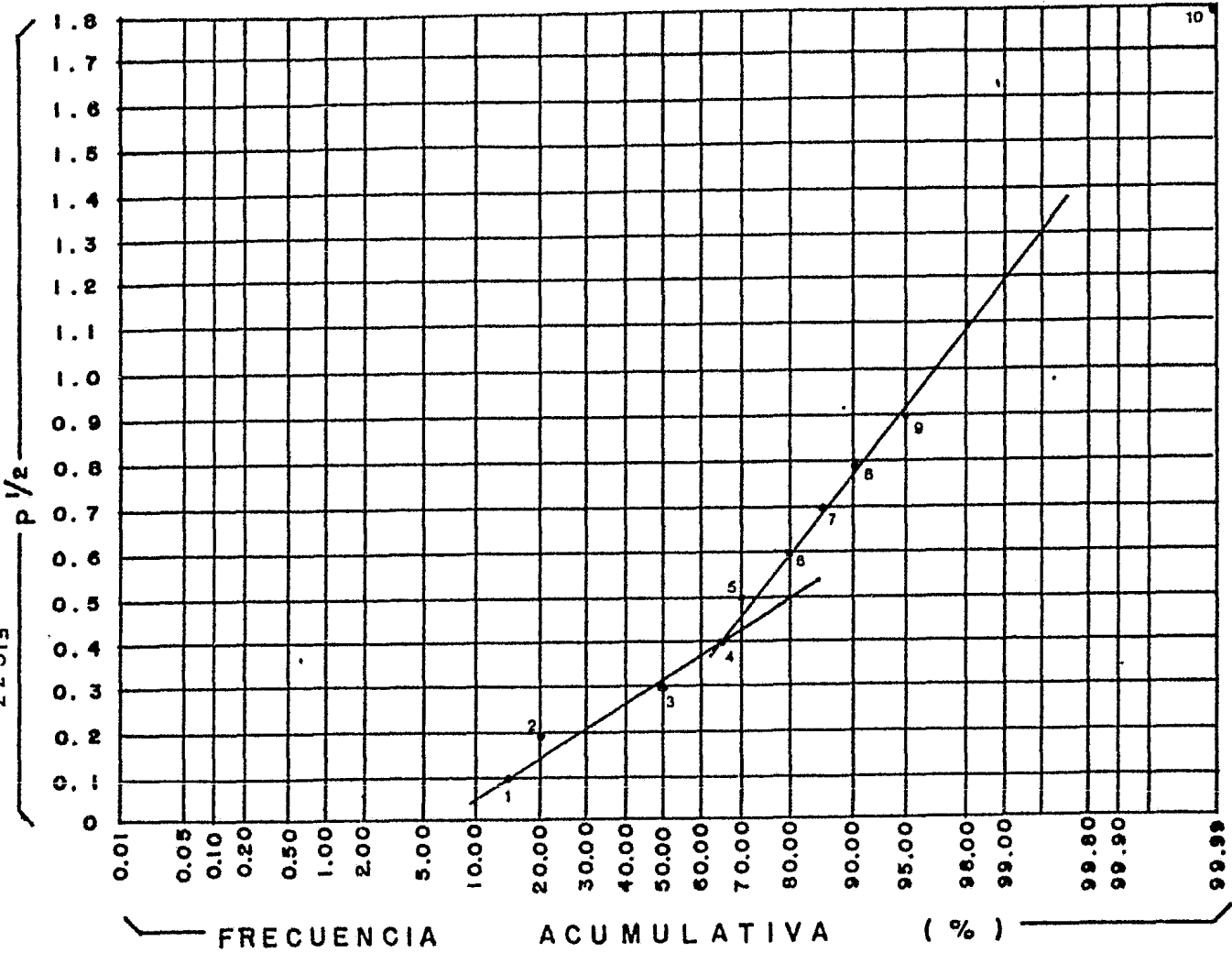
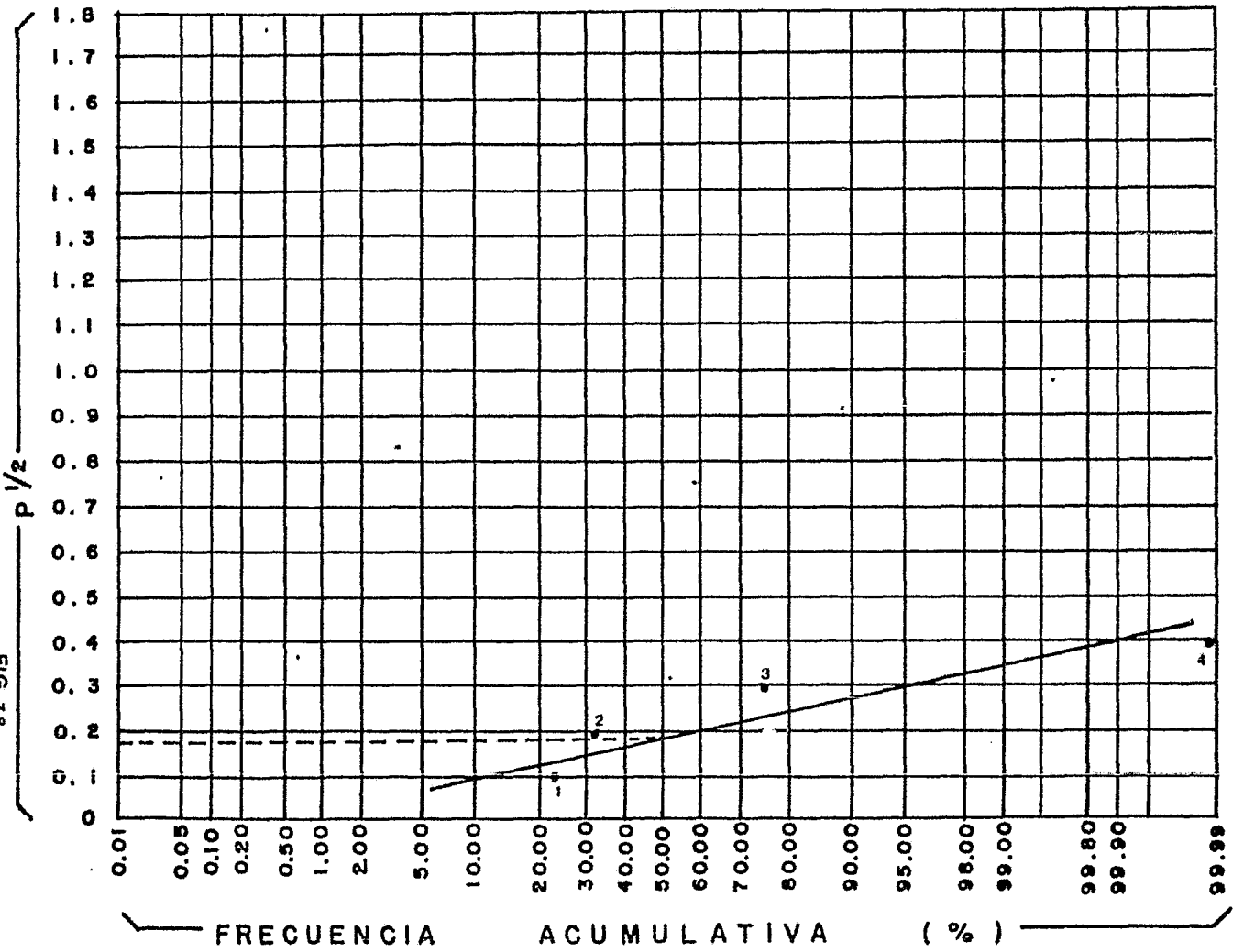


