

24-18



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

DETERMINACION DE LAS PRINCIPALES CARACTERISTICAS
FISICAS DE UN POZO PETROLERO DE LA SONDA DE
CAMPECHE APLICANDO REGISTROS GEOFISICOS

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A:

Ignacio Antonio Hernández Cano

1983



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

CONTENIDO

	Pág.
<u>INTRODUCCION</u>	1
<u>CAPITULO I.- PROPIEDADES BASICAS DEL SISTEMA ROCA FLUIDO</u>	4
I.1.- INTRODUCCION.	4
I.2.- CARACTERISTICAS DE LAS ROCAS DEL YACIMIENTO.....	4
- Porosidad.	
- Permeabilidad.	
- Resistividad.	
- Mojabilidad.	
I.3.- CARACTERISTICAS DE LOS FLUIDOS DEL YACIMIENTO... 13	13
I.3.1.- GAS NATURAL.	14
- Ley Fundamental de los Gases.	
- Viscosidad.	
- Compresibilidad.	
I.3.2.- ACEITE CRUDO.	18
- Viscosidad.	
- Densidad.	
- Compresibilidad.	
I.3.3.- AGUA DE FORMACION.	20
- Solubilidad del Gas Natural en el agua de - formación.	
- Viscosidad.	
- Resistividad.	
- Salinidad.	
I.3.4.- DISTRIBUCION DE FLUIDOS EN EL YACIMIENTO. ...	23

CAPITULO II.- <u>DESCRIPCION DE LOS PRINCIPALES REGISTROS GEOFI-</u> <u>SICOS DE POZOS.</u>	29
II.1.- INTRODUCCION.	29
II.2.- CONCEPTOS BASICOS GENERALES.	30
- Factor de formación e índice de resistivi-	
dad.	
- Invasión de la formación.	
II.3.- REGISTRO DE POTENCIAL ESPONTANEO.....	32
II.4.- REGISTRO DE INDUCCION.	40
II.5.- REGISTRO DOBLE LATERAL - MICROESFERICO.	43
II.6.- REGISTRO SONICO DE POROSIDAD.	45
II.7.- REGISTRO NEUTRON COMPENSADO.	48
II.8.- REGISTRO DE DENSIDAD COMPENSADO.	50
II.9.- REGISTRO DE DECAIMIENTO TERMAL.	52
II.10.- REGISTRO DE ESPECTROSCOPIA DE RAYOS GAMA NA-	
TURALES.	57
CAPITULO III.- <u>METODOS PARA CALCULAR SATURACION DE AGUA, LI-</u> <u>TOLOGIA Y POROSIDAD.</u>	82
III.1.- INTRODUCCION.	82
III.2.- METODO DE GRAFICAS CRUZADAS O DE TRES REGIS-	
TROS DE POROSIDAD.	83
III.2.1.- FORMA DE DETERMINAR LA POROSIDAD Y LA	
LITOLOGIA.	
III.3.- METODO DE LITO-POROSIDAD POR GRAFICAS CRUZA-	
DAS O GRAFICAS M-N.....	85
III.3.1.- DEFINICION DE M y N..	
III.4.- METODO DE ARCHIE PARA CALCULAR SATURACION -	
DE AGUA.....	87
III.5.- METODOS COMPUTARIZADOS.	89
III.5.1.- TIEMPO DE DECAIMIENTO TERMAL, TDT.	89
III.5.2.- GEODIP.	90
III.5.3.- DETECTOR DE ANOMALIAS CONDUCTORAS, --	
DCA.	83

III.5.4.- GLOBAL. 94

CAPITULO IV.- APLICACIONES. 110

IV.1.- INTRODUCCION.

IV.2.- DETERMINACION DE PARAMETROS.

IV.2.1.- PAQUETE A. 110

IV.2.2.- PAQUETE B. 121

CAPITULO V.- CONCLUSIONES. 148

CAPITULO VI.- NOMENCLATURA. 153

CAPITULO VII.- REFERENCIAS. 157

- INTRODUCCION -

No es frecuente pensar que la energía que mueve las industrias, impulsa los vehículos y proporciona servicios públicos es, en realidad, una conquista muy reciente. En comparación con los tres o cuatro mil años de historia más o menos conocida de la humanidad, y con otro pero mayor de nuestra especie, pero desconocido, dos siglos representan un lapso muy breve, que son los que sólo llevamos de utilizar las diversas formas de energía que hoy son los elementos esenciales de nuestras vidas.

La palabra petróleo significa literalmente piedra de aceite o aceite petrificado. Su etimología es mixta, de origen grecolatino: petra (piedra, roca) y óleum (aceite, aceitoso). Este término (petro óleum) fue usado por el geólogo alemán Agrícola, quien fue el primer hombre del mundo en dar un concepto de la importancia del petróleo (s. XVI). El petróleo es uno de los productos más notables de la naturaleza. Es posible usarlo en forma primaria, de inmediato, o de destilación o refinamiento para obtener derivados más sutiles y complejos, de orden secundario y terciario.

Una de las maneras de encontrar posibles zonas productoras de hidrocarburos con un alto grado de confiabilidad es por mediciones hechas a los pozos. Es decir, se introduce al pozo una sonda por medio de un cable que medirá las condiciones físicas imperantes -- agujero abajo; las que son transmitidas y procesadas en la superficie.

La finalidad de tomar un registro en un pozo es obtener la mayor cantidad de información del mismo. Actualmente, la mayoría de los

registros geofísicos se toman con el objeto de evaluar cuantitativamente formaciones con hidrocarburos, así como hacer correlaciones y estudios estratigráficos.

En este trabajo se utilizan los registros geofísicos de pozos para determinar las principales características de un pozo de la Sonda de Campeche, al cual se le tomaron los registros convencionales y además algunos registros nuevos que recientemente se vienen haciendo en dicha área de la zona sur.

El primer capítulo trata de las principales propiedades físicas de un yacimiento. Se presenta información de las características más importantes de un yacimiento, es decir, lo que se refiere a sus componentes como son: las rocas y los fluidos.

El capítulo II se refiere a los registros tomados en el pozo Cantarell N° 2239. Se explican detalladamente los principales registros convencionales (SP, DLL, etc.) y los registros nuevos (GEODIP, GLOBAL, etc.) tomados en la Sonda de Campeche. Tales registros se describen y presentan en sus rasgos más importantes; así también se señalan las condiciones para un buen uso de los mismos y sus limitaciones.

En el capítulo III se explican los métodos más importantes para la evaluación cuantitativa y cualitativa de las respuestas proporcionadas por los registros tomados en el pozo Cantarell N° 2239. Los métodos analizados se enfocan a la determinación, principalmente, de litología, porosidad y saturación de agua.

La manera de aplicar dichos métodos se señala en el capítulo IV. Se leen valores de los registros tomados en el pozo y se hacen las correcciones necesarias. Utilizando estos valores se aplican los métodos del capítulo anterior y se llega al cálculo cuantitativo

y cualitativo de los principales parámetros de la formación.

El análisis final de los resultados obtenidos se presenta en el capítulo V. Asimismo se comparan los resultados obtenidos por medio de núcleos y registros computarizados con los obtenidos por los métodos convencionales.

En el capítulo VI se señala la nomenclatura usada en esta tesis y en el capítulo VII se presentan las referencias y la bibliografía en que se basó la misma.

Los registros geofísicos son una de las herramientas más seguras para la evaluación de los yacimientos, siempre y cuando se manejen en forma correcta; ya que las condiciones existentes en los pozos varían de acuerdo al área en que se encuentran.

CAPITULO I.- PROPIEDADES BASICAS DEL SISTEMA ROCA-FLUIDO.

I.1.- INTRODUCCION.

La explotación eficiente de un yacimiento de hidrocarburos se apoya, principalmente, en un buen conocimiento de la mecánica del movimiento de los fluidos a través de la roca - de depósito, de las fuerzas que afectan este movimiento, - así como el poder controlarlas para una mejor recuperación. Para esto se requiere un buen entendimiento de la condición litológica, estructural y estratigráfica de la roca - del yacimiento; asimismo, de las propiedades de los fluidos que se encuentran en ella.

Un yacimiento de hidrocarburos se define como un complejo de roca porosa y permeable que contiene una acumulación de petróleo y gas, bajo un conjunto de condiciones geológicas que evitan su escape; éstas pueden ser lutitas impermeables, calizas compactas, anhidrita, roca ígneas y rocas metamórficas, deformadas estructuralmente en anticlinales, - monoclinales, sinclinales o fallas. Los límites también -- pueden resultar de cambios litológicos, tales como lentes o cambios laterales de facies. Dichos depósitos pueden estar rodeados completamente por rocas de baja permeabilidad; pero por lo general las acumulaciones de gas y petróleo se encuentran limitadas hacia abajo por agua.

I.2.- CARACTERISTICAS DE LAS ROCAS DEL YACIMIENTO.

Las rocas que comúnmente se encuentran en un yacimiento de hidrocarburos son: arenas poco consolidadas, areniscas, -- conglomerados, calizas y dolomitas. Estas rocas tienen suficiente espacio poroso, algunas veces llamados intersticios, que permiten el almacenamiento de fluidos hasta un - 10 por 100 ó más del volumen total de la roca.

Las propiedades litológicas de las rocas del depósito son de una gran relevancia, pues manifiestan la capacidad de almacenamiento de fluidos, resistencia que ofrecen al flujo de fluidos, velocidad con que los fluidos entrarán a los pozos productores debido a las fuerzas expulsivas del yacimiento, y el porcentaje del contenido original de hidrocarburos que será retenido por la roca del yacimiento después que las fuerzas de expulsión y retención han alcanzado el equilibrio.

Puesto que las concentraciones de petróleo y gas parecen desarrollarse sólo en gruesas masas de sedimentos; así la exploración limita su búsqueda a formaciones de rocas sedimentarias. Se usan varios métodos para determinar si existe o no una estructura capaz de atrapar aceite o gas, pero no prueban de manera directa la presencia de un yacimiento.

I.2.1.- POROSIDAD.

Al referirse a la porosidad de una roca se habla de la fracción del volumen total de la roca no ocupada por el esqueleto mineral de la misma:

$$\phi = \frac{V_p}{V_r}, \quad (I.1)$$

donde;

ϕ = Porosidad

V_p = Volumen de poros

V_r = Volumen de roca total

Es una propiedad intensiva de gran importancia en un yacimiento, ya que es un indicio del volumen donde pueden encontrarse almacenados los hidrocarburos. La porosidad de las rocas almacenadoras en los yacimientos explotados varía entre 5 y 40%, siendo la más común aquellas comprendidas entre 10 y 20 por 100.

Lauer^{(1)*}, de acuerdo con el origen de las rocas, clasificó a

* Referencias en el capítulo VI.

la porosidad de las rocas en dos tipos: primaria u original, y secundaria o inducida. La porosidad primaria es la propiedad inherente determinada en el momento en que se formó. La porosidad secundaria es el resultado de cambios posteriores que pueden aumentar o disminuir a la misma. Estas alteraciones incluyen cementación, fracturamiento y disolución. La porosidad de muchas areniscas es original, mientras que muchas calizas y dolomitas tienen porosidad secundaria.

La porosidad se clasifica comúnmente dentro de tres categorías, porosidad efectiva (porosidad continua o interconectada), porosidad no efectiva (porosidad discontinua o aislada), y porosidad total (la suma de todas las porosidades). (FIG.1). La porosidad efectiva es la que interesa en los métodos normales de medición puesto que a la porosidad no efectiva no le puede corresponder una permeabilidad al no haber posibilidad de drenaje de los fluidos.

Estudios realizados por Slichter⁽²⁾ indican que la porosidad de una roca compuesta de granos esféricos no consolidados de tamaño uniformes es independiente del tamaño de los granos y depende, exclusivamente, del arreglo de ellos. También probó, por métodos matemáticos, que para granos esféricos de tamaño uniforme con el arreglo menos compacto (FIG.2) la porosidad es de 47.6%, y para arreglos más compactos la porosidad es de 25.9%.

Por lo tanto, la forma y el tamaño de los espacios porosos entre los granos dependerán de la forma y tamaño de éstos, su arreglo con respecto a uno de otros, y el grado de la cementación.

La porosidad se puede medir por métodos directos, es decir, por medio de análisis petrofísicos de núcleos, o por métodos indirectos, o sea por registros geofísicos de explotación.

I.2.2.- PERMEABILIDAD.

La permeabilidad de una roca de depósito es una medida de la resistencia ofrecida por ella al movimiento de fluidos a través de sus espacios porosos. Es una propiedad del medio poroso y es una medida de la capacidad del medio para transmitir fluidos. Una roca tiene una mayor o menor permeabilidad dependiendo sobre todo de que si la roca dejará pasar fluido a través de ella con mayor o menor facilidad. La medida de permeabilidad, entonces, es una medida de la conductividad de fluido del material particular. Por analogía, representa el recíproco de la resistencia que el medio poroso ofrece al flujo de fluidos.

Si los poros de la roca no están interconectados (porosidad no efectiva o aislada) no existe permeabilidad. Por lo que hay una correspondencia entre la permeabilidad de un medio y la porosidad efectiva, aunque no necesariamente con la porosidad total o absoluta. Los factores que afectan a la porosidad efectiva incumben, también, a la permeabilidad, como el tamaño, la empaquetadura y la forma de los granos, la distribución de los mismos de acuerdo con su tamaño y el grado de litificación (cementación y consolidación).

En 1856, el ingeniero francés Henry Darcy investigó el flujo de agua a través de filtros de arena, dando origen a la ley de Darcy; la cual postula que el gasto de flujo a través de una roca dada, varía directamente con la presión aplicada y la constante numérica e inversamente con la viscosidad del fluido que está fluyendo. La constante numérica es la permeabilidad y es medida en darcy. Un medio poroso tiene una permeabilidad de un darcy cuando un centímetro cúbico de fluido monofásico, que llena totalmente el espacio poroso, con una viscosidad de un centipóise (o la viscosidad del agua a 68°F), fluye en un segundo a través de una porción de arena de un centímetro de longitud bajo una caída de presión de una atmósfera (FIG. 3).

Permeabilidad Absoluta (K), Permeabilidad Efectiva (k_L)*, Per

meabilidad Relativa (k_r). Los trabajos de Darcy no se refirieron a un flujo multifásico sino a un flujo de un solo fluido saturando 100% al medio poroso. Bajo esta circunstancia, la permeabilidad a un fluido determinado es independiente de la naturaleza del fluido (viscosidad). De esto se puede deducir que la permeabilidad a un fluido que está saturando 100% a un medio poroso, es una constante y característica de éste. A dicha permeabilidad se le conoce como permeabilidad absoluta.

Debido a que todos los yacimientos contienen algo de agua, y ésta puede ser o no móvil, es necesario que se extienda el concepto de permeabilidad. Por ejemplo, la permeabilidad que ofrece un medio poroso al aceite, cuando la saturación de aceite es del 50% y la saturación del agua del 50%, puede solamente ser del 45% de la permeabilidad mostrada cuando la formación está saturada 100% con aceite. La relación de una permeabilidad a una saturación dada (menor del 100%) a la permeabilidad a una saturación del 100% se llama permeabilidad relativa (k_r), ya sea al aceite, al gas o al agua. Otro concepto que debe tenerse presente es la permeabilidad efectiva, la cual se define como la permeabilidad de una roca a un fluido particular cuando la saturación de éste es menor que el 100%; la permeabilidad efectiva se puede obtener multiplicando la permeabilidad relativa por la permeabilidad absoluta de la roca, o sea,

$$k_o = k_{ro} \cdot K$$

$$k_g = K_{rg} \cdot K$$

$$k_w = K_{rw} \cdot K$$

(I.2)

* k_L se refiere a la permeabilidad efectiva al aceite, al gas o al agua.

donde los subíndices o, g, w se refieren al aceite, al gas y al agua, respectivamente.

La permeabilidad se puede medir por métodos de laboratorio, cayéndose en medidas poco confiables, pues arrastran un error considerable. Existe la necesidad de que la permeabilidad se mida en el lugar (in situ) ya sea por medio de pruebas de flujo (pruebas de incremento de presión y de decremento) o por la interpretación adecuada de los registros geofísicos. Esta última prueba se basa en relaciones petrofísicas.

I.2.3.- RESISTIVIDAD

Las propiedades físicas de las rocas del yacimiento que son de importancia en la evaluación de formaciones y en la interpretación de los registros geofísicos son: las eléctricas, las radio activas y las propiedades de propagación de onda acústica.

La resistividad es la resistencia que ofrece al paso de la corriente un cubo de material. Este tiene un área de un metro cuadrado y una longitud de un metro, dando valores de resistencia los cuales son de conveniente magnitud para casi todas las rocas encontradas en la perforación del pozo. Las rocas consideradas son de origen sedimentario, las que tienen una estructura sólida que está formado de minerales; la mayoría son no conductores de la electricidad, tales como el cuarzo, los silicatos, los óxidos, los carbonatos, etc. Las rocas sedimentarias deben su conductividad al agua que está llenando el espacio poroso de las mismas. La conductividad se define como el recíproco de la resistividad.

Se concluye, pues, que la resistividad depende de las propiedades eléctricas de los minerales sólidos de la roca, pero sobre todo del volumen de agua dentro de la estructura porosa.

La conducción eléctrica de la roca depende de un proceso electrónico y de un proceso iónico. El primero se refiere a los granos minerales y es menos importante que el segundo. El proceso-

iónico tiene importancia en el agua que llena los espacios porosos de la roca.

La resistividad de una roca se mide en $\text{ohm}\cdot\text{m}^2/\text{m}$. Los rangos de ésta son muy grandes, desde una fracción de $\text{ohm}\cdot\text{m}^2/\text{m}$ hasta millones de $\text{ohm}\cdot\text{m}^2/\text{m}$. La resistividad es análoga a la densidad. Si la densidad y el tamaño de un objeto son conocidos, su peso puede calcularse. Similarmente, si la resistividad y las dimensiones de un objeto son conocidos, su resistencia puede ser encontrada.

Existen varios factores que afectan a la resistividad, entre ellos están la salinidad del agua de formación, la temperatura, el volumen de agua contenido en el espacio poroso de la roca, la porosidad, el tamaño y textura del grano, la cantidad de arcilla presente, el aceite y gas que se encuentran en la estructura porosa y el grado de cementación de las rocas.

Los iones que conducen la corriente eléctrica en las rocas sedimentarias resultan de la disociación de sales, la que ocurre cuando las sales son disueltas en el agua, por ejemplo, el cloruro de sodio (halita), con un ión de sodio con carga positiva y un ión de cloro con carga negativa. Debido a que el movimiento de cargas producen una corriente eléctrica, se concluye que una solución que contiene un mayor número de iones conducirá más corriente que la que tiene menor cantidad de iones disueltos. De acuerdo con esto, la solución con un gran número de iones (mayor salinidad) tendrá alta conductividad y, por lo tanto, baja resistividad.

Los iones se mueven más fácilmente cuando el agua en la cual están disueltos tiene baja viscosidad. La viscosidad del agua cambia considerablemente con la temperatura. Al aumentar ésta la viscosidad del agua disminuye, y se incrementará con un aumento de la misma. Consecuentemente los iones se mueven más libremente con el aumento de la temperatura; por lo que se puede concluir que a altas temperaturas la solución tiene una mayor conductividad. También se deduce que no sólo debe de conocerse la salinidad de una solución particular, sino también su temperatura antes que la resistividad de la solución sea encontrada.

En rocas totalmente saturadas el agua puede ser igualada a la porosidad. La resistividad de una roca disminuye con el aumento del contenido de agua. La resistividad se puede determinar conforme a un arreglo específico de esferas, como en el caso de la porosidad. Se ha comprobado que a bajas porosidades el aumento en la resistividad es proporcional al decremento de la porosidad efectiva o interconectada, ya que la porosidad no efectiva no incrementa la conductividad eléctrica de una roca sedimentaria.

El aceite y el gas son aislantes eléctricos. Cuando aceite o gas es introducido dentro de los poros de una roca, inicialmente saturada con salmuera (agua salada), la conductividad debido a la salmuera es disminuida. Habiendo menor conductividad en la roca es evidente que la conductividad total de la roca disminuye debido a la adición de aceite o gas, o sea, la resistividad de la roca se incrementa. Se evidencia que cuando el volumen de aceite o gas sea mayor, en el espacio poroso de la roca, la resistividad de la misma se incrementará.

Las arcillas se presentan en la forma de vetas delgadas o diseminadas, a menudo como pequeños agregados, en la roca. Las arcillas pueden rodear los poros de la roca o puede estar distribuida entre los granos de la matriz. Generalmente la matriz de la roca es un aislante eléctrico, esto se puede contradecir, aparentemente, por la presencia de arcillas y lutitas, pues una arcilla puede considerarse una matriz sólida con minúsculos poros, los cuales están llenos con agua que contienen iones positivos. Una arcilla "seca" es un aislante. En pocas palabras, una arcilla se puede considerar como un conductor eléctrico, y esto es debido, como ya se dijo anteriormente, a la presencia de agua en su minúsculos poros (iones positivos) y a la carga negativa de la estructura sólida.

I.2.4.- MOJABILIDAD.

Debido a que muchas rocas de yacimientos fueron formadas o depositadas abajo del agua, son consideradas estar "mojadas por agua". El término mojabilidad puede definirse como la tendencia de un fluido a esparcirse o adherirse a una superficie sólida en presencia de otros fluidos inmiscibles. Los granos de la matriz de -

la roca son cubiertas con una película de agua, permitiendo que los hidrocarburos llenen el centro de los espacios porosos. La productividad de aceite es máxima con esta condición.

La mojabilidad real de una partícula de roca del yacimiento es difícil de determinar debido al proceso de corte de núcleos y - la preparación de éstos para pruebas de laboratorio, ya que las características de mojabilidad se alteran. Algunos autores han hecho una discusión detallada de la mojabilidad.⁽³⁾

En la Figura 4 se tiene un sistema roca-agua-aceite. Las ener-- gías de superficie pueden relacionarse por la ecuación de Young Dupre como sigue:

$$G_{os} - G_{ws} = G_{ow} \cos \theta_c$$

donde: --- (1.3)

G_{os} = Energía interfacial entre el aceite y el sólido
(dinas/cm)

G_{ws} = Energía interfacial entre el agua y el sólido,
(dinas/cm)

G_{ow} = Energía interfacial (tensión interfacial) entre el ---
aceite y el agua (dinas/cm)

θ_c = Angulo de contacto entre el aceite, agua y sólido me-
dido a partir del agua (grados).

La energía interfacial entre aceite y sólido o entre agua y só- lido puede ser medido directamente. Sin embargo, los términos - tensión interfacial entre el agua y el aceite y el ángulo de -- contacto pueden determinarse independientemente en el laborato- rio.

El valor del ángulo de contacto, θ_c , va desde cero a 180°. Angu- los de contacto menores de 90°, medido a través de la fase de = agua, indican una formación preferentemente mojada por agua; -- mientras que ángulos de contacto mayores de 90° indican que la

roca tiene una afición a ser mojada por aceite. Angulos de contacto exactamente igual a 90° indicarían una igual predilección por el agua y por el aceite.

Nutting⁽⁴⁾ en 1934 fue el primero en reconocer que las rocas de yacimientos son mojadas también por aceite. Un sinnúmero de --- pruebas de laboratorio han demostrado que la naturaleza de la - mojabilidad del yacimiento es debida a la ausencia o presencia de compuestos polares que existen en pequeñas cantidades en el aceite crudo.^{(5), (6)} Esos compuestos polares, aparentemente de naturaleza asfáltica, se adsorben en las superficies de la roca y hacen que esas superficies sean mojadas por aceite. Esto de--- pende sobre todo de la naturaleza de la superficie de la roca, es decir, si las superficies de la roca son predominantemente - sílicas, carbonatadas, o arcillosas.

Desde el punto de vista de operaciones de terminación, estimula- ción y reparación de pozos, es importante evitar que las caracte- rísticas de mojabilidad de la roca en la vecindad del pozo -- puedan ser desfavorablemente alteradas por fluidos del lugar en - contacto con la roca. En estos tipos de operaciones se debe de tratar que en la cercanía del agujero exista la condición de -- que las superficies de las rocas de la formación sean mojadas - por agua y, así, tener una permeabilidad relativa máxima al --- aceite en un sistema agua-aceite; y también para prevenir la - formación de emulsión en los poros de la vecindad del pozo.

I.3.- CARACTERISTICAS DE LOS FLUIDOS DEL YACIMIENTO.

El petróleo está formado de un gran número de componentes y to- dos ellos mezclados entre sí. Las moléculas de todos esos compo- nentes están compuestas de los elementos químicos: hidrógeno y carbón, en varias proporciones. Los componentes del petróleo de esos elementos son llamados hidrocarburos, y cualquier componen- te está formado de una proporción diferentes de los dos elemen- tos.

En la naturaleza se encuentran varios tipos de depósito de hi-- drocarburos. Algunos depósitos productores de aceite invariable

mente también contiene gas natural y agua. Algunos depósitos producen sólo gas, es decir, no hay condensación de líquidos (estos depósitos son denominados de "gas seco"), pero generalmente hay presencia de agua.

Estos depósitos normalmente se encuentran a grandes temperaturas y presiones. Cuando los líquidos son producidos a la superficie, la presión y temperatura de la mezcla disminuyen. El estado de la mezcla de los hidrocarburos a las condiciones superficiales depende sobre todo de la composición de los mismos. De aquí, las propiedades físicas de los líquidos a condiciones superficiales son bastante diferentes a las encontradas a condiciones del yacimiento. Por lo tanto, es necesario estudiar las propiedades físicas del aceite, gas y agua que existen naturalmente y, en particular, sus variaciones con la presión y la temperatura.

I.3.1.- GAS NATURAL.

El gas natural, como se produce en la superficie, es generalmente una mezcla de hidrocarburos y otros gases y vapores (partes ligeras de las series parafínicas). El metano es casi siempre el constituyente más abundante - con frecuencia de 80 a 98% -, con cantidades menores de etano, propano, butano, pentano, hexano, heptano, y quizá otros hidrocarburos de mayor peso molecular. También se pueden tener impurezas como nitrógeno, dióxido de carbono, ácido sulfhídrico y vapor de agua.

I.3.1.1.- Ley Fundamental de los Gases.

La ley fundamental de los gases en su forma más usual es una simple combinación de la ley de Boyle, ley de Charles y la ley de Avogadro. La ley de Boyle señala que el volumen de un gas ideal varía inversamente con la presión absoluta; la ley de Charles muestra que el volumen de un gas ideal cambia directamente con la temperatura absoluta; y la ley de Avogadro nos demuestra que a cualquier temperatura y presión, iguales volúmenes de gases contienen el mismo número de moléculas. Simbólicamente, la ley fundamental de los gases es la siguiente:

$$\frac{P}{V} = Z nRT$$

--- (I.4)

o

$$\frac{P_1 V_1}{Z_1 n_1 R_1 T_1} = \frac{P_2 V_2}{Z_2 n_2 R_2 T_2} = \frac{P_3 V_3}{Z_3 n_3 R_3 T_3} = C$$

--- (I.5)

Donde:

- P es la presión absoluta (Psia)
- V es el volumen (pie³)
- Z es el factor de compresibilidad o el factor que compensa el comportamiento entre un gas ideal y un gas real.
- n es el número de lb-mol del gas.
- R es la constante universal del gas. Su valor numérico es el mismo para todos los gases y es igual a 10.73, siempre y cuando se utilicen las unidades expresadas aquí
- T es la temperatura absoluta en °R (°F + 460)
- C es una constante.

Los subíndices 1, 2, 3, etc., simplemente denotan el mismo gas a diferentes condiciones de presión, temperatura, volumen, etc.

FACTOR DE COMPRESIBILIDAD.

Se ha hecho mención de un gas ideal o perfecto y un gas real. Realmente los gases ideales no existen, sin embargo, muchos gases cerca de la temperatura y presión atmosféricas se aproximan al comportamiento ideal. Un gas ideal se puede definir como --- áquel cuyo volumen se reduce a la mitad cuando la presión se duplica, y cuya presión se duplica si, manteniendo su volumen --- constante, se duplica su temperatura absoluta. Debido a que el volumen de un gas se reduce a menos de su mitad si se dobla la presión, se dice que el gas es supercompresible. Al valor numérico, que representa una medida de la desviación del comportamiento ideal del gas, se denomina factor de compresibilidad o - de desviación del gas. Este valor varía de 0.7 a 1.2. El valor de 1.0 corresponde a los gases ideales.

El factor Z , para un gas dado, es una función de la composición, presión y temperatura a las cuales el gas está sujeto. El factor de compresibilidad se puede estudiar desde un punto de vista de la atracción intermolecular. Las siguientes condiciones deberán de tenerse en cuenta: Para una temperatura dada, -- cuando la presión se incrementa, el valor numérico del factor de compresibilidad disminuye (es decir, la magnitud de la desviación se incrementa). Cuando la presión se incrementa demasiado, el valor numérico del factor de la compresibilidad empieza a incrementarse (es decir, la desviación disminuye). Y para una presión dada, cuando la temperatura se incrementa, el valor numérico del factor de compresibilidad se incrementa.

El factor de compresibilidad se mide generalmente en el laboratorio en muestras de gas obtenidas en la superficie. El factor de desviación del gas también puede obtenerse por medio de correlaciones empíricas. Existen gráficas, en las cuales intervienen datos como la gravedad específica, la temperatura y presión pseudoreducidas o reducidas, que proporcionan valores del factor de desviación del gas. Cuando se trata de un gas de un solo componente se usará el concepto de temperatura y presión reducida:

$$T_R = \frac{T}{T_C} ; \quad P_R = \frac{P}{P_C}$$

donde: --- (I.6)

T_R Temperatura reducida

T Temperatura absoluta

T_C Temperatura crítica del gas, que es la temperatura por encima de la cual dos fases no pueden existir, es decir, líquido y vapor no pueden ser distinguidos. También se define como la temperatura por encima de la cual un solo componente del gas no puede ser licuado sólo por la presión.

P_R Presión reducida

P Presión absoluta

P_C Presión crítica del gas, que es la presión por encima de la cual vapor y líquido no pueden existir en equilibrio o no pueden ser distinguidos.

Este concepto señala que si dos gases diferentes tienen la misma P_R y T_R , están en el mismo estado, a pesar de que su P y T absolutas sean diferentes. En el mismo estado quiere decir que posean propiedades físicas equivalentes.

Para una mezcla de gases, no se usará el concepto de presión y temperatura reducidas, sino temperatura y presión pseudoreducidas.

I.3.1.2.- VISCOSIDAD.

La viscosidad se define como la resistencia interna que ofrece un fluido al flujo. La viscosidad de un gas es función de la -- temperatura, presión y peso molecular (gravedad del gas). La -- viscosidad de un gas ideal o perfecto es independiente de la -- presión. A altas presiones y bajas temperaturas la viscosidad de un gas real se incrementa. La viscosidad del gas pocas veces se mide en el laboratorio ya que existen correlaciones empíricas - que dan valores bastantes confiables. Muchas correlaciones pueden ser encontradas en el Katz et. al. Gas Engineers Handbook. (7).

Una tendencia general es que hay un incremento de viscosidad, - para gases de altas gravedades, a presiones mayores de 1000 psi. A presiones menores se observa lo contrario, gases de alta gravedad tienen menores viscosidades. Los gases compuestos sólo por hidrocarburos presentan menores viscosidades que aquellos - que no están compuestos por hidrocarburos.

Se ha encontrado que las viscosidades del gas en el yacimiento tiene un rango de 0.01 a 0.07 centipoises. (8).

I.3.1.3.- COMPRESIBILIDAD.

La compresibilidad de un gas es definida como el cambio fraccional del volumen por cambio unitario de presión, para un gas --- real,

$$C_g = - \frac{1}{V} \frac{V}{P} = \frac{1}{P} - \frac{1}{Z} \frac{dZ}{dP}$$

--- (I.7)

En unidades prácticas la compresibilidad es el cambio fraccional en el volumen por presión (psi) o, ya que la fracción es adimensional, la unidad de la compresibilidad es simplemente: $1/\text{psi}$ ó psi^{-1} .

Como puede observarse, la compresibilidad de un gas no debe confundirse con el factor de compresibilidad o de desviación. La compresibilidad es igual al recíproco de la presión cuando se considera un gas ideal. El rango de compresibilidades de un gas a $70\text{kg}/\text{cm}^2$ es de 1300 a $1800 \times 10^{-5} (\text{kg}/\text{cm}^2)^{-1}$; y a $350\text{ kg}/\text{cm}^2$ es de 70 a $300 (\text{kg}/\text{cm}^2)^{-1}$.

I.3.2.- ACEITE CRUDO.

Los aceites crudos son mezclas de hidrocarburos más complejas que la de los gases; son líquidos en su estado natural. El aceite crudo es la fase más buscada, a pesar de que el gas natural es producido junto con él. Algunos aceites pueden contener gas en solución o no. Cuando tienen gas en solución pueden hacerlo hasta ciento cincuenta veces su volumen, de gas disuelto, medido a condiciones superficiales. Los aceites crudos, al igual que el gas natural, presenta impurezas tales como, azufre, nitrógeno y oxígeno.

Se ha intentado clasificar los aceites crudos basándose en los hidrocarburos principales que lo constituyen; mas esto es erróneo, ya que ningún aceite ha sido completamente separado en sus componentes individuales. Se ha dado una clasificación más amplia, aceite base parafínica, base asfáltica y base mixta. Generalmente se usan, para agrupar a los aceites crudos, algunas propiedades físicas de los mismos.

I.3.2.1.- VISCOSIDAD.

Hasta donde sea posible la viscosidad del aceite crudo debe de ser encontrada por medidas hechas en el laboratorio a condiciones de temperatura y presión del yacimiento, esto se logra por medio de un viscosímetro de canica rodante de alta presión o por análisis PVT normales.

En contraste con el gas, la viscosidad del aceite disminuye al incrementarse la temperatura. Esto se atribuye al aumento de la distancia entre las moléculas debido a la expansión del líquido. Al aumentar el peso molecular del aceite la viscosidad del mismo aumenta. Con respecto a la presión, la viscosidad se eleva - al incrementarse la presión, esto es cierto a partir de la presión de burbujeo o presión de saturación del sistema.

A condiciones del yacimiento el aceite tendrá mayor gas en solución que a condiciones atmosféricas; por lo que presentará una menor viscosidad.

Si los datos del laboratorio no están disponibles, existen correlaciones empíricas que proporcionan la viscosidad del aceite en estudio. La viscosidad del aceite crudo varía desde 0.2 a - 10 000 cp⁽⁹⁾.

I.3.2.2.-DENSIDAD.

Se define la densidad como el peso específico, tomando al agua como unidad. Es decir, la gravedad o peso específico es la densidad del aceite dividido por la densidad del agua pura. Es común dar valores de densidad en grados Baumé o grados API. Los - grados API son usados en la industria petrolera.

$$\text{S.G.} = \text{Peso específico o densidad} = \frac{141.5}{131.5 + \text{°API}} \quad \text{--- (1.8)}$$

$$\text{S.G.} = \text{Peso Específico o densidad} = \frac{140.0}{130 + \text{°Baumé}} \quad \text{--- (1.9)}$$

La densidad del aceite es un cálculo fundamental. La complejidad de este cálculo depende de la presencia de metano, etano, - CO₂, compuestos de sulfuro y no parafínicos.

A 15°C (60°F) la densidad del agua pura es de 1.0095 gr/cc; para cálculos de ingeniería bastará usar 1.0 gr/cc a cualquier -- temperatura ambiente. De aquí, la densidad del aceite crudo en diferentes unidades será:

$$\rho(\text{gr/cc}) = (\text{S.G.})(1.0)$$

$$\rho(\text{Kg/cc}) = (\text{S.G.})(1000)$$

$$\rho(\text{lb/pie}^3) = (\text{S.G.})(62.4)$$

I.3.2.3.- COMPRESIBILIDAD.

La compresibilidad del aceite es menor que la del gas pero mayor que la del agua. Esto es debido a que el aceite es capaz de retener mayor cantidad de gas en solución que el agua. De aquí, a mayor cantidad de gas en solución habrá mayor compresibilidad. La compresibilidad del aceite deberá encontrarse de los datos PVT de laboratorio. Cuando estos datos no están a disposición se utilizan correlaciones empíricas.

Debe tomarse en cuenta la presión del yacimiento, o sea, se determinará si el aceite del yacimiento se encuentra a una presión mayor o menor que la presión de burbujeo. A presiones mayores que la de burbujeo todo el gas estará disuelto en el aceite; a presiones menores que la de burbujeo se hallará gas libre en el yacimiento.

En algunos yacimientos la compresibilidad del aceite crudo es esencialmente constante por encima de la presión de burbujeo, mientras que en otros varía con la presión.

En un yacimiento cualquiera, para tener un cálculo más preciso de la cantidad de aceite a recuperar se debe de considerar la compresibilidad del sistema roca-fluido. Por encima de la presión de saturación o de burbujeo la saturación de gas es cero; de aquí que sólo actúan las compresibilidades del aceite, agua y formación en la expulsión del aceite. Por debajo del punto de burbujeo la saturación de gas se presenta, y a una saturación de gas del 2-3% las compresibilidades de los otros elementos se desprecian debido al gran rango de diferencia entre éstos y la compresibilidad del gas.

El rango de compresibilidades del aceite del yacimiento es de aproximadamente, $7-140 \times 10^{-5} (\text{Kg/cm}^2)^{-1}$.

I.3.3.- AGUA DE FORMACION.

La mayoría de las formaciones que contienen hidrocarburos son de origen marino, éstas al momento de solidificarse atrapan;

en sus espacios porosos, agua marina con sales disueltas. Algunos yacimientos pueden aflorar a la superficie y estar sujetos a la infiltración de aguas meteóricas. Por la acción de la gravedad y por su propia presión hidrostática, éstas pueden recorrer grandes distancias tanto lateral como verticalmente, dependiendo del gradiente de potencial de flujo. Generalmente estas aguas son dulces, pero conforme avanzan hacia abajo disuelven sales de las rocas y se mezclan con aguas innatas o aguas que se encuentran originalmente en los poros de la formación.

El movimiento de hidrocarburos de otras zonas hacia la formación que contiene sólo agua hace que ésta sea removida en parte; debido a esto se han encontrado muchos yacimientos "mojados" -- por agua. Se ha demostrado que el contenido de agua en los poros de la roca varía desde un pequeño porcentaje hasta 50% ó más del espacio poroso.

Las propiedades físicas del agua dependen de su composición química, presión y temperatura. Debido a que las presiones del yacimiento son tan altas como 15000 psi y las temperaturas tan altas como 350 °F, las propiedades físicoquímicas de las aguas -- del yacimiento varían ampliamente.

I.3.3.1.- SOLUBILIDAD DEL GAS NATURAL EN EL AGUA.

La solubilidad del gas natural en el agua de formación es menor que en el aceite crudo a las mismas condiciones de presión y temperatura⁽¹⁰⁾. La solubilidad aumenta en forma lineal con el incremento de presión y disminuye al aumentar la temperatura y el contenido de sales. Los cálculos de solubilidad del gas son importantes para determinar el volumen de agua y para conocer yacimientos con solubilidad de gas, en el aceite, bajas. El efecto de la solubilidad del gas es importante, ya que de aquí -- dependerá la compresibilidad del agua.

I.3.3.2.- VISCOSIDAD.

La viscosidad del agua depende de la temperatura, presión, salinidad y solubilidad del gas en la misma; aunque se ha llegado a la conclusión de que la presión tiene poca influencia.

Se ha observado que la viscosidad del agua aumenta con un incremento en la presión y salinidad y, además, cuando disminuye la temperatura. A determinadas concentraciones y en ciertos límites de temperaturas se cree que algunas sales, tales como KCl, disminuyen la viscosidad del agua. La solución de gases naturales en agua se cree bajan la viscosidad de la misma.

La viscosidad del agua de formación generalmente se obtiene por medio de correlaciones empíricas.

I.3.3.3.-RESISTIVIDAD.

Esta es una propiedad utilizada bastante en registros eléctricos de pozos. Se puede decir que es una medida de la conductividad electrolítica del agua y es directamente proporcional a su área transversal e inversamente proporcional a su longitud.

La resistividad depende de la temperatura, presión y composición química del agua. La resistividad de ésta, con una cierta concentración de sales, disminuye al aumentar la temperatura. - Comparándose el agua de formación, de baja salinidad, con el agua pura, se observa que ésta tiene una resistividad infinita-comparada con aquélla.

Se dice que la resistividad del agua de formación es un factor indispensable a calcular ya que nos indica, cualitativa y/o --cuantitativamente, la saturación de los diferentes fluidos en el depósito y, de acuerdo con esto, deducir si la explotación de la formación estudiada es redituable. Se acostumbra en los análisis cuantitativos de los registros eléctricos, a usar resistividades del agua de formación correspondientes a una concentración equivalente de NaCl.

La resistividad del agua de formación se determina por registros geofísicos, trazándose un perfil de la variación de la misma con la profundidad.

I.3.3.4.- SALINIDAD.

Se ha encontrado que la salinidad del agua de formación puede variar, aproximadamente, de 1000 ppm hasta 300000 ppm, esta última cantidad está cerca de la concentración de saturación.

En un proceso isotérmico, al aumentar la salinidad del agua la resistividad de la misma disminuye. La salinidad del agua del yacimiento puede estar constituida por una concentración de varias sales. Los iones que generalmente se encuentran en las aguas de formación son: Na^+ , Mg^{++} , Ca^{++} , Cl^- , $\text{SO}_4^{=}$, HCO_3^- , $\text{CO}_3^{=}$. - La sal más común es la halita o NaCl .

I.3.4.- DISTRIBUCION DE FLUIDOS EN EL YACIMIENTO.

Como se mencionó anteriormente, en un inicio los depósitos estaban integrados por agua exclusivamente, pero ésta fue desplazada parcialmente de los espacios porosos de la roca del yacimiento por la migración del petróleo. De aquí, los yacimientos de hidrocarburos están constituidos, algunas veces, por los tres fluidos: aceite, gas y agua. El agua se encuentra siempre en un yacimiento.

