



