FIG 78



VIII CONCLUSIONES

1) Los registros geofísicos son importantes en la industria petrolera ya que nos ayudan a determinar parámetros petrofísicos, para una adecuada explotación de los yacimientos.

2) Los registros eléctricos nos proporcionan valores de la resistividad total de la formación, en un principio se utilizaron los registros de tipo no-enfocados para la obtención de dicha resistividad, sin embargo con el paso de los años se han cambiado por los registros de tipo enfocados, debido a que éstos nos proporcionan valores de resistividad más precisos y confiables.

3) El registro de radioactividad natural se corre generalmente cuando no se puede obtener un registro de potencial natural, con el registro de radioactividad natural se puede definir estratos lutíticos y no-lutíticos, así como determinar un índice de arcillosidad.

4) Los registros neutrónicos de radioactividad inducida son utilizados principalmente para determinar la porosidad total de la formación, y en combinación con otros registros de índice de porosidad nos proporcionan además información de la litología.

5) El registro FDC nos proporciona la densidad total de las formaciones, así como nos presenta una curva - integrada que nos indica la porosidad total.

6) El registro BHC nos proporciona un índice de la porosidad, este registro responde principalmente a la - porosidad primaria.

7) Es conveniente calibrar los registros geofísicos - con información obtenida de " núcleos " en el labora- torio.

8) El método de lito-porosidad por gráficas cruzadas- nos proporciona valores de la porosidad primaria y/o- secundaria, así como la litología en formaciones com- plejas.

9) El método de Aguilera es un método estadístico que nos proporciona buenos resultados de Sw.