Estos tres fluidos se distribuyen en el yacimiento de acuerdo a sus densidades y también la distribución se ve afectada por la homogeneidad del yacimiento, tensión superficial de los fluidos y mojabilidad de la roca. De acuerdo a esto se tendrán tres zonas: una zona de gas en la parte superior, una zona de aceite en la porción intermedia y una zona de agua en la parte inferior. Las tres zonas no son " puras ", ya que en la zona de aceite puede haber una cantidad considerable de agua o la zona de gas puede contener algo de aceite.

Realmente la distribución de los fluidos en el yacimiento no sufre un cambio abrupto, pues existen zonas de transición entre los mismos; es decir, la interface no está bien marcada, como sucedería si el gas, el aceite y el agua se colocaran en un tanque. Esto se debe a que en la roca del receptáculo existen poros y canales en los cuales los fluidos se acomodan, originándose fuerzas capilares que actúan en contra de la diferencia de densidades entre los fluidos y la mojabilidad de la roca.

En la Figura 5 se observan las diferentes saturaciones de agua, así como la zona de transición en un sistema roca-agua-aceite.- Se puede ver agua retenida por efecto de las fuerzas capilares por encima del nivel donde se encuentra 100% de agua. El porcen

taje de agua disminuye y el de aceite aumenta hacia la parte superior de la zona de transición. En esta zona hay flujo de agua y aceite. Por encima de la zona de transición - se encuentra la saturación de agua connata o agua irreducible, esta agua no podrá producirse por lo que sólo habrá - flujo de aceite.

El contacto entre los fluidos o la transición entre los -- mismos tiene una forma ondulante, con diferencias de elevación en distintos puntos de la periferia, más que el de un plano horizontal. Esto es producto de las irregularidades de los poros de la roca del yacimiento. Los capilares de la roca ejercen una mayor atracción capilar sobre el -- agua que sobre el aceite y, es por esto, que el agua ocupa los espacios porosos más pequeños que los que ocupa el --- aceite; y los espacios porosos ocupados por éste son más - pequeños que los ocupados por el gas.'

En yacimientos de baja permeabilidad las zonas de transición serán más gruesas (mayor altura). En yacimientos con alta permeabilidad ocurre lo contrario. Debido a la gran - diferencia de densidades entre el gas y el aceite comparada con la del aceite y el agua, la zona de transición entre éstos es mayor que la de aquéllos.

Es importante determinar la saturación de agua connata en la formación productora, pues además de indicar el volumen de hidrocarburos que se tiene en los poros de la roca, indica la permeabilidad relativa a los mismos. Se sabe que a mayores saturaciones de agua la permeabilidad a ésta aumenta y la de los hidrocarburos disminuye. Generalmente ocurre, aunque no necesariamente, que la saturación de --- agua connata es tan baja que no tiene permeabilidad.

El valor de la saturación de agua connata o intersticial - se puede determinar por medio de cortes de núcleo. Se debe de tomar consideración el tipo de lodo que se usa al cortarlos, siendo lo más conveniente cortar los núcleos con -

gas. Otro de los métodos, bastante preciso, es el de registros geofísicos.

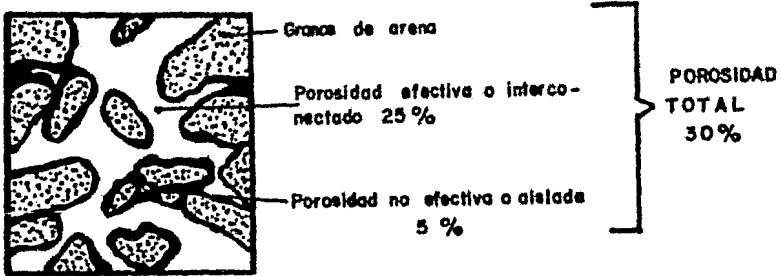


FIG.1.- POROSIDAD EFECTIVA, NO EFECTIVA Y TOTAL

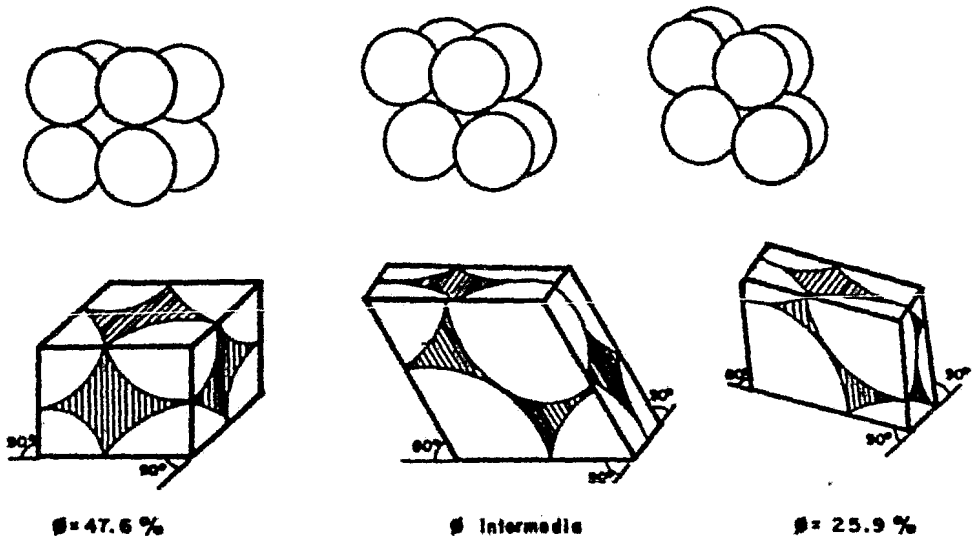


FIG.2.- MANERA DE EMPACARSE DE LOS GRANOS Y FORMA DEL ESPACIO POROSO.

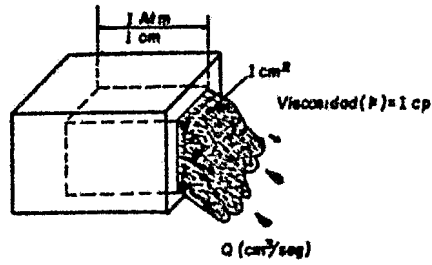


FIG. 3.- NUCLEO DE FORMACION CON UNA PERMEABILIDAD DE UN DARCY.

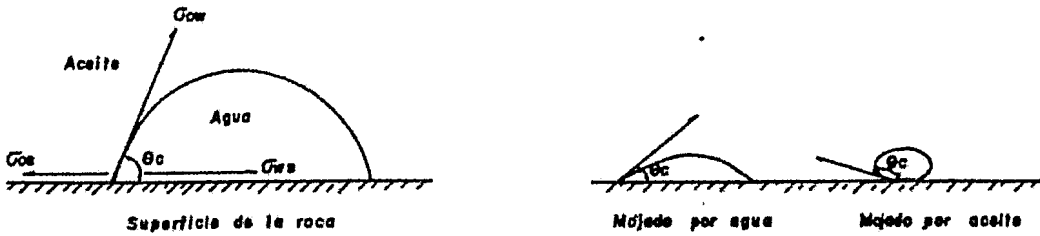


FIG.- 4.- MOJABILIDAD DEL SISTEMA ACEITE-AGUA-SOLIDO

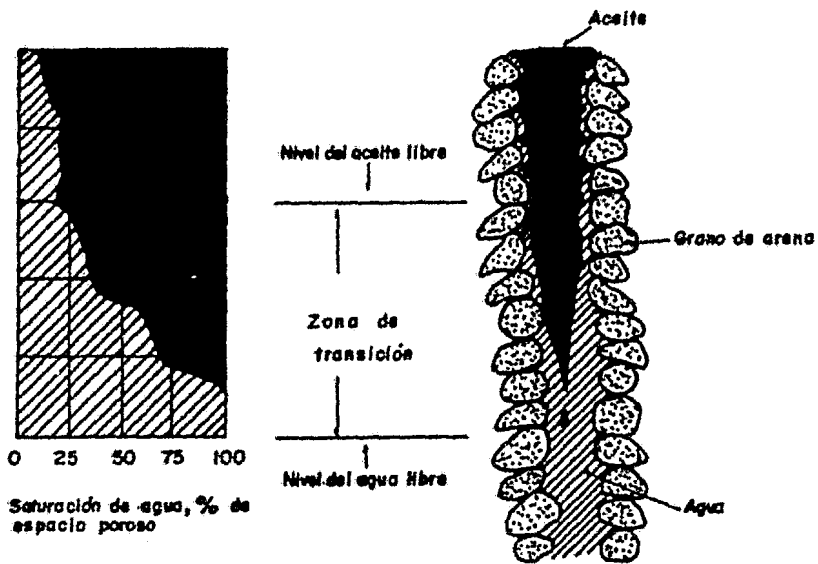


FIG. 5.- CAMBIOS DE LA SATURACION DE AGUA CON LA ALTURA.

CAPITULO II.- DESCRIPCION DE LOS PRINCIPALES REGISTROS GEO FÍSICOS DE POZOS.

II.1.- INTRODUCCION.

Uno de los papeles más importantes de la Ingeniería Petrolera es la evaluación cuantitativa de las características generales de la formación que contiene los hidrocarburos. La interpretación de registros geofísicos, es uno de los medios más recomendables y precisos.

La finalidad de tomar registros geofísicos en un agujero perforado es el de obtener información de las propiedades físicas o químicas de las formaciones geológicas atravesadas durante la perforación. La mayoría de estas propiedades se miden directamente en el laboratorio; mas desde el punto de vista de ingeniería de yacimientos, los registros -- eléctricos o convencionales o de resistividad, los registros nucleares o radioactivos y los acústicos o sónicos, - permiten hacer medidas que se usan con efectividad en las operaciones rutinarias, a fin de evaluar la posibilidad de que una acumulación produzca hidrocarburos, mediante parámetros físicos como la porosidad, la saturación de agua, - la saturación de hidrocarburos, el espesor permeable del estrato y la permeabilidad.

La información que se puede obtener de los registros geofísicos es de utilidad tanto cualitativa como cuantitativamente. Desde el punto de vista cualitativo permiten resolver, con el auxilio de la información aportada por el pozo, lo siguiente: si hay hidrocarburos; cuantos cuerpos u horizontes con hidrocarburos; si las formaciones, probables -- productoras de hidrocarburos, son permeables; los límites de las formaciones de acuerdo con las variaciones de espesores; correlaciones de pozo a pozo o de campo a campo; correlacionar con otros pozos y definir si debe ser productor o no; interpretar la posibilidad de encontrar otros -- cuerpos productores a menor o mayor profundidad del produc

tivo; determinar contactos entre fluidos; identificación de fluidos del yacimiento; etc.

Desde el punto de vista cuantitativo el análisis consiste, básicamente, en el cálculo de la porosidad, ϕ , y la saturación de agua, S_w , de los yacimientos. Del análisis cuantitativo, cualitativo e información adicional del yacimiento se toman decisiones, tales como, qué volumen de hidrocarburo existe en el yacimiento descubierto y qué tanto puede recuperarse; si es costeable la terminación del pozo; a qué profundidad debe de cementarse la última tubería de revestimiento; qué intervalo o intervalos deben de perforarse o dispararse para explotar el yacimiento; cuantificación del volumen de arcilla y densidad de los fluidos encontrados en el receptáculo.

La interpretación cualitativa se basa en la apariencia y forma de la curva registrada, con el considerable conocimiento de las condiciones geológicas existentes en el pozo. En la perforación de un pozo normalmente se tiene el fluido de perforación y el diámetro del agujero, con la consecuente invasión del filtrado de lodo hacia la formación junto al agujero. Esto debe de tenerse en cuenta en la interpretación de los registros; ya que tiene influencia sobre éstos.

Todas estas propiedades y características se miden por medio de sondas de medición eléctricas, radioactivas o acústicas, colocadas convenientemente en el interior del agujero. Estas sondas se introducen por medio de un cable conductor, y los datos relevados son registrados en la superficie gracias a instrumentos alojados en un camión laboratorio (Figura 6).

II.2- CONCEPTOS BASICOS GENERALES.

II.2.1.- FACTOR DE FORMACION E INDICE DE RESISTIVIDAD.

El primero que introdujo el concepto de factor de formación para la interpretación cuantitativa de los registros geofísicos fue G.E. Archie, en 1942. Este concepto se define como el cociente que resulta de dividir la resistividad de una roca 100% saturada con agua salada entre la resistividad del agua que la satura.

$$F = R_o/R_w \text{ --- (II.1)}$$

donde:

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

Rw: Resistividad del agua salada que satura a la formación. (ohm-m)

El factor de formación se puede determinar, también, por la siguiente fórmula propuesta por Archie;

$$F=1/\phi^m \text{ --- (II.2)}$$

donde:

m: factor de cementación, según el tipo de formación.

El índice de resistividad de una formación se define como el cociente que resulta de dividir la resistividad de la roca saturada con agua salada e hidrocarburos (Rt o resistividad verdadera), entre la resistividad de la roca 100% saturada con agua salada.

$$I=Rt/Ro \text{ --- (II.3)}$$

La resistividad es función de la saturación de agua. Archie determinó experimentalmente que la Sw de una formación limpia (poca cantidad de arcilla) puede ser expresada en términos de la resistividad verdadera,

$$Sw^n=Ro/Rt=FRw/Rt \text{ --- (II.4)}$$

n: generalmente es 2.0.

II.2.2.- INVASION DE LA FORMACION.

El lodo de perforación tiene varias funciones, entre las cuales se encuentra la de ejercer una cierta presión (presión hidrostática) contra las diferentes presiones que se encuentran en las formaciones durante la perforación, es decir, la presión hidrostática debe ser mayor a las posibles presiones de las formaciones a atravesar.

Debido a lo anterior se origina un flujo de fluido del lodo de perforación hacia las capas porosas y permeables, desplazándose el fluido original de la formación por el del filtrado de lodo. A esta zona se le llama zona lavada o barrida (Fig.7). Como resultado de esta filtración las partículas sólidas del lodo se van quedando adheridas a la pared del pozo, constituyendo el enjarre o película de lodo. El enjarre evita que se siga filtrando más fluido del lodo, ya que tiene muy baja permeabilidad. El filtrado continuará, pero ahora el des

plazamiento del fluido de la formación (agua y/o hidrocarburo) no será completo, generándose una zona de transición o invadida, hasta que el filtrado de lodo se detenga. La zona no invadida es la que no se altera por el filtrado, ya que éste se detiene. La resistividad de esta última zona es la resistividad verdadera, R_t .

La resistividad de la zona barrida o lavada, R_{xo} , se expresa según Archie como,

$$R_{xo} = FR_{mf} / S_{xo}^2 \quad \text{--- (II.5)}$$

donde: R_{mf} : es la resistividad del filtrado de lodo. (ohm-m)

S_{xo} : es la saturación del filtrado de lodo y es igual a: $S_{xo} = 1 - S_{hr}$; donde S_{hr} es la saturación de los hidrocarburos residuales en la zona lavada.

El efecto de los hidrocarburos residuales en la zona barrida sobre los registros de resistividad es aumentar el valor de ésta a un valor mayor que el que se obtendría si la formación no tuviera hidrocarburos.

II.3.- REGISTRO DE POTENCIAL ESPONTANEO (SP).

La curva del SP fue el primer registro de litología que se utilizó con el advenimiento de los registros eléctricos. Fue dado a conocer por Schlumberger⁽¹¹⁾ en 1931. Se origina de la diferencia de potencial entre un electrodo móvil colocado en el lodo dentro del pozo y otro colocado en la superficie del suelo. En la figura 8 se muestra esquemáticamente la disposición de los instrumentos de medida.

El SP permite detectar capas permeables, dar valores cualitativos del contenido de arcillas de una capa; determinar la resistividad del agua intersticial de las formaciones, R_w ; ubicar los límites y permitir la correlación entre capas; y determinar cualitativamente la disminución de la porosidad y de la permeabilidad de las formaciones.

En la figura 9 se representa la forma de la curva del potencial espontáneo. En la pista 1 ó izquierda se registra el SP. En la pista de la derecha se registra otro tipo de registro generalmente de resistividad, mas también pueden registrarse otros como el de perfil sónico. En la pista central está la escala de profundidades. La línea co

rrespondiente al potencial de las lutitas es prácticamente constante y tiende a seguir una línea recta llamada "línea base de lutitas". Es a partir de esta línea, como referencia, que se hacen las lecturas -- del potencial frente a las capas porosas y permeables, es decir, la - curva del SP no tiene un punto cero en el registro. En capas permea-- bles alcanza una desviación casi constante llamada "línea de arenas".

El SP se origina del flujo de corrientes existentes dentro del lodo - en el pozo; tales corrientes son producidas por fuerzas electromotri-- ces de origen electroquímico y electrocinético. El potencial electro-- químico está siempre presente cuando se genera un potencial espontá-- neo; el potencial electrocinético puede estar o no presente cuando se produce un SP. El potencial electroquímico está constituido por un po-- tencial de membrana ⁽¹²⁾ y un potencial de contacto de fluidos.

En la figura 10 y 11 se presentan las características del potencial - de membrana y del potencial de contacto de fluidos. Se pueden obser-- var, en la fig.10, dos soluciones de NaCl de diferente concentraci-- ón y una membrana porosa y permeable que facilita el contacto entre las-- dos concentraciones, es decir, los iones de Na^+ y Cl^- pasan de una so-- lución a otra. Los iones de Cl^- tienen mayor movilidad que los iones - de Na^+ , el resultado es un flujo de las cargas negativas de la solu-- ción más concentrada a la solución menos concentrada, por lo que ha-- brá un exceso de iones de Cl^- a la derecha de la membrana porosa car-- gándose negativamente y un exceso de cargas positivas en el lado iz-- quierdo de la membrana cargándose positivamente, prevaleciendo esta - situación hasta que se equilibren las soluciones. Si se coloca un gal-- vanómetro se producirá una diferencia de potencial, llamándose a ésta: potencial de contacto de fluidos. Este potencial se produce en el bor-- de de la zona invadida donde el filtrado del lodo y el agua de forma-- ción están en contacto directo. Este potencial se puede determinar a-- plicando la siguiente ecuación,

$$E_j = 0.0417(273+T)\log(R_{sd}/R_{sc}) \text{---(II.5)}$$

donde,

Ej: Potencial de contacto. (milivolts)

T: Temperatura °C

Rsd: Resistividad de la solución diluida (ohm-m)

Rsc: Resistividad de la solución concentrada (ohm-m).

En la figura 11 se observa un estrato de lutita, la cual es una membrana catiónica, es decir, sólo permite el paso de los cationes (Na^+) de la solución más concentrada a la menos concentrada. Debido a lo anterior el lado derecho de la lutita se carga positivamente y el lado izquierdo negativamente. Si se coloca un galvanómetro se generará un potencial llamado potencial de membrana. La solución más concentrada es el agua intersticial y la menos concentrada es el lodo de perforación. El valor del potencial de membrana es cinco veces más grande que el del potencial de contacto de fluidos.

El potencial de membrana puede determinarse por la siguiente ecuación:

$$E_m = 0.199(273+T)\text{Log } R_{sd}/R_{sc} \text{ --- (II.7)}$$

donde,

E_m : Potencial de membrana (milivolts)

T: Temperatura (°C)

R_{sd} : Resistividad de la solución diluida (ohm-m)

R_{sc} : Resistividad de la solución concentrada (ohm-m).

El potencial electroquímico (E_c) puede expresarse como la suma de los dos potenciales:

$$E_c = E_j + E_m.$$

Como el potencial electrocinético generalmente se desprecia debido a su poca contribución al SP, entonces:

$$E_c = SP$$

De aquí,

$$SP = -K \text{ Log } R_{mf}/R_w \text{ --- (II.8)}$$

donde, $K = 60 + 0.133T$; T(°F) --- (II.9)

R_{mf} = Resistividad del filtrado de lodo (ohm-m)

R_w = Resistividad del agua de formación. (ohm-m)

En la figura 7 intervienen varios tipos de resistividades, según la zona de que se trate; así se puede distinguir R_m , R_{mc} , R_{xo} , R_i y R_t . El valor de R_{xo} es el valor de la resistividad de la zona barrida o la vada, la cual va en función del filtrado de lodo. De aquí, se debe tener en cuenta la determinación correcta de la resistividad del filtrado de lodo, R_{mf} .

La manera de poder determinar R_m , puede ser directa, o sea, obtenerla experimentalmente de una muestra de lodo en el mismo pozo, mediante un resistivímetro de que va provisto el equipo montado en el camión de registros. Otra forma de poder determinarla es por medio del registro de Microlog en posición cerrada dentro del pozo.

R_{mf} puede encontrarse por medio de una muestra del filtrado de lodo, que se obtiene del pozo. Al mismo tiempo que se obtiene la muestra del filtrado de lodo se puede obtener una del enjarre, midiéndose su resistividad, R_{mc} .

Existe un modo indirecto de determinar R_{mf} y R_{mc} , y es por medio de las relaciones hechas por Overton y Lipson ⁽¹⁴⁾:

$$R_{mf} = C(R_m)^{1.07} \quad \text{---(II.10)}$$

$$R_{mc}/R_{mf} = 0.69(R_m/R_{mf}) \quad \text{---(II.11)}$$

Donde, C es un parámetro que está en función de la densidad del lodo.

La siguiente tabla muestra valores del parámetro C para valores de R_m medidos a una temperatura de 24°C (75°F) en un rango de 0.1 a 10 ohm-m. (tabla 1).

Cuando la corriente del SP pasa a través del lodo, de la arena y de la lutita ocurre una caída de potencial, debido a la resistencia de esos conductores, Fig.12. La mayor parte de la caída de potencial ocurre en el lodo del pozo. En la figura 12 se puede observar que la deflexión de la curva del SP está hacia la izquierda, con respecto a la línea base de lutitas; esto es debido a que la salinidad del agua de formación es mayor que la salinidad del filtrado de lodo, a esta desviación de la curva del potencial espontáneo se le denomina desviación negativa del SP. Si la salinidad del filtrado de lodo es mayor que la del agua de formación, la deflexión de la curva será hacia la derecha o su desviación será positiva. Esto ocurre, generalmente, en formaciones de agua dulce.

Si se colocara un tapón aislante, como se muestra en la parte superior de la figura 12, en el contacto arena-lutita, que impidiera que el -- circuito se cerrara a través del lodo, dejaría de circular corriente; en este instante la caída de potencial en el sistema es cero y el potencial espontáneo alcanza su valor máximo; a esto se le denomina Potencial Espontáneo Estático o SSP. La parte inferior de la figura 12 muestra las condiciones reales, es decir, cuando el circuito se cierra a través del lodo, obteniéndose el SP real, el cual es menor que el SSP.

Teóricamente el valor del SSP es igual a:

$$SSP = -K \text{ Log } Rmf/Rw. \quad \text{--- (II.12)}$$

TABLA 1.- Valores correspondientes al parámetro C.

DENSIDAD DEL LODO		C
Lb/gal	Kg/m ³	
10	1200	0.847
11	1320	0.708
12	1440	0.584
13	1560	0.488
14	1680	0.412
16	1920	0.380
18	2160	0.350

Los siguientes factores influyen en la forma y amplitud del SP:

- La relación de la resistividad del filtrado de lodo y la resistividad del agua de formación.
- El espesor de la capa permeable.
- La Penetración del filtrado de lodo.
- La arcillosidad de la capa porosa permeable.

La curva del SP puede ser afectada por el ruido. Esto es muy común -- en pozos marinos. El efecto del ruido tiene mayor influencia cuando -- el contraste entre la salinidad del agua de formación y la del filtrado de lodo disminuye, obscureciendo la identificación de las zonas permeables.

Otra condición que puede afectar al SP es la invasión. En una arena permeable, cuando el filtrado de lodo es menos denso que el fluido de formación tenderá a flotar hacia la parte superior de la arena. Esto provocará una redondez en la curva en su parte superior; ya que es en ésta donde existe mayor invasión.

El límite de las capas, entre una arena y una lutita, está en el punto de inflexión de la curva del SP.

La resistividad del agua de formación, R_w , se puede medir en forma directa (por medio de una muestra de agua de formación) o de manera indirecta (a partir del registro de SP).

Según señala la ecuación (II.12) la R_w se obtiene de:

$$R_w = \frac{R_{mf}}{10^{-(SSP/K)}} \quad \text{---(II.13)}$$

Para poder determinar R_w se hace lo siguiente:

Determinar el potencial espontáneo estático. El SSP se obtiene de una arena limpia invadida de agua salada, de gran espesor (20 veces el -- diámetro del agujero). Si estas condiciones se cumplen el valor del -- SSP es el mismo que el leído del registro de potencial espontáneo,

$$SSP \approx SP_{\text{reg.}}$$

Si estos requisitos no se cumplen el valor leído del registro debe -- multiplicarse por un factor de corrección para obtener el SSP. La -- corrección se hace por la figura 12-A. Se entra por las ordenadas, con -- el espesor de la capa, se proyecta hacia la curva que resulta de divi

dir R_i/R_m , en la intersección se baja una recta hacia las abcisas, -- determinándose el valor del factor de corrección. El SSP se obtiene -- multiplicando el factor de corrección del SP por el valor del SP leído del registro.

Determinar la temperatura media de la formación o capa analizada. Esta temperatura se obtiene de la siguiente ecuación:

$$T_f = (T_{PT} - T_s) (D_f/D_{PT}) + T_s \quad \text{--- (II.14)}$$

donde,

T_f : Temperatura media de la formación analizada. (°F).

T_{PT} : Temperatura a la profundidad total del pozo. (°F).

T_s : Temperatura superficial. (°F).

D_f : Profundidad media de la formación analizada. (pies).

D_{PT} : Profundidad total (pies).

Calcular la resistividad del lodo a la temperatura media de la formación, $R_{m_{tf}}$. Esto se hace con la ecuación que sigue,

$$R_{m_{tf}} = \frac{R_m (T_s + 7)}{(T_f + 7)} \quad \text{--- (II.15)}$$

donde,

$R_{m_{tf}}$: Resistividad del lodo a la temperatura de formación (ohm-m)

R_m : Resistividad del lodo a la temperatura superficial (ohm-m)

T_s : Temperatura superficial (°F)

T_f : Temperatura media de la formación (°F).

Una vez calculado R_m a la temperatura de formación se procede a calcular R_{mf} a la misma temperatura. Esto se logra por medio de la ecuación (II.10), donde se utiliza R_m a la temperatura de la formación y el parámetro C que está en función de la densidad del lodo, según la tabla 1. El valor de K se obtiene de la ecuación (II.9).

La ecuación (II.13) se aplica directamente, sin correcciones, cuando la sal en solución en el agua de formación es NaCl. Hay ocasiones en que el agua de formación contiene otros tipos de sales, tales como -- Ca^{++} , Mg^{++} , etc.; entonces la ecuación (II.13) no se satisface, ya que se obtiene un valor de R_w anormal.

De lo anterior, si el valor de R_w es mayor o igual a 0.3 ohm-m medido

a 25°C (salinidad alta) se puede considerar que los valores de Rmf y Rw de la ecuación (II.12) son equivalentes a otros valores (Rmf)e- y (Rw)e, tales que si se substituyen en la misma ecuación satisfacen el valor del SSP:

$$SSP = -K \text{ Log } \frac{(Rmf)e}{(Rw)e} \quad \text{--- (II.16)}$$

En ocasiones la anormalidad no se presenta en el filtrado de lodo, - sino sólo en el agua de formación, quedando la ecuación (II.16) como sigue:

$$SSP = -K \text{ Log } \frac{Rmf}{(Rw)e} \quad \text{--- (II.17)}$$

De las ecuaciones (II.16) y (II.17), respectivamente,

$$(Rw)e = \frac{(Rmf)e}{10^{-SSP/K}} \quad \text{--- (II.18)}$$

$$(Rw)e = \frac{Rmf}{10^{-SSP/K}} \quad \text{--- (II.19)}$$

La manera de ver si Rmf es normal o anormal es como sigue:

--- Si Rmf a la temperatura 75°F de la formación es mayor o igual - a 0.1 ohm-m se puede considerar como normal. Y se aplica directa mente en el cálculo de Rw:

$$(Rmf)e = Rmf (0.85)$$

--- Si Rmf es menor que 0.1 ohm-m, es anormal por alta salinidad, -- dando un valor de Rmf equivalente (Rmfe).

Este valor, para poder usarse en la ecuación para el cálculo de Rw, - debe corregirse por la siguiente ecuación:

$$Rmf = \frac{(Rmf)e + 0.13 \times 10^{(1/\log(Tf/19.9)) - 2}}{-0.5(Rmf)e + 10^{(0.0426/\log(Tf/50.8))}} \quad \text{--- (II.20)}$$

donde,

Rmf: Resistividad del filtrado de lodo verdadera, se usará en el cál culo de Rw (ohm-m).

(Rmf)e: Resistividad del filtrado de lodo equivalente (menor que 0.1-ohm-m) medida a la temperatura media de la formación (ohm-m).

Tf: Temperatura media de la formación (°F).

Una vez corregido (Rmf)e se calcula Rw. Si el valor de Rw es menor -- que 0.1 ohm-m se supone anormal; por lo que se considera el valor de Rw equivalente a otro valor (Rw)e. Este valor se corrige por la siguiente ecuación:

$$R_w = \frac{R_{we} + 0.131 \times 10^{(1/\log(T_f/19.9)) - 2}}{-0.5 R_{we} + 10^{(0.0426/\log(T_f/50.8))}} \quad \text{--- (II.21)}$$

donde,

Rw: Resistividad verdadera del agua de formación (ohm-m)

Rwe: Resistividad del agua de formación equivalente (menor que 0.1)- (ohm-m).

Tf: Temperatura media de la formación (°F).

Si el valor obtenido de Rw es mayor o igual a 0.1 ohm-m es menor -- ter corregir el valor de Rw obtenido por la ec. II.21 debido a que -- el lodo es base Yeso.

II.4.- REGISTRO DE INDUCCION.

En ocasiones es necesario tomar registros de resistividad en pozos - que no contienen fluidos conductivos, por ejemplo, que contengan lodos a base de aceite ⁽¹⁵⁾ o pozos perforados a base de aire o gas. - En tales casos se puede usar el registro, el cual mide las resistividades de las formaciones atravesadas sin necesidad de pasar la corriente directamente por el lodo de perforación. Este registro sustituye ventajosamente al registro eléctrico convencional ⁽¹⁶⁾.

Es utilizado en grandes profundidades y es diseñado para evitar la - influencia del filtrado de lodo. Se enfoca para minimizar el efecto del agujero y de las capas adyacentes. Es una herramienta para determinar Rt con bastante precisión en formaciones de media a baja resistividad (0.2 - 150 ohm-m); sin embargo, sus respuestas dejan de -- ser confiables en formaciones con resistividades mayores de 150 ohm-m. A los 200 ohm-m de resistividad no se obtiene respuesta alguna.

Las sondas de inducción están compuestas de un sistema de varias bobinas transmisoras y receptoras. Se analizará el caso de una sonda con sólo una bobina transmisora y otra receptora. La bobina transmisora - está alimentada por una corriente oscilatoria de 20,000 ciclos/seg. y amplitud constante. La bobina receptora está colocada a una determinada distancia de la bobina emisora. Ver figura 13. La bobina receptora se conecta al galvanómetro de registro superficial por medio de un amplificador. Realmente la herramienta está constituida de otras cuatro bobinas adicionales, y es con el fin de enfocar la corriente y así mejorar la respuesta del registro (figura 14). Analizando la Fig.13; en el terreno se induce una corriente eléctrica, que circula según anillos coaxiales al eje de la sonda, debida al campo electromagnético - que se genera alrededor de la sonda por la circulación de la corriente. Las corrientes coaxiales producen, a su vez, su propio campo magnético e inducen una señal o fuerza electromotriz en la bobina receptora cuya intensidad es proporcional a la conductividad del terreno - (formación) y, por lo tanto, a su resistividad. En esta figura se muestra solamente uno de los anillos coaxiales que se generan al paso de la corriente.

Como se mencionó anteriormente, la bobina transmisora se alimenta con una corriente oscilatoria, I , la cual generará un campo magnético -- de intensidad H_t alrededor de la bobina. Ver figura 15. Se considera a la formación como un número infinito de anillos conductores, coaxiales al eje del pozo. Una parte de las líneas de flujo del campo magnético cortará a estos anillos de formación y a la bobina receptora; -- cuando estas líneas de flujo pasen a través del anillo inducirán una diferencia de potencial, e_a ; y en la bobina receptora también, e_b . - El voltaje inducido en el anillo producirá una corriente, I_a , que es proporcional a la conductividad del anillo. Esta corriente generará - un campo magnético a través del anillo, H_a . Una parte de las líneas - de flujo de este campo magnético atravesarán, también, la bobina re-- ceptora induciendo en ella una diferencia de potencial, e .

Según lo dicho arriba, la bobina receptora recibirá dos señales, una que proviene de las líneas de flujo del campo magnético inducido por la corriente que alimenta a la bobina transmisora y otra que procede de las líneas de flujo del campo magnético inducido en los anillos -- de formación. La señal que interesa es la que proviene de los anillos

de formación; la que viene de la bobina transmisora es eliminada por un cartucho electrónico automático que lleva la sonda. Esta eliminación es posible hacerla, ya que las corrientes están defasadas 90° , -- una con respecto a otra. En la figura 15 se representa lo explicado -- anteriormente, mas sólo con un anillo de formación.

En la figura 16 se muestra la forma de presentación del registro de inducción. En la pista 1 se registra ya sea una curva de potencial espontáneo o una de rayos gamma. La primera se debe a que en el pozo hay un fluido conductivo, y la segunda es cuando existe en el agujero un fluido no conductivo. En la pista central se tiene la escala de profundidades. En la pista 2, o de la derecha, se toma el registro de inducción simultáneamente con una curva normal corta de 0.40m (16"). Esto significa que esta sonda tiene un espaciamiento (distancia entre la bobina transmisora y la bobina receptora) de 16 pulgadas. La sonda del registro de inducción tienen un espaciamiento de 1.0m (40"), mas también existen de 0.68m (27"). La curva de inducción se registra, comúnmente, en valores de milimhos; pero por medio de un reciprocador electrónico instalado en el equipo superficial, se obtiene simultáneamente la curva de resistividad, inversa de la conductividad obtenida por inducción, en $\text{ohm-m}^2/\text{m}$.

La resistividad verdadera, R_t , se lee directamente del registro de -- inducción siempre y cuando el espesor de la capa sea mayor de tres metros. Cuando el espesor es menor de tres metros se tiene que corregir el valor leído en el registro por efecto de espesor de capa, donde se toma en cuenta la resistividad de las capas adyacentes.

El límite de la capa se determina sacando el promedio del máximo y mínimo valor leído en la deflexión; este valor lo llevamos nuevamente a la deflexión y trazamos una línea recta en la misma. La intersección de esta recta con la deflexión proporcionará el límite de la capa analizada.

El registro de inducción se ve afectado por varios factores. El efecto de factor geométrico depende de las dimensiones y posición del anillo unitario de terreno (es un anillo horizontal de terreno, homogéneo, en forma de circunferencia, con centro en el eje del agujero-coaxial- y cuya sección transversal es un cuadrado muy pequeño de área unitaria), es decir, de la geometría del sistema (disposición de las bobinas dentro de la sonda). Otro factor que turba el registro es el

de las capas adyacentes; la afectación será de acuerdo al espesor de la capa en estudio con respecto a las capas vecinas. Realmente esta consecuencia es despreciable. Otro factor es la centralización de la sonda en el agujero.

Una de las metas de los sistemas de enfocamiento es disminuir, en su mayoría, el efecto de las formaciones adyacentes reduciendo sus correspondientes factores geométricos. Si el espesor de la capa es mayor de 1.5 veces el espaciamiento principal, el factor geométrico de las formaciones adyacentes será muy pequeño para el sistema enfocado y, por lo tanto, se obtiene un valor más directo de la conductividad y un valor más exacto de los límites de las capas. También se ha disminuido el factor geométrico de regiones situadas a corta distancia de la sonda tales como el de la zona invadida por el filtrado de lodo y el de la columna de lodo.

II.5- REGISTRO DOBLE LATERAL-MICROESFERICO.

Por medio del registro doble lateral-microesférico se obtienen tres medidas de resistividad, una profunda (LLd), una media (LLs) y otra intermedia (MSFL), esta última a partir de un registro de microesférico enfocado tomado simultáneamente.

El registro tiene una resolución vertical de 0.6 metros. El LLs tiene un radio de investigación de 2 metros y el LLd de 2.3 metros. Este registro se puede correr en cualquier tipo de fluidos. Es muy preciso en formaciones muy duras y muy suaves, mas generalmente se corre en las primeras.

La figura 17 presenta la disposición de los electrodos para el registro de resistividad profunda (LLd) y media (LLs). Para lograr que la profundidad de investigación del LLs sea relativamente somera, se hace que la corriente de enfocamiento regrese por electrodo cercano en vez de que sea por un electrodo remoto (cable) como en el caso del LLd. De esta manera la corriente de medida diverge más rápido y reduce su penetración hacia la formación. Como se puede observar en la figura 17, una corriente constante, i_0 , pasa a través de A_0 , este último es el electrodo central, arriba y abajo del mismo se colocan simétricamente los cuatro pares de electrodos siguientes: A_2 y A_2' , A_1 y A_1' , M_2 y

M_2 , y M_1 y M'_1 . La corriente del electrodo A_0 penetra horizontalmente en la forma ción.

La figura 18 ilustra la presentación del registro doble lateral-microesférico. En la pista 1 puede registrarse una curva de SP o una de rayos gama, simultáneamente corridos con un registro de calibración (registra el diámetro verdadero -- del agujero).

En la pista 2 se registran las curvas de resistividades en escala logarítmica de 0.2 a 2000 ohm-m. Resistividades mayores de 2000 ohm-m se pueden encontrar en -- formaciones carbonatadas. Por medio de un galvanómetro se puede cubrir el rango de 2000 a 40000 ohm-m cuando el anterior sea insuficiente.

Las lecturas del LId y LIs están afectadas por las capas adyacentes, por el lodo y por la zona invadida. Es necesario hacer las correcciones pertinentes para obtener valores verdaderos de resistividad. En las zonas con hidrocarburos, las -- curvas de LId y LIs tienden a separarse entre sí, dando un indicio del poten-- cial de hidrocarburos de dicha zona. Esto fácilmente se confunde con la separa-- ción de las curvas debido a un derrumbamiento en el pozo. El registro de calibra-- ción señala el derrumbamiento. La curva LIs proporciona con buena precisión la -- resistividad de la zona invadida. La curva de MSFL da valores bastante precisos de la resistividad de la zona lavada o barrida, R_{xo} , leyéndose este valor direc-- tamente del registro.

Como se mencionó antes, hay que hacer correcciones al registro por efecto de agu-- jero, por efecto de capas adyacentes y por el efecto de invasión. Por efecto de capas adyacentes generalmente no se hacen correcciones ya que los resultados son bastante altos.

Los valores del LIs y LId se corrigen primero por efecto de agujero por medio de la figura 18-A. Se entra por la abcisa con el valor que resulta de dividir LIs y LId entre R_m (resistividad del lodo) medida a la temperatura media de la forma-- ción. Se prolonga verticalmente hasta cortar la curva correspondiente al diáme-- tro del agujero y se traza una línea recta hacia las ordenadas; el valor leído -- en la ordenada se multiplica por el valor del LIs y LId leído del registro, -- según el caso, resultando un LIs y LId corregidos.

Una vez obtenido el valor de LIs y LId ya corregidos se entra en la figura 18 B. El valor de R_{xo} se lee directamente de la curva MSFL. Se entra en la abcisa y en la ordenada con los valores correspondientes y, en donde se cruzan las rectas proyectadas, se obtendrán valores de R_t/LId corr ó R_t/R_{xo} , di(diámetro de invasión). La figura 18-B está compuesta de rayas continuas y discontinuas; en la parte supe

rior se encuentran valores, en metros, del diámetro de invasión, di. Por ejemplo, se supone que un valor cae en el punto A,

a)- $Rt/Rxo=20$ b)- $Rt/LLd \text{ corr}=1.36$ c)- $di=0.92m$

El valor de Rt se puede determinar del inciso a) ó b). En la parte inferior de la figura sólo aparecen valores de Rt/Rxo , por lo que exclusivamente se determinará el valor de Rt por este medio.

II.6.- REGISTRO SONICO DE POROSIDAD.

Los registros acústicos sirven para determinar la porosidad; ya que las propiedades acústicas de la roca dependen de la misma. Se toma en agujero abierto. El registro sónico es una medida contra la profundidad del tiempo requerido para que una onda acústica compresional atraviese un pie de formación, Δt . A este tiempo se le conoce como tiempo de tránsito y es el recíproco de la velocidad de la onda acústica compresional. El Δt depende de la litología, o sea, de la composición mineral de la roca y, como se dijo antes, de la porosidad. En rocas con un solo tipo de fluidos e igual contenido de los mismos, mientras mayor sea la porosidad de la roca mayor será el tiempo de tránsito del intervalo. El valor de este tiempo - en formaciones porosas se refiere, principalmente, a la zona invadida por el filtrado de lodo, en donde la mayor parte está invadido por agua. Este registro sólo proporciona valores de porosidad primaria.

Normalmente la sonda está constituida de un material aislante acústico, figura 19. Consta de dos transmisores de ondas acústicas y dos pares de receptores sónicos - (R). Este dispositivo llamado BHC (Bore Hole Compensated), elimina los efectos de agujero y de desviación de la sonda. Al activarse un transmisor emite una sucesión de ondas acústicas compresionales que se propagan en todas direcciones; parte de éstas atraviesan el lodo de perforación, chocan contra la pared del pozo generando un ángulo de incidencia, viajan por la formación a lo largo de la pared, nuevamente entran al lodo y llegan finalmente a los receptores. Figura 20. - Los caminos TBCR1 y TBCR2 son los rayos acústicos de interés.

Cuando la onda acústica compresional arriba al primer receptor R1, hace funcionar un mecanismo de tiempo que se cierra automáticamente cuando la onda llega al se---

gundo receptor $-R_2-$, registrándose el intervalo de tiempo entre los mismos, - En la superficie se hace un promedio de los tiempos de tránsito, Δt , determinado por los dos pares de receptores; esto extermína el efecto de inclinación de la sonda y de agujero. También se integran los tiempos de tránsito para obtener el tiempo total de tránsito, registrándose, en la superficie, en microsegundo/pie.

La distancia entre cada par de receptores es, generalmente, de 0.6m (2 pies). El radio de investigación de la sonda es de alrededor de 0.3m. El espaciamiento de la sonda es de aproximadamente 0.9m (3pies) - distancia entre el transmisor y el primer receptor -. La distancia entre receptores determina la calidad de la curva registrada; siendo mayor al disminuir la distancia entre los mismos.

El sonido tiene una mayor velocidad en la formación que en el material de la sonda y en el lodo, o sea, llegarán primero a los receptores las ondas que viajan a través de la formación. Los transmisores se activan alternadamente y los valores de tiempo de tránsito, Δt , son leídos en los pares de receptores, alternándose respectivamente.

En la figura 21 se presenta el registro sónico de porosidad, BHC. El tiempo Δt , es registrado en escala lineal en las pistas 2 y 3. En la pista 1 pueden registrarse simultáneamente, un registro de calibración y uno de rayos gamma. Una curva de SP puede registrarse en vez de la de rayos gamma.

En el margen izquierdo de la pista 2 se registra una curva llamada de tiempo total o integrado, se caracteriza por una serie de picos; los picos pequeños corresponden a intervalos de tiempo de un milisegundo. Entre dos picos grandes, el intervalo de tiempo es de diez milisegundos. Esta curva permite determinar el tiempo de tránsito total entre dos intervalos. Existe la fórmula de Willye⁽¹⁷⁾ para determinar la porosidad, mas, a veces, no es necesario aplicarla ya que el registro nos la proporciona, pues la resuelve mediante un mecanismo automático que posee el equipo. Se registra en la pista 2.

Los diámetros de la herramienta del BHC van de $3^{5/8}$ - $3^{3/8}$ pulg. Las velocidades del sonido, en diferentes formaciones, tienen un rango de 6000 a 23,000 ft/seg. En dolomías densas - porosidad cero - el valor del tiempo de tránsito es de 44 Mseg/pie y para el agua es de 190Mseg/pie. En formaciones sedimentarias la velocidad del sonido depende de varios parámetros⁽¹⁸⁾ entre los que se encuentra el material de la matriz de la roca (arenisca, caliza dolomita, etc.), distri

bución de los poros, etc. La siguiente tabla muestra los rangos de velocidad sónica y tiempo de tránsito en diferentes medios.

TABLA 2.- VALORES DE VELOCIDADES SÓNICAS Y TIEMPOS DE TRANSITO.

MATERIAL	V _{ma} (pies/seg)	Δt _{ma} (Mseg/pie) *	Δt _{ma} (Mseg/pie) (usados comúnmente)
Aire	1088	919	919
Metano	1417	706	706
Neopreno	5300	189	189
Agua	5000-5300	200-189	189
Arenisca	18000-19500	55.5-51.0	55.5 ó 51.0
Caliza	21000-23000	47.6-43.5	47.5
Dolomía	23000	43.5	43.5
Anhidrita	20000	50.0	50.0
Sal	15000	67.0	67.0
Tubería(Hierro)	17500	57.0	57.0
Aceite	4300	232	232
* micro-seg.			

Tabla No. 2

En la tabla anterior, como ejemplo se ve un rango de la arenisca de Δt de 55.5 a 51.0 Mseg/pie. Esto significa que el 55.5 se toma para arenas no consolidadas y el 51.0 para arenas compactas. Se deduce también que la velocidad del sonido en los líquidos es menor que en los sólidos. La temperatura, la presión y la salinidad la modifican. Un aumento de las condiciones anteriores originan un incremento en la velocidad del sonido en el material (19).

Wyllie dedujo, después de numerosas pruebas de laboratorio, la relación existente entre la porosidad y tiempo de tránsito de formaciones homogéneas, limpias y consolidadas, por medio de la siguiente ecuación:

$$\Delta t_{reg} = \phi \Delta t_{fluido} + (1-\phi) \Delta t_{ma} \quad \text{--- (II.22)}$$

despejando,

$$\phi = \frac{\Delta t_{reg} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_{fluido} - \Delta t_{ma}} \quad \text{--- (II.23)}$$

donde,

Δt_{reg} = lectura del tiempo de tránsito del registro BHC, (μ seg/pie)

Δt_{ma} = tiempo de tránsito del material de la matriz

$\Delta t_{fluidos}$ = aproximadamente 189 seg/pie (5300 pies/seg)

Algunas veces se encontrarán intercalaciones de lutitas en el intervalo "limpio" que se está analizando, debido a esto la fórmula de Wyllie sufre una modificación:

$$\phi = \frac{100}{C \Delta t_{lutita}} \frac{\Delta t_{reg} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_{fluido} - \Delta t_{ma}} \quad \text{--- (II.24)}$$

donde,

C = factor empírico de corrección: $0.8 \leq C \leq 1.2$.

La fórmula de Wyllie es aplicable a porosidad primaria. En presencia de porosidad secundaria la fórmula debe ser modificada.

Algunos factores pueden provocar anomalías en el registro sónico tales como gasificaciones en el lodo y en la zona invadida, cuando los receptores se colocan frente a grandes cavidades en el agujero y la influencia del equipo y su operación.

II.7.- REGISTRO NEUTRON COMPENSADO.

El registro de neutrón compensado ubica zonas porosas y determina la porosidad de éstas. Este registro se toma, además, con la finalidad de eliminar algunos efectos en otros registros neutrónicos; entre los efectos que se eliminan están la sensibilidad al enjarre, irregularidades del agujero, la influencia del material cercano al patín de la sonda etc. El CNL se puede correr tanto en agujeros abiertos (no adomados) como en agujeros entubados, agujeros llenos de líquido pero no en llenos de gas.

El dispositivo CNL es una herramienta tipo mandril, figura 22, diseñada para usarse en combinación con cualquiera de las otras herramientas neutrónicas, ya sea con rayos gamma-neutrón (GNT) o epitermal de pared (SNP), la sonda consta de una fuente de neutrones de más alto rendimiento en energía y en cantidad de neutrones que la del GNT y la del SNP. La fuente o transmisor, compuesta de Am-Be (Americio - Berilio) o de Pu-Be (Plutonio - Berilio), bombardea a la formación por medio de neutrones, los cuales sufrirán una serie de colisiones contra los átomos del intervalo analizado. Los neutrones tienen una masa aproximadamente igual a la del hidrógeno. Por lo tanto, la energía de los neutrones transmitidos

se verá disminuida por la presencia de hidrógeno en la formación, hasta que llega un momento en que la velocidad del neutrón es mínima y se mantiene todavía en movimiento, a causa de la temperatura existente, hasta que es capturado por un átomo de dicha formación. El átomo, al momento de capturar al neutrón, emite una serie de rayos gamma los cuales son detectados y asimilados por los receptores de la sonda. El neutrón que es mantenido en movimiento a causa de la temperatura, se le denomina neutrón térmico.

La sonda del CNL está constituida en su parte superior por dos receptores de neutrones térmicos y están colocados a una distancia, de la fuente transmisora, de 0.37m (15") y 0.63m (24.7") respectivamente. El volumen del receptor más alejado es mayor, para aumentar la sensibilidad de la sonda. En la superficie se reciben los ritmos de conteo de los dos detectores, calculándose la razón de los ritmos entre el receptor más cercano al más alejado. Este cociente, con sus debidas correcciones, se convierte luego a un índice de porosidad y esto se obtiene, en el registro, en escala lineal. El CNL está disponible en diámetro de 33/8" y 1 11/16".

El registro de neutrón compensado es registrado en escala lineal para una matriz particular. Cuando un CNL es corrido junto con otro de porosidad, ambas curvas son registradas en la misma escala de porosidades, esto permite visualizar cualitativamente la porosidad y litología o presencia de gas. Por ejemplo, puede correrse simultáneamente con un registro de densidad de formación (FDC), un sónico o un registro de decaimiento de neutrones térmicos (TDT). Figura 23.

En la pista izquierda se registra una curva de calibración y una de rayos gamma. En la pista 2 y 3 se registra una curva de CNL y una de FDC o SNP. El registro de porosidad que se obtiene por el registro neutrón compensado debe de corresponder a la matriz que se espere sea la predominante, ya sea caliza, arenisca o dolomía. Esto se consigue mediante un ajuste que se hace en el tablero de la superficie.

La figura 24 presenta un esquema de la forma en que se arreglan diferentes dispositivos en una misma sonda, cuando el CNL se toma solo y cuando se corre simultáneamente con otros registros, como el FDC y el registro de localización de coples de tubería (CCL).

El diseño de la herramienta de CNL está de acuerdo con un patrón de condiciones

es decir, se calibra bajo condiciones normales. Cuando el registro CNL se corre simultáneamente con el registro de densidad de formación, FDC, se corrige automáticamente el efecto del agujero, mas si no se corre junto con el FDC la eliminación automática no es posible ya que las variables no son medibles.

Las condiciones bases son:

- 1.- Diámetro del agujero de 0.2 m (7 7/8")
- 2.- Agua dulce en el pozo y en la formación
- 3.- No hay enjarre, es decir, la sonda no está alejada de la pared
- 4.- Temperatura de 24°C (75°F)
- 5.- Presión atmosférica
- 6.- Herramienta excéntrica en el agujero.

Quando el registro se toma en condiciones que difieren de las anteriores, se deben de hacer algunas correcciones, tales como por diámetro de agujero, por alejamiento, por enjarre de lodo, por salinidad, etc.

El registro de neutrón compensado, CNL, nos proporciona valores de porosidad total. Como vimos anteriormente, el registro sónico, BHC, nos da valores de porosidad primaria; entonces la porosidad secundaria puede ser encontrada fácilmente como sigue:

$$\emptyset_{\text{CNL}} = \emptyset_{\text{Total}} = \emptyset_{\text{Primaria}} + \emptyset_{\text{Secundaria}} = \emptyset_{\text{BHC}} + \emptyset_{\text{Secundaria}}$$

por lo tanto,

$$\emptyset_{\text{Secundaria}} = \emptyset_{\text{CNL}} - \emptyset_{\text{BHC}} \quad \text{---- (II.25)}$$

II.8.- REGISTRO DE DENSIDAD COMPENSADO.

El registro de densidad compensado, FDC, es un registro radioactivo con el cual se obtiene la densidad total de la formación y, en función de este parámetro, la porosidad. Se detecta, también, la presencia de gas, determinación de la densidad de los hidrocarburos, etc. Se puede tomar tanto en agujeros llenos de líquido como en vacíos.

El registro de densidad compensado está constituido, en su parte inferior, por una fuente de rayos gamma y dos detectores colocados a distancias diferentes de la sonda. Figura 25. La sonda lleva instalada un patín blindado el cual cor-

ta el enjarre, habiendo un contacto más directo con la formación. La fuente emite una sucesión de rayos gamma los cuales chocarán con los electrones de la formación, tratarán de pasar a través de ellos y, por lo tanto, perderán energía.-- Debido a esto los rayos se desviarán y, algunos, llegarán a los detectores. A éstos llegan una cantidad menor de rayos gamma que la que salió de la fuente.-- Estas colisiones están en función de la densidad de la formación la cual, a la vez, depende de la densidad del material de la matriz, de la densidad de los fluidos y de la porosidad de la formación. El detector más cercano a la fuente tiene mayor sensibilidad al material que circunda al patín (enjarre) y rugosidad del agujero. El detector más alejado toma medidas de densidades no compensadas. En la superficie, por medio de un computador analógico, se hace una corrección al combinarse las señales de los receptores.

Cuando el contacto entre el patín y la pared no es efectivo, es necesario hacer una corrección. La manera de determinar si existe o no un buen contacto es por medio de un registro de calibración.

La información del registro de densidad compensado se muestra en la figura 26.-- En la pista 2 y 3 se registra una curva FDC y una curva de compensación, $\Delta\rho$, -- la cual señala la corrección aplicada al efecto del enjarre y rugosidad del agujero. La escala es lineal. Se registra también una curva de porosidad en las mismas pistas a partir del cómputo de la ecuación (II.27)

En la pista 1 se registra una curva de calibración y puede, también, registrarse simultáneamente una de rayos gama. El registro de densidad compensado puede compararse con un registro de neutrón compensado, CNL. Este se imprime en la pista 2 y 3.

La calibración de este registro se divide en dos patrones normales, primario y secundario. La calibración normal o estándar o primaria se basa en medidas de laboratorio: formaciones de lutita llenas de agua dulce, de densidad conocida con precisión. La calibración secundaria se apoya en la inserción de la sonda en bloques de aluminio y azufre. Las características de estos bloques se relacionan con la formación de caliza. Con los bloques son usados espesores de enjarre artificial para comprobar la corrección automática por este efecto. Posteriormente, en el mismo pozo, se hace una prueba radioactiva para producir una señal de intensidad conocida y, así, checar la capacidad de detección del sistema.

La densidad de una formación (ρ_b), cuya densidad de su matriz es conocida (ρ_{ma}), que tiene una porosidad (\emptyset) y que contiene una densidad promedio de sus fluidos (ρ_f), se calcula por medio de la siguiente ecuación,

$$\rho_b = \emptyset \rho_f + (1-\emptyset) \rho_{ma} \quad \text{---(II.26)}$$

despejando la porosidad,

$$\emptyset = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad \text{---(II.27)}$$

donde,

\emptyset : porosidad

ρ_b : valor de la densidad de la formación leído del registro FDC (gr/cc).

ρ_{ma} : densidad de la matriz (gr/cc).

ρ_f : densidad promedio de los fluidos contenidos en la formación (gr/cc).

En la tabla 3 se dan algunos valores de densidades de fluidos y sólidos. La densidad de los fluidos, como se mencionó en el capítulo I, depende de su composición química, estado físico (gas o líquido), temperatura y presión. La densidad de los sólidos (rocas) depende de la densidad de los fluidos que contiene en sus poros y de la densidad de la matriz y, a la vez, la densidad de ésta depende de su composición mineralógica. El valor de densidad de formación verdadera se lee directamente en el registro FDC; ya que es corregida automáticamente. La corrección hecha en forma mecánica en la superficie, ρ_e , es la mostrada en la pista 3 de la figura 26.

El registro de densidad compensado puede estar afectado por el efecto de agujero cuando el patín no tiene contacto con la pared de la formación, ya que el diámetro del pozo es mayor de 15 pulgadas. Esta corrección se hace por medio de gráficas. Cuando el diámetro del agujero es menor de 6 pulgadas no habrá buen contacto entre el patín y la pared, llenándose el espacio entre éstos de lodo de perforación. La corrección se hace automáticamente, suponiendo al lodo como si fuese enjarre. El FDC, también, puede estar afectado por la presencia de lutitas o arcilla en las formaciones. Cuando la lutita se encuentra diseminada entre los poros de la roca, generalmente su densidad es menor que si se encontrara en forma de capas intercaladas.

II.9.- REGISTRO DE DECAIMIENTO TERMAL, TDT.

TABLA 3.- Valores correspondientes de densidad de varios componentes

MATERIAL	DENSIDAD, gr/cc	de la for mación.
Arenas o Areniscas	2.65	
Calizas	2.71	
Dolomías	2.870	
Cuarzo	2.654	
Calcita	2.710	
Dolomita	2.870	
Halita (Sal común)	2.165	
Yeso	2.32	
Carbón	1.14 - 1.40	
Illita	2.76	
Kaolinita	2.63	
Montmorillonita	2.0	
Aire	0.00129	
Gas Natural	0.00078	
Aceite (50° API)	0.780	
Agua dulce	1.00	
Agua de mar	1.026	
Agua salada (200,000 PPM)	1.15	
Anhidrita	2.960	

El TDT es un registro que además de tomarse en agujero abierto se puede tomar en agujero adorado o con tubería de producción; por lo que puede detectar los cambios de saturación de agua durante la vida productiva del pozo. A determinadas salinidades de agua se puede reconocer la presencia de hidrocarburos en agujeros ya adorados. Es un registro que también se utiliza para la evaluación de pozos viejos y para diagnosticar problemas de producción. La saturación de agua puede determinarse conociendo la salinidad de la misma y la porosidad.

El registro TDT lo que mide es el tiempo de decaimiento (disminución) de neutrones termal; el tiempo necesario para que un cierto porcentaje de los neutrones emitidos por la fuente sean absorbidos por la formación. Cuando un neutrón termal es absorbido por los núcleos de los elementos de la formación se genera una emisión de rayos gamma. Los receptores de rayos gamma, colocados en la sonda, detectan los cambios relativos en la cantidad de neutrones termal que van quedando en la formación. La disminución de los neutrones termal en la formación es de una manera exponencial. Esta disminución es debida al proceso de captura o a la migración del neutrón (difusión). El proceso de captura es el principal factor por el cual el número de neutrones termal disminuye. El más fuerte absorbedor es el cloro; por lo que el registro, principalmente, medirá el contenido total de agua salada en la formación.

En la figura 27 se presenta el registro TDT. En la pista 1 se registra una curva de rayos gamma, una de control de calidad (no sirve para fines interpretativos) y una de ritmo de conteo. En la pista 2 y 3 se registra una curva de tiempo de degradación termal, T , y/o una que representa el valor correspondiente a la sección de captura, Σ . En la pista 2 se registra una curva de relación (cociente entre el ritmo de conteo del detector cercano y el ritmo de conteo del detector lejano). También se puede registrar en la pista 3 una curva de los ritmos de conteo N_1 y F_1 y una de detector de coples, CLL. Estas herramientas están disponibles en diámetros de 3 3/8 pulgadas y 1 11/16 pulgadas.

Los hidrocarburos y el agua dulce tienen tiempo de decaimiento termal largos. Con el agua salada ocurre lo contrario. El tiempo de decaimiento termal se ve influenciado por factores tales como el de agujero, difusión (dispersión de núcleos térmicos en la formación) e invasión de fluidos en la formación.

El TDT, como se mencionó antes, se usa para determinar la Sw. Se considera que la formación es una mezcla de varios constituyentes los cuales se caracterizan por su sección transversal de captura, Σ , y la fracción de volumen de roca que ocupa, V:

$$\Sigma_{\text{reg}} = (1 - V_{\text{sh}} - \emptyset) \Sigma_{\text{ma}} + (V_{\text{sh}}) \Sigma_{\text{sh}} + (\emptyset S_w) \Sigma_w + (\emptyset (1 - S_w)) \Sigma_h.$$

--- (II.28)

donde,

Σ_{reg} : es el valor de sección transversal de captura leído del registro (cm^{-1})

Σ_{ma} : Sección transversal de captura de la matriz (cm^{-1})

Σ_{sh} : Sección transversal de captura de la lutita (cm^{-1})

Σ_w : Sección transversal de captura del agua (cm^{-1})

Σ_h : Sección transversal de captura de los hidrocarburos (cm^{-1})

\emptyset : Porosidad de la formación llena de fluido. (Fracc.)

V_{sh} : Volumen de arcilla por unidad de volumen de formación.

S_w : Saturación de agua (Fracc.)

Los coeficientes, encerrados entre paréntesis, de la Ec. (II.28) son los volúmenes relativos de los componentes.

De la ecuación (II.28),

$$S_w = \frac{(\Sigma_{\text{reg}} - \Sigma_{\text{ma}}) - \emptyset (\Sigma_h - \Sigma_{\text{ma}}) - V_{\text{sh}} (\Sigma_{\text{sh}} - \Sigma_{\text{ma}})}{\emptyset (\Sigma_w - \Sigma_h)} \quad \text{--- (II.29)}$$

Los valores correspondientes de los componentes se pueden tomar de la tabla 4. Observando la fig. 27, donde se presenta el reg. TPT, se deduce que cuando hay presencia de gas el valor de sigma, Σ , decrece, el valor de la relación también disminuye y las curvas de F_1 y N_1 están bastante separada (sección A). Con agua el valor de sigma aumenta, el de la relación aumenta y las curvas F_1 y N_1 están casi sobrepuestas (sección C). Valores intermedios corresponden al aceite (sección B). La interpretación cuantitativa depende de muchos factores, entre los principales están la salinidad del agua, porosidad de la formación, litología y arcillosidad.

En la figura 27, N_1 es el número de cuentas del detector cercano y F_1 las del detector lejano. Las medidas de la sección transversal de captura Σ , y de las de tiempo de decaimiento termal τ , son derivadas del ritmo de cuentas del detector cercano. La curva F_3 , da una idea aproximada de la radioactividad de la formación, pero su resolución es poca.

Para un análisis de saturación, en agujero adorado, usando el TDT, se deben de tener las siguientes condiciones favorables:

- Salinidades del agua cercanas a 50,000 ppm o mayores.
- Porosidades cercanas o mayores al 15%.
- Formaciones razonablemente limpias.
- Conocimiento de la litología (Σ ma) y
- Conocer el tipo de hidrocarburo (Σ h)

También es necesario que el fluido invasor haya desaparecido cuando el registro sea corrido, debido a la profundidad de investigación pequeña (1 pié). La porosidad puede obtenerse de registro en agujeros abiertos (ϕ_{CNL} , ϕ_{BHC} , etc.). Si la formación tiene arcilla el volumen de ésta deberá determinarse a partir del registro de rayos gamma.

TABLA 4.- Valores de sección de captura y tiempo de decaimiento termal de varios elementos.

material	τ_{int}^* (μ seg)	Σ a 20°C (cm^{-1})
Cuarzo	1070	0.00425
Calcita	630	0.0072
Dolomita	944	0.0048
Anhidrita	367	0.0124
Yeso	350	0.0130
Magnesio	3160	0.0014
Arenas y Areniscas	500	0.009
Sal	6.3	0.726
Caliza y dolomita	550	0.0083
Lutita	115-230	0.02-0.04
Petróleo	205	0.022
Cloro	---	0.570
Hidrógeno	---	0.200
Sodio	---	0.014
Calcio	---	0.006

* Es el tiempo de decaimiento intrínscico de la formación.

II.10.- REGISTRO DE ESPECTROSCOPIA DE RAYOS GAMMA NATURALES.

El registro de rayos gamma (GR) se utiliza para determinar la arcillosidad de una formación y para la correlación entre pozos. Este registro responde a la radioactividad producida por el decaimiento de los elementos: torio, potasio y uranio, mas no determina el volumen relativo de cada uno de ellos. La función de la herramienta de espectroscopía de rayos gamma naturales, NGT, es determinar las cantidades de estos tres elementos en la formación.

Se ha estudiado que las arenas limpias tienen un menor número de elementos radioactivos que las arcillas. Las cantidades varían por el orden de algunas partes por millón para el torio y el uranio, y un porcentaje para el potasio.

El torio es un elemento insoluble por lo que su concentración es una característica del medio en que se depositó. Este elemento se encuentra generalmente adherido a los minerales arcillosos. El potasio y algunos componentes del uranio son solubles por lo que sus concentraciones no son necesariamente una característica del medio de depósito, ya que pudieron haber sido transportados por las aguas de formación.

Las altas concentraciones de Uranio en las arcillas pueden indicar contenido de materia orgánica; ya que el ión uranio es fijado por carbón orgánico en ambientes reductores. La concentración de potasio en las arcillas está más relacionada con la mineralogía.

El análisis de la concentración de torio (Th) y potasio (K) en las arcillas ayudan a identificar el tipo de arcilla; mientras que el análisis de la concentración de uranio facilita el conocimiento de rocas generadoras.

Esta herramienta, NGT, determina el origen de la radioactividad natural de las formaciones penetradas por el agujero. Detecta los rayos gamma emitidos espontáneamente por los elementos de la formación, los cuales antes de llegar al detector de la sonda sufren numerosos choques. Entre los elementos radioactivos naturales están: uranio, potasio y torio. Las cantidades de cada uno de estos elementos se logra por un análisis espectrométrico de los rayos gamma emitidos naturalmente.

Este registro puede combinarse con el FDC y CNL. La máxima velocidad del registro es de 900 pies/hr (275 m/hr). El rango de temperatura y presión es de 300°F y 20,000 psi, respectivamente.

En la figura 28 se presenta el registro NGT. En la pista 1 se registra la curva de rayos gamma normal (SGR) y la curva de rayos gamma corregida (OGR). Como se mencionó antes, los elementos torio y potasio están relacionados con la arcillosidad de la formación; mientras que el uranio no. La curva de rayos gamma normales está afectada por el potasio, torio y el uranio. La curva de rayos gamma corregida está afectada por el potasio y por el torio. De esto se deduce que la corrección se hace por el uranio presente en la formación. En la pista 2 se registran dos curvas: una que es la relación de torio y potasio (Torio/Potasio) y la otra que es la relación de torio y uranio (torio/uranio).

Estas curvas se registran con el fin de determinar el tipo de arcilla de la formación. En el carril 3 se registran tres curvas: una que indica la cantidad de uranio en la formación en partes por millón (PPM), otra que señala la cantidad de torio en partes por millón y, por último, la que especifica la cantidad de potasio, en fracción.

En los carbonatos la concentración de potasio es casi nula, pero la concentración de uranio puede variar debido a la precipitación de sales durante la circulación de aguas. Si a la curva de rayos gamma normales (SGR) se resta la cantidad de uranio presente, se obtiene una buena indicación de arcillosidad en zonas con carbonatos radioactivos.

Resumiendo, la herramienta NGT determina el origen de la radioactividad y la contribución de cada elemento radioactivo en la radioactividad gamma total; mejora la determinación de arcillas, y la litología por la suma de dos ecuaciones más:

$$\begin{aligned} k &= \sum V_i k_{na} \\ th &= \sum V_i Th_{na} \end{aligned} \quad (II.30)$$

donde:

i : número de constituyentes de la formación.

V : porcentaje del volumen de los i constituyentes.

k_{na} : contenido de potasio de los i minerales (%).

Th_{na} : contenido de torio de los i minerales (ppm).

Estas ecuaciones se integran al sistema de ecuaciones normales (III.3)

Igualmente este registro mejora la correlación entre pozos; da una estimación del potencial de uranio, de potasio y de hidrocarburos (roca madre); reconoce las rocas ígneas, así como las fracturas.

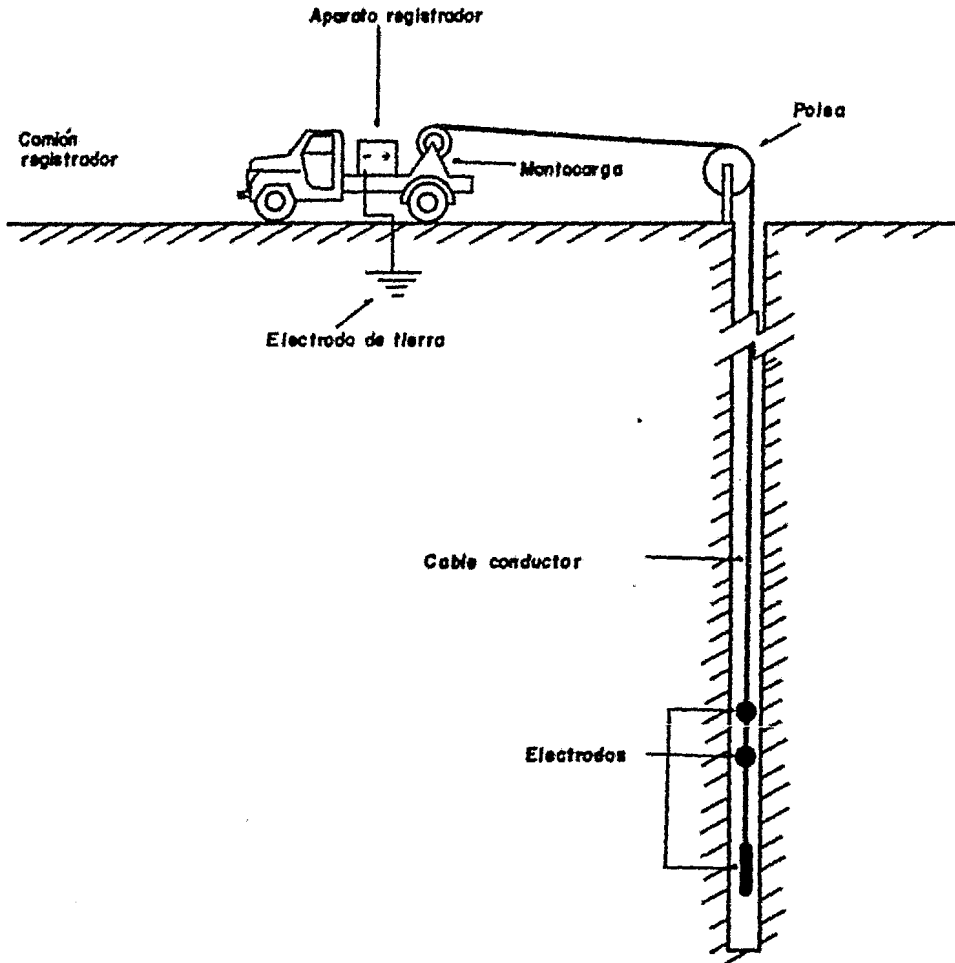


FIG.6.- ESQUEMA DEL EQUIPO PARA BAJAR LA Sonda DE PERFILES ELECTRICOS Y DEL CAMION LABORATORIO.

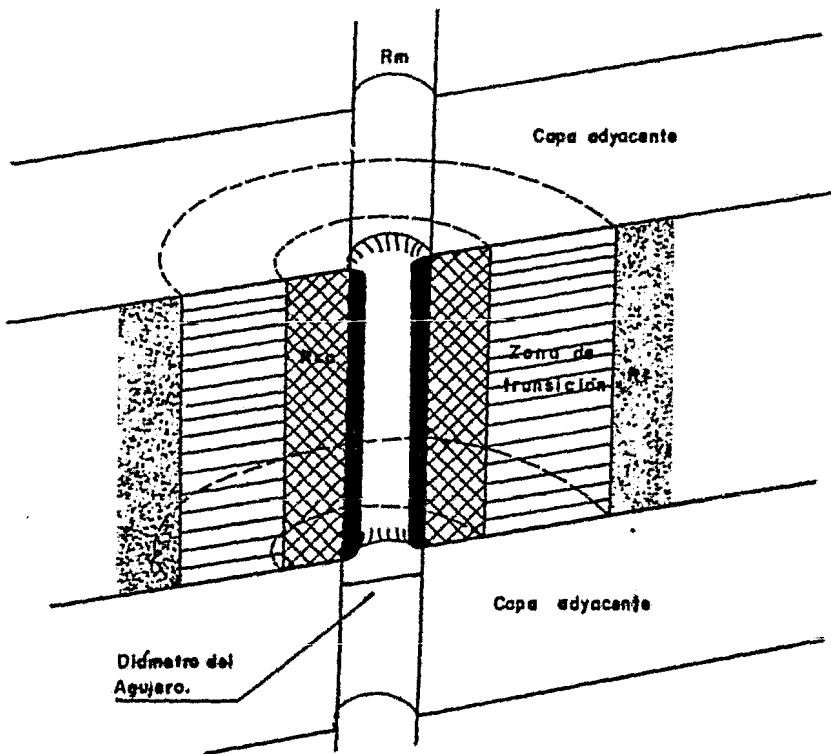
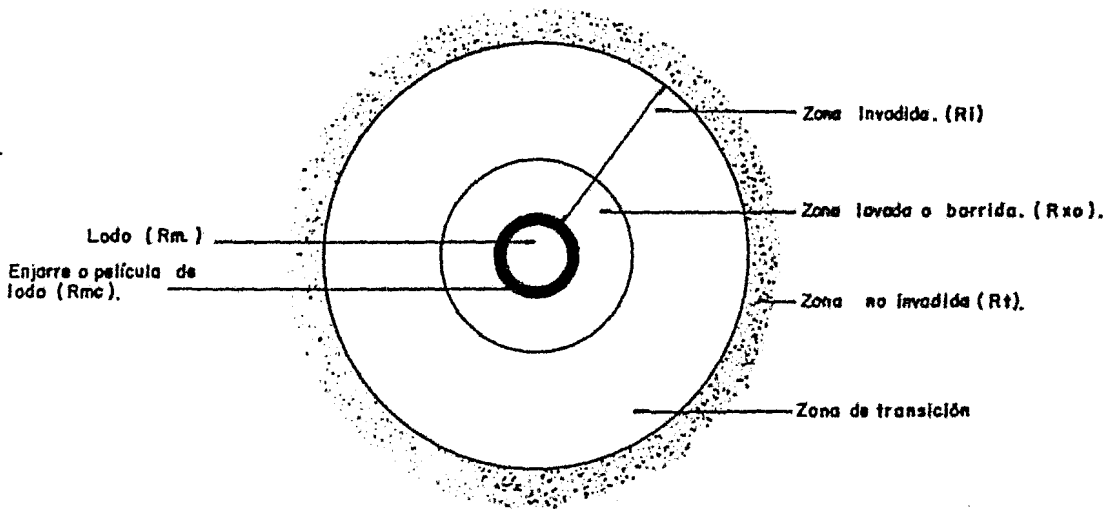


FIG.No.7.- REPRESENTACION ESQUEMATICA DE LAS ZONAS DE INVASION Y SUS RESPECTIVAS RESISTIVIDADES. ARRIBA: VISTA DE UNA SECCION HORIZONTAL. ABAJO: VISTA RADIAL DE LA MISMA.

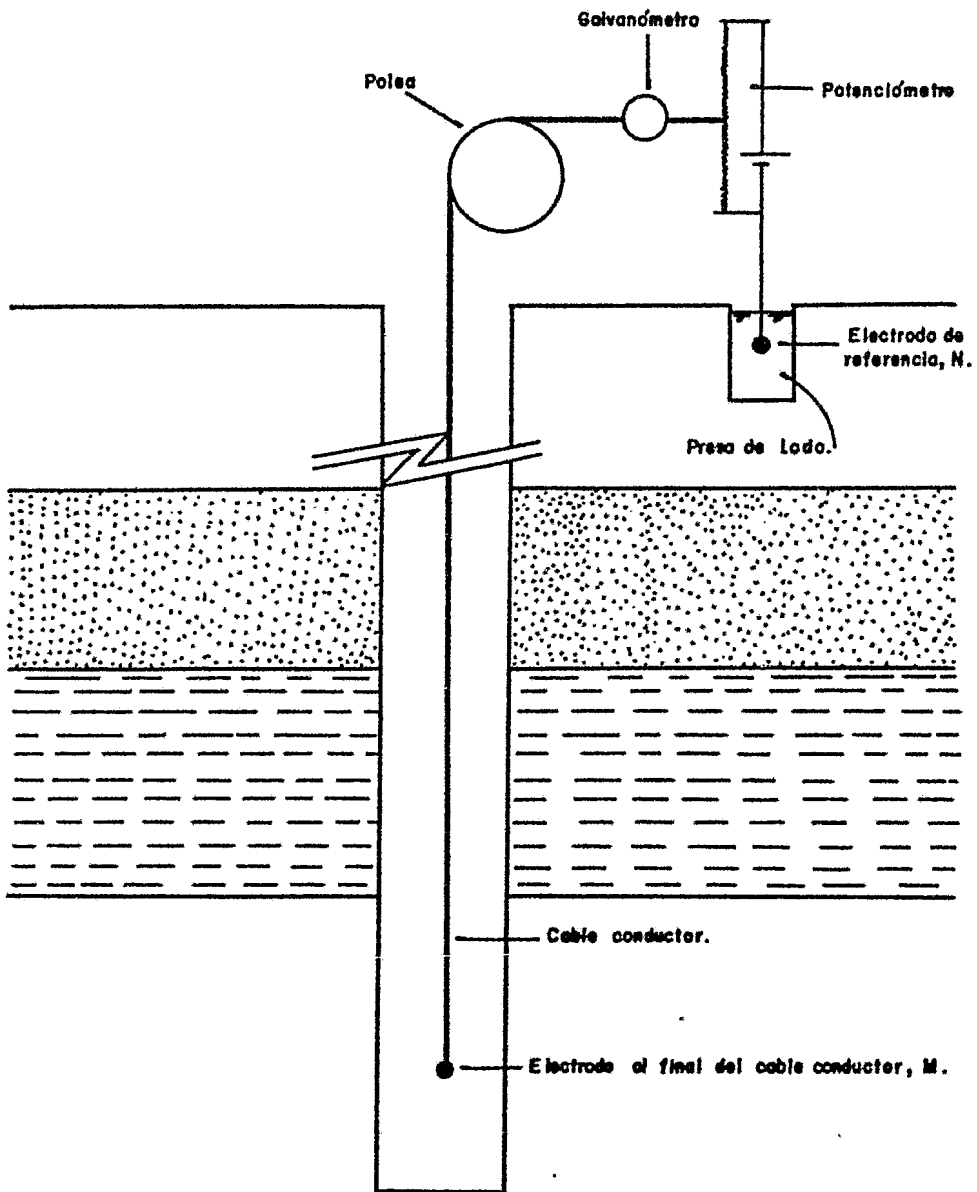


FIG.-8.- OBTENCION DEL REGISTRO DE POTENCIAL ESPONTANEO.

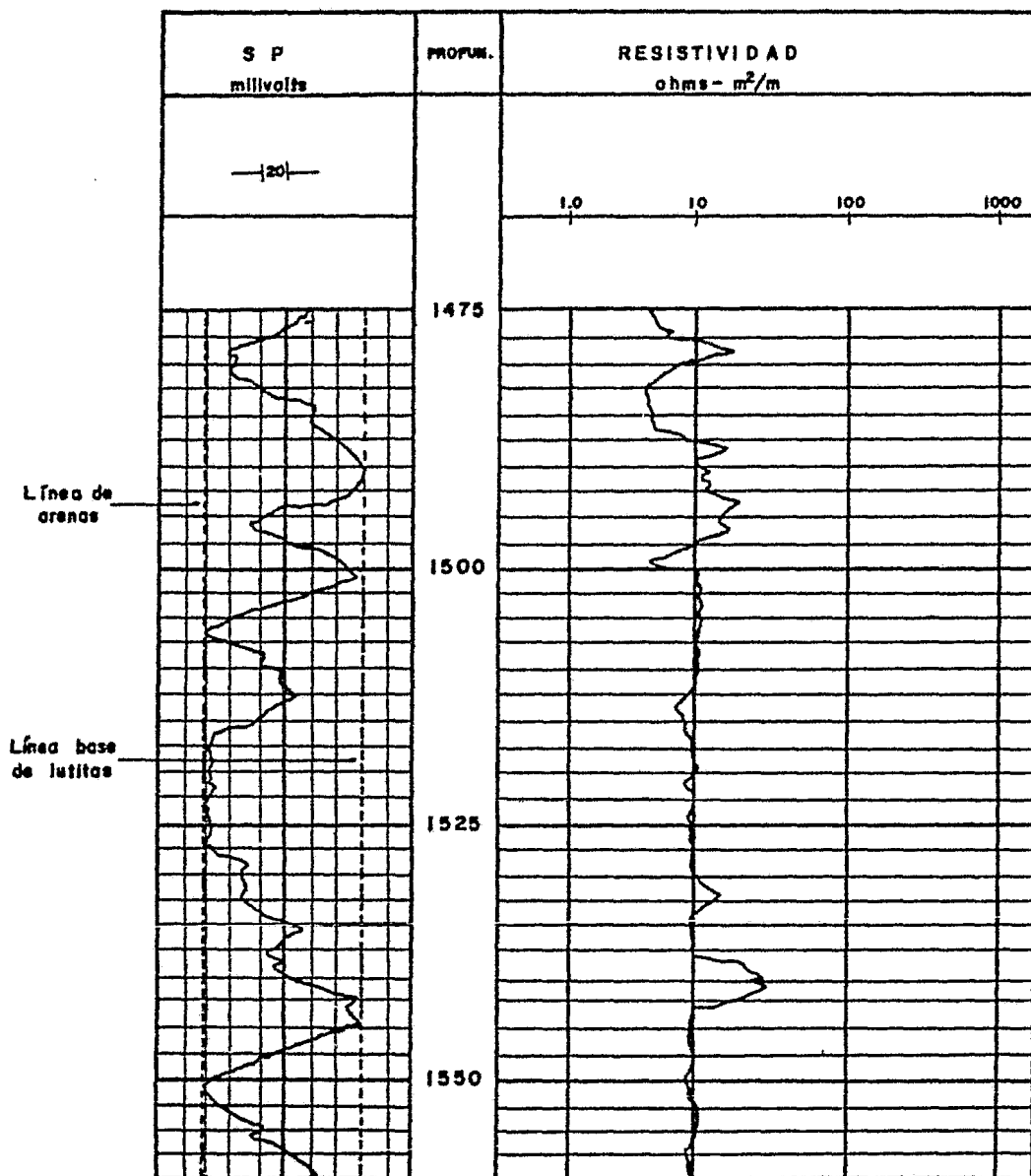


FIG. - 9. - PRESENTACION DEL REGISTRO DE POTENCIAL ESPONTANEO, SP.

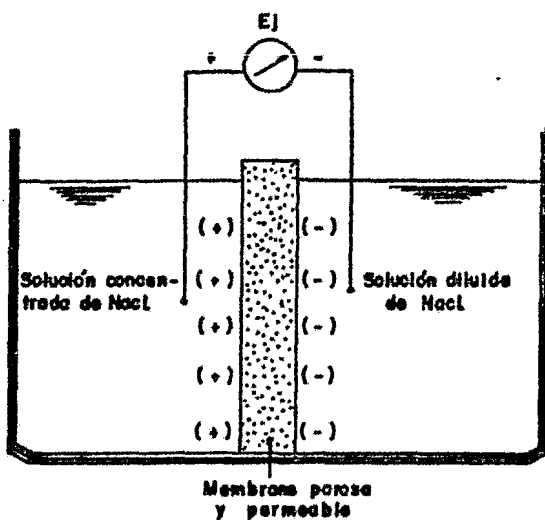


FIG.-10.- GENERACION DEL POTENCIAL DE CONTACTO DE FLUIDOS, (Ej).