10) El objetivo de este trabajo es ser una fuente de- consulta para las personas que empiezan a estar en -- contacto con los registros geofísicos.

IX NOMENCLATURA

- A* - Area de la sección transversal (cm^2).
- a* - Constante de la fórmula de Archie.
- c* - Valor que depende de la provincia geológica donde se encuentre el pozo, por lo general puede variar entre 0.8 y 1.2 .
- C_p* - Factor de corrección por falta de compactación.
- d* - Diámetro del agujero (mts).
- d_i* - Diámetro de la zona invadida (mts).
- E* - Voltaje (volts).
- E_c* - Potencial electroquímico total (milivolts).
- E_j* - Potencial de contacto (milivolts).
- E_m* - Potencial de membrana (milivolts).
- GR* - Deflexión de la curva de rayos gamma frente al \pm intervalo cuyo contenido se trata de determinar (U. API).
- GR₁* - Deflexión de la curva de rayos gamma frente a una arena limpia (U. API).
- GR₂* - Deflexión de la curva de rayos gamma frente a la lutita (U. API).
- F* - Factor de resistividad de la formación.
- F_r* - Factor de formación aparente de la normal corta.
- F_s* - Factor de resistividad aparente del registro sísmico.
- h* - Espesor de la capa (mts).
- h_{mc}* - Espesor del enjarre del lodo (mts).

- I* - Índice de resistividad (ohms-mt).
i - Corriente eléctrica (ampers).
K - Constante a la temperatura de la formación.
k - Permeabilidad (darcys).
L - Longitud (mts).
m - Factor de cementación
mb - Exponente de porosidad de la matriz.
n - Exponente de saturación.
N - Densidad de neutrones (gr / cc).
P - Presión (atmósferas)
ppm - Partes por millón.
Q - Gasto (cm^3 / seg).
Ra - Resistividad aparente (ohms-mt).
Ri - Resistividad de la zona invadida por el filtra--
do del lodo (ohms-mt).
Rm - Resistividad del lodo (ohms-mt).
Rmc - Resistividad del enjarre del lodo (ohms-mt).
Rmf - Resistividad del filtrado del lodo (ohms-mt).
Rmfe - Resistividad del filtrado del lodo equivalente -
(ohms-mt).
R_H - Resistividad de la normal corta (ohms-mt).
Ro - Resistividad de la formación 100 % saturada con-
agua (ohms-mt).
Rt - Resistividad verdadera de la formación (ohm-mt).
Rs - Resistividad de las capas adyacentes (ohms-mt).

- Rw* - Resistividad del agua de formación (ohms-mt).
- Rwa* - Resistividad del agua de formación aparente --
(ohms-mt).
- Rwe* - Resistividad del agua de formación equivalente -
(ohms-mt).
- Rxo* - Resistividad de la zona barrida por el filtrado-
del lodo (ohms-mt).
- Rz* - Resistividad de la zona limpia (ohms-mt).
- R₁* - Resistividad de la solución concentrada (ohm-mt).
- R₂* - Resistividad de la solución diluida (ohms-mt).
- S_f* - Saturación de fluidos (m³ de fluido/m³ de poros).
- Shcs* - Saturación de hidrocarburos (m³ de hidrocarburos/m³ de poros).
- Sw* - Saturación de agua (m³ de agua/m³ de poros).
- Srh* - Saturación residual de hidrocarburos (m³ de hidrocarburos/m³ de poros).
- Szo* - Saturación de agua del filtrado en la zona invadida.
- Sxi* - Saturación del agua del filtrado en la zona limpia.
- SSP* - Potencial espontaneo estático (millivolts).
- v* - Velocidad (mts/seg).
- Vb* - Volumen total de roca (mts³).
- Vcl* - Fracción de lutita (mts³).
- Vma* - Velocidad acústica de la matriz (microseg/pie).

- V_p - Volumen de poros (mts³).
 V_s - Volumen de granos (mts³).
 V_{sh} - Volumen de lutita por unidad de volumen de la formación.
 ϕ - Porosidad (m³ de poros/m³ de roca).
 ϕ_a - Porosidad absoluta (m³ de poros/m³ de roca).
 ϕ_e - Porosidad efectiva (m³ de poros/m³ de roca).
 ϕ_f - Porosidad de la formación.
 ϕ_T - Porosidad total (m³ de poros/m³ de roca).
 ϕ_1 - Porosidad primaria en fracción.
 ϕ_2 - Porosidad secundaria en fracción.
 Δt - Tiempo de tránsito (microseg/pie).
 Δt_m - Tiempo de tránsito de la matriz de la roca (microseg/pie).
 Δt_f - Tiempo de tránsito del fluido (microseg/pie).
 Δt_{sh} - Tiempo de tránsito de las lutitas adyacentes (microseg/pie).
 γ_{int} - Tiempo intrínseco de disminución termal (microseg).
 μ - Viscosidad del fluido (cp).
 ζ - Potencial Zeta (millivolts).
 ρ - Densidad (gr / cc).
 ρ_b - Densidad total de la formación (gr / cc).
 ρ_f - Densidad del fluido (gr / cc).