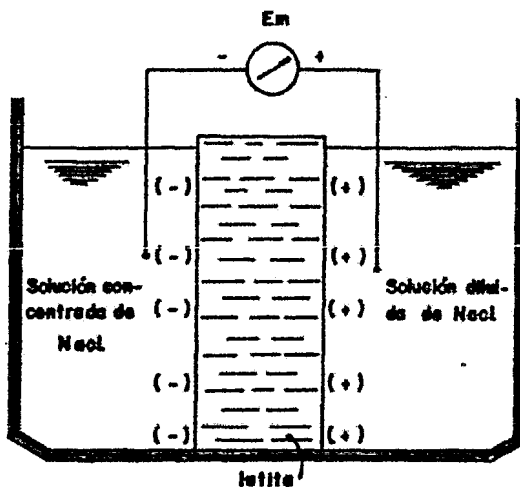


FIG.-11.- GENERACION DEL POTENCIAL DE MEMBRANA, (Em).

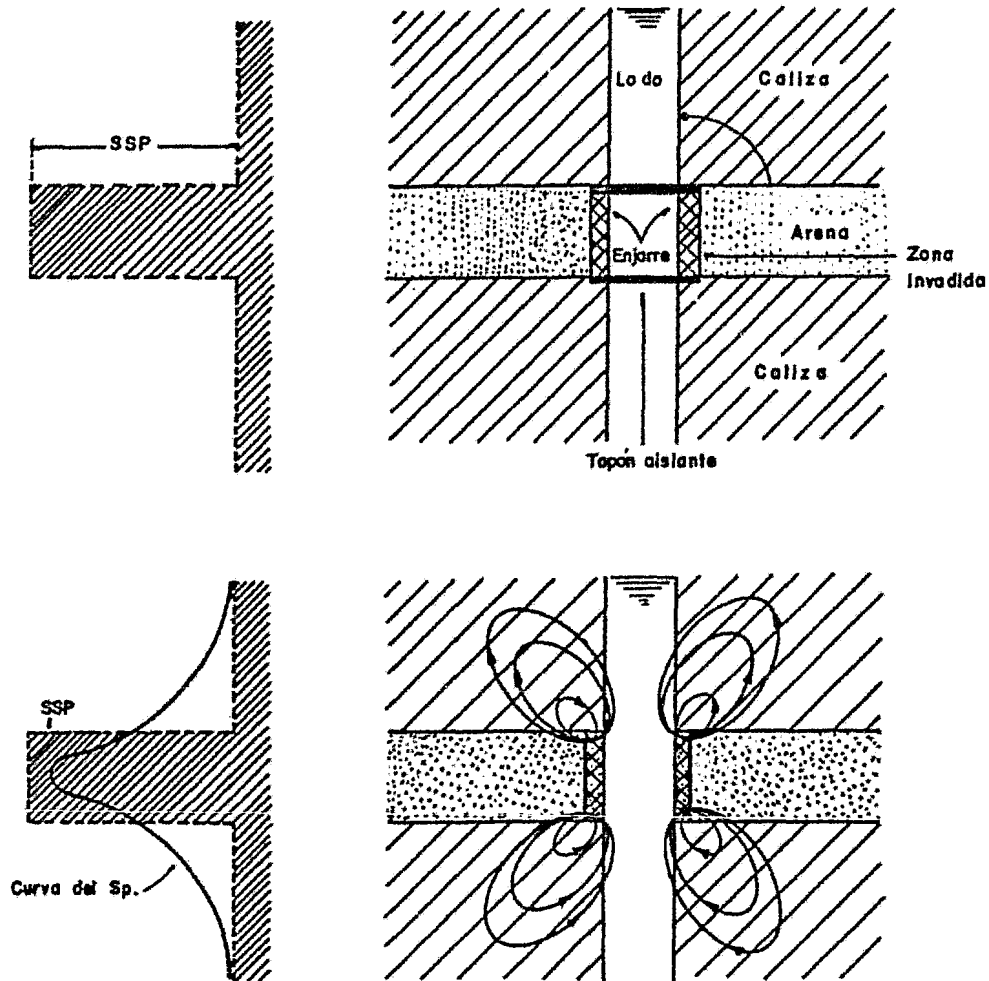


FIG.-12.-REPRESENTACION ESQUEMATICA DE LA DISTRIBUCION DE LA CORRIENTE Y COMPARACION ENTRE EL SP LEIDO EN EL REGISTRO Y EL SSP DE UNA FORMACION PERMEABLE.

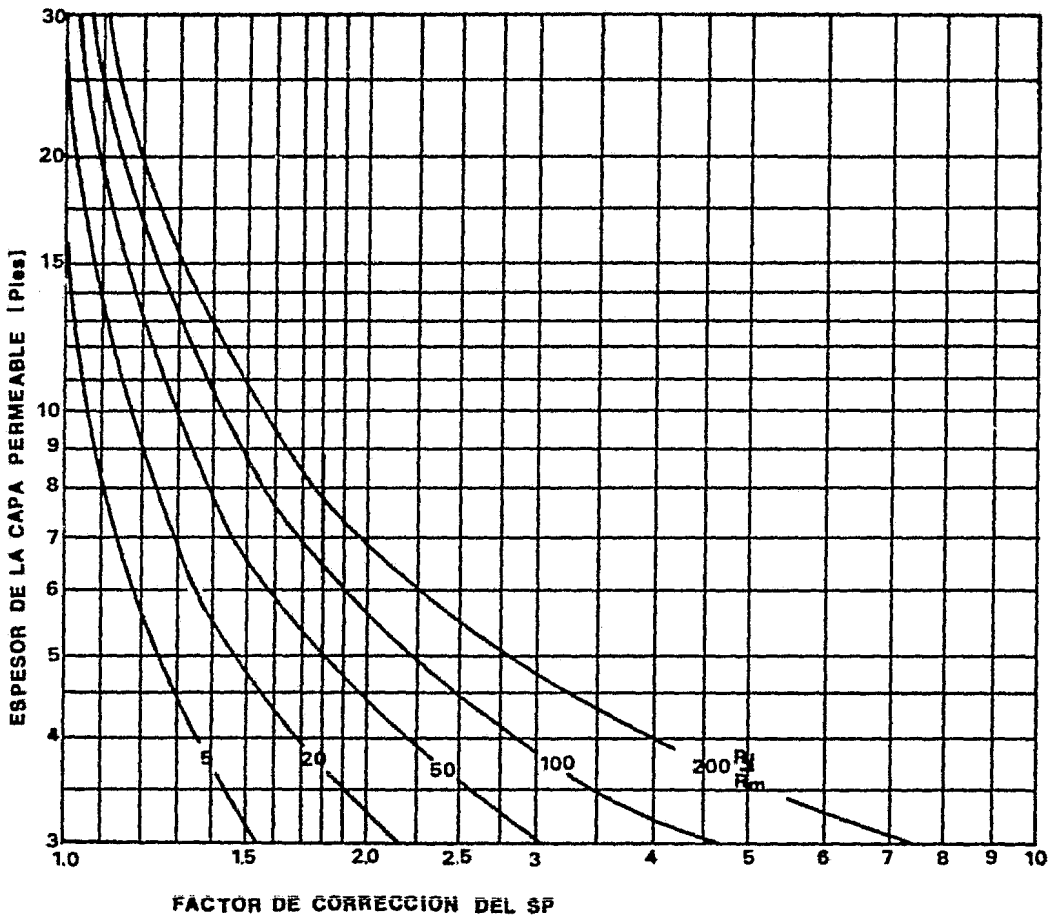


FIG. 12A- CORRECCION DEL SP POR EFECTO DE ESPESOR DE CAPA.

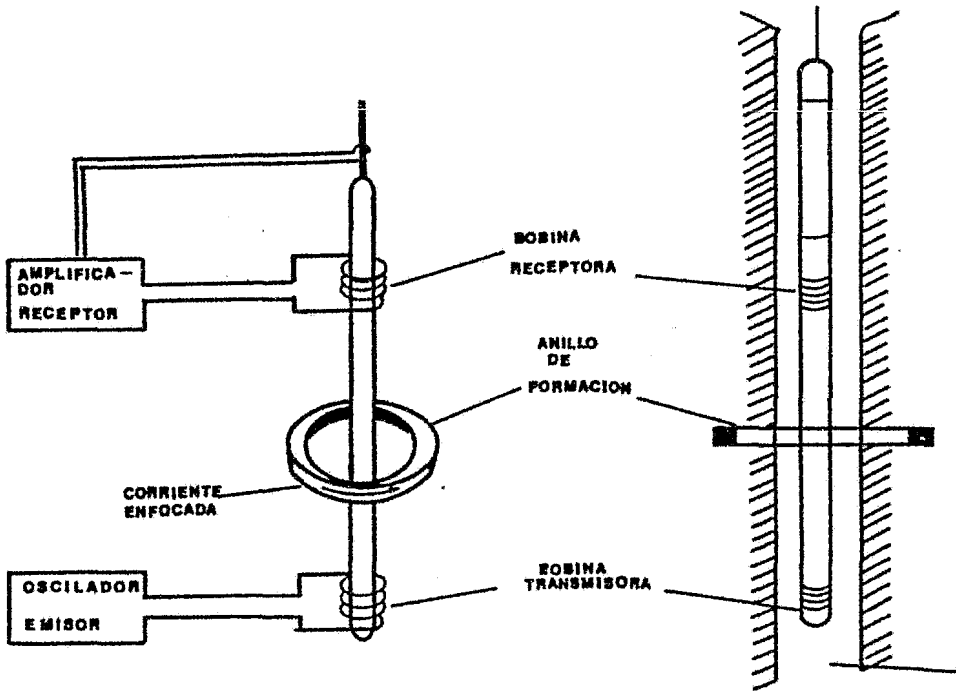


FIG.13 - SISTEMA BASICO DEL REGISTRO DE INDUCCION CON DOS BOBINAS.

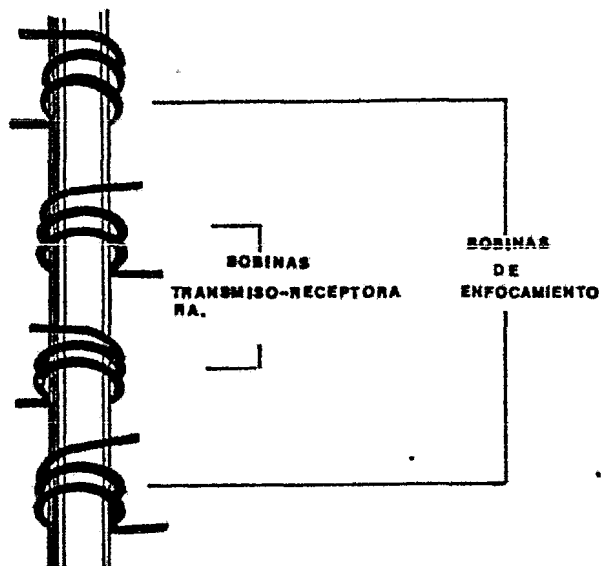


FIG.14- ARREGLO DE LAS BOBINAS TRANSMISORA-RECEPTORA Y DE ENFOCAMIENTO.

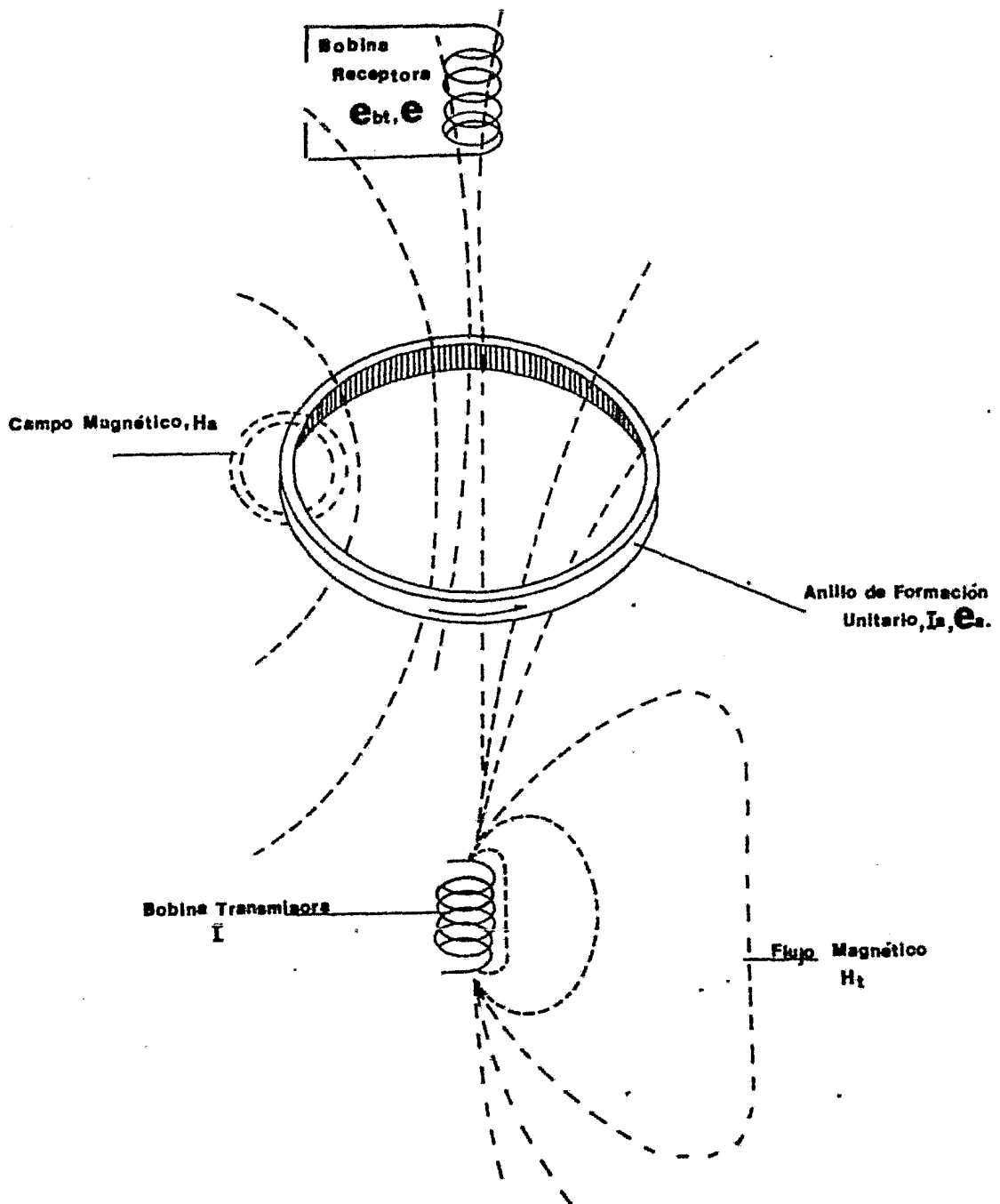


FIG.15- REPRESENTACION ESQUEMATICA DE LA GENERACION DE CORRIENTE INDUCIDA Y FUNCIONAMIENTO DE LAS BOBINAS.

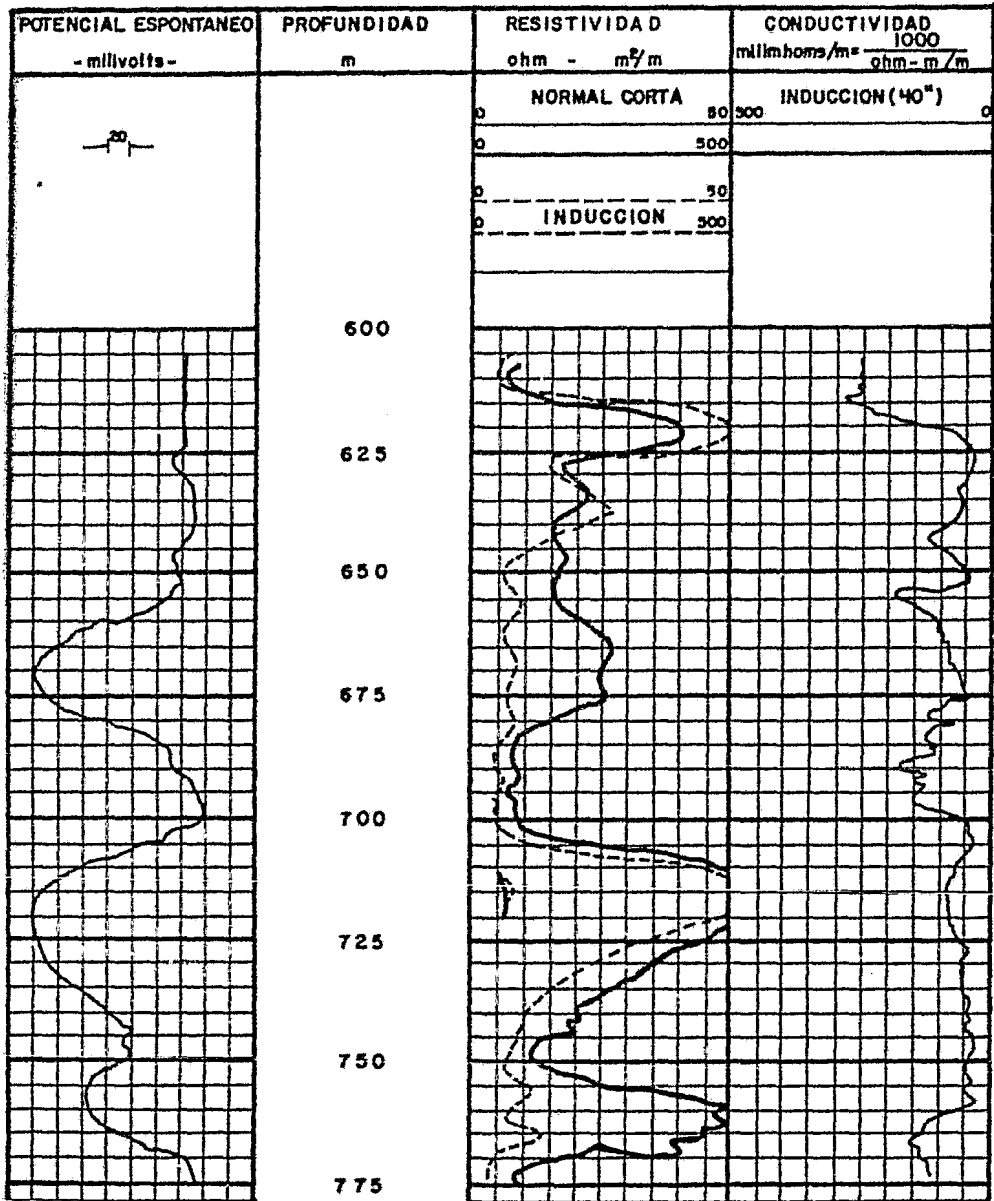


FIG.No.16.- PRESENTACION DEL REGISTRO DE INDUCCION.

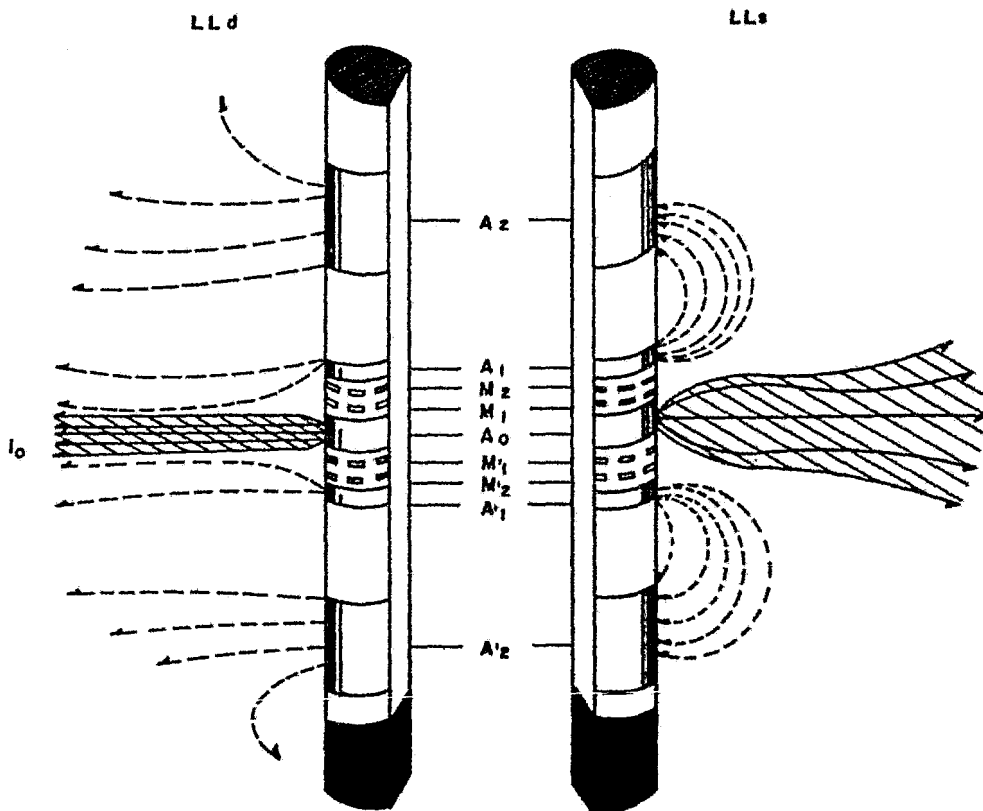


FIG.No.17- REPRESENTACION ESQUEMATICA DEL PATRON DE CORRIENTE DEL LLd y LLs.

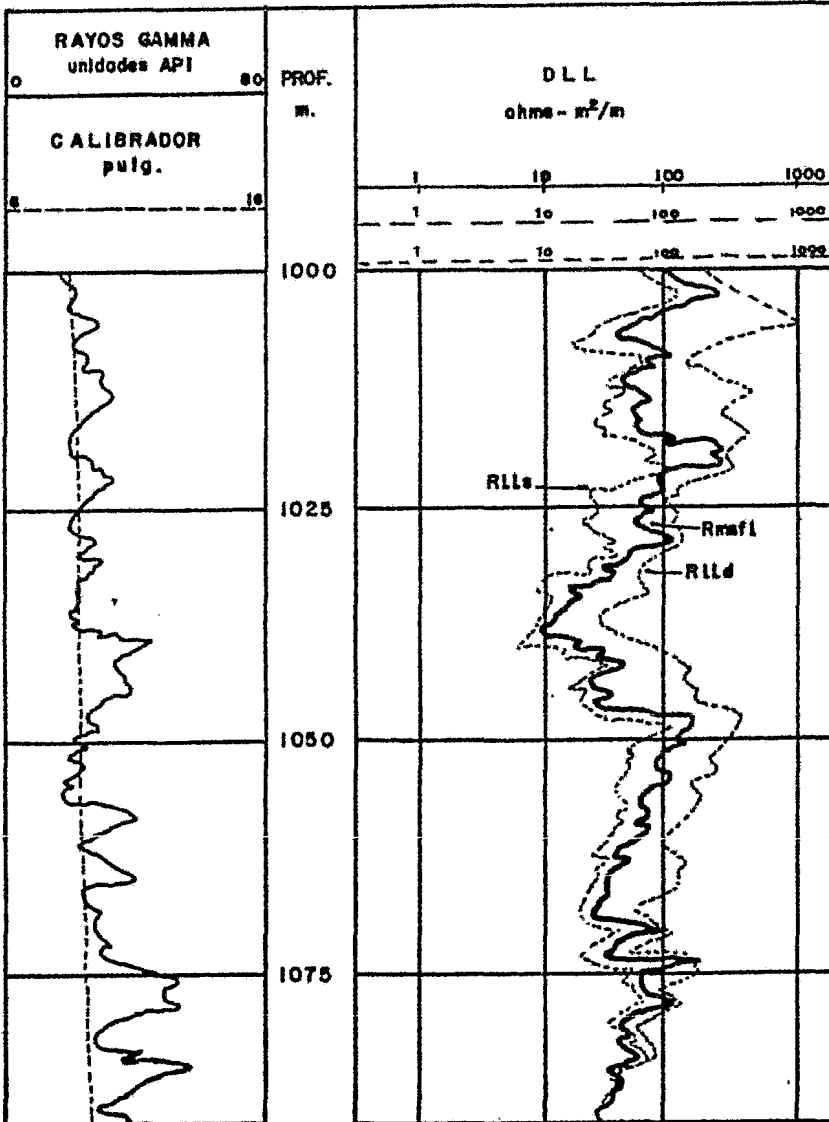
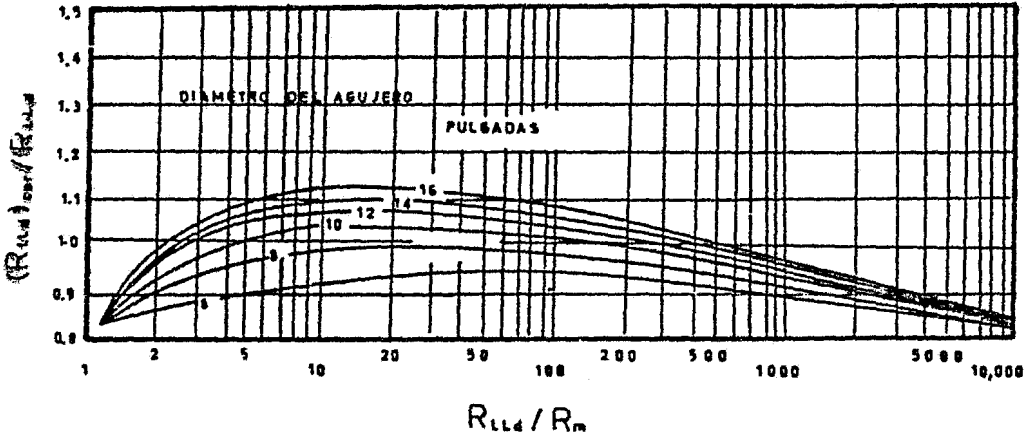


FIG. No. 18.- PRESENTACION DEL REGISTRO DOBLE LATERAL MICROENFOCADO

CORRECCION DEL LATERAL PROFUNDO, LL_d



CORRECCION DEL LATERAL SOMERO, LL_s

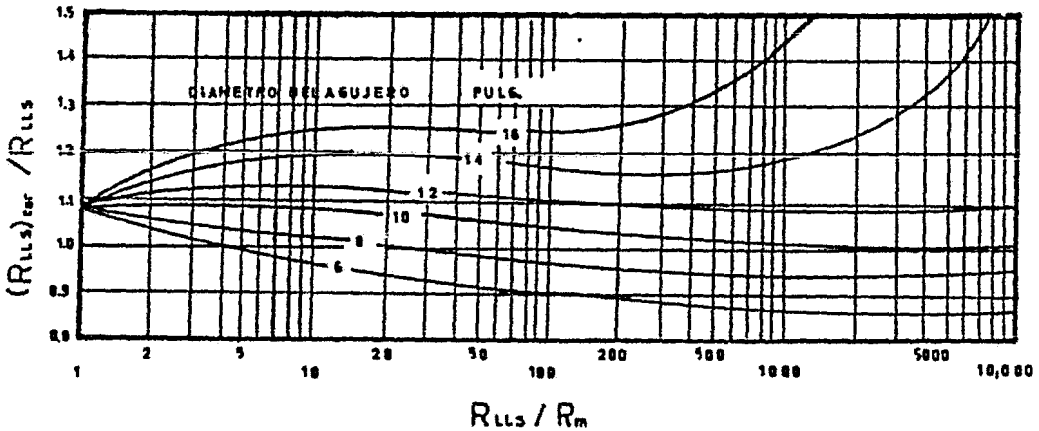


FIG:18A. GRAFICAS PARA CORREGIR EL REGISTRO DOBLE LATERAL - MICROESFERICO POR EFECTO DE AGUJERO.

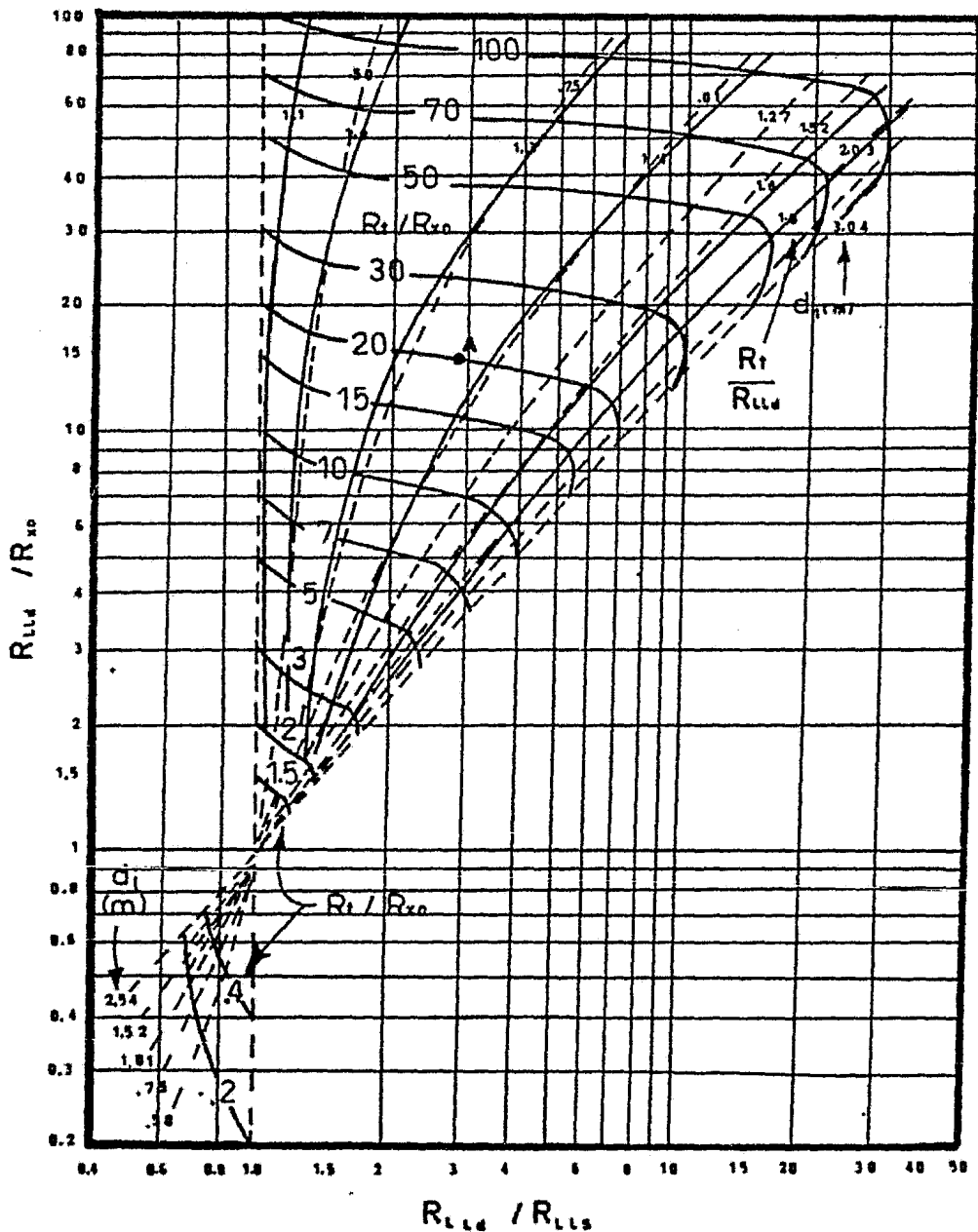


FIG:18-B. CORRECCION DEL REGISTRO DOBLE LATERAL MICROESFERICO.

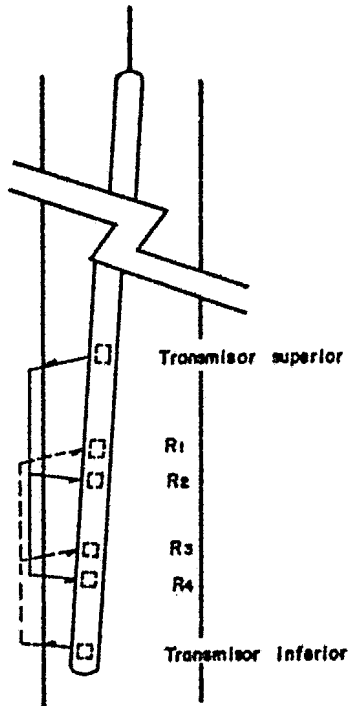


FIG.No.19.- ESQUEMA DE LA SONDA BHC SEÑALANDO EL PATRON DE FLUJO DEL SISTEMA TRANSMISOR-RECEPTOR .

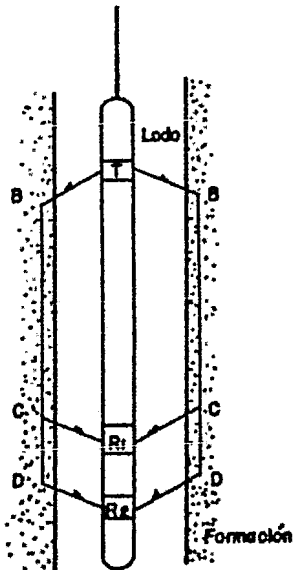


FIG.No.20.- REPRESENTACION ESQUEMATICA DE LAS ONDAS ACUSTICAS EN EL SISTEMA TRANSMISOR-LODO-FORMACION-RECEPTOR

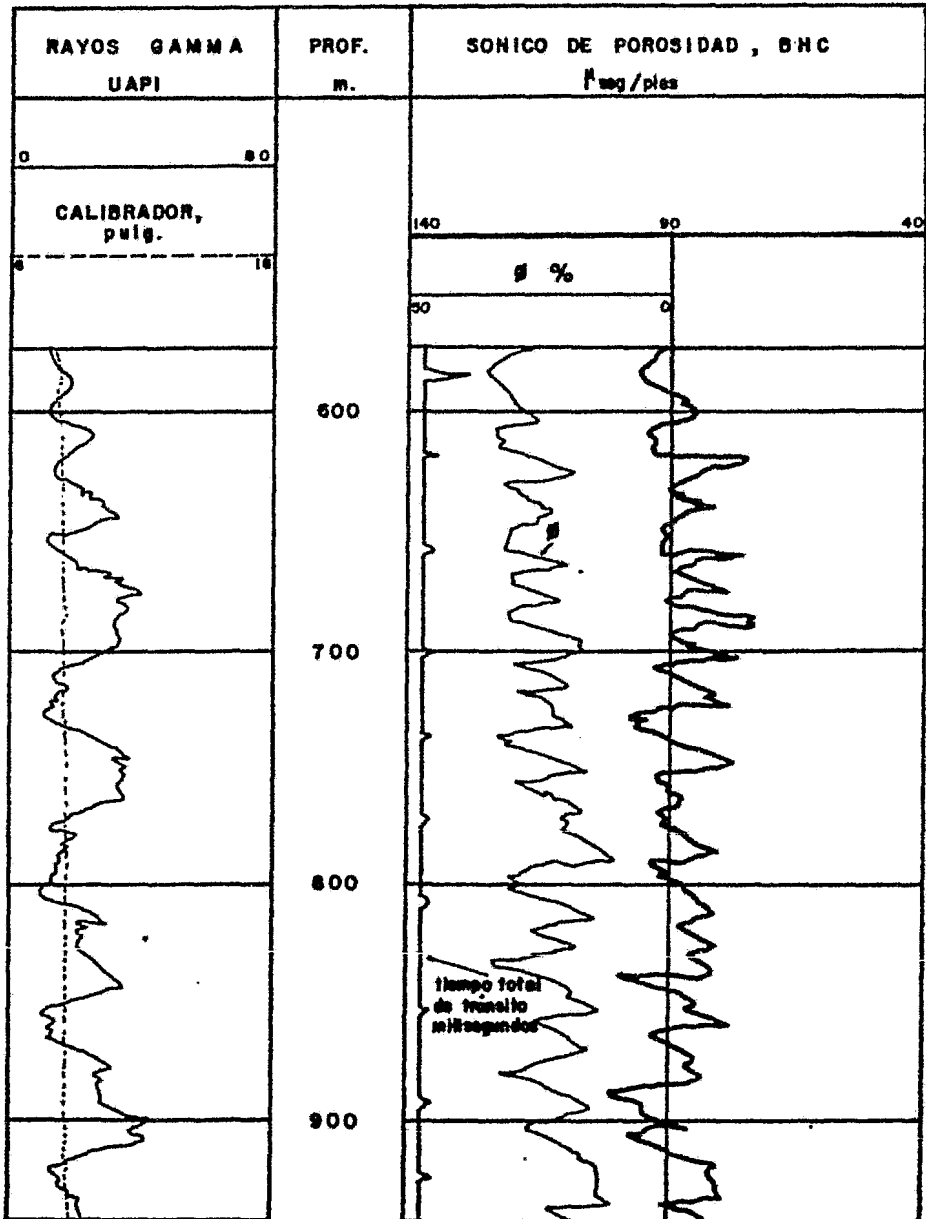


FIG.No.21.- PRESENTACION DEL REGISTRO SONICO DE POROSIDAD BHC, (BOREHOLE COMPENSATED)

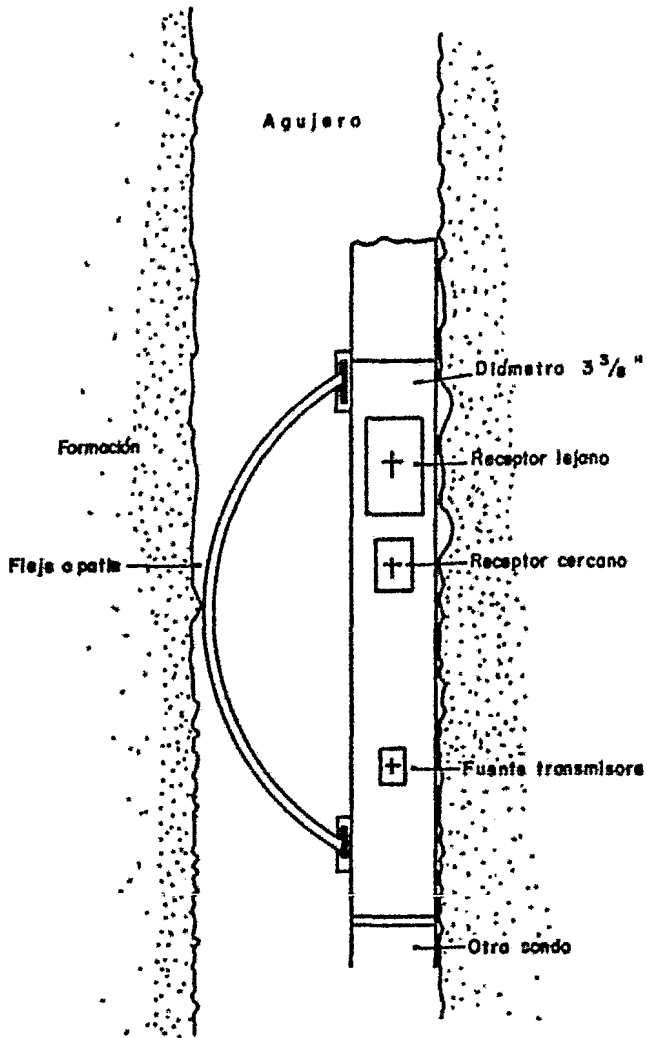


FIG.No.22.-SONDA DEL REGISTRO DE NEUTRON COMPENSADO, C.M.L.

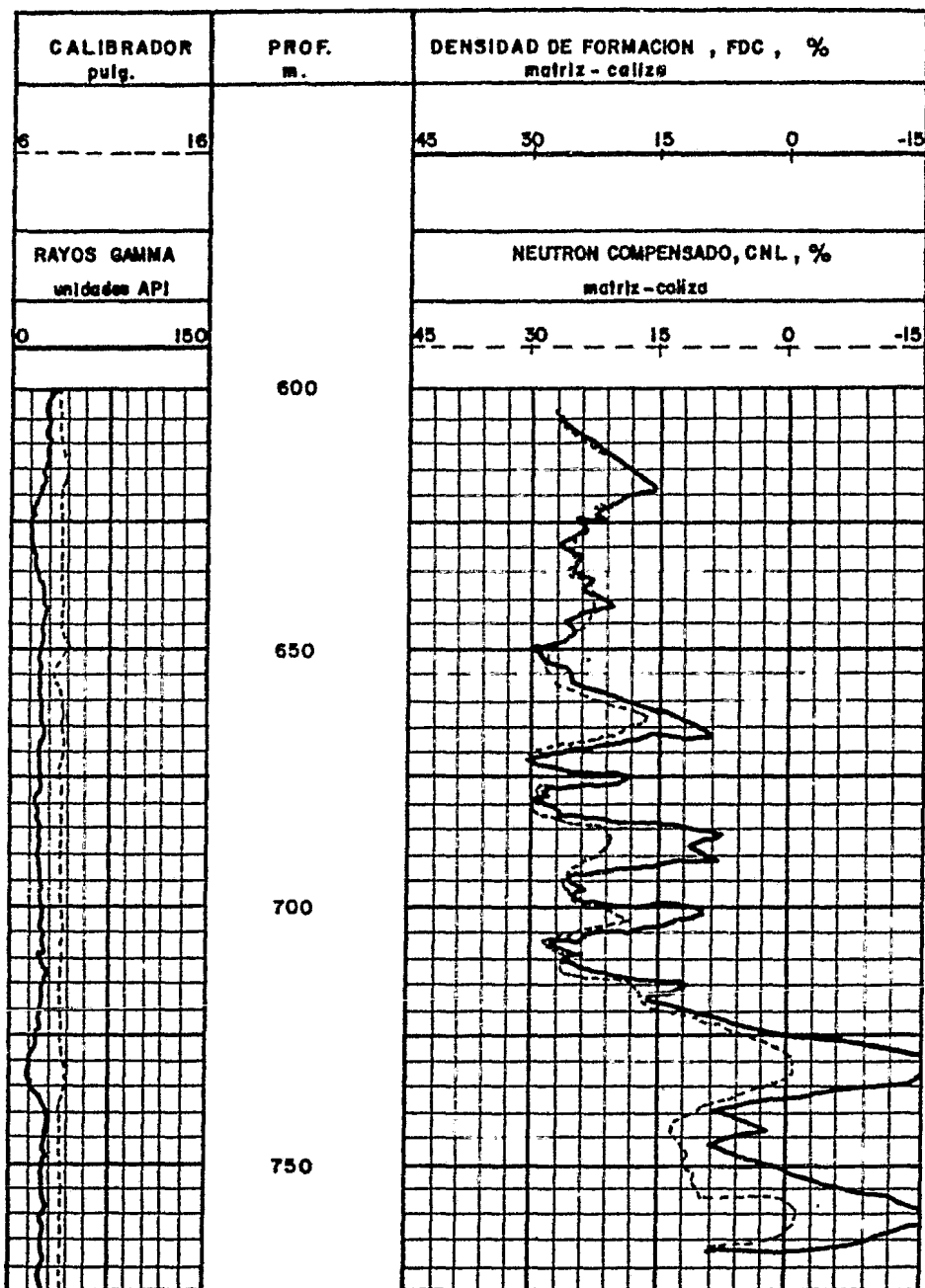


FIG.No.23.- PRESENTACION DEL REGISTRO DE NEUTRON COMPENSADO, CNL.

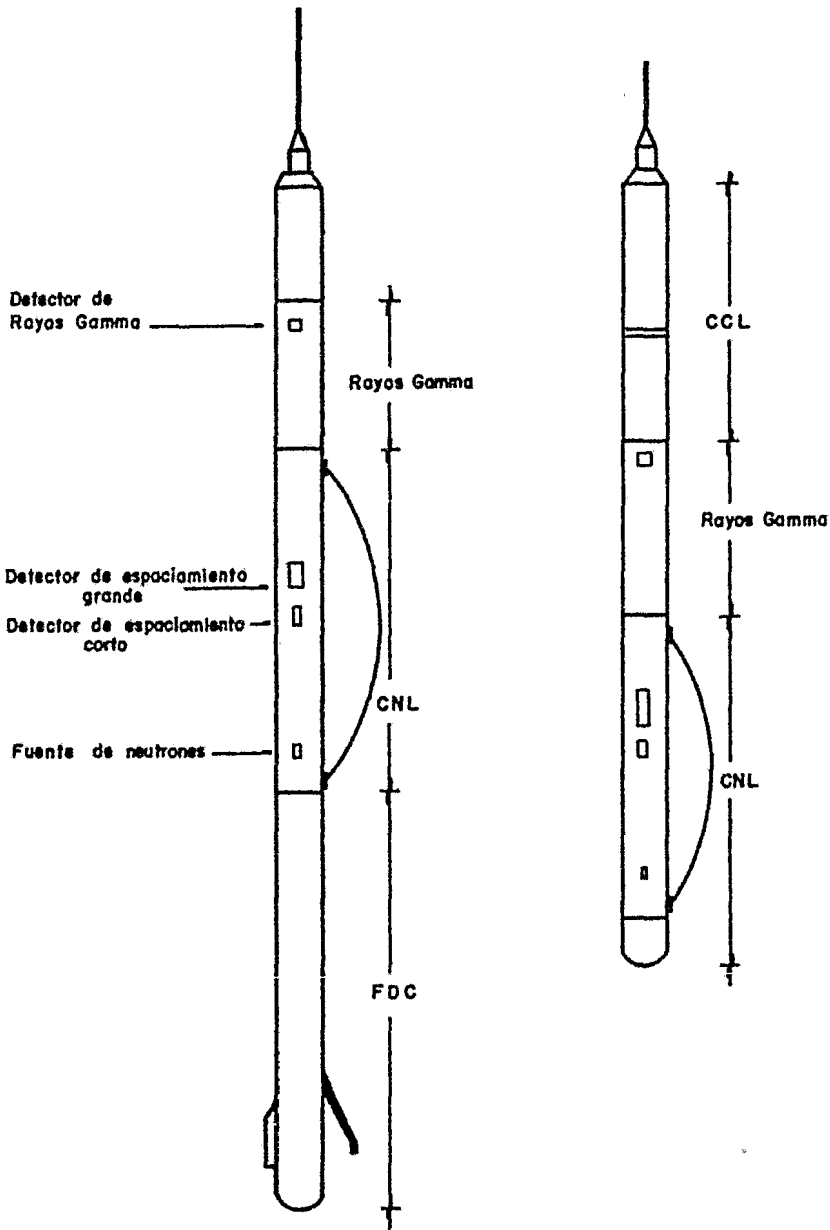


FIG.No.24.- ARREGLO DEL EQUIPO PARA OBTENER REGISTROS SMULTANEOS.

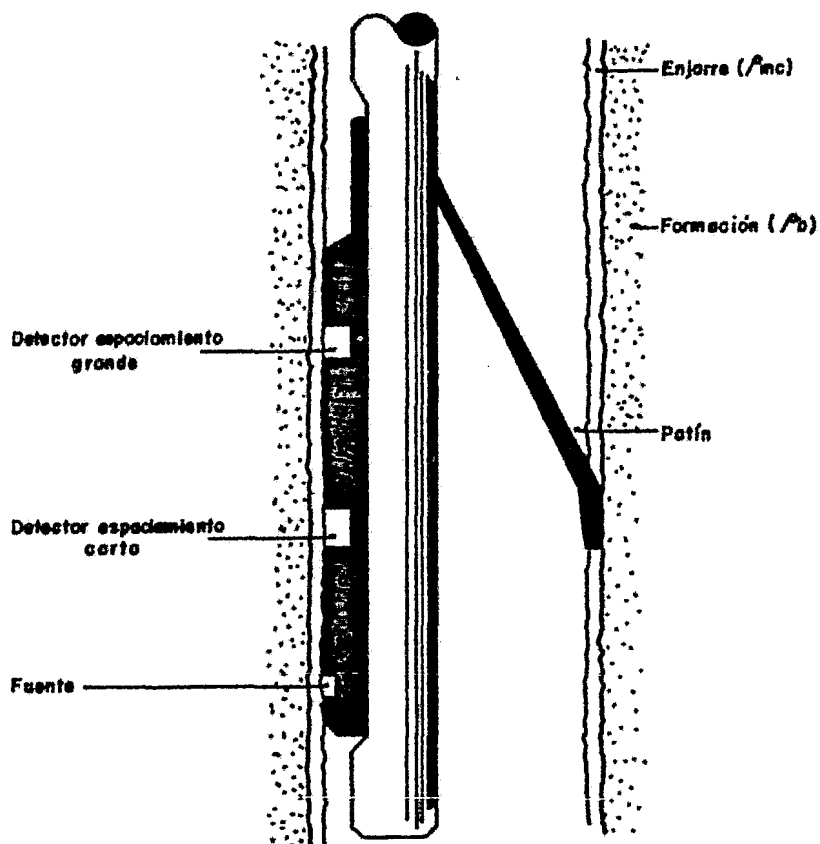


FIG. No. 25.- SONDA DEL REGISTRO DE DENSIDAD COMPENSADO, FDC

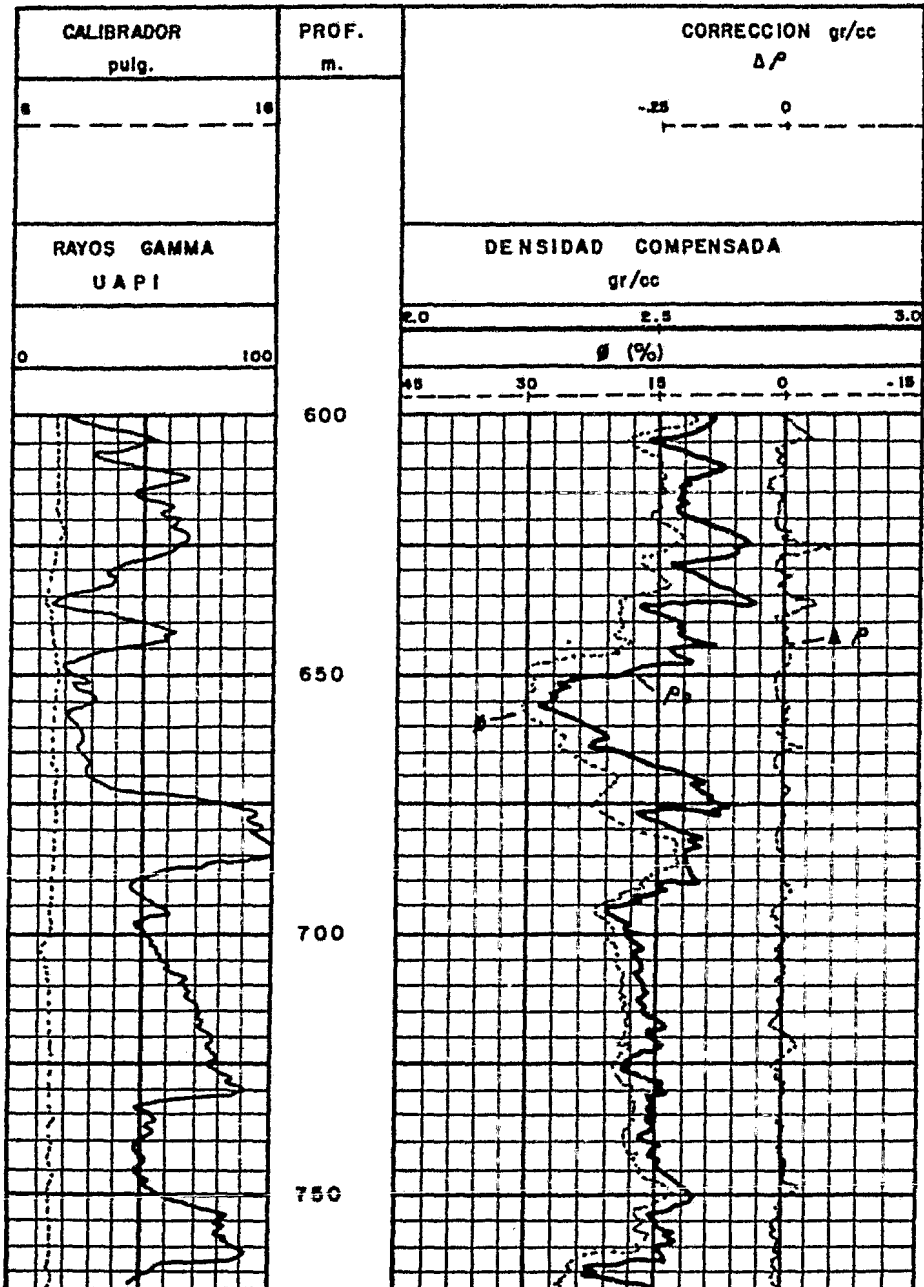


FIG.No.26.- PRESENTACION DEL REGISTRO DE DENSIDAD COMPENSADO, FDC.

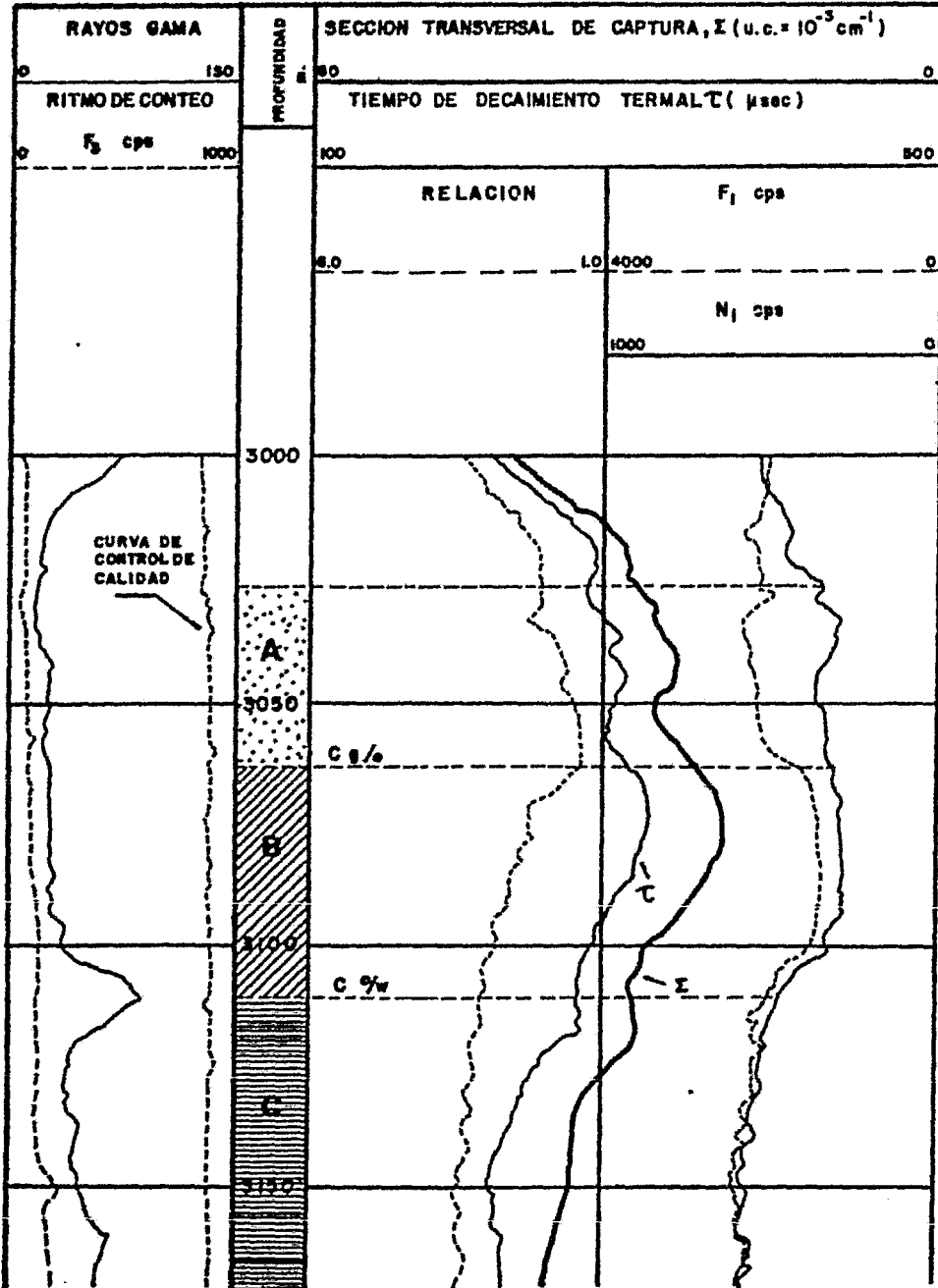


FIG.No.27.- PRESENTACION DEL REGISTRO DE DECAIMIENTO TERMAL, TDT.

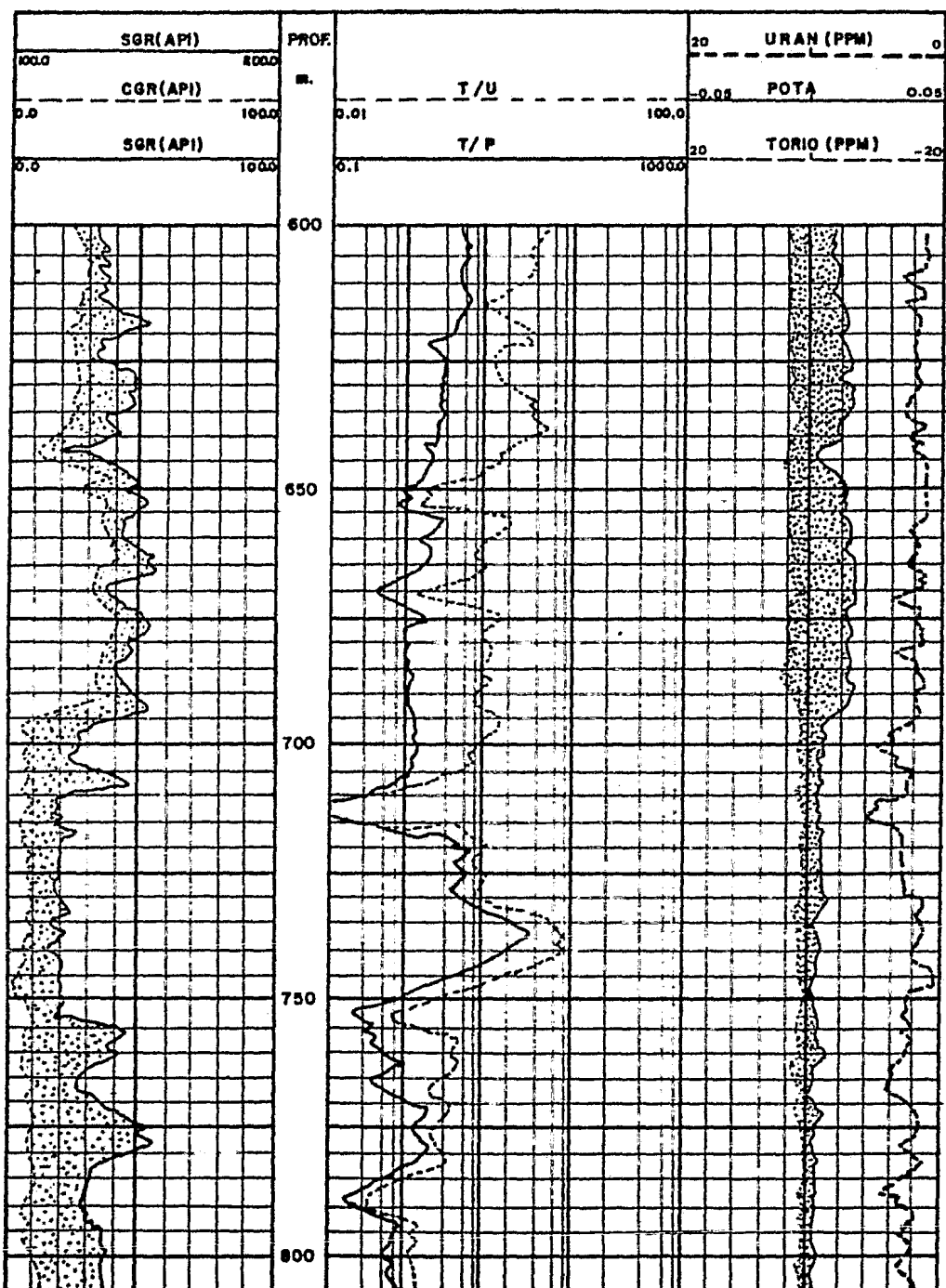


FIG. No. 28.- PRESENTACION DEL REGISTRO NGT
81

CAPITULO III.- METODOS PARA CALCULAR SATURACION DE AGUA, LITOLOGIA Y POROSIDAD.

III.1.- INTRODUCCION.

En el capítulo anterior se presentaron las diferentes herramientas que nos sirven de referencia para llegar al objetivo de la lectura de los registros geofísicos. Es decir, los registros se toman pero hay que saber determinar los factores más importantes, los cuales son θ , S_w y litología. Para esto se usan varios métodos que se presentarán en las secciones siguientes del presente capítulo.

Se debe tener en cuenta que tales registros están bastante influenciados por factores específicos y sus resultados no manifiestan realmente la naturaleza de las formaciones analizadas. Por ejemplo, los perfiles que miden la porosidad lo hacen a escasas dos o tres pulgadas de la pared del agujero. Al aplicar este valor de porosidad se considera que es representativa más allá del mismo, o sea, cuatro o cinco metros.

La litología es un factor que se debe de considerar bastante, ya que por su poco o mucho contenido de minerales puede alterar o variar las lecturas de los registros. En litologías complejas se usan métodos de evaluación sofisticados como el de espectroscopía de rayos gamma naturales, índice de absorción fotoeléctrica y el global. Estos métodos principalmente dan una respuesta de acuerdo con el tipo de arcilla mineral que se encuentra en la formación. Algunos autores se refieren a la arcillosidad de acuerdo con el tamaño del grano (textura), mas realmente se debe considerar como un mineral (kaolinita, Illita, etc).

Así, la arcillosidad mineral afecta al registro sónico (BHC) ya que hace que la velocidad de la matriz (V_{ma}) disminuya, o sea, Δt aumente. Lo mismo sucede con la presencia de gas en la formación, el cual puede originar los saltos de ciclo. El registro de neutrón es la herramienta que da una litología más precisa, pero siempre y cuando la porosidad sea cero.

Generalmente para tener un valor de porosidad más verídico se combinan dos o más registros. La mejor combinación es la del registro de densidad-neutrón. Los tres registros de porosidad pueden proporcionar el mismo valor de porosidad siempre y cuando la porosidad sea primaria, roca carbonatada limpia de arcilla y ciento por ciento invadida de agua. Como comúnmente estas condiciones no se cum-

plen, cada registro da un valor de porosidad diferente.

Los métodos para determinar los parámetros más importantes que se describen en este capítulo son:

- Método de gráficas cruzadas o de tres registros de porosidad.
- Método de litoporosidad por gráficas cruzadas o gráficas M-N.
- Método de Archie.
- Métodos computarizados.

III.2.- METODO DE GRAFICAS CRUZADAS O DE TRES REGISTROS DE POROSIDAD.

Las respuestas de los tres registros de porosidad son individualmente diferentes para cada mineral en la composición de la roca. La combinación de estos tres registros (sónico, densidad y neutrón) con una curva de rayos gamma puede resolver el problema de tener tres minerales, más contaminación de arcilla; ya que -- cuatro curvas registradas permiten resolver cuatro ecuaciones simultáneamente. La suma de las fracciones de cada mineral más la porosidad debe ser igual a uno. Concluyendo, la porosidad, tres minerales y contaminación de arcilla, pueden ser calculados cuando existen tres registros de porosidad y uno de rayos gamma.

Cuando sólo dos minerales están en la matriz y la densidad del fluido que ocupa el espacio poroso se considera que tiene un valor cercano a la unidad ($S_g=0$), gráficas cruzadas de dos herramientas que miden la porosidad podrían determinar los dos minerales y el valor de la porosidad. (Figs. 29, 30, 31). La gráfica - apropiada se selecciona de acuerdo con la combinación de herramientas de porosidad que se usaron para tomar el registro.

En la figura 29 se presenta un esquema de gráficas cruzadas de dos registros de porosidad, el FDC y el CNL, en escala lineal. Se observa en la parte superior -- central que hay un dato de densidad de fluido igual a uno; esto supone un pozo -- lleno de agua dulce. Existen otras gráficas con otros valores de densidad de --- agua. En la misma figura se presentan seis litologías específicas. La sal y el - azufre se representan con un punto, cuya porosidad es cero, según el registro -- CNL. Como se puede ver, un punto cualquiera en la línea de calizas propor---

ciona el mismo valor de porosidad tanto en las abscisas (\emptyset_{CNL}) como en las ordenadas (\emptyset_{FDC}).

Si están presentes dos litologías diferentes el punto pasado a la gráfica se ubicará entre cualquiera de dos de las líneas del esquema. Cuando existe arcillosidad mineral en la formación los puntos graficados tienden a cargarse a la parte inferior derecha y, cuando hay gas, se orientan a la parte superior izquierda. Hay que observar las muestras para corroborar si es o no arcilla mineral la que desplazó los puntos; pues puede ser exclusivamente por la presencia de granos de dolomía tan pequeños como los de la arcilla.

En las figuras 30 y 31 se presentan combinaciones de otras herramientas como son el registro CNL con el BHC y el FDC con el BHC.

Las separaciones entre las líneas de arenisca, caliza y dolomita indican una buena resolución para esas litologías. Las evaporitas (yeso, sal, anhidrita) son identificadas también fácilmente (Figs. 29 y 30). La gráfica que interrelaciona a Δt sísmico contra el registro de densidad de formación tiene una resolución pobre de la porosidad. Es buena para la identificación de minerales de evaporitas (Fig. 31). La buena resolución para la sal, yeso y anhidrita se nota por la gran separación de los puntos que corresponden a los mismos minerales.

III.2.1.- FORMA DE DETERMINAR LA POROSIDAD (\emptyset) Y LITOLOGIA.

Se suponen los siguientes valores de porosidad de los registros CNL y FDC de un pozo lleno de agua dulce:

$$\emptyset_{CNL} = 20\% \qquad \emptyset_{FDC} = 15\%$$

Con estos valores en la figura 29 se define un punto P, que cae entre las curvas de caliza y dolomita. Se trazan rectas que unen entre sí valores iguales de porosidad de la línea de caliza y dolomita, obteniéndose una porosidad de 17,5%. La distancia entre las dos curvas se gradúa encontrándose el punto en un lugar correspondiente a un 33.3% de dolomita y un 66.7% de caliza, aproximadamente.

III.3.- METODO DE LITO-POROSIDAD POR GRAFICAS CRUZADAS O GRAFICAS M-N.

La interpretación de litología con registros de densidad, sónico y neutrón es - facilitada por el uso de las gráficas M-N. Los parámetros M y N dependen de la litología pero son independientes de la porosidad primaria; por lo tanto, una gráfica cruzada de estos dos parámetros proporcionará características más ver- da- das de litología.

El método de litoporosidad por gráficas cruzadas (M-N) es muy preciso en la de- terminación de las características de la roca. En estas gráficas de M y N cada- mineral de la roca está representado por un solo punto sin tomar en cuenta su po- rosidad.

III.3.1.- DEFINICION DE M Y N.

La figura 32 (A) es una gráfica que considera valores de densidad total (FDC) -- contra tiempo de tránsito (BHC). Considérese que se analiza el mineral "C". La- porosidad cero es representada por un punto compuesto por 100% de matriz y el - valor de porosidad del 100% es descrita por el punto fluido. Describiendo el mi- neral en términos de su pendiente,

$$M = \frac{\Delta t_f - \Delta t_{ma}}{\rho_{ma} - \rho_f} \times 0.01 \quad \text{--- (III.1)}$$

donde,

Δt_f : tiempo de tránsito del fluido. Si es dulce es igual a 189 y si es sa- lado a 185. (Microseg/pie)

Δt_{ma} : tiempo de tránsito de la matriz, del BHC (Microseg/pie)

ρ_{ma} : Densidad de la matriz (gr/cc)

ρ_f : Densidad del fluido. Si es dulce es igual a 1.0 y si es salado a 1.1 - (gr/cc).

El valor de 0.01 es introducido para hacer que las unidades de M sean compati- bles con las de N.

El parámetro N se determina por medio de la pendiente de la figura 32 (B):

$$N = \frac{(\phi_N)f - (\phi_N)ma}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad \text{--- (III.2)}$$

donde,

$(\phi_N)f$: Porosidad del fluido, igual a 1.0

$(\phi_N)ma$: Porosidad de la matriz por medio de un registro neutrónico (CNL ó SNP)

ρ_{ma} : Densidad de la matriz, FDC. (gr/cc)

ρ_f : Densidad del fluido. (gr/cc)

En la tabla 5* se muestran coeficientes de matrices y valores de M y N de minerales más comunes. De acuerdo con esta tabla se grafican valores de M vs. N, para lodo dulce. Figura 33.

Los puntos que corresponden a una mezcla de tres minerales caerán dentro del triángulo formado por líneas que unen los puntos respectivos de un solo mineral. Por ejemplo, el punto A de la figura 33 es una mezcla de dolomita - caliza-arenisca. Pueden haber otras combinaciones tales como arenisca-dolomita-anhidrita; caliza-arenisca-anhidrita; dolomita-anhidrita-yeso o menos probable arenisca-dolomita-yeso. Con flechas gruesas se muestra el desplazamiento por efecto de presencia de lutitas (arcillosidad), porosidad secundaria y gas. Las zonas B y C - delineadas por líneas punteadas están influenciadas por la porosidad secundaria. La zona B está influenciada por la porosidad secundaria y primaria, así como por dos minerales (dolomita y caliza). Esta libre de arcilla. La zona C está compuesta de dos minerales (caliza y arenisca) y porosidad secundaria y primaria.

La porosidad se obtiene analizando el siguiente sistema de ecuaciones:

$$\phi \Delta t_f + V_1 \Delta t_{ma_1} + V_2 \Delta t_{ma_2} + V_3 \Delta t_{ma_3} = \Delta t_{reg.} \text{ (BHC)}$$

$$\phi \rho_f + V_1 \rho_{ma_1} + V_2 \rho_{ma_2} + V_3 \rho_{ma_3} = \rho_{reg.} \text{ (FDC)}$$

$$\phi(\phi_{CNL}) + V_1 (\phi_{CNL})_{ma_1} + V_2 (\phi_{CNL})_{ma_2} + V_3 (\phi_{CNL})_{ma_3} = (\phi_{CNL})_{reg.}$$

$$\phi + V_1 + V_2 + V_3 = 1.0$$

--- (III.3)

donde,

V: denota el volumen correspondiente de cada mineral.

Analizando el triángulo litológico donde se encuentra el punto A, de la figura-33, y sustituyendo valores en el sistema de ecuaciones (III.3):

* A partir de esta tabla, consultar al final del capítulo III.

ma₁ = caliza

ma₂ = Dolomita

ma₃ = arenisca

$$189 \emptyset + 47.6 V_1 + 43.5 V_2 + 55.1 V_3 = \Delta t \text{ reg.}$$

$$1 \emptyset + 2.71 V_1 + 2.87 V_2 + 2.65 V_3 = \rho \text{ reg.}$$

$$1 \emptyset + 0.0 V_1 + 0.035 V_2 + (-0.035) V_3 = (\emptyset_{\text{CNL}}) \text{ reg.}$$

$$1 \emptyset \quad V_1 \quad + \quad V_2 \quad V_3 = 1.0$$

--- (III.4)

La resolución del anterior sistema de ecuaciones permite la obtención del volumen correspondiente de cada mineral, así como la porosidad primaria. Es necesario el uso de una calculadora para que los cálculos sean más rápidos y flexibles.

En pocas palabras, se entra a la figura 33 con los valores obtenidos de M y N, determinándose un punto específico. Una vez pasado este punto a la gráfica se determinan los coeficientes de matrices de los minerales entre los cuales haya caído, por la tabla 5. Se pasan los valores a las ecuaciones (III.4) y se resuelven las mismas, resultando volúmenes correspondientes de los minerales entre los cuales cayó el punto en la gráfica y la porosidad primaria del triángulo correspondiente.

III.4.- METODO DE ARCHIE PARA CALCULAR SATURACION DE AGUA.

La saturación de agua es la fracción del espacio poroso ocupado por agua de formación. Archie determinó, en forma experimental, una fórmula para determinar la saturación; se basa en registro de resistividad, formaciones limpias (libres de arcillas):

$$S_w = (R_o/R_t)^{1/n} \quad \text{--- (III.5)}$$

donde,

S_w : Saturación de Agua (fraccional).

R_0 : Resistividad de la formación cuando está saturada 100% con agua de resistividad R_w (ohm-m).

R_t : Resistividad verdadera de la formación (ohm-m).

Generalmente n es igual a 2.

Se sabe que,

$$R_0 = F.R_w \quad \text{--- (III.6)}$$

Sustituyendo (III.6) en (III.5) tenemos,

$$S_w = (F.R_w/R_t)^{1/2} \quad \text{--- (III.7)}$$

El factor de formación, F , se determina por la ecuación (II.2)

Los valores del factor de cementación, m , varían de acuerdo al grado de cementación de las formaciones,

Rocas no consolidadas.....	$m = 1.3$
Rocas muy ligeramente Cementadas.....	$m = 1.4 - 1.5$
Rocas ligeramente cementadas	$m = 1.6 - 1.7$
Rocas moderadamente cementadas.....	$m = 1.8 - 1.9$
Rocas altamente cementadas.....	$m = 2.0 - 2.2$

El mínimo valor de m es 1.

La porosidad se determina de acuerdo a los métodos estudiados en la sección --- III.2 y III.3 de este capítulo. La resistividad verdadera, R_t , se calcula por el registro doble lateral-microesférico o por el de inducción y la resistividad del agua, R_w , por medio del registro SP. Sustituyendo todos estos parámetros en la ecuación (III.7) se determina la saturación de agua. El yacimiento para su análisis se divide en varios estratos, determinándose la saturación de agua en cada uno de los mismos. La saturación de agua media del yacimiento se obtiene promediando aritméticamente los valores de saturación de agua de cada capa, --- siempre y cuando éstos tengan un espesor constante;

$$\bar{S}_w = \frac{S_{w_T}}{n} \quad (\text{III.8})$$

donde,

S_w : Saturación de agua media.

S_{w_T} : La suma de cada una de las saturaciones de los estratos analizados.

n : número de estratos.

Si el espesor de los estratos no es constante el promedio ya no es aritmético,

$$\bar{S}_w = \frac{\sum_{i=1}^n h_i \times S_{wi}}{\sum_{i=1}^n h_i} \quad (\text{III.9})$$

donde,

\bar{S}_w : Saturación de agua media.

h_i : espesor de cada estrato.

S_{wi} : saturación de agua de cada estrato.

n : número de intervalos analizados.

III.5.- METODOS COMPUTARIZADOS.

III.5.1.- TDT (TIEMPO DE DECAIMIENTO TERMAL.)

La interpretación cuantitativa está basada principalmente en la sección transversal de captura Σ . La interpretación se puede hacer por medio de procesos computarizados. La sección transversal de captura de un material es la suma de las secciones transversales de todos -- sus elementos multiplicada por sus respectivos volúmenes.

En una formación arcillosa, porosa, que contiene hidrocarburos y agua la respuesta del TDT es como la que se presenta en la ecuación (II. 28). De esta ecuación se obtiene la saturación de agua, S_w . (Ec. II.29). La determinación de S_w requiere de valores de seis variables independientes: ϕ , V_{sh} , Σ_{sh} , Σ_{ma} , Σ_h y Σ_w . La porosidad y V_{sh} se obtiene de registros adicionales, mientras que los valores de sección transversal de captura de los otros parámetros algunas veces se desconocen o son difíciles de determinar. Se obtienen por gráficas cruzadas (Σ vs ϕ)

R_t vs Σ)

La figura 34 ilustra un ejemplo de registro TDT computarizado. En la pista 1 se registra una curva de rayos gamma (o volumen de arcilla, V_{sh}). En la pista 2 se registran las curvas de sección transversal de captura, Σ , la de F_1 y N_1 . En la pista 3 se registra una curva de S_w , una de porosidad y una de análisis de fluidos. La curva de confianza da una idea de la confiabilidad de los resultados; para valores mayores que 0.5 los resultados de saturación de agua son bastante confiables. Para valores de 0.3 a 0.5 los valores de S_w no son tan seguros. Para valores menores de 0.3 no se recomienda los cálculos de S_w . En la pista 3 se presenta el registro de volumen de agua irreducible ($\emptyset S_{xo}$), el volumen de hidrocarburos móviles ($\emptyset S_{xo}$) y el volumen de hidrocarburos residuales (oscuro).

III.5.2.- GEODIP.

El GEODIP es un programa computarizado para colaborar en estudios de sedimentología en general, proporcionando información detallada de los cambios estructurales o estratigráficos con la profundidad. El GEODIP realiza el procesamiento de los datos del perfil de buzamiento, o medidas de echados, para obtener la presentación gráfica final.

El medidor de echados, HDT (High-Resolution Dipmeter Tool), es de ayuda para el estudio de geología estructural y estratigráfica. Proporciona información de la dirección y la inclinación de las capas atravesadas por el agujero. También es de ayuda para la localización de estructuras y para estudios detallados de anomalías geológicas en las mismas.

Es un hecho conocido que los hidrocarburos son encontrados no sólo en anticlinales, sino también en varios tipos de trampas, tales como fallas, discordancias, cambios de facies, y muchas otras.

Cuando las capas sedimentarias fueron depositadas, casi no presentaban echado. Estos primeros echados son los llamados "echados estruc

turales". Cuando desviaciones locales de tales echados estructura--- les están presentes, a menudo señalado por el medidor de echados, -- puede ser indicativo de la presencia de una anomalía estructural o estratigráfica (fallas, discordancias, etc.).

Para el propósito de obtener la información de patrones de depositación de la formación atravesada por el agujero, determinaciones de un gran número de echados son hechas a intervalos cortos, más o menos diez mediciones por cada cien piés de profundidad. De aquí, capas de arcilla pueden tener un contenido variado de minerales y capas de areniscas pueden tener diferentes porosidades o diferente -- contenido de fluidos. Cuando se hacen medidas eléctricas en el agujero, un cambio en el perfil de resistividades es obtenido debido a esas heterogeneidades.

El medidor de echados mide la inclinación de los planos estratigráficos, los cuales son generalmente paralelos al echado de la formación, registrando cuatro curvas de resistividad simultáneamente. -- Los cuatro perfiles se correlacionan entre sí por medio de sus pícos, la discrepancia determinará la inclinación de un plano estratigráfico definido por esos cuatro puntos.

La herramienta está provista de cuatro patines, apartados noventa -- grados entre sí, los cuales son empujados contra la pared del agujero. Cada patín registra una curva de resistividad por medio de un sistema de electrodos.

Dichas curvas son del tipo microenfocado. Esta herramienta opera -- sin combinarse con otro registro, debe de estar centrada en el agujero y no funciona a través del revestimiento (Fig. 35).

El problema central en la computación del registro de medidor de -- echados es la correlación de las cuatro curvas de resistividad. Un buen conocimiento de la litología de la formación atravesada por el agujero es deseable cuando se elijen los puntos de correlación.

El echado en areniscas puede aparecer en cualquier dirección cuando existe cruzamiento estratigráfico, por consiguiente no siempre son indicadores confiables de un echado estructural. En calizas, solo --

las cimas y las bases de las formaciones son comúnmente diagnosticadas. Ya que la caliza es un precipitado, los echados dentro del cuerpo de la formación no son comúnmente representativos de un echado estructural. Las dolomías se comportan de igual forma.

En la figura 36 se representan tres patrones básicos de echados, -- los cuales aparecen en la gráfica del medidor de echados (HDT). Hay una parte de esta gráfica en la cual las flechas no siguen un patrón regular, esto se debe al cruzamiento estratigráfico.

El primer patrón corresponde a un echado estructural o echado regional, constante en espesor y en propiedades laterales. Su orientación de granos es constante. (A)

El segundo patrón aparece como un incremento en la magnitud del echado con la profundidad (B). Este patrón corresponde a una de las siguientes cuatro anomalías geológicas: fallas, canales, barras y arrecifes.

El tercer patrón consiste de una disminución de la magnitud del echado con la profundidad (C). Se ha encontrado que tal patrón es debido a: Depósitos al frente de un delta o a intemperismo o fracturamiento debajo de un delta.

El GEODIP proporciona información detallada la cual permite determinar la estratigrafía y hacer estudios de sedimentología. Correlaciona los eventos que aparecen en cada una de las curvas por similitud de forma (un pico con un pico, un plano con un plano). Se utiliza para calcular el echado de la formación detalladamente y para la presencia de las correlaciones en la presentación final.

La presentación del GEODIP se ilustra en la figura(37). Es un diagrama de flechas en el que también se agregan las curvas de resistividad indicando sobre qué elementos de las curvas se basó la correlación. En el carril de la izquierda los pequeños círculos indican la magnitud de la desviación del pozo y la línea corta que está junto a éstos indica la dirección de la desviación descendente. Los buzamientos son representados en función de la profundidad por un símbolo (flecha) cuya posición y dirección indica el ángulo y el azí

mut calculados. La magnitud del buzamiento se indica por los círculos y el azimut es indicado por la dirección de las flechas. Los -- círculos oscuros representan a capas bien definidas; por lo que se tiene una buena calidad. En cambio, los círculos blancos representan las capas no planas o a una mala correlación.

En el carril de la derecha se registran las cuatro curvas del HDT. En el centro del registro se tienen valores promedios de los buzamientos a intervalos preestablecidos (flechas blancas). En este cálculo se eliminan aquellos valores de buzamientos que difieren de un valor específico respecto del valor medio, para no considerar en el cálculo buzamientos erráticos.

III.5.3.- DCA (DETECTOR DE ANOMALIAS CONDUCTIVAS).

Este método es un indicador de zonas con posibilidad de fracturas -- por medio del cómputo de anomalías conductivas utilizando los resultados del GEODIP. Es necesario comprobar estos resultados con otros registros indicadores de fractura (separación entre el LLd y LLs, temperatura, rayos gamma, etc.) y análisis de núcleos. Este método se basa en el registro de medidor de echados (HDT).

El principio de DCA es comparar las curvas del HDT para encontrar -- los eventos que no correlacionan, en vez de eventos correlacionables como lo hace el programa geodip, aprovechando de la computación de éste. Estos eventos que son anomalías de conductividad pueden ser -- debidos a fracturas. (Figura 38).

En la figura 39 se muestra la presentación del DCA. En el carril -- izquierdo se presentan los azimut (con respecto al norte) de los patines 1 y 2. Las correspondientes áreas sombreadas muestran la diferencia de medidas del diámetro de los patines 1-3 y del diámetro de los patines 2-4, con respecto al tamaño de la barrena. Estas medidas están perpendiculares entre sí. La escala es de 0 a 200°. El ancho de las áreas (bandas) indican todo crecimiento del agujero mayor que el diámetro de la barrena.

En el carril de la derecha aparecen cuatro curvas que representan -- el azimut de cada uno de los patines (1 a 4). La escala es de 0 a 400°. A la profundidad en la cual aparece una anomalía de conducti-

vidad ésta se presenta pegada a la curva de azimut del patín que la ha detectado (elongación de la curva de azimut). Para saber en qué patín y en qué azimut hubo una anomalía es menester indicarlas en la curva correspondiente (espacios achurados, en blanco, etc.).

La presencia de anomalías de conductividad, cuando la herramienta no gira y la ovalización del agujero dan un indicio de fracturas en la zona registrada.

En caso de fracturas las anomalías de conductividad aparecen con cierta regularidad de azimut, es decir, las fracturas en la formación tienen una dirección definida. En muchos casos se observan anomalías en direcciones opuestas (en las curvas de azimut de los patines 1 y 3 ó 2 y 4), teniendo una diferencia de azimut de 180° . De manera esporádica las anomalías aparecen perpendicularmente (en las curvas de azimut de los patines 1 y 2 ó 3 y 4), con una diferencia de azimut de 90° ; por la razón de que al originarse las fracturas raramente lo hacen en diferentes direcciones.

Hay ocasiones en que aparecen anomalías de manera aleatoria y en gran cantidad, observándose éstas en las cuatro curvas de azimut de los correspondientes patines, que probablemente las fracturas sean debidas a daños que ocurrieron en la perforación del pozo.