- ρ_h - Densidad de los hidrocarburos a las condiciones de la formación. (gr / cc).
 ρ_{ma} - Densidad de la matriz (gr / cc).
 ρ_{mc} - Densidad del enjarre del lodo (gr / cc).
 ρ_{mf} - Densidad del filtrado del lodo (gr / cc).
 ε_{abs} - Sección transversal macroscópica de captura (cm^{-1}).
 ε_{reg} - Valor leído del registro (cm^{-1}).
 ε_{ma} - Sección de captura de la matriz de la roca (cm^{-1}).
 ε_{sh} - Sección de captura de las lutitas (cm^{-1}).
 ε_w - Sección de captura del agua (cm^{-1}).
 ε_{hcs} - Sección de captura de los hidrocarburos (cm^{-1}).

X REFERENCIAS

- 1.- " *Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos* "
Craft B.C. y Hawkins M.F.
Editorial Tecnos-Madrid, 1968
- 2.- " *Reservoir Engineering Manual* "
Cole F.W.
Gulf P.C. 1969
- 3.- " *Principios de Mecánica de Yacimientos* "
Freddy y José Escobar Rosas
Trabajo Escrito UNAM, 1975
- 4.- " *Notas de la Cátedra de Registros Geofísicos de Pozos* "
Moisés Cobos Butrón
Facultad de Ingeniería
- 5.- " *Estudio Experimental de la Componente Electroquímica del Potencial Natural* "
Moisés Cobos Butrón
Trabajo Escrito UNAM, 1976
- 6.- " *Petroleo Internacional* "
Oil & Gas Journal, 1961
- 7.- " *Registros de Pozos, Parte 1 Teoría e Interpretación* "
Orlando Gómez Rivero

- 8 .- " *Interpretación de Perfiles* "
Schlumberger, vol. I, 1975
- 9 .- " *Log Interpretation* "
Schlumberger, vol. II, 1974
- 10.- " *Log Interpretation* "
Schlumberger, 1978
- 11.- " *Production Operations Course II Well Diagnosis* "
Malcolm K. Strubhar, W. John Lee, James S. Blackborn.
Society of Petroleum Engineers of AIME
- 12.- " *Hand Book of Well Log Analysis* "
Sylvain J. Pirson
Prentice-Hall
- 13.- " *El Registro de Inducción, Fundamentos de su Funcionamiento e Interpretación* "
Castrejón N.A.
Ingeniería Petrolera, 1964
- 14.- " *Gamma Ray Neutron Log* "
Robert D. Wood
Lane-Wells Company, 1966

- 15.- " *El Perfil Neutrón Lifetime* "
G.L. Marquis
Lane-Wells Company, 1964
- 16.- " *The Dual-Spacing Neutron Log-CNL* "
R.P. Alger, S. Locke, W.A. Nagel, H. Sherman
The Journal of Petroleum Technology, 1972
- 17.- " *El Registro Sónico Como Indicador de Gas* "
Miguel Linares F. y N. Herrera P.
Ingeniería Petrolera, 1978
- 18.- " *Perfil de Cementación* "
M. Grosmangin, F.P. Kokesh, P. Majani
Schlumberger
- 19.- " *The Thermal Neutron Decay Time Log* "
Wahl J.S., Nelligan W.B., Frentrop A.H.,
Johnstone C.W. y Schwartz R.J.
- 20.- " *Elastic Wave Velocities in Heterogeneous and Porous Media* "
Wyllie M.R.J., Gregory A.R. and Gardner G.H.F.
- 21.- " *The Litho-Porosity Cross Plot* "
J.A. Burke, R.L. Campbell Jr., A.W. Schmidt
The Journal of Petroleum Technology

- 22.- " *Log Analysis in Formations With Complex lithologies* "
- A. Poupon, W.R. Hoyle, A.W. Schmidt*
- The Journal of Petroleum Technology*
- 23.- " *FCL- a Computerized Well-Log Interpretation process for Evaluation of Naturally Fractured Reservoirs* "
- Roberto Aguilera, Luis Acevedo*
- The Journal of Canadian Petroleum, 1982*
- 24.- " *Analysis of Naturally Fractured Reservoirs from Conventional Well Logs* "
- Roberto Aguilera*
- The Journal of Petroleum Technology, 1978*