Un pozo estará ovalizado, cuando está perforado en una zona de fracturas, por ser más débil en las zonas fracturadas del agujero. Al ir subiendo la herramienta va girando, pero cuando pasa por las zonas del agujero ovalizado el giro se detiene, uno de los patines sigue el lado más grande del pozo (fractura) como si fuese una guía; al ocurrir esto el azimut es constante. La ovalización del agujero se nota en el carril izquierdo del registro cuando aparecen bandas de diferentes espesores.

III.5.4.- GLOBAL.

El registro GLOBAL es un proceso de interpretación por computadora desarrollado recientemente. Hace uso de toda la información disponible, asimismo selecciona el modelo de interpretación que más se ajusta

ta a las condiciones de la formación que se evalúa. Este método tiene la facilidad de incorporar a la evaluación general la información de nuevas técnicas. Lleva a cabo una estimación cuantitativa de la confiabilidad de cada perfil por medio de un factor de calidad llamado función de incoherencia.

Para este método se debe de considerar lo siguiente: restricciones físicas y geológicas; incertidumbre en las medidas, el valor real de los perfiles, una función que relacione el valor teórico del perfil con los resultados; la incertidumbre de esta función y, a partir de la diferencia entre el perfil teórico (GLOBAL) y el valor real (registros) dividido por las incertidumbres, se calcula la función de incoherencia. Este método trata de minimizar esta función para obtener los datos que mejor se ajusten a las ecuaciones y modelo de entrada.

El GLOBAL admite, como datos de entrada, perfiles después de que -- han sido corregidos junto con las incertidumbres de las medidas; parámetros tales como R_w , R_{mf} , densidad de los hidrocarburos y arcilla; restricciones basadas en conocimientos geológicos o de campo para limitar los resultados a lo lógico o conocido.

Se obtiene primero un resultado usando una estimación de las respuestas de las herramientas (registros disponibles) y modelo (GLOBAL). Se calcula la función de incoherencia y el resultado provisional es variado hasta que el valor de esta función esté minimizado.

Cuando esto ocurra el método GLOBAL produce los resultados de control de calidad, estos resultados se analizan y si no son satisfactorios es probable que el modelo se modifique.

En la figura 40 se muestra el principio del GLOBAL por medio de un diagrama de flujo y en la figura 41 se presenta el registro, observándose las respectivas cantidades de las distintas formaciones (secuencia de carbonatos) y la porosidad en el carril 4 (extremo derecho), junto a este carril (carril 3) se encuentra la saturación de los diferentes fluidos y el espacio poroso restante. En el carril 1 se grafica una curva de la densidad promedio del grano de formación y una de mínima incoherencia. En la pista 2 va una curva de saturación de agua, S_w .

TABLA 5.- Valores de coeficientes de matrices, M y N de varios minerales.

MINERAL	COEFICIENTES DE MATRICES .			L O D O S A L A D O		L O D O D U L C E	
	Δt_{ma}	ρ_{ma}	$(\phi_{SNP})_{ma}$	M	N	M	N
Arenisca (1) V _{ma} = 18,000	55.5	2.65	-0.035	0.835	0.669	0.810	0.628
Arenisca (2) V _{ma} = 19,500	51.2	2.65	-0.035	0.862	0.669	0.835	0.628
Caliza	47.6	2.71	0.00	0.854	0.621	0.827	0.585
Dolomita (1) ($\phi=5.5$ a 30%)	43.5	2.87	0.035	0.800	0.544	0.778	0.513
Dolomita (2) ($\phi=1.5$ a 5.5% y mayor que 30%)	43.5	2.87	0.02	0.800	0.554	0.778	0.524
Dolomita (3) ($\phi = 0.0$ a 1.5%)	43.5	2.87	0.005	0.800	0.561	0.778	0.532
Anhidrita	50.0	2.98	0.00	0.718	0.532	0.702	0.505
Yeso	52.0	2.35	0.49	1.060	0.408	1.015	0.378
Sal	67.0	2.05	0.04	1.240	1.010	1.16	0.914

FDC-CNL

AGUA DULCE, POZO LLENO DE LIQUIDO.

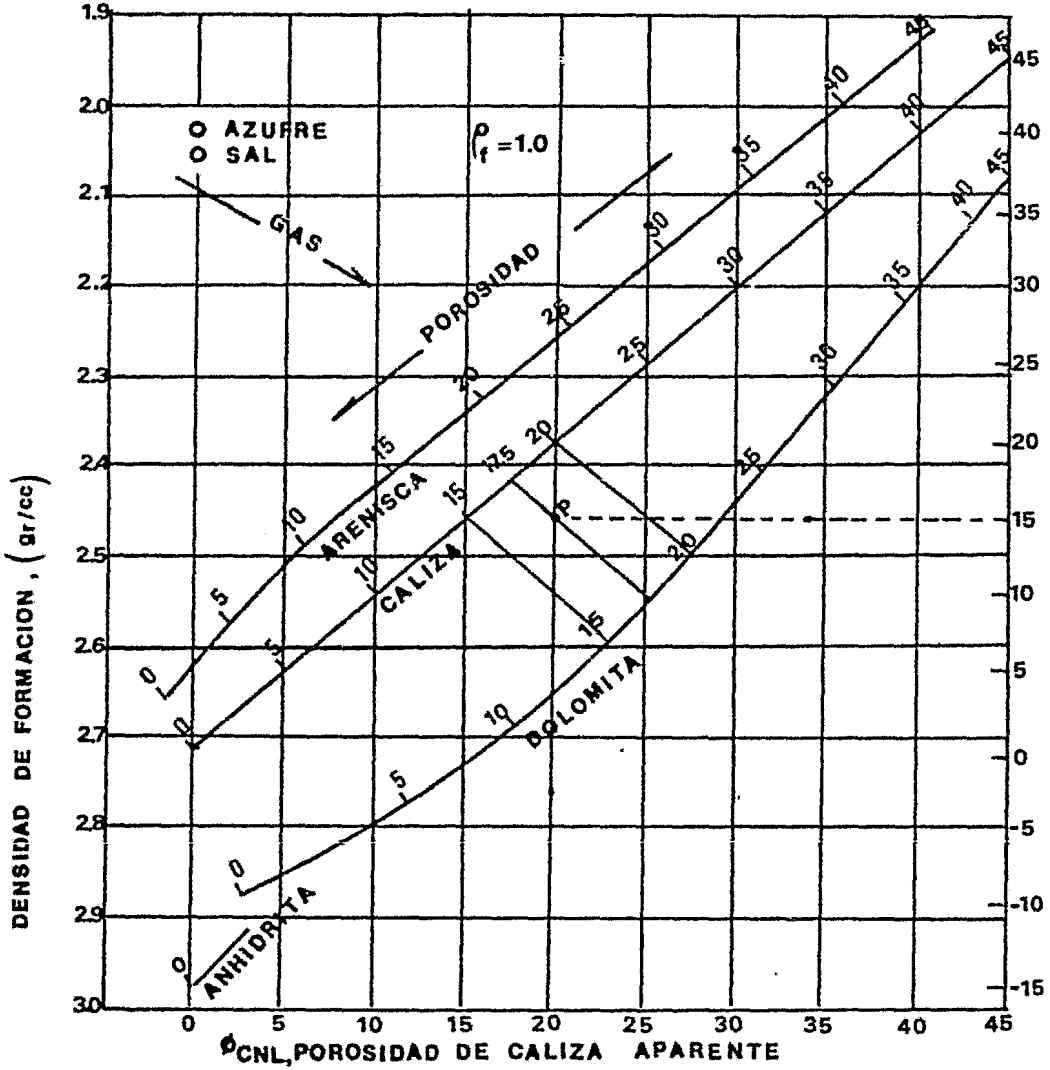


Fig. 29.- Gráfica para litología y porosidad de los registros CNL Y FDC

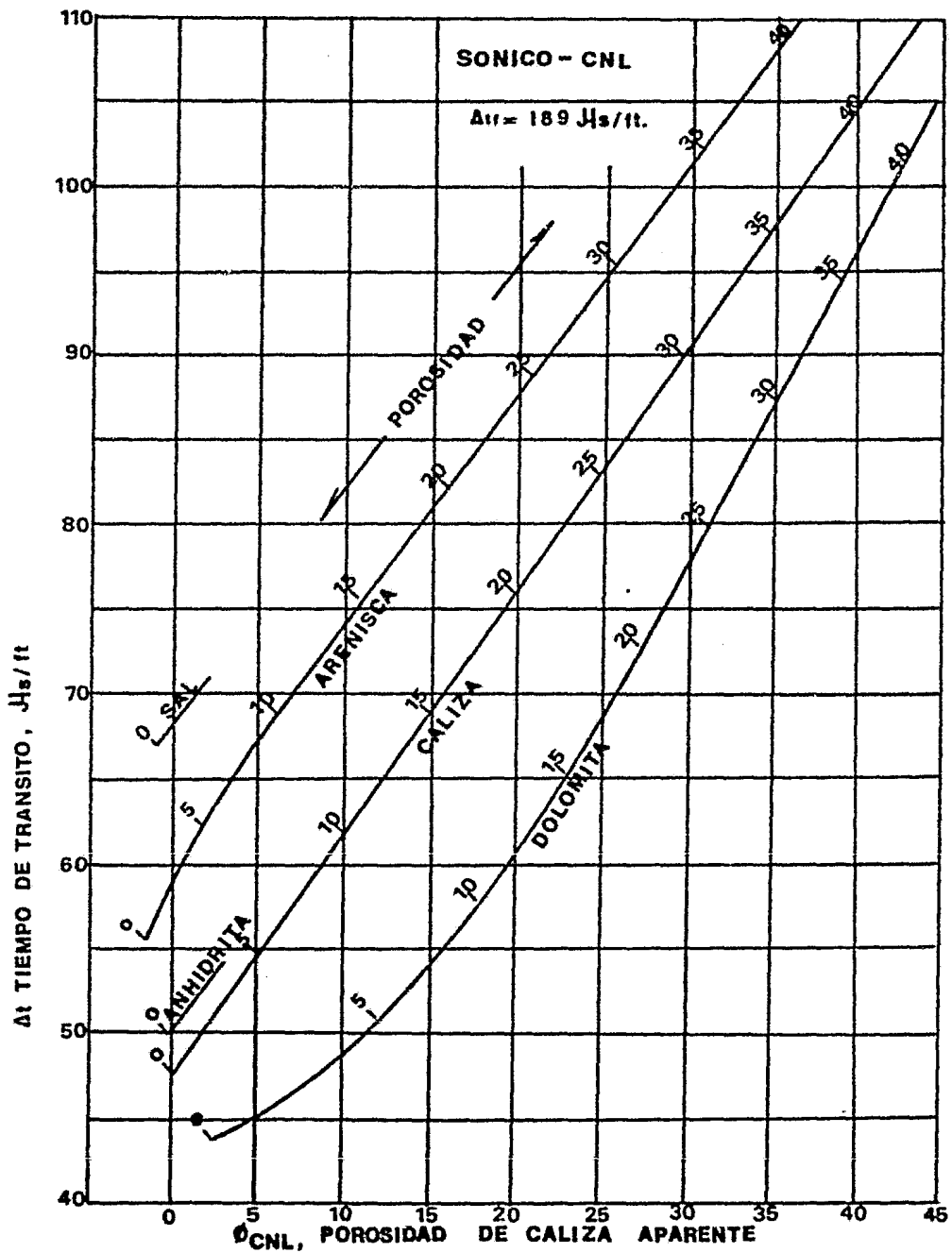


Fig.30- Gráfica para determinar porosidad y litología de los registros

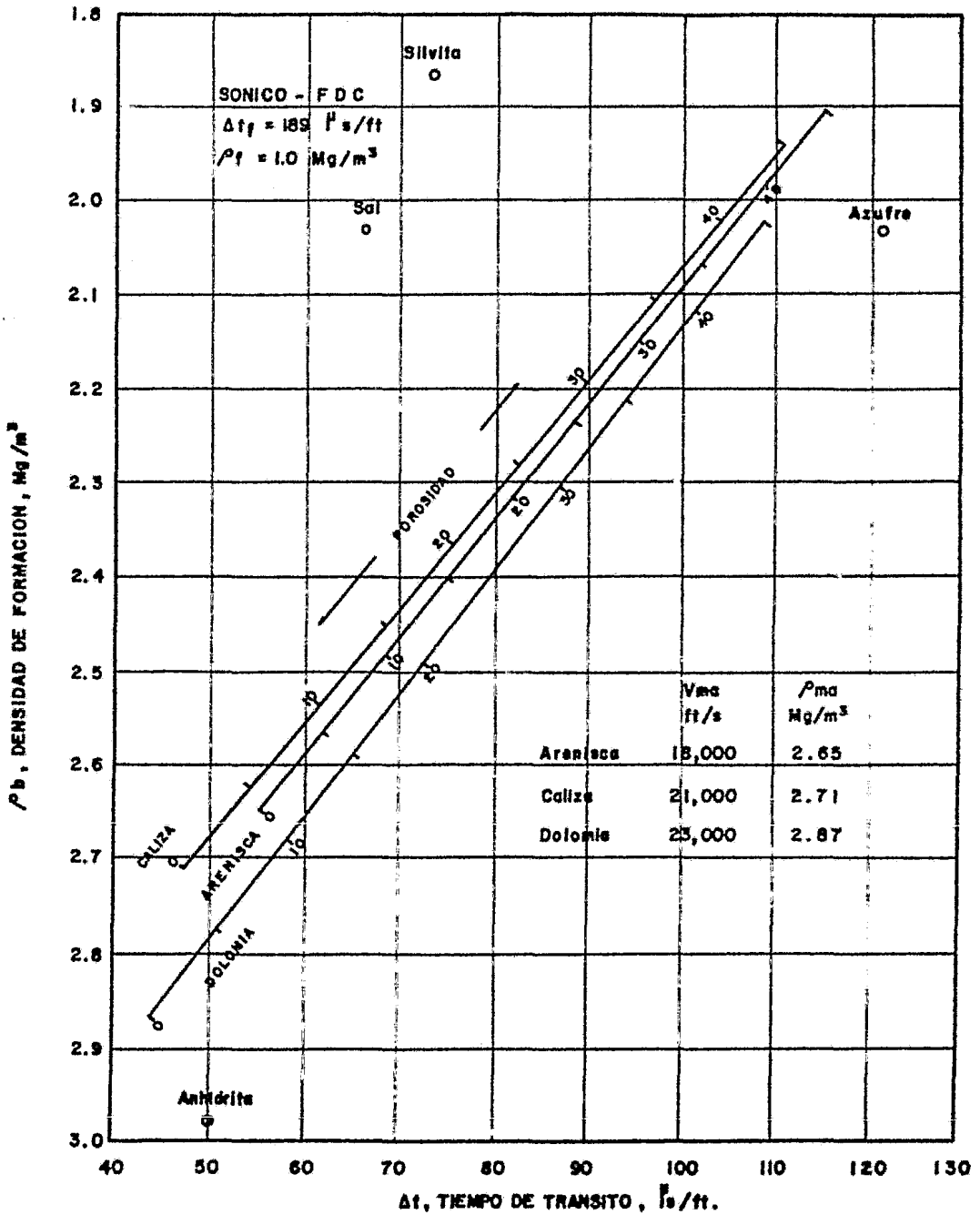


FIG.No.31.- IDENTIFICACION DE LITOLOGIA DEL REGISTRO DE DENSIDAD DE FORMACION Y REGISTRO SONICO

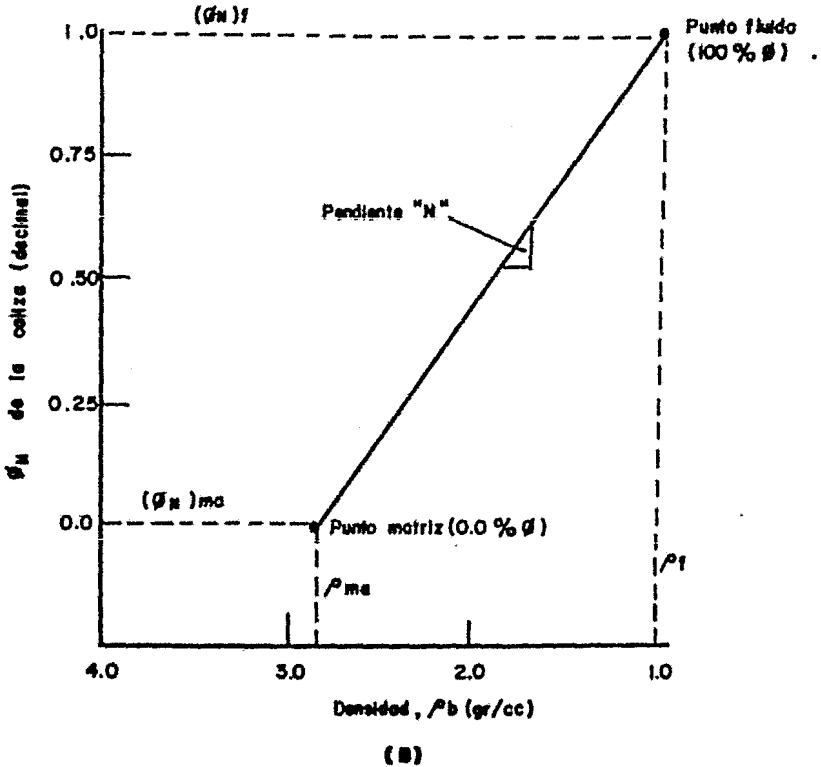
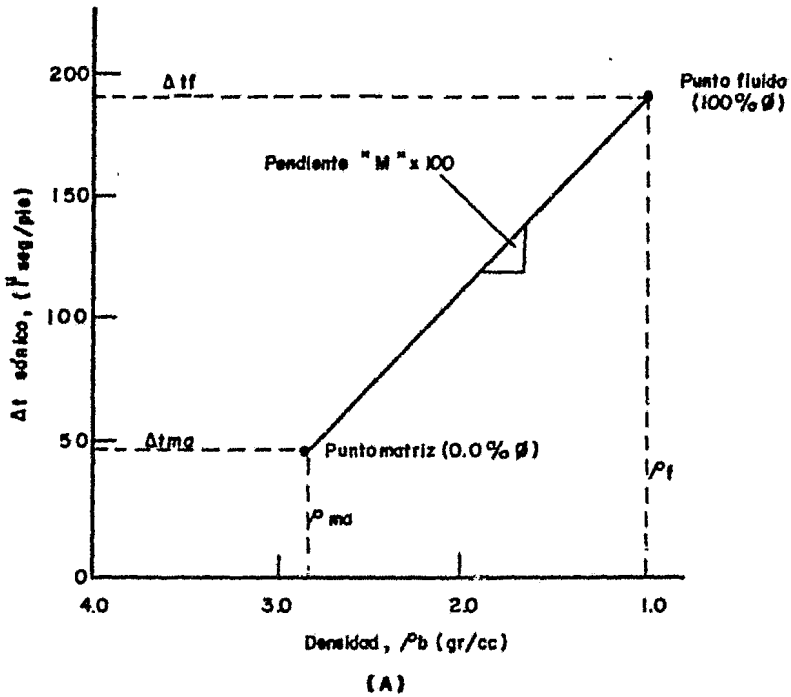


FIG.No.32.-GRAFICAS QUE MUESTRAN LA DEFINICION DE LOS PARAMETROS "M" y "N".
100

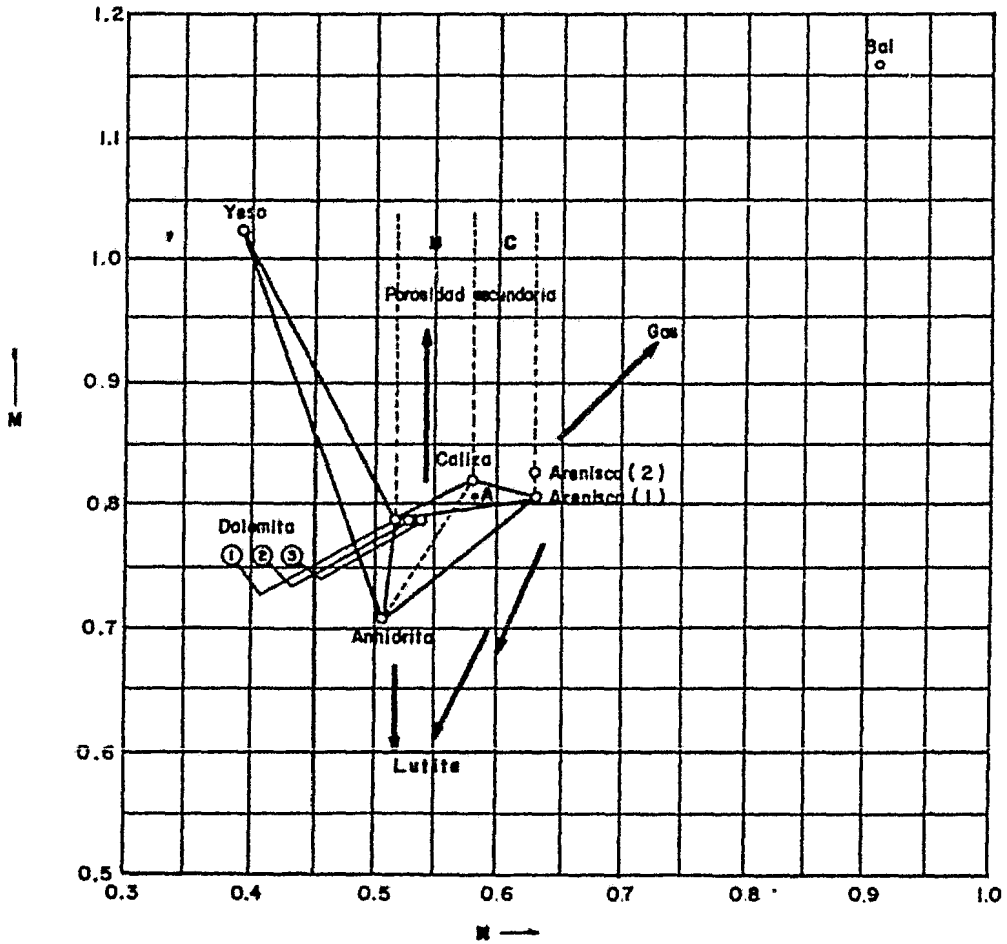


FIG.No.33- GRAFICA DE LITO-POROSIDAD (M vs. N), MOSTRANDO LOS PUNTOS DE VARIOS MINERALES

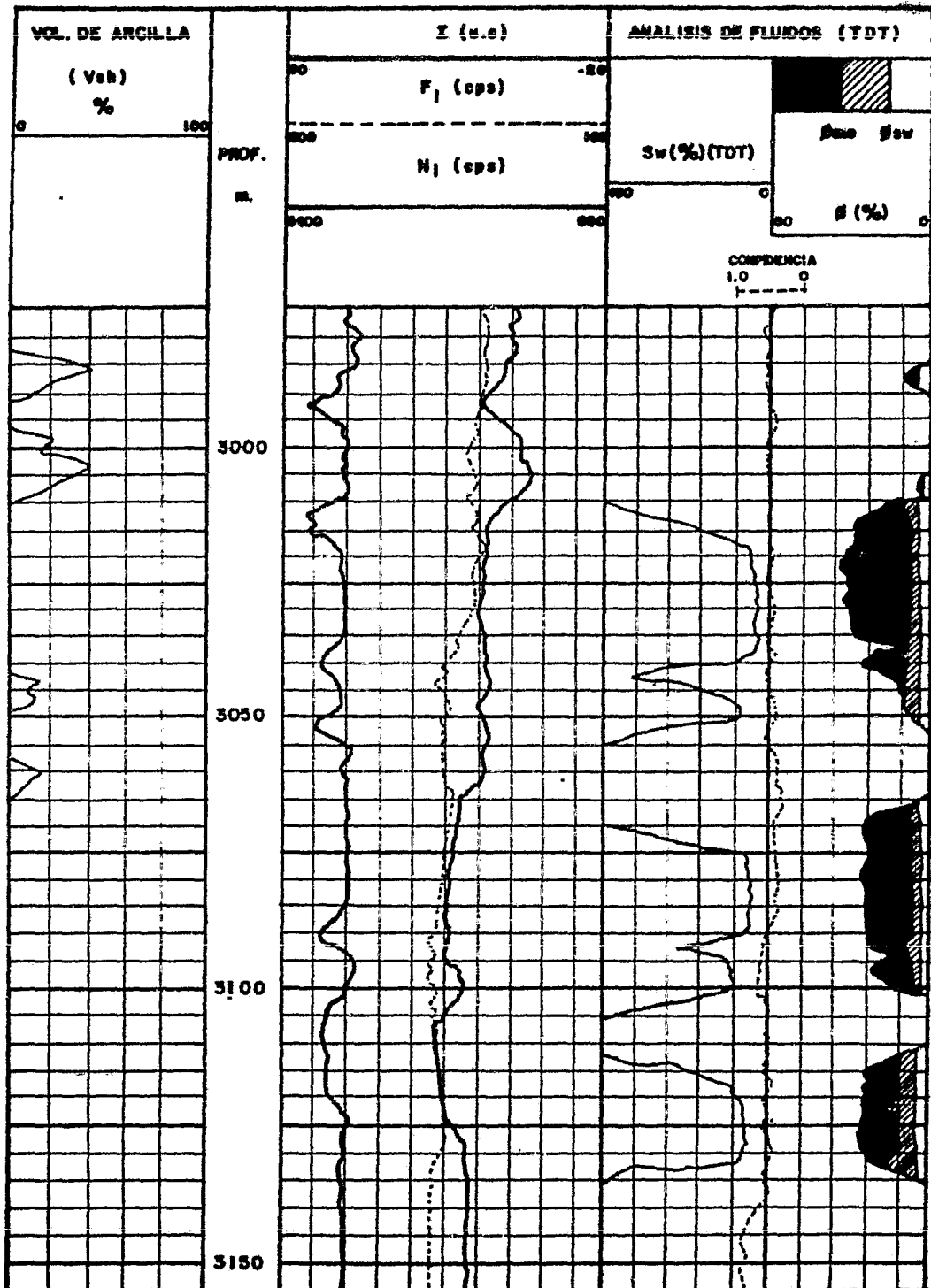


FIG. No. 34.- PRESENTACION DEL REGISTRO TDT COMPUTARIZADO
102

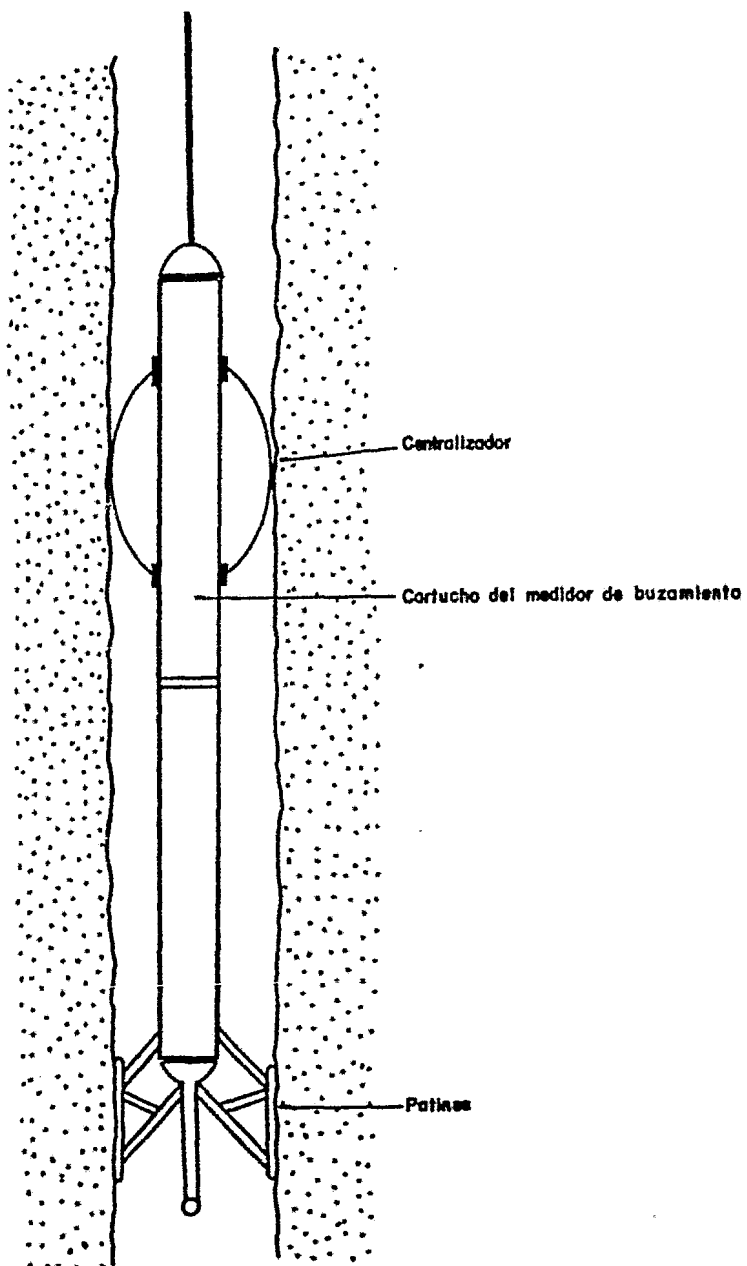


FIG.No. 35.- PRESENTACION DE LA SONDA DEL MEDIDOR DE ECHADO (HDT) .

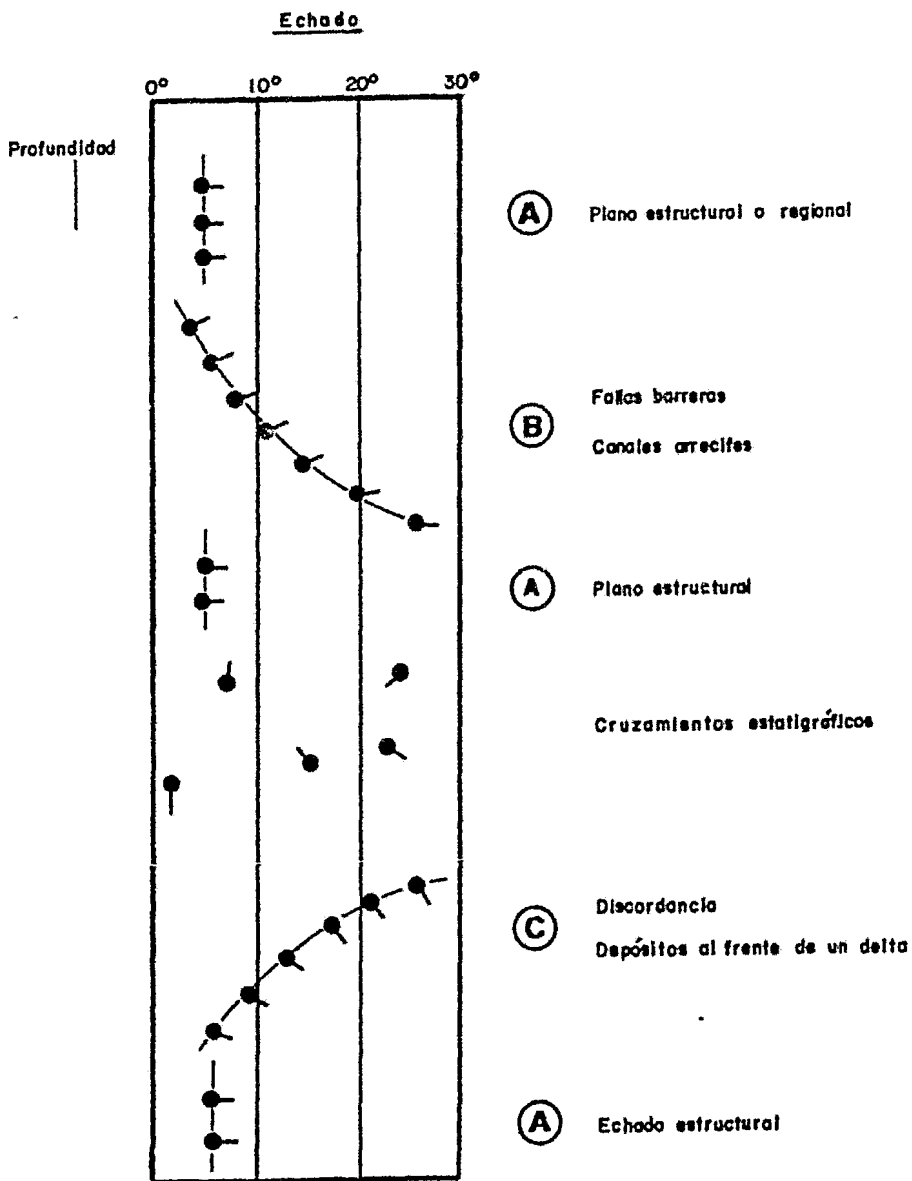


FIG. No. 36 - PATRONES TIPICOS DE ECHADOS.

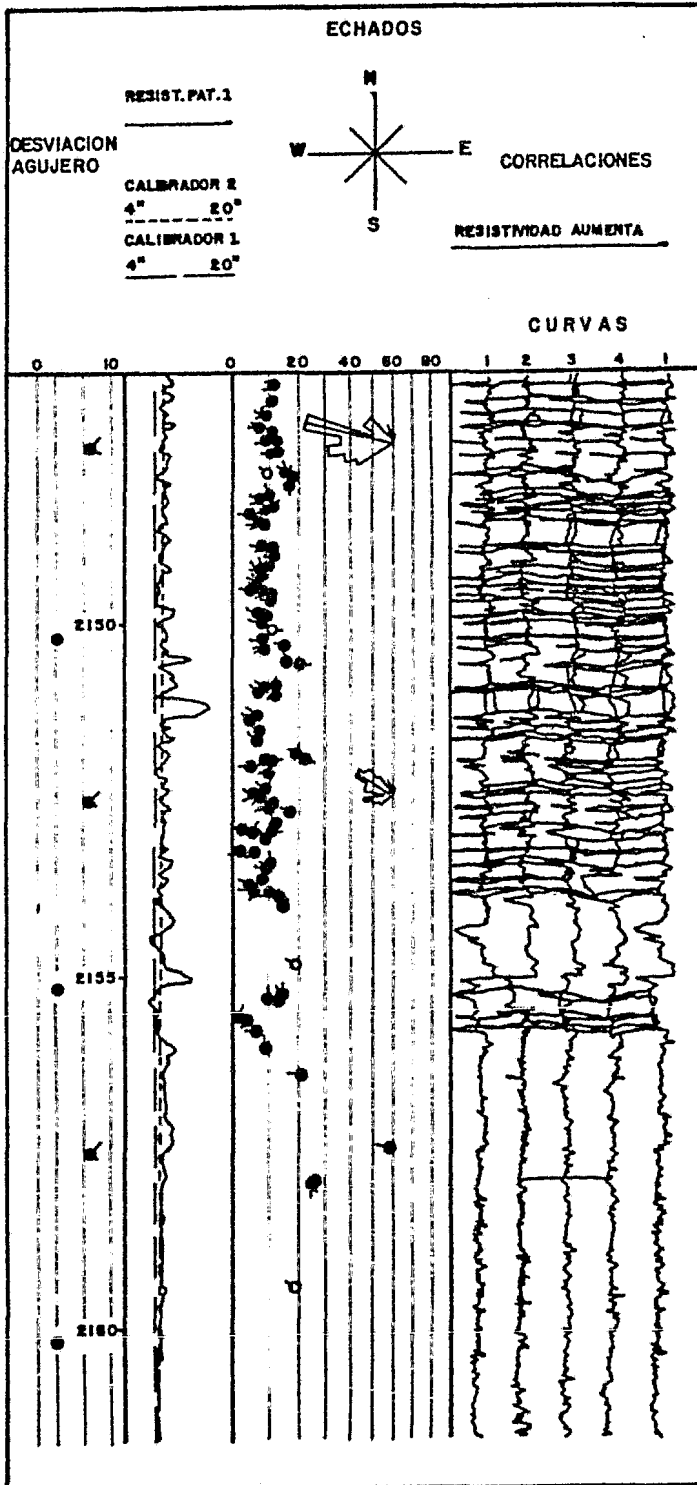
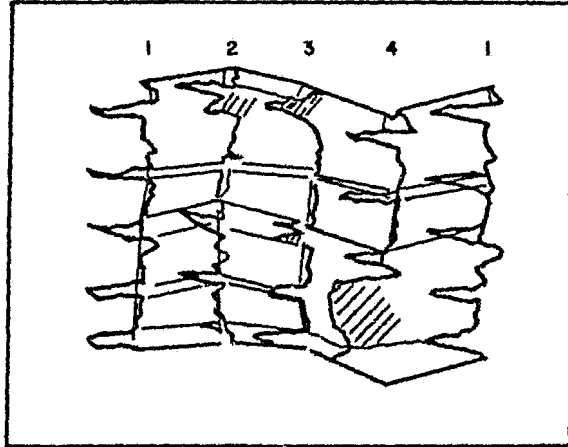


FIG. No. 37.-PRESENTACION DEL GEODIP

1.- Eventos correlacionables y no correlacionables.



2.- Eventos no correlacionables.

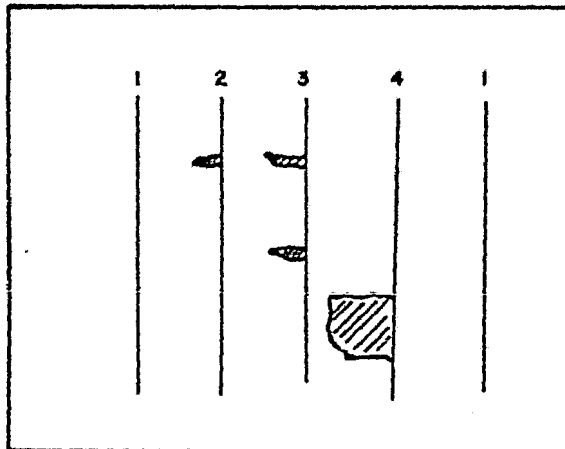


FIG. No.- 38.- PROCESO DEL DCA DE COMPARAR LAS CURVAS DEL HDT CON EL GEODIP PARA ENCONTRAR LOS EVENTOS NO CORRELACIONABLES.

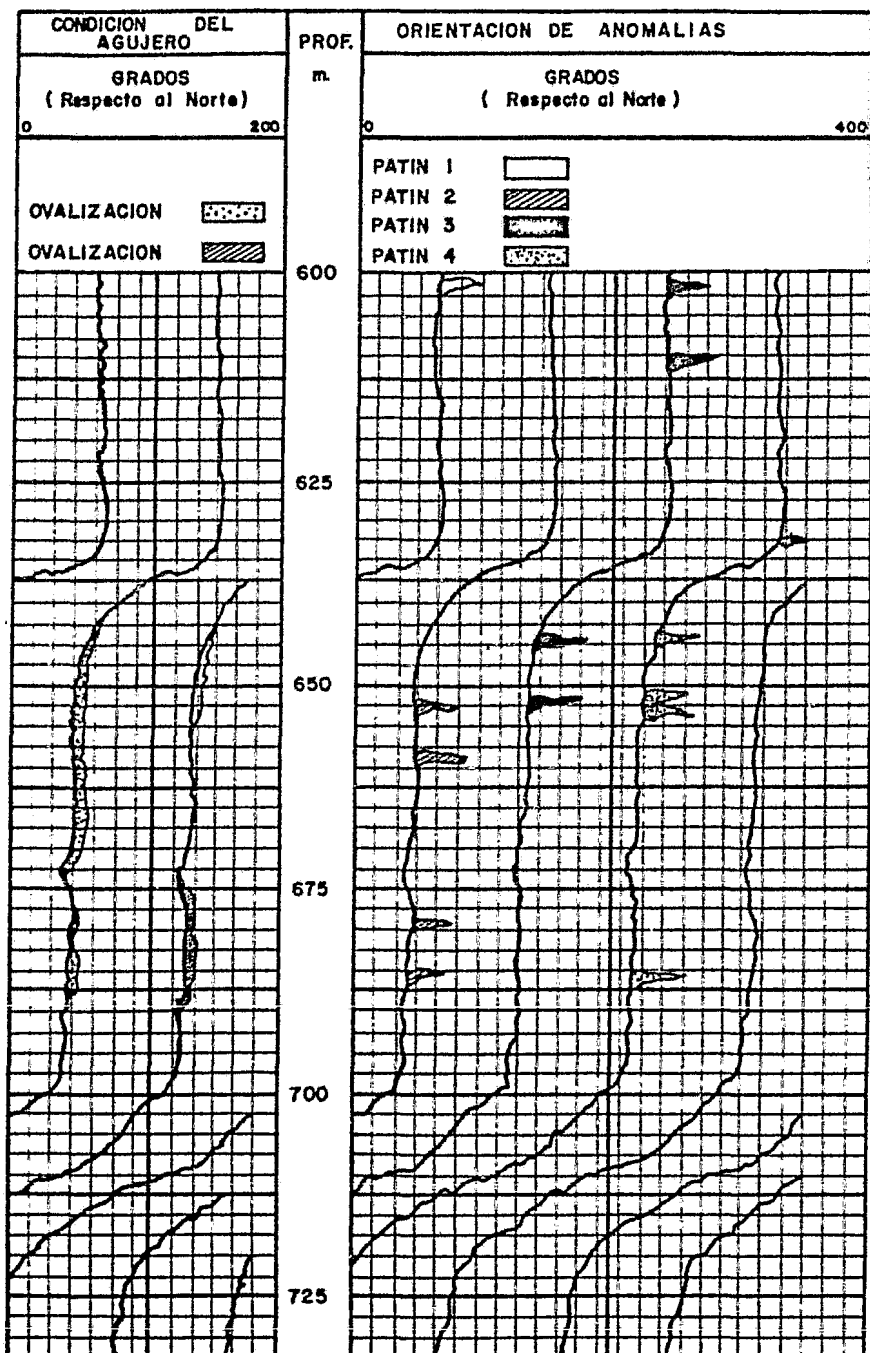


FIG. No. 39.- PRESENTACION DEL DCA (DETECTOR DE ANOMALIAS DE CONDUCTIVIDAD).

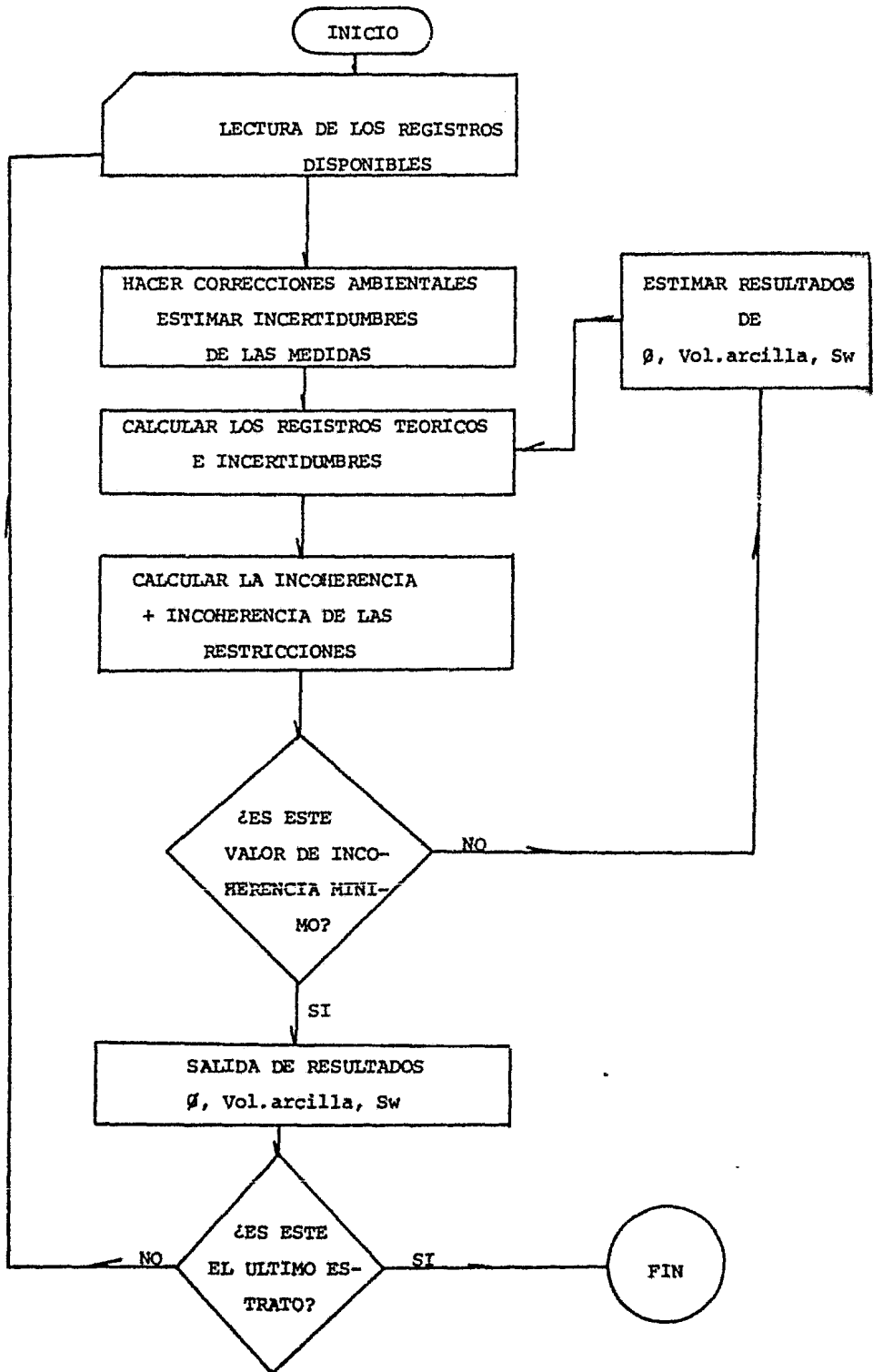


Figura 40.- Principio del GJORAL

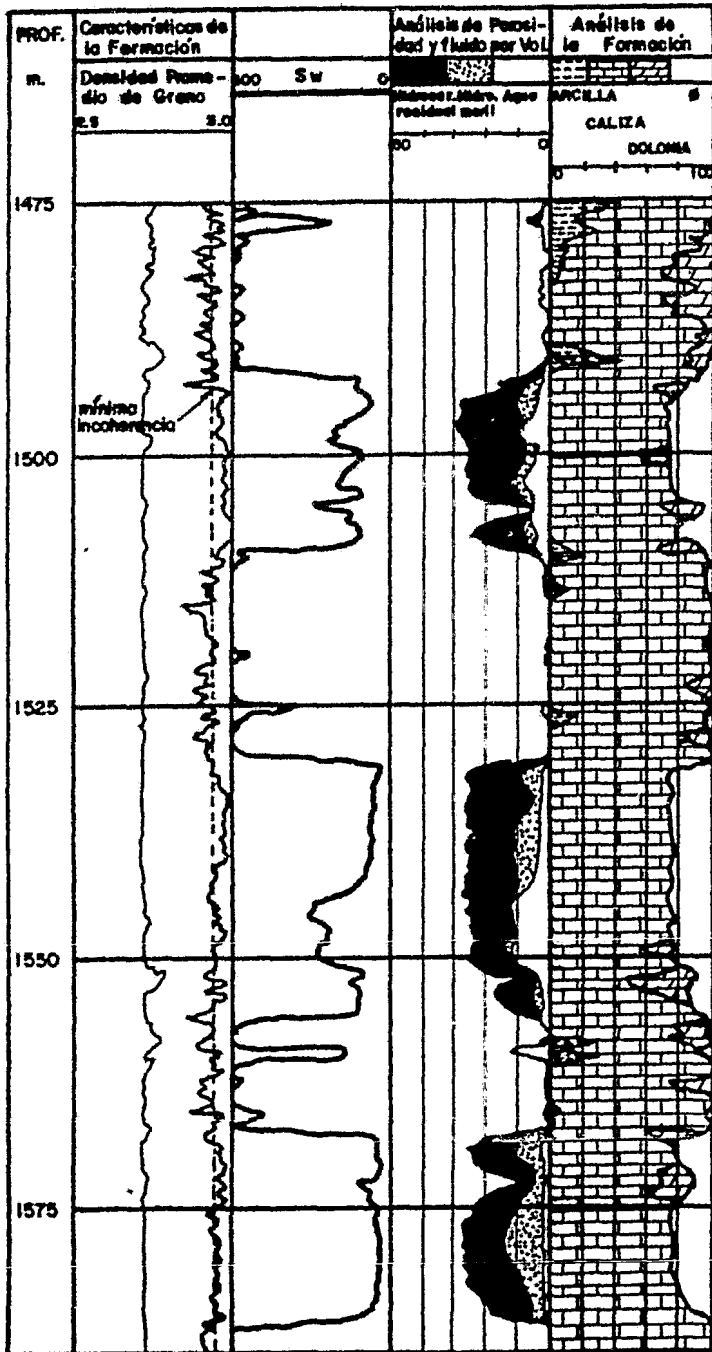


FIG. No. 41.- PRESENTACION DEL GLOBAL

CAPITULO IV.- APLICACIONES.

IV.1.- INTRODUCCION.

La finalidad que se persigue al perforar un pozo petrolero es tener un conducto del yacimiento a la superficie, el -- que deberá permitir extraer económicamente los fluidos del yacimiento. Además, se debe de disponer de un conocimiento de las principales características de la formación y su variación con respecto a la profundización del pozo. Todo es to con el objeto de una explotación racional y de evaluar y descubrir nuevos yacimientos.

En este capítulo se aplicarán los registros y métodos con- vencionales expuestos en capítulos anteriores, al pozo pe- trolero Cantarell 2239 perteneciente al campo Cantarell, - el cual se localiza aproximadamente a 90 Km al Noroeste de Cd. del Carmen, Campeche; en la Plataforma Continental del Golfo de México. Figura 42.

Se determinarán los parámetros de litología, porosidad y - saturación de agua por los métodos convencionales y se pre- sentará un análisis por escrito de los registros computari- zados y de los núcleos cortados en dichos paquetes.

La sección vertical del pozo Cantarell 2239 se presenta - en la figura 43; la cual señala los paquetes a analizar co- rrespondientes a la Brecha del Paleoceno inferior y al Cre- tácico Superior

IV.2 DETERMINACION DE PARAMETROS.

IV.2.1.- PAQUETE A.

En la figura 44 se muestran los principales registros toma

dos en el paquete A. En tablas 6 a 9 se muestran los intervalos y valores leídos en cada uno de ellos.

CALCULOS

Los valores del registro lateral microenfocado, DLL, deberán corregirse para poder determinar el valor de resistividad de formación verdadera, R_t . Para ilustrar lo anterior se tomará el primer intervalo, los otros valores de los siguientes estratos no se ilustrarán debido al gran número de cálculos por hacer. (Tabla 6).

DATOS

$RLLd = 4.5$, $RLls = 3.5$, $Rxo = 7$.

Temperatura de fondo, $T_{pt} = 115^\circ\text{C}$ a 3351m (239°F)

Temperatura superficial, $T_s = 32^\circ\text{C}$ (89.6°F)

Profundidad Total, $D_{pt} = 3351\text{m}$

Profundidad Media del intervalo a analizar, $D_f = (3000 - 2875) / 2 + 2875 = 2937.5\text{m}$.

R_m a $T_s = 1.63 \text{ ohm-m}$

La temperatura media, T_f , de la formación a analizar se determina por medio de la ecuación (II.14):

$$T_f = (239 - 89.6) 2937.5 / 3351 + 89.6 = 220^\circ\text{F}$$

La resistividad del lodo, R_m , a la temperatura media de la formación, T_f , se calcula por la siguiente ecuación (II.15),

$$R_{mTf} = 1.63 (89.6 + 7) / (220 + 7) = 0.69 \text{ ohm-m}$$

Con los siguientes valores,

$$RLLd/R_m = 4.5/0.69 = 6.5 \quad RLls/R_m = 3.5/0.69 = 5$$

Y con el valor de diámetro de agujero de 10.5 pulg. se entra a la figura 18A, obteniéndose los valores RLLd corr/RLd = 1.03 y RLLs corr/RLLs = 1.09; despejando,

$$\text{RLLd corr} = 1.03 \times \text{RLLd} = 1.03 \times 4.5 = 4.6 \text{ ohm-m}$$

$$\text{RLLs corr} = 1.09 \times \text{RLLs} = 1.09 \times 3.5 = 3.8 \text{ ohm-m}$$

Con los valores que resultan de dividir,

$$\text{RLLd corr/RLLs corr} = 4.6/3.8 = 1.2$$

$$\text{RLLd corr/Rxo} = 4.6/7 = 0.66$$

Se entra a la figura 18B. Se observa que el dato que resulta de pasar los valores anteriores a la gráfica, cae fuera de la misma; por lo que el valor de RLLd se considera el mismo que el de R_t . Esto es debido a la presencia de una zona de transición.

POROSIDAD Y LITOLOGIA

En las tablas 7A y 7B se presentan los valores de los -- tras registros de porosidad, FDC, CNL, BHC; así como la po rosidad y la litología de cada estrato.

Como en el caso anterior, a fin de ilustrar el uso de las gráficas se tomará el estrato número uno.

Gráficas cruzadas FDC-CNL.

$$\emptyset \text{ CNL} = 11$$

$$\rho_b = 2.54$$

El lodo de perforación es a ba

se de agua dulce, $\rho_f = 1.0$

entrando a la gráfica 45, el punto cae prácticamente en la línea de caliza, con un porcentaje de la misma de aproxima

damente 98% de caliza y 2% de dolomía, leyendo un valor de porosidad de 10.5%

Este valor de litología se corrige de la siguiente manera,

fracción caliza = 0.98

fracción dolomía = 0.02

fracción porosidad = 0.105

$$0.98 + 0.02 + 0.105 = 1.105$$

$$0.98/1.105 = 0.89 \text{ de caliza}$$

$$0.02/1.105 = 0.018 \text{ de dolomía}$$

$$0.105/1.105 = 0.095 \text{ de porosidad (9.5\%)}$$

GRAFICA CRUZADA CNL-BHC.

El uso de la gráfica cruzada neutrón-sónico (CNC-BHC) se - ilustrará a continuación, tomando sólo el primer estrato.

\emptyset CNL = 11 lodo a base de agua dulce ($P_f=1.0$)

$\Delta t = 76$

Con estos valores se entra a la figura 46. El punto graficado aproximadamente cae en la línea de arenisca; por lo - que su porcentaje corresponde a un 100% arenisca.

La porosidad es prácticamente 15%.

Como en el caso anterior los resultados se corrigen,

\emptyset CNL-BHC = .15 Tiempo de Tránsito del fluido:

fracción arenisca = 1. 189 micro seg./pie

$$1. + .15 = 1.15$$

$$1./1.15 = 0.87 \text{ de arenisca.}$$

$$.15/1.15 = .13 \text{ de porosidad} = 13\%.$$

GRAFICA CRUZADA FDC-BHC

Ilustrando la forma de usarse,
datos

$\Delta t = 76$ Tiempo tránsito fluido = 189 micro
seg/pie
 $\rho_b = 2.54$ densidad del fluido = 1.0 gr/cc

pasando estos datos a la gráfica de la figura 47, el punto cae afuera de las líneas de formación. Tal efecto puede ser debido a la presencia de arcilla.

Las gráficas cruzadas con una separación mayor entre las líneas de formación, dan mayor margen de seguridad, así se puede decir que las de mayor resolución son las gráficas cruzadas FDC-CNL y CNL-BHC.

GRAFICAS DE LITOPOROSIDAD (M vs. N)

La manera de calcular los parámetros M y N se muestra como sigue,

Datos:

$\Delta t_f = 189$ microseg/pie
 $\Delta t_{reg} = 76$ microseg/pie (leído del registro)
 $\rho_{reg} = 2.54$ gr/cc (leído del registro)
 $\rho_f = 1.0$ gr/cc
 $(\phi_N)_f = 1.0$ $(\phi_N)_{ma} = 11\%$

$$M = (189-76)/(2.54-1.0) \times 0.01 = 0.73$$

$$N = (1. - 0.11)/(2.54-1.0) = 0.58$$

Con los valores de M y N presentados en la tabla 8, se entra a la gráfica de la figura 48. Como se observa, el punto cae afuera del triángulo litológico lo que puede -

ser debido a la presencia de arcilla en la formación.
 TABLA 8.- Valores de M y N para calcular litología del paquete A.

NUMERO DE INTERVALOS	M	N
1	0.73	0.58
3	0.75	0.55
3	0.71	0.53
4	0.81	0.60
5	0.85	0.62
6	0.82	0.60
7	0.83	0.60
8	0.80	0.59
9	0.83	0.60

ARCILLOSIDAD

En la corteza terrestre existe una gran cantidad de minerales arcillosos que, excepto en raros casos, tienen una estructura cristalina. La composición de estos minerales es aluminosilicatados. Los minerales arcillosos más comunes son la montmorillonita, illite y caolinita.

En la naturaleza, los minerales arcillosos raramente se hallan puros. Por lo general forman parte de las rocas de nominadas arcillosas. La arcilla natural consta de una mezcla de varios minerales arcillosos e impurezas no arcillosas. Las arcillas en cuya composición entran principal

mente montmorillonitas se llaman arcillas bentoníticas. Si la arcilla, además de montmorillonita, contiene una gran cantidad de illita o caolinita, se llaman arcillas subbentoníticas.

Es sabido que las arcillas bentoníticas (sódica), se hinchan en el agua dulce mucho más que otras rocas arcillosas. Las illitas, según la capacidad de intercambio, se asemejan a las montmorillonitas, otras, a las del grupo caolínítico. Las illitas se caracterizan por su alto grado de dispersión; Las caolinitas a diferencia de las --- montmorillonitas, no se desintengran en escamas más elementales.

Si para el lavado del pozo durante la perforación, se -- usan líquidos preparados a partir de una base acuosa, el filtrado que penetra en el horizonte productor puede contribuir al hinchamiento de las partículas arcillosas, al estrechamiento (en ocasiones al cierre total) de los canales de poro y a la disminución de la permeabilidad. El grado de empeoramiento de la permeabilidad a conse--- cuencia del hinchamiento de las arcillas depende mucho - del contenido de la fase arcillosa y de la composición - mineralógica de la misma.

En el registro de Rayos Gama (GR) se observa una gran arcillosidad en la parte superior del paquete A, hasta la profundidad de 2314m. Como se mencionó anteriormente, la arcillosidad es debida a tres elementos radioactivos de la formación como son el potasio, el torio y el uranio. El torio y el potasio están relacionados con la arcilla, el uranio no.

El registro de espectroscopía de rayos gama naturales -- (NGT) tomado en el paquete A, señala la contribución de radioactividad de cada elemento. La abundante arcillosi- dad de la parte superior es demostrado por la gran cantiti

dad de torio y potasio (separación entre las curvas de los mismos, grande). La contribución del uranio es mínimo (poca separación entre las curvas SGR y CGR). Hacia la parte inferior del paquete la arcillosidad disminuye bastante, lo que se comprueba con los pequeños valores de torio y potasio (separación entre las curvas de los mismos, mínima), por lo que la curva de rayos gama es afectada en gran medida por la presencia de uranio (gran separación entre las curvas SGR y CGR).

Con la figura 49 se puede saber, en cierta forma, el tipo de arcilla que se encuentra en la formación.

Tomando los valores de potasio y torio que corresponden a cada estrato (Tabla 9) y pasándolos a la figura 49, se observan los diferentes tipos de arcilla.

SATURACION DE AGUA.

- METODO DE ARCHIE.

Para determinar la saturación de agua se utiliza la siguiente fórmula,

$$S_w = \left[(F \times R_w) / R_t \right]^{1/2}$$

$$\text{donde } F = 1/\phi^m$$

Como la formación analizada está compuesta por carbonatos bien cementados, suponemos el valor de m igual a 2.0

Los valores de porosidad utilizados son los calculados por las gráficas cruzadas FDC-CNL, por su buena resolución; a la vez que dichos valores son bastante conservadores. Se tomará el primer estrato a fin de enseñar el método (Tabla 10).

$$\phi = 0.095 \quad R_w = 0.025$$

$$m = 2.0$$

$$F = 1./0.095^{2.0} = 111$$

$$S_w = (111 \times 0.025)/4.5^{1/2} = 0.79$$

SATURACION Y MOVILIDAD DE HIDROCARBUROS.

Existen varios métodos de interpretación rápida que se utilizan como medios para saber la saturación de hidrocarburos y la movilidad de los mismos en un yacimiento.

En esta sección se señalarán dos métodos: el de saturación de agua aparente, R_{wa} y el método de R_{xo}/R_t .

- METODO DE RESISTIVIDAD DE AGUA APARENTE.

La resistividad de agua aparente, R_{wa} , se define como:

$$R_{wa} = R_t/F \quad (III.10)$$

donde R_t es la resistividad leída con una herramienta de investigación profunda y el factor de formación, F , se obtiene a partir de un registro de porosidad.

Esta técnica se usa para determinar posibles zonas de hidrocarburos, usando la ecuación de Archie,

$$S_{wa} = (R_w/R_{wa})^{1/2} \quad (III.11)$$

Valores de R_{wa} iguales a R_w indican zonas conteniendo agua. Cuando el valor de R_{wa} es mayor que tres veces el valor de R_w indica una zona de interés.

Analizando el primer intervalo del paquete A:

$$R_w = 0.025$$

$$R_t = 4.5$$

$$F = 111.0$$

$$R_{wa} = R_t/F = 0.041$$

para que sea un intervalo que contenga posible saturación de hidrocarburos el valor de R_{wa} debe de ser mayor que tres veces el valor de R_w . Como se observa, el intervalo no presenta saturación de hidrocarburos.

En la tabla 9A se muestran los valores de R_{wa} para los siguientes intervalos.

- METODO DE INTERPRETACION RAPIDA R_{xo}/R_t

Este método de interpretación rápida se basa en la relación S_w/S_{xo} , como un indicador de movilidad de hidrocarburos.

Cuando la relación anterior es igual a uno en una zona permeable analizada, producirá agua; ya que la movilidad de los hidrocarburos es mínima.

Cuando dicha relación es bastante menor que la unidad indica que la zona es permeable y que los hidrocarburos han sido barridos por el filtrado de lodo, lo cual se deduce como hidrocarburos producibles debido a su movilidad.

La relación S_w/S_{xo} se escribe como:

$$\frac{S_w}{S_{xo}} = \left(\frac{R_{xo}/R_t}{R_{mf}/R_w} \right)^{1/2} \quad (\text{III.12})$$

Igualmente el valor de R_{xo}/R_t se puede comparar con un registro de SP. Si los valores de R_{xo}/R_t se desplazan a la derecha del perfil de SP se considerará como una zona productora de hidrocarburos.

En zonas acuíferas la separación entre las curvas R_{xo}/R_t y SP es mínima; lo mismo sucede con presencia de arcilla en la formación.

Examinando el primer estrato del paquete A:

Temperatura media de la formación, $T_f = 218^\circ\text{F}$

$$R_{mf_{TF}} = 0.70$$

$$\text{lodo} = 1.03 \text{ gr/cc}$$

$$R_w = 0.025$$

$$C = 0.97$$

Para calcular R_{mf} a la temperatura media:

$$R_{mf_{TF}} = CR_{mf}^{1.7}$$

$$R_{mf_{TF}} = 0.53 \text{ ohm-m}$$

entonces

$$R_{mf}/R_w = 21.2$$

$$R_{xo}/R_t = 1.56$$

$$\left(\frac{S_w}{S_{xo}}\right) = \left(\frac{R_{xo}/R_t}{R_{mf}/R_w}\right)^{1/2} = 0.27$$

En la tabla 9B se muestran los valores de los otros estratos.

IV.2.2.- PAQUETE B.

El paquete B se localiza entre las profundidades 3085-3225m y abarca parte de la Brecha del Paleoceno Inferior y prácticamente todo el Cretácico Superior.

En la figura 50 se muestran los principales registros tomados en este paquete, el cual se dividió en trece intervalos los que se analizarán de la manera siguiente:

CALCULOS

El primer intervalo se tomará como ejemplo para mostrar la manera de corregir el registro lateral microenfocado (DLL)

$$\begin{aligned} \text{RLld} &= 18000 & T_{\text{pt}} &= 115^{\circ}\text{C a } 3351 \text{ (239}^{\circ}\text{F)} \\ \text{RLls} &= 9000 & T_{\text{s}} &= 32^{\circ}\text{C (89.6}^{\circ}\text{F)} \\ \text{Rxo} &= 412 & D_{\text{pt}} &= 3351\text{m} \\ \text{RmaTs} &= 1.63 \text{ ohm-m, Df} & &= 3155\text{m} \\ T_{\text{f}} &= (239 - 89.6) 3155/3351 + 89.6 = 230^{\circ}\text{F} \\ R_{\text{m}_{\text{tf}}} &= 1.63 (89.6 + 7)/(230 + 7) = 0.66 \text{ ohm-m} \end{aligned}$$

Para entrar a la figura 18A,

$$\begin{aligned} \text{RLld/Rm} &= 18000/0.66 = 27273 \\ \text{RLls/Rm} &= 9000/0.66 = 13636 \\ \emptyset \text{ aguj.} &= 9.5 \text{ pulg.} \end{aligned}$$

Al entrar con estos valores a la gráfica 18-A, se observa que los puntos se salen de escala, dándose como válido -- que el valor de RLLd corresponde al valor de Rt.

El valor de los otros intervalos se presenta en la Tabla 11.

POROSIDAD Y LITOLOGIA.

En las tablas 11A y 11B se muestran los valores de los tres registros de porosidad, así como la porosidad y litología corregidos de cada estrato, los cuales se determinan a continuación

GRAFICAS CRUZADAS FDC-CNL.

$\emptyset\text{CNL} = 3.5\%$ lodo a base agua dulce, $f = 1.0$
 $f_b = 2.71 \text{ gr/cc}$

Con estos valores se entra a la gráfica de la figura 45, cayendo el punto entre las líneas de caliza y dolomita, - con un porcentaje de 70% caliza y 30% dolomita, la porosidad es de 2.0%, aproximadamente.

Para corregir estos valores,

$.7 + .3 + .02 = 1.02$
 $.7/1.02 = .68$ de caliza
 $.3/1.02 = .29$ de dolomía
 $.02/1.02 = .019 = 1.9\%$ de \emptyset .

Los valores de porosidad y litología corresponden al primer intervalo del paquete B, los cuales se determinaron -

como mera ilustración del método por gráficas cruzadas.

GRAFICAS CRUZADAS, BHC-CNL

\emptyset CNL = 3.5% lodo a base agua dulce,
 $\Delta t = 47$ microseg/pie $\Delta t_f = 189$ microseg/pie

Pasando estos valores a la gráfica 46, el punto cae entre - las líneas de caliza y dolomía, con aproximadamente un porcentaje de estos minerales de 45 y 55%, respectivamente. La porosidad es de 1.0%. La porosidad y litología corregidas se muestran en la tabla 11B.

En la figura 47 se pasaron los puntos que corresponden a - los valores de los registros sónicos (BHC) y FDC del paquete B.

METCDO DE LITOPOROSIDAD (GRAFICAS M-N)

Datos:

$$\Delta t_f = 189 \text{ microseg.}$$

$$L_{\text{reg}} = 47 \text{ microseg/pie (leído del registro BHC)}$$

$$\rho_{\text{reg}} = 2.71 \text{ gr/cc (leído del registro FDC)}$$

$$\rho_f = 1.0 \text{ gr/cc}$$

$$(\emptyset_N) f = 1.0$$

$$(\emptyset_N)_{\text{ma}} = 3.5\% \text{ (leído del registro CNL)}$$

$$M = (189-47)/(2.71-1.0) \times 0.01 = 0.83$$

$$N = (1 - 0.035)/(2.71 - 1.0) = 0.56$$

Pasando estos valores a la figura 48 se observa que el pun

to cae sobre la línea caliza-dolomita.

Los valores de M y N de los otros estratos se presentan en la tabla 12, los cuales se pasan a la misma figura 48.

SATURACION DE AGUA

- METODO DE ARCHIE.

$$S_w = \left[(F \times R_w) / R_t \right]^{1/2}$$

Se supone un valor de $m = 2.0$ y los valores de porosidad - se toman por el método de gráficas cruzadas FDC-CNL.

Ejemplo:

$$\emptyset = 1.9\%$$

$$F = 1 \times 0.019^{-2} = 2770$$

$$R_t = 18000 \text{ ohms-m}$$

$$R_w = 0.024 \text{ ohms-m} \quad S_w = (F R_w / R_t)^{1/2} = (2770 \times 0.024 / 18000)^{1/2} = 0.06$$

En la tabla 13 se presentan los valores de saturación de - agua de los estratos analizados.

El tipo de arcilla de este paquete se aprecia a partir de la figura 49, con los valores correspondientes de potasio y uranio, según la tabla 14.

TABLA 14.- Valores de torio y uranio para determinar tipo de arcilla en el paquete B.

Nº ESTRATOS	TORIO (ppm)	POTASIO (%)
1	1.5	0.3
2	1.0	0.3
3	1.0	0.2
4	0.8	0.2
5	2.0	0.4
6	2.0	0.5
7	1.0	0.7
8	1.0	0.5
9	1.0	0.5
10	0.8	0.5
11	2.0	0.6
12	2.0	0.8
13	3.0	1.5

La saturación y movilidad de hidrocarburos en este paquete por medio de valores de R_{wa} y S_w/S_{xo} . Se presentan en las tablas 15 y 16.

TABLA 15.- Valores de R_{wa} para determinar zonas de interés en el paquete B.

Nº INTERVALO	F	Rt	R_{wa}	3 R_w
1	2270	18000	7.93	0.072
2	2270	2094	0.92	0.072
3	12346	40000	3.24	0.072
4	1189	5000	4.21	0.072
5	865	816	0.94	0.072
6	865	310	0.36	0.072
7	2066	330	0.16	0.069
8	5102	291	0.057	0.069
9	5102	83	0.016	0.069
10	210	72	0.34	0.069
11	494	6	0.012	0.069
12	473	11	0.023	0.069
13	865	17	0.020	0.069

ANALISIS DE REGISTROS COMPUTARIZADOS Y NUCLEOS.

- PAQUETE A.

Los eventos en este paquete son bastante correlacionables, es decir, las capas están bien estratificadas. En la parte superior la estratificación es más pronunciada, lo cual se debe a la presencia de capas de lutitas (GEODIP). La presencia de anomalías conductivas son prácticamente nulas, lo -- que señala ausencia de fracturas (DCA).

La saturación de agua es alta. Hay algunas zonas con alta saturación de hidrocarburos cuya movilidad es intermedia a baja. Hay gran presencia de arcilla hasta los 2914m y todo el paquete está compuesto de caliza con pequeñas intercalaciones de dolomita (GLOBAL).

En este paquete se cortó un núcleo (2970-2979m) con las siguientes características: $S_w = 86\%$; $S_o = 1.9\%$; $\phi = 3\%$; caliza con ligera impregnación de aceite, fracturas muy esporádicas y no presenta sabor salado.

- PAQUETE B.

Las capas en este paquete presentan mala estratificación o eventos no correlacionables (GEODIP). La presencia de anomalías conductivas es alta (DCA).

La saturación de agua es baja hasta los 3150m, incrementándose paulatinamente hasta un 100% a los 3225m.

La presencia de arcilla se incrementa considerablemente a partir de los 3200m, según se observa en el GEODIP y GLOBAL. La formación está compuesta por una caliza dolomitizada; la

saturación de hidrocarburos es buena hasta los 3190m, después de esta profundidad la saturación de los mismos es cero. La movilidad de los mismos en casi todo el intervalo es buena (GLOBAL).

En este paquete se cortaron dos núcleos:

Núcleo 1 (3100-3107): $S_w = 38\%$, $S_o = 35\%$, $\emptyset = 3\%$. Caliza - dolomitizada, con presencia de fracturas y cavidades. Presenta exudación de aceite.

Núcleo 2 (3205-3212): $S_w = 80\%$, $S_o = 6\%$, $\emptyset = 5.4\%$. Caliza con intercalaciones de dolomita. Presenta exudación de --- aceite.

TABLA 6.- Valores de resistividades y corrección respectiva de las mismas.

NUMERO INTERVALO	INTERVALO (m)	RLld (ohm-m)	RLls (ohm-m)	Rxo (ohm-m)	Diam. AGUJERO (Pulg)	Rt VERDADERA (ohm-m)
1	2875-2886	4.5	3.5	7.0	10.5	4.5
2	2886-2895	8.0	5.5	10.0	11.0	8.0
3	2895-2914	3.0	2.5	1.8	12.5	3.45
4	2914-2925	40	36.0	47.0	10.0	40.0
5	2925-2945	50	45.0	55.0	9.5	50.0
6	2945-2955	25.0	23.0	45.0	10.0	25.0
7	2955-2963	22.0	25.3	40.0	11.0	24.0
8	2963-2980	12.0	18.0	35.0	10.0	12.0
9	2980-3000	22.0	28.0	45.0	9.3	22.0

TABLA 7B.- Valores de porosidad y litología del paquete A.

Nº INTERVALOS	Ø (%) CNL-BHC	LITOLOGIA CNL-BHC	LITOLOGIA CNL-BHC CORREGIDA	ØBHC-CNL CORREGIDA %
1	15.0	1.0are	.87are	13.0
2	12.0	.8cal-.2are	.71cal-.18are	10.7
3	21.0	.5cal-.5are	.41cal-.41are	17.3
4	5.8	.4cal-.6are	.38cal-.57are	5.5
5	5.5	.7cal-.3are	.66cal-.28are	5.2
6	6.0	.9cal-.1are	.85cal-.09are	5.6
7	5.2	.9cal-.1are	.86cal-.09cal	5.0
8	9.0	.7cal-.3are	.64cal-.27are	8.3
9	5.0	.8cal-.2are	.76cal-.19are	4.7

TABLA 9.- Valores correspondientes de torio y potasio del paquete A.

Nº DE INTERVALO	TORIO (ppm)	POTASIO (%)
1	3	1.2
2	2	1.0
3	3	1.5
4	1.5	0.5
5	1	0.5
6	1.5	0.3
7	2	0.2
8	1	0.2
9	2	0.3

TABLA 7A.- Valores de porosidad y litología de los estratos del paquete A.

NUMERO INTERVALO	ØCNL (%)	ØBHC(%)	ρ_b	At	ϕ (%) CNL-FDC	LITOLOGIA CNL-FDC	LITOLOGIA CNL-FDC CORREGIDA	ØCNL-FDC (%) CORREGIDA
1	11.0	20.0	2.54	76	10.5	.95cal-.02dol	.89cal-0.18dol	9.5%
2	11.0	15.0	2.63	67	8.0	.70cal-.3dol	.65cal-.28dol	7.1%
3	19.0	23.0	2.53	80	14.8	.5cal-.5 dol	.44cal-.44dol	12.8%
4	4.0	9.0	2.6	60	6.0	.65cal-.35dol	.62cal-.33are	4.7%
5	4.5	7.0	2.55	58	7.0	.3cal-.7are	.28-cal-.65are	6.5%
6	5.5	7.0	2.6	58	6.0	.95cal-.05are	.89cal-.04are	5.6%
7	4.5	6.0	2.6	57	5.5	.9cal- .1are	.85cal-.09are	5.2%
8	7.5	12.0	2.57	63	7.8	.95cal-.05are	.88cal-.05are	7.2%
9	4.0	7.0	2.6	57	5.0	.65cal-.35are	.62cal-.33are	4.7%

TABLA 9A.- Valores de R_{wa} para determinar posibles zonas con impregnación de hidrocarburos.

Nº INTERVALO	R_t ohm-m	F	R_{wa}	$3 \times R_w$
1	4.5	111	0.041	0.075
2	8	183	0.043	0.075
3	3.45	61	0.057	0.075
4	40	453	0.088	0.075
5	50	227	0.211	0.072
6	25	319	0.078	0.072
7	34	370	0.065	0.072
8	12	133	0.062	0.072
9	22	453	0.049	0.072

TABLA 9B.- Cálculo de valores de S_w/S_{xo} para la movilidad de los hidrocarburos.

Nº INTERVALO	T_F °F	R_{mf} (ohm-m)	R_{mf} a T_F (ohm-m)	R_w (ohm-m)	R_{mf}/R_w	R_{xo} (ohm-m)	R_t (ohm-m)	R_{xo}/R_t	S_w/S_{xo}
1	218.0	0.70	0.53	0.025	21.1	7.0	4.5	1.56	0.27
2	218.4	0.70	0.53	0.025	21.2	10.0	8.0	1.25	0.24
3	219.0	0.70	0.53	0.025	21.2	1.8	3.5	0.52	0.16
4	219.7	0.69	0.52	0.025	20.8	47.0	40.0	1.18	0.24
5	220.5	0.69	0.52	0.024	21.7	55.0	50.0	1.10	0.23
6	221.0	0.69	0.52	0.024	21.7	45.0	25.0	1.80	0.29
7	221.5	0.69	0.52	0.024	21.7	40.0	24.0	1.66	0.28
8	222.0	0.68	0.50	0.024	20.8	38.0	12.0	2.90	0.37
9	223.0	0.68	0.50	0.024	20.8	45.0	22.0	2.00	0.31

TABLA 10.- Saturación de agua del paquete A.

Nº INTERVALO	CNL-FDC CORR (FRACC).	F	Rw (ohm-m)	Rt (ohm-m)	Sw (Fracc)
1	0.095	111	0.025	4.5	0.79
2	0.074	183	0.025	8.0	0.76
3	0.128	61	0.025	3.45	0.66
4	0.047	453	0.025	40.0	0.53
5	0.065	237	0.024	50.0	0.34
6	0.056	319	0.024	25.0	0.55
7	0.052	370	0.024	24.0	0.61
8	0.072	193	0.024	12.0	0.62
9	0.047	453	0.024	22.0	0.70

SATURACION DE AGUA MEDIA

$$S_w = \frac{\sum_{i=1}^n h_i S_{wi}}{\sum_{i=1}^n h_i} = .60$$

TABLA 11.- Valores del registro DLL y corrección a los mianos para encontrar Rt.

Nº INTERVALO	INTERVALOS (m)	LId (ohm-m)	LIIs (ohm-m)	Rxo (ohm-m)	Ø aguj. (pulg)	Rt VERDADERA (ohm-m)
1	3085-3100	18000	9000	412	9.5	18000
2	3100-3110	2000	1500	375	9.0	2094
3	3110-3118	40000	30000	258	10.0	40000
4	3118-3124	5000	4000	382	10.0	5000
5	3124-3140	700	500	268	9.5	816
6	3140-3149	310	293	128	9.0	310
7	3149-3160	330	282	148	9.0	330
8	3160-3171	238	192	135	9.0	291
9	3171-3183	83	31	48	9.5	83
10	3183-3193	72	95	21	12.0	72
11	3193-3200	8	10	18	9.5	6
12	3200-3212	11	10	17	9.5	11
13	3212-3225	17	14	25	10.0	17

TABLA 11A.- Valores de litología del paquete R.

Nº INTERVALO	ρ CNL (%)	ρ_b (gr/cc)	At microseg/pie	LITOLOGIA CNL-FDC	β (%) CNL-FDC	LITOLOGIA CNL-FDC Corr.	β (%) CNL-FDC Corr.
1	3.5	2.71	47	.7cal-.3dol.	2.0	.68cal-.29dol.	1.9
2	3.5	2.73	47	.7cal-.3dol.	2.0	.68cal-.29dol.	1.9
3	2.8	2.75	48	.7cal-.3dol.	1.0	.69cal-.3dol.	0.9
4	4.3	2.74	50	.6cal-.4dol.	3.0	.58cal-.38dol.	2.9
5	5.5	2.70	51	.7cal-.3dol.	3.5	.68cal-.29dol.	3.4
6	5.0	2.68	49	.75cal-.25dol.	3.5	.72cal-.24dol.	3.4
7	4.0	2.72	47	.7cal-.3dol.	2.3	.68cal-.29dol.	2.2
8	3.8	2.74	47	.65cal-.25dol.	1.5	.64cal-.25dol.	1.4
9	2.0	2.70	52	.95cal-.05dol.	1.5	.93cal-.04dol.	1.4
10	5.25	2.55	58	.5cal-.5are.	7.5	.46cal-.46are.	6.9
11	5.5	2.64	53	.95cal-.05dol.	4.7	.9cal-.04are	4.5
12	4.3	2.61	58	.9cal-.1lare	4.8	.86cal-.09dol.	4.6
13	4.5	2.67	58	.9cal-.1dol.	3.5	.87cal-.09dol.	3.4

TABLA 11B.- Litología correspondiente del paquete B.

Nº INTERVALO	LITOLOGIA CNL-BHC	Ø (%) CNL-BHC	LITOLOGIA CNL-BHC CORREGIDA	Ø (%) CNL-BHC CORREGIDA
1	.45cal-.55dol.	1.0	.44cal-.54dol.	0.99
2	.45cal-.55dol.	1.0	.44cal-.54dol.	0.99
3	.5cal-.5dol.	0.9	.49cal-.49dol.	0.89
4	.6cal-.4dol.	2.5	.58cal-0.39dol.	2.4
5	.6cal-.4dol.	3.2	.58cal-0.38dol.	3.1
6	.5cal-.5dol.	2.5	.48cal-.48dol.	2.4
7	.4cal-.6dol.	1.2	.39cal-.59dol.	1.18
8	.4cal-.6dol.	1.0	.39cal-.59dol.	0.99
9	.95cal-.05are.	2.5	.92cal-.04are.	2.4
10	.9cal-.1are	6.2	.85cal-.09are.	5.8
11	.9cal-.1dol.	4.5	.86cal-.09dol.	4.3
12	.85cal-.15are.	5.5	.8 cal-.14are.	5.2
13	.81cal-.15are.	5.0	.8cal-.14are.	4.7

TABLA 12.- Valores de M y N para de-
terminación de litología.

Nº INTERVALO	M	N
1	0.83	0.56
2	0.82	0.56
3	0.81	0.56
4	0.80	0.55
5	0.81	0.56
6	0.83	0.57
7	0.83	0.56
8	0.82	0.55
9	0.81	0.58
10	0.85	0.61
11	0.83	0.58
12	0.81	0.59
13	0.78	0.57

TABLA 13.- Valores de saturación de agua del paquete B.

NUM. INTERVALO	ϕ CNL-FDC Correg. (Fracc)	F	Rw	Rt	Sw
1	0.019	2270	0.024	18000	0.05
2	0.019	2270	0.024	2034	0.16
3	0.009	12346	0.024	40050	0.08
4	0.029	1189	0.024	5000	0.07
5	0.034	865	0.024	816	0.16
6	0.034	865	0.024	310	0.25
7	0.022	2066	0.023	330	.38
8	0.014	5102	0.023	291	0.63
9	0.014	5102	0.023	83	1.0
10	0.069	210	0.023	72	0.25
11	0.045	494	0.023	6	1.0
12	0.046	473	0.023	11	1.0
13	0.034	865	0.023	17	1.0

TABLA 16.- Valores de Sw/Sxo para determinar movilidad de hidrocarburos.

Nº INTERVALOS	Tf	$\frac{R_m}{a Tf}$	$\frac{R_{mf}}{a Tf}$	$\frac{R_{mf}}{R_w^*}$	Rxo	Rt	$\frac{R_{xo}}{R_t}$	$\frac{Sw}{S_{xo}}$
1	227.5	0.67	0.49	20.4	412	18000	0.02	0.03
2	228.0	0.67	0.49	20.4	375	2094	0.18	0.09
3	228.4	0.67	0.49	20.4	258	40000	0.01	0.02
4	228.7	0.67	0.49	20.4	382	5000	0.08	0.06
5	229.2	0.67	0.49	20.4	268	816	0.33	0.13
6	229.8	0.66	0.48	20.0	128	310	0.41	0.14
7	230.3	0.66	0.48	20.8	148	330	0.45	0.15
8	230.8	0.66	0.48	20.8	135	291	0.46	0.15
9	231.2	0.66	0.48	20.8	48	83	0.58	0.17
10	231.7	0.66	0.48	20.8	21	72	0.29	0.12
11	232.1	0.66	0.48	20.8	18	6	3.0	0.38
12	232.5	0.66	0.48	20.8	17	11	1.55	0.27
13	233.1	0.65	0.47	20.4	25	17	1.47	0.27

* El valor de R_w se obtuvo de la tabla anterior.

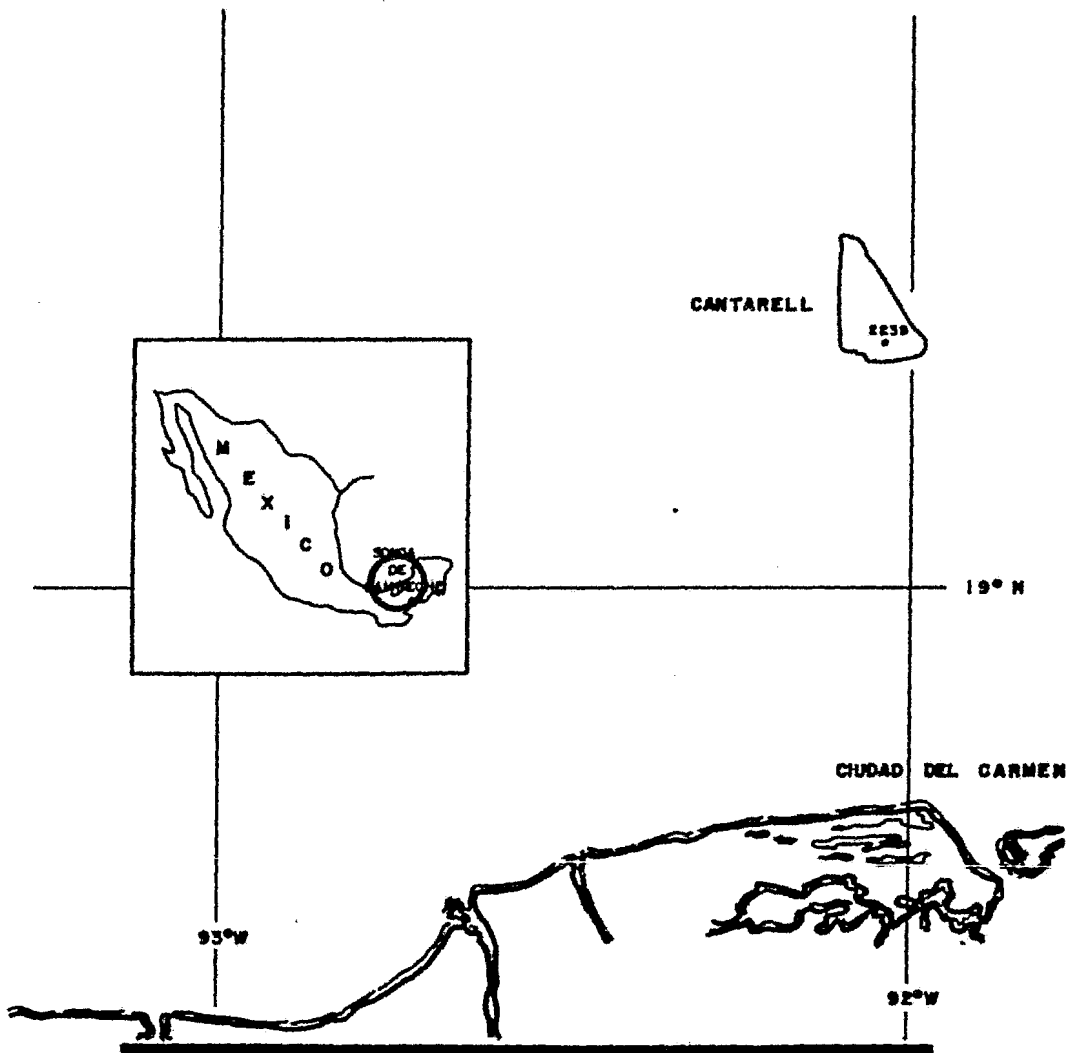


FIG. No. 42 LOCALIZACION DEL POZO CANT-2239.

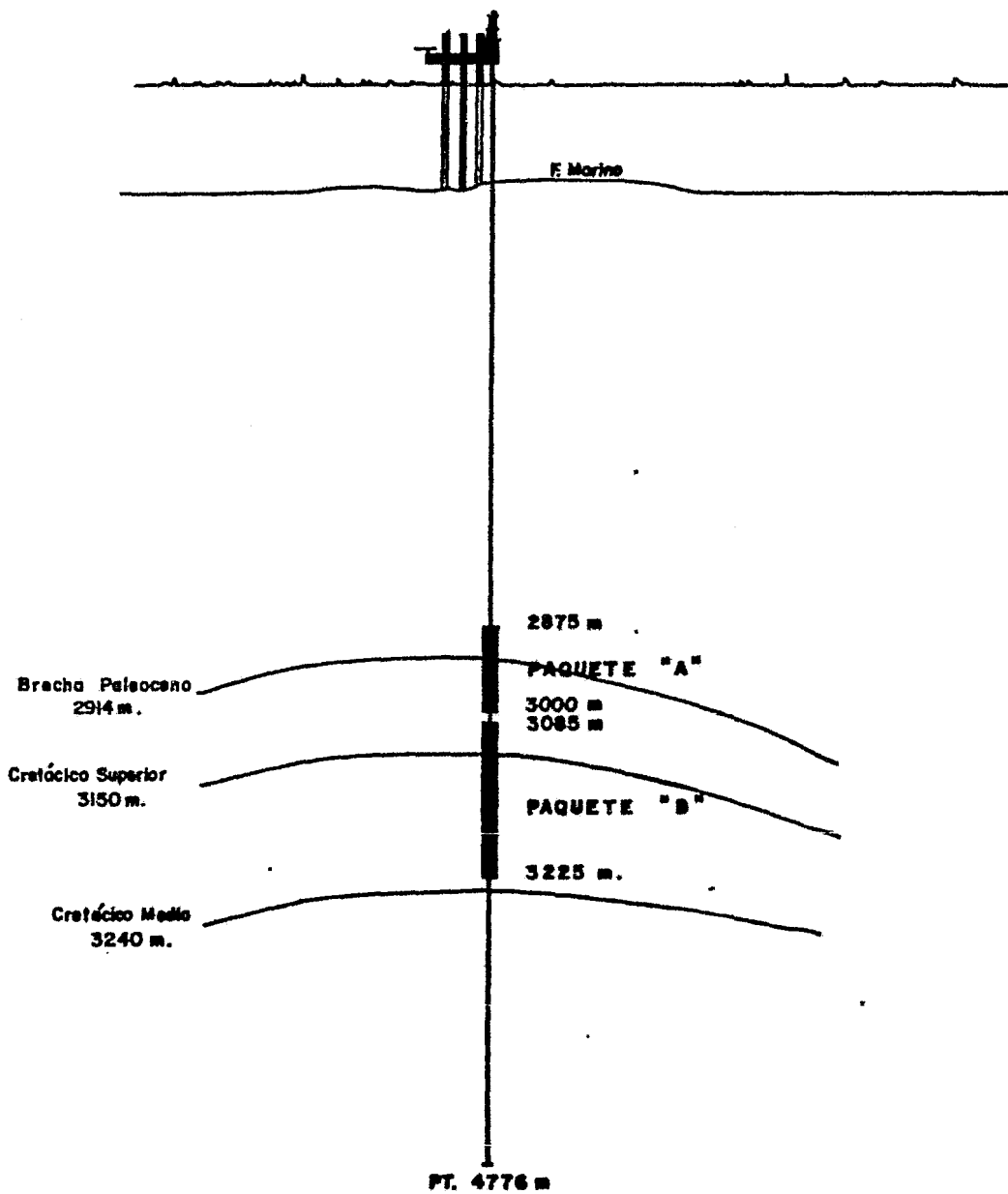


FIG. No.- 43, SECCION VERTICAL DEL POZO CANT-2239

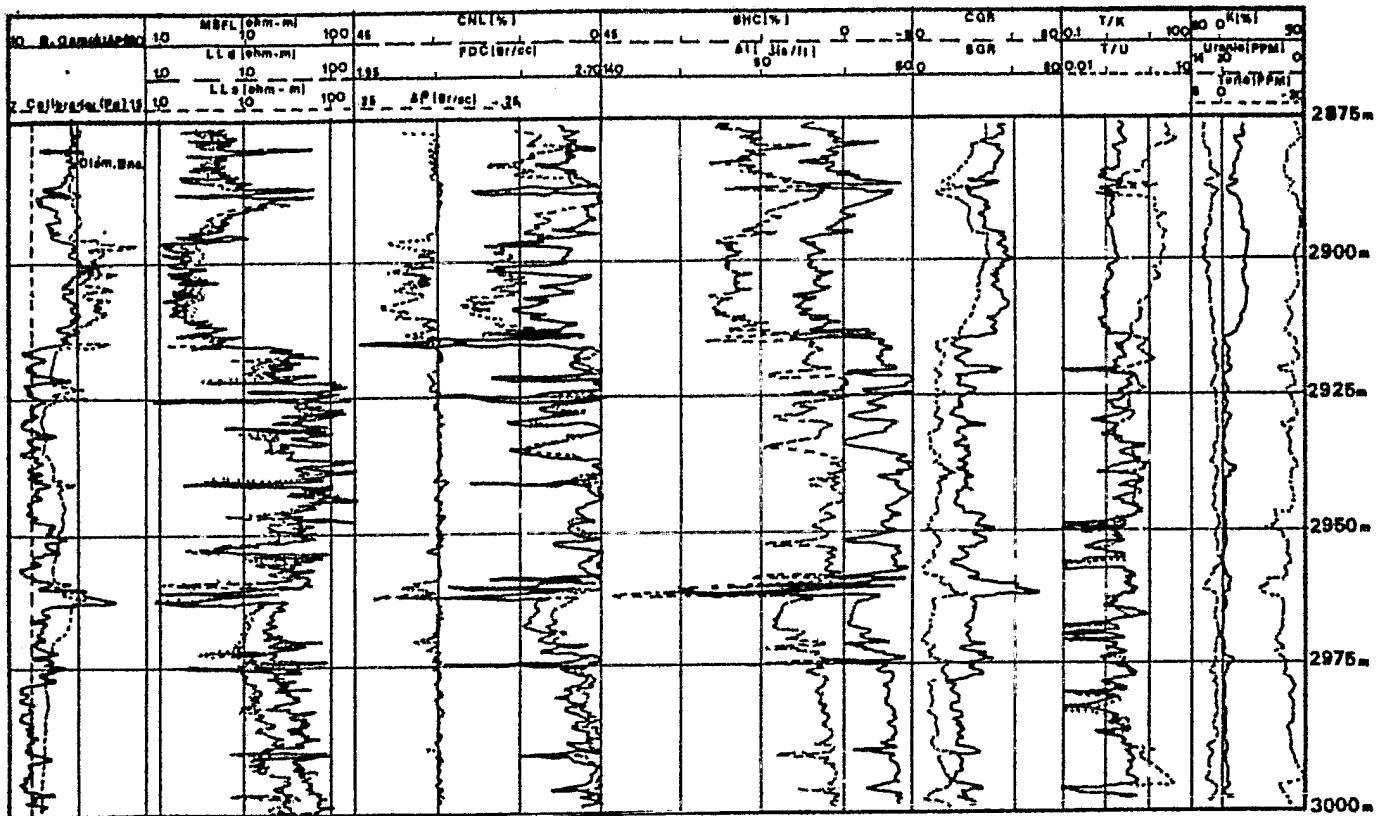


FIG. 44.- PRINCIPALES REGISTROS TOMADOS EN EL PAQUETE A.

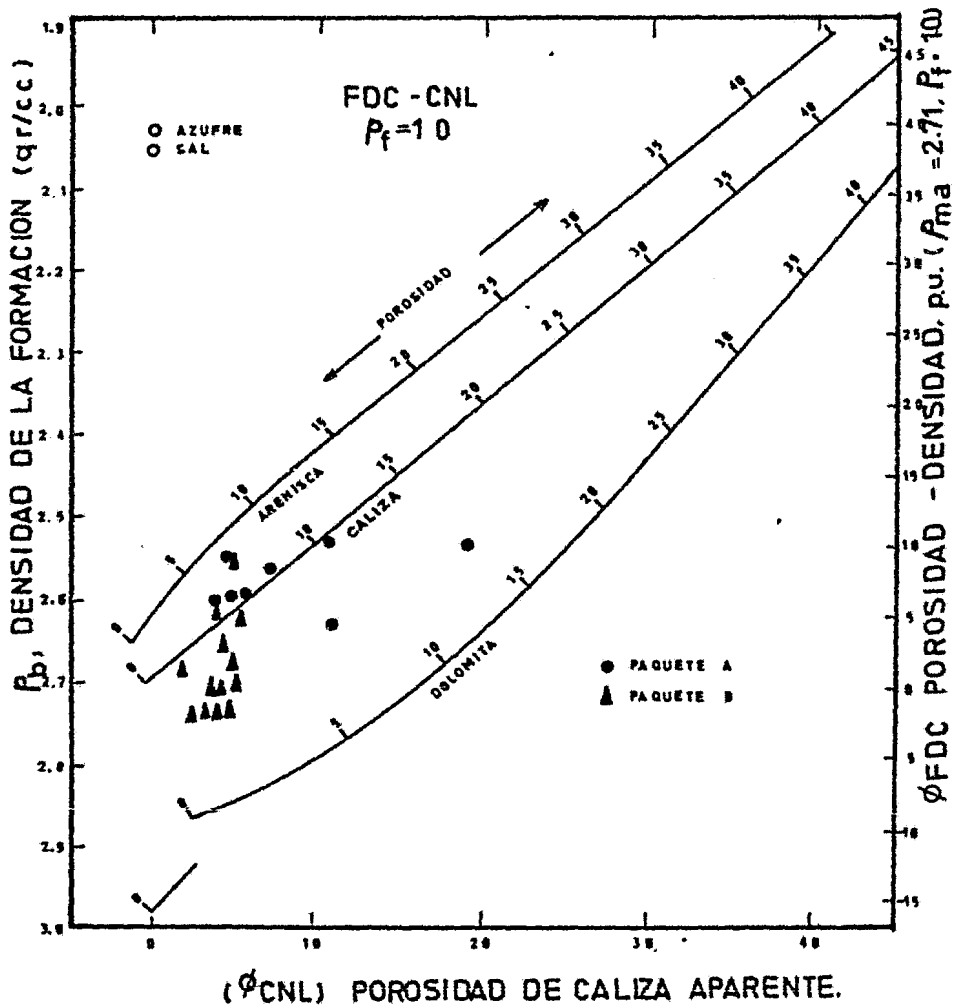
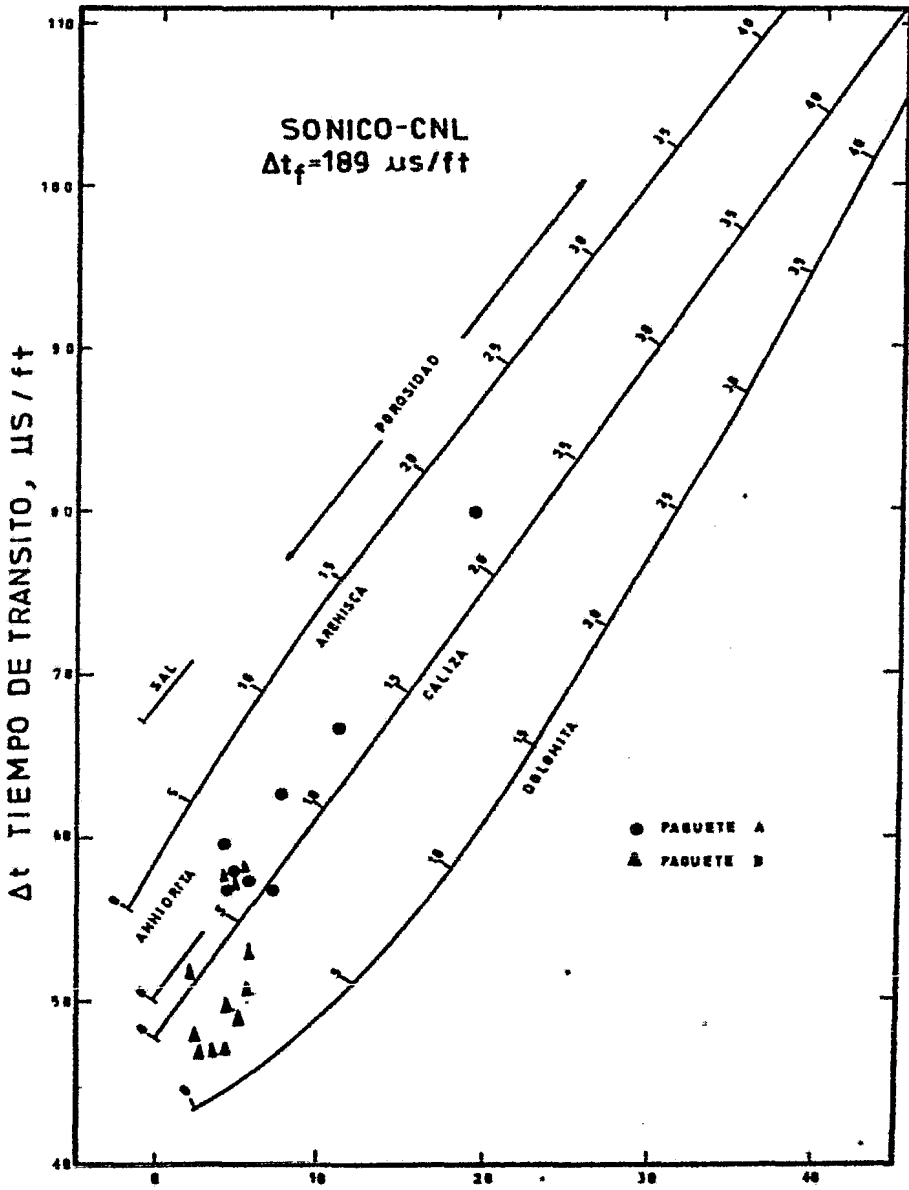


FIG:45.

DETERMINACION DE LITOLOGIA Y POROSIDAD DE LOS PAQUETES. A y B.



(ϕCNL) POROSIDAD DE CALIZA APARENTE.
 FIG. 46.
 DETERMINACION DE LITOLOGIA DE LOS PAQUETES
 A Y B.

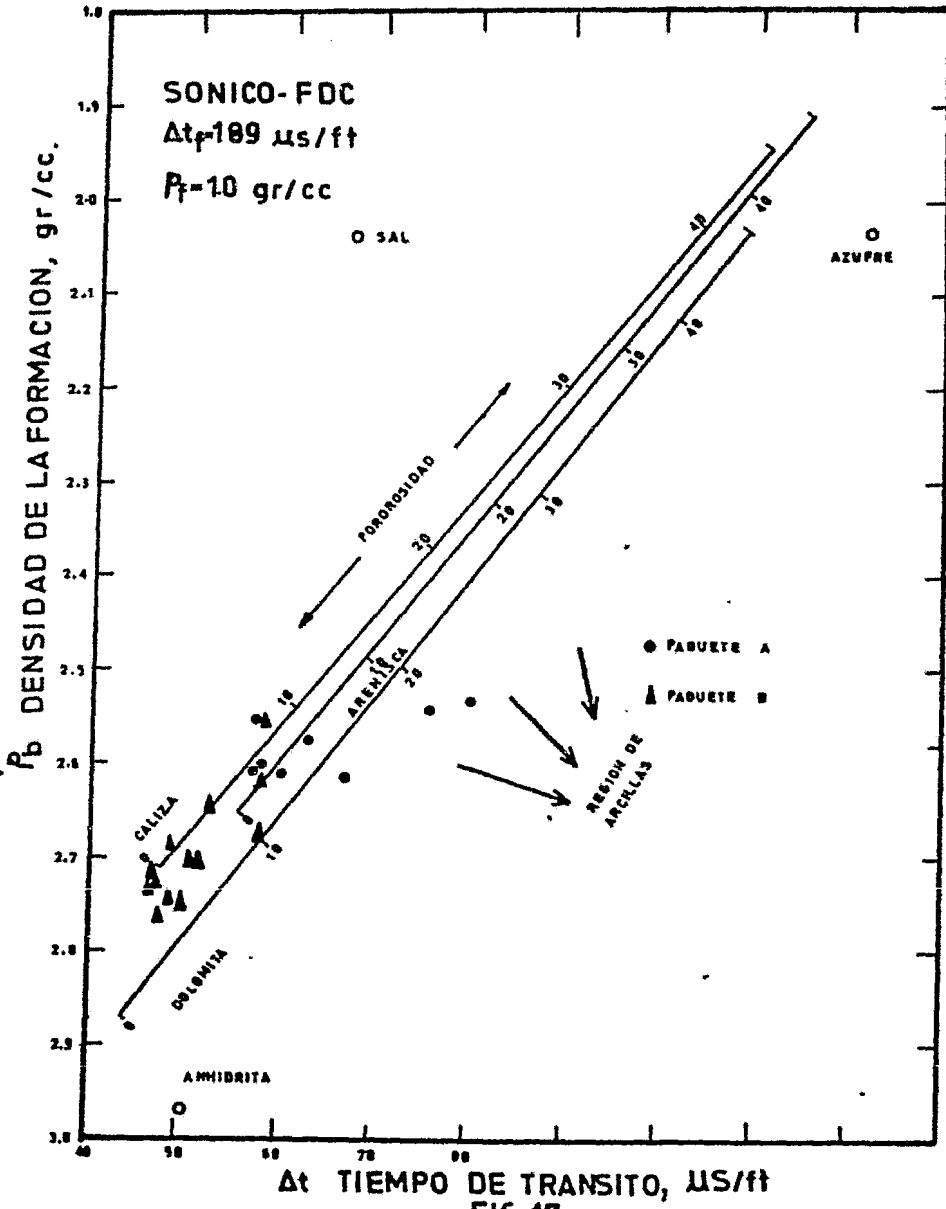


FIG 47.
 UBICACION DE PUNTOS DE LOS PAQUETES AyB PARA LA IDENTIFICACION DE LITOLOGIA.

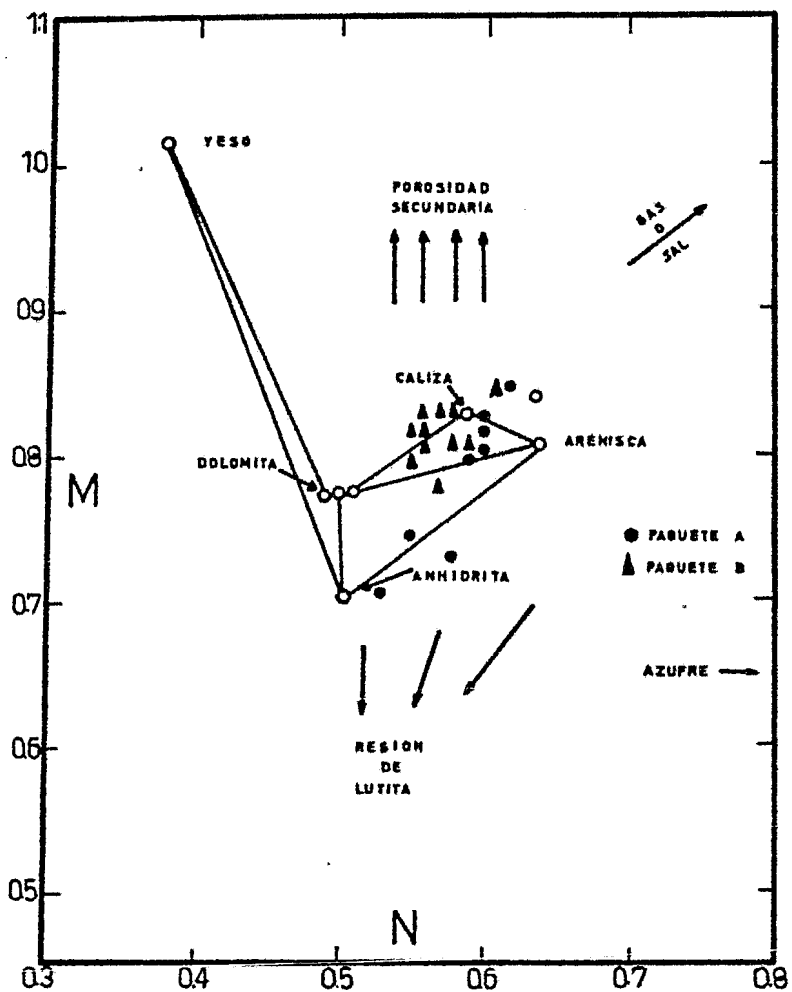


FIG: 48. UBICACION DE PUNTOS DE LOS PAQUETES A y B. PARA DETERMINACION DE LITOLOGIA.

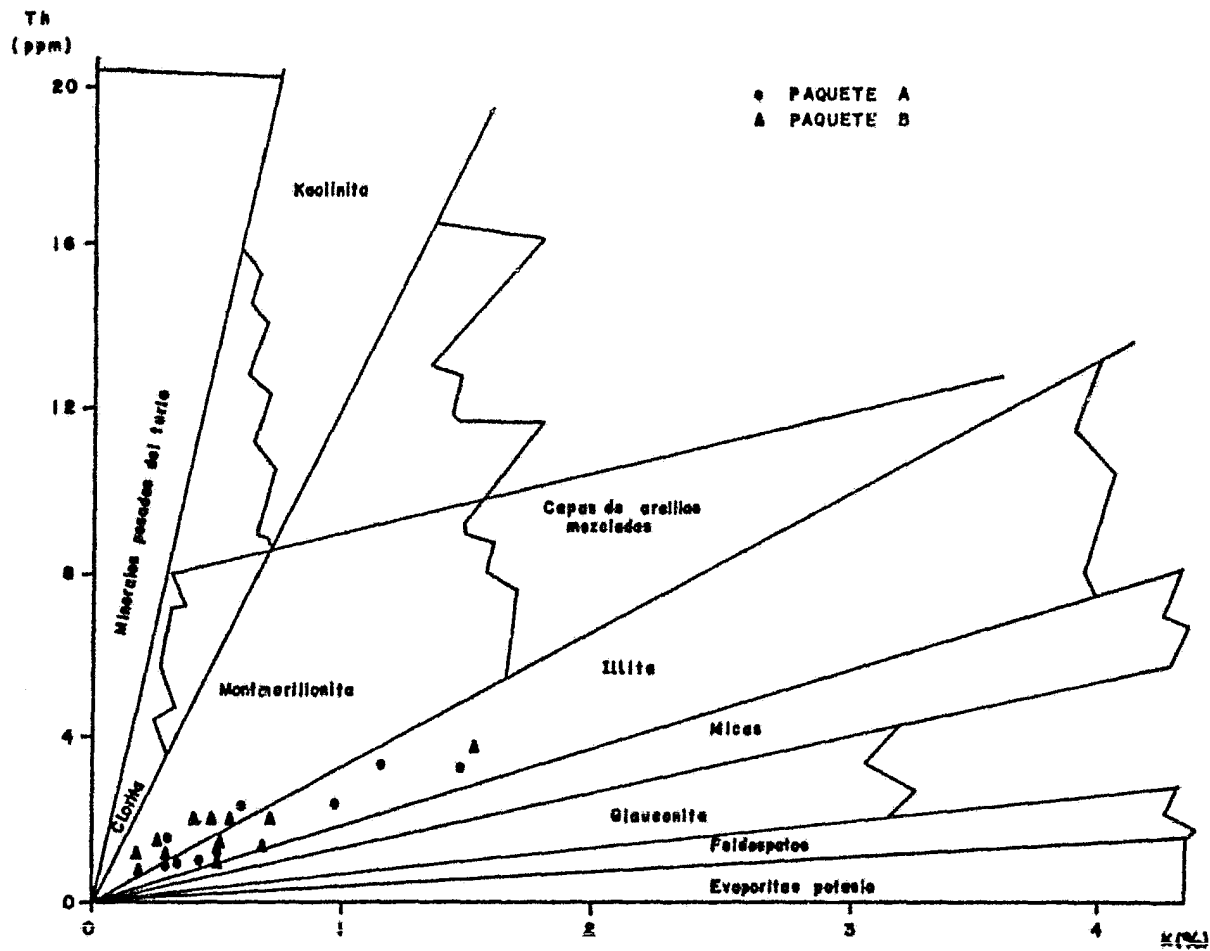


FIG. No. 49.- CLASIFICACION DE LOS MINERALES RADIOACTIVOS COMO UNA FUNCION DE LOS VALORES DE TORIO (Th) Y POTASIO (K).

CAPITULO V.- CONCLUSIONES.

Haciendo un examen se puede observar que los hidrocarburos se encuentran estratégicamente localizados en trampas geológicas, como son: las estructurales y las estratigráficas.

En estos receptáculos se reúnen un conjunto de condiciones -- que, de una y otra forma, regirán el comportamiento de los hidrocarburos antes y después de la extracción de los mismos.

Los parámetros a evaluar más importantes de un yacimiento son: porosidad, permeabilidad, saturación de fluidos y la mojabilidad. Una de las maneras de lograr lo anterior es de acuerdo a mediciones de ciertas propiedades físicoquímicas de la roca; por ejemplo, la resistividad.

Indirectamente, los registros geofísicos de pozos es uno de los medios que ayudan a evaluar las formaciones atravesadas por el agujero con un grado de certidumbre bastante confiable, el cual puede variar de acuerdo con las condiciones operantes en cada pozo y en cada área.

Una buena determinación de los parámetros principales de la formación es importante; ya que a partir de ésta se basarán los estudios futuros y decisivos para la explotación adecuada del yacimiento y para la evaluación de nuevas áreas de interés.

Como puede observarse en las tablas 7A y 7B, y en las figuras 45, 46 y 47 el intervalo analizado (paquete A) está compuesto, en su mayoría, por los minerales caliza y arenisca. Los tres primeros estratos presentan supuestamente dolomita en su composición, lo cual no es cierto. Esto se debe más que nada a la influencia de arcilla, lo cual provoca que los puntos se desplacen hacia la parte inferior de las gráficas, lo que puede comprobarse con la figura 47. La presencia de arcilla se nota en el registro de espectroscopía de rayos gama, debido a los altos valores de potasio y torio.

En la ubicación de los puntos del paquete A en la gráfica de litoporosidad (fig. 48) se ve que la formación está constituida de caliza y arenisca, la presencia de dolomita es mínima. Los puntos abajo de la línea dolomita-arenisca se pueden deber a la presencia de anhidrita o lutita, mas analizando los puntos de las gráficas cruzadas (fig.47) se deduce que el desplazamiento de los puntos se debe a la presencia de granos de arcilla, los que tienen un tamaño similar a los de dolomía y a los de anhidrita. Los puntos que caen por encima de la línea caliza-arenisca señalan predominancia de caliza, arcillosidad intermedia y nula porosidad secundaria.

Del análisis anterior se deduce que la formación está constituida por caliza y arenisca en todo el intervalo, con presencia de arcilla de 2875 a 2914m. A partir de esta profundidad se observa un cambio litológico, es decir, hay disminución de

lutita. La dolomita es escasa. La respuesta del registro de espectroscopía de rayos gama está bastante influenciada por la cantidad de uranio de la formación. Se ha postulado que la concentración de uranio es indicativo de migración de agua e hidrocarburos, y que grandes concentraciones del mismo se relacionan a zonas de alta permeabilidad y/o formaciones naturalmente fracturadas.

La saturación de agua en el paquete A es alta. La impregnación de hidrocarburos es prácticamente nula, lo que se corrobora por medio del método de saturación de agua aparente.

De las figuras señaladas anteriormente y de las tablas 11A y 11B se observa que el paquete B está compuesto en su mayoría por caliza y dolomita. En los últimos estratos analizados se nota un cambio litológico, lo cual se puede deber a la presencia de granos finos, tales como los de arena, anhidrita o arcilla.

Los puntos que caen por encima de la línea caliza-dolomita (figura 48) denotan que la porosidad secundaria en la dolomita está altamente desarrollada. La presencia de arenisca es nula y la de arcilla muy poca. El registro de rayos gama está bastante influenciado por la cantidad de uranio presente en la formación; es decir, la arcillosidad es relativamente baja.

De lo anterior se deduce finalmente que el paquete B está formado por una zona compuesta de caliza dolomitizada, con alto grado de porosidad secundaria. La presencia de arenisca es poca y la arcillosidad es baja hasta los 3200m. A partir de esta profundidad la arcillosidad aumenta poco y también el uranio se incrementa.

La saturación de agua es baja hasta la profundidad de 3149m, y a partir de ésta se incrementa hasta ocupar el 100% del espacio poroso. La impregnación de hidrocarburos es buena hasta esa profundidad (3149m) disminuyendo conforme aumenta la saturación de agua. La movilidad de los hidrocarburos es buena.

Comparando estos resultados con los obtenidos por medio de registros computarizados y por núcleos se observa que se -- aproximan en varios aspectos; por ejemplo, en los registros computarizados y en los núcleos del paquete A se observa alta saturación de agua y como litología una zona prácticamente compuesta por caliza; la diferencia del análisis de los -- capítulos IV y V es la presencia de arenisca.

Se ve también una gran arcillosidad en la parte superior -- del paquete y la porosidad secundaria es nula (fracturas).

Comparando el paquete B, analizado en los capítulos IV y V, con los registros computarizados y núcleos se observa, también, bastante similitud. Como se puede ver es una zona de --

caliza dolomitizada con presencia de porosidad secundaria -- (fracturas). La saturación de agua es baja hasta cierta profundidad y se incrementa con la misma hasta un 100%. La saturación de hidrocarburos y la movilidad de los mismos es alta, disminuyendo conforme aumenta la saturación de agua hacia -- abajo.

Según nuestro análisis, la porción de mayor interés es el -- que se tiene en la parte media superior del paquete B, ya -- que presenta, según las características encontradas, condiciones favorables para producir hidrocarburos.

CAPITULO VI.- NOMENCLATURA.

C = Constante.	
C_g = Compresibilidad del gas	(psi ⁻¹ ó Kg/cm ² ⁻¹)
C_o = Compresibilidad del aceite	(psi ⁻¹ ó Kg/cm ² ⁻¹)
C_w = Compresibilidad del agua	(psi ⁻¹ ó Kg/cm ² ⁻¹)
D_F = Profundidad media de la formación	(pies)
d_i = Diámetro de invasión	(m)
D_{PT} = Profundidad total	(pies)
E_C = Potencial electroquímico	(milivolts)
E_j = Potencial de contacto de fluido.	(milivolts)
E_m = Potencial de membrana	(milivolts)
F = Factor de formación	
h = Espesor	(m)
I = Índice de resistividad	
K = Permeabilidad absoluta	(darcies)
k_g = Permeabilidad efectiva al gas	(darcies)
k_o = Permeabilidad efectiva al aceite	(darcies)
k_w = Permeabilidad efectiva al agua	(darcies)
k_{rg} = Permeabilidad relativa al gas	
k_{ro} = Permeabilidad relativa al aceite	
k_{rw} = Permeabilidad relativa al agua	
m = Factor de cementación	
n = Número de lb-mol de gas	
P = Presión absoluta	(psia)
P_C = Presión crítica	(psi ó Kg/cm ²)

P_R	= Presión reducida	
R	= Constante universal del gas	($\text{pie}^3 - \text{psi}/^\circ\text{R mole-lb}$)
R_m	= Resistividad del lodo en la superficie	(ohm-m)
R_{mc}	= Resistividad del enjarre	(ohm-m)
R_{mf}	= Resistividad del filtrado de lodo en la superficie.	(ohm-m)
R_{mfe}	= Resistividad del filtrado de lodo equivalente.	(ohm-m)
R_{mTf}	= Resistividad del lodo a la temperatura media de la formación	(ohm-m)
$R_{mf_{tf}}$	= Resistividad del filtrado de lodo a la temperatura media de la formación	(ohm-m)
R_O	= Resistividad de la formación cuando está saturada 100% con agua de resistividad R_w	(ohm-m)
R_t	= Resistividad verdadera de la formación	(ohm-m)
R_{sd}	= Resistividad de la solución diluida	(ohm-m)
R_{sc}	= Resistividad de la solución concentrada	(ohm-m)
R_{xo}	= Resistividad de la zona barrida o lavada por el filtrado de lodo	(ohm-m)
R_w	= Resistividad del agua de formación	(ohm-m)
R_{wa}	= Resistividad del agua de formación aparente	(ohm-m)
R_{we}	= Resistividad del agua de formación equivalente	(ohm-m)
S_{hr}	= Saturación residual de hidrocarburos	
S_w	= Saturación de agua	
S_{wa}	= Saturación de agua aparente	
S_{xo}	= Saturación de filtrado de lodo	
T	= Temperatura absoluta	($^\circ\text{R}$)
T_c	= Temperatura crítica	($^\circ\text{F}$)

T_f = Temperatura media de la formación	(°F)
T_{PT} = Temperatura a la profundidad total del - pozo	(°F)
T_R = Temperatura reducida	
T_s = Temperatura superficial	(°F)
V = Volumen	(pie ³ ó m ³)
V_{ma} = Velocidad de la matriz	(microseg/pie)
V_p = Volumen de poros	(pie ³ ó m ³)
V_r = Volumen de roca	(pie ³ ó m ³)
V_{sh} = Volumen de arcilla por unidad de volumen de formación	
Z = Factor de compresibilidad	
Δt = Tiempo de tránsito	(microseg/pie)
Δt_{ma} = Tiempo de tránsito de la matriz	(microseg/pie)
Δt_f = Tiempo de tránsito del fluido	(microseg/pie)
$\Delta \rho$ = Densidad corregida	(gr/cc)
μ = Viscosidad	(centipoise)
μ_g = Viscosidad del gas	(centipoise)
μ_o = Viscosidad del aceite	(centipoise)
μ_w = Viscosidad del agua	(centipoise)
ρ_g = Densidad del gas	(gr/cc)
ρ_o = Densidad del aceite	(gr/cc)
ρ_w = Densidad del agua	(gr/cc)
σ = Tensión superficial (tensión interfacial)	(dinas/cm)
σ_{os} = Tensión interfacial entre aceite y sólido	(dinas/cm)
σ_{ws} = Tensión interfacial entre agua y sólido	(dinas/cm)
σ_{ow} = Tensión interfacial entre el aceite y el agua	(dinas/cm)

θ_c	= Angulo de contacto entre el agua, aceite y sólido	(grados)
T	= Tiempo de decaimiento termal	(microseg)
T_{int}	= Tiempo de decaimiento intrínscico de la formación	(microseg)
Σ	= Sección transversal de captura	(cm^{-1})
Σ_h	= Sección transversal de captura de los hidrocarburos	(cm^{-1})
Σ_{ma}	= Sección transversal de captura de la matriz	(cm^{-1})
Σ_{sh}	= Sección transversal de captura de la lutita	(cm^{-1})
Σ_w	= Sección transversal de captura del agua	(cm^{-1})
ϕ	= Porosidad	
ϕ_{BHC}	= Porosidad del registro sónico de porosidad	
ϕ_{FDC}	= Porosidad del registro densidad compensado	
ϕ_N	= Porosidad del registro neutrón compensado	

CAPITULO VII.- REFERENCIAS

- (1) Lauer, A.W., "Petrology of petroleum Reservoir Rocks", Econ Geology, Agosto 1917.
- (2) Slichter, C.S., "Theoretical Investigation of the Notion of Ground Waters", U.S. Geol. Survey, 1897-1898.
- (3) Raza, S.H., Treiber, L.E., and Archer, D.L.: "Wettability of Reservoir Rocks and Its Evaluation", Prod. Monthly (April, 1968) 33, Nº 4, 2-7.
- (4) Nutting, P.G.: "Some Physical and Chemical Properties of Reservoir Rocks Bearing on the Accumulation and Discharge of Oil", Problems in Petroleum Geology AAPG -- (1934).
- (5) Benner, F.C., and Bartell, F.E.: "The Effect of Polar Impurities Upon Capillary and Surface Phenomena in Petroleum Production", Drill. and Prod.Prec., API (1941)
- (6) Leach, R.O.: "Surface Equilibrium in Contact Angle Measurements", paper presented at Garden Research Conference on Chemistry at Interfaces, Meridan, N.H. (July, 1957).
- (7) D.L. Katz, et al., "Handbook of Natural Gas Engineering, New York, N.Y.: McGraw-Hill, 1959.
- (8) Bicher, G.B. and Katz, D.L.: "Viscosity of Natural Gases", Trans. AIME, 155, 246 (1944).
- (9) Beal, C.; "The Viscosity of Air, Water, Natural Gas, Oil Crude and Its Associated Gases at Oil Fields Temperatures and Pressures", Trans. AIME, 165, 94 (1946).
- (10) Dodson, C.R., and M.B. Standing.: "PVT and Solubility Relations for Natural Gas-Water Mixture", Drilling and Production Practice, API, 1944.
- (11) Johnson, H.M.: "A History of Well Logging.", Geophysics. Agosto, 1962.
- (12) Mounce, W.D., and Rust, W.M. Jr.: "Natural Potentials in Well Logging", Trans. - AIME, vol. 155, 1944; p. 49.
- (13) Wyllie, M.R.J.: "A Quantitative Analysis of the Electro-chemical Component of -- the SP Curve", JPT, vol. 1; 1949; P.17.
- (14) Overton, H.L.; Lipson, L.B.: "A Correlation of the Electrical Properties of Drilling Fluids with Solid Content; Trans. AIME, 1958.
- (15) Doll, H.G.: "Introduction to Induction Logging", JPT; June, 1949.
- (16) Dumanoir, J.L.; Tixier, M.P. and Martin, M.: "Interpretation of the Induction -- Electrical Log in Fresh Mud", JPT; July, 1957.
- (17) Wyllie, M.R.J.; Gregory, A.R.; and Gardner, G.H.F.: "Elastic Wave Velocities in Heterogeneous, and Porous Media". Geophysics, Vol. 21, Nº 1, January, 1956.
- (18) Hicks, W.G., and Berry, J.E.: "Application of Continuous Velocity Logs to Determination of Fluid Saturation of Reservoir Rocks", Geophysics, Vol. 21, Nº 3 July 1956.
- (19) Guyod, Hubert; Shane, Lemay: "Geophysical Well Logging". Volume I. Int. to Acoustical Logging 1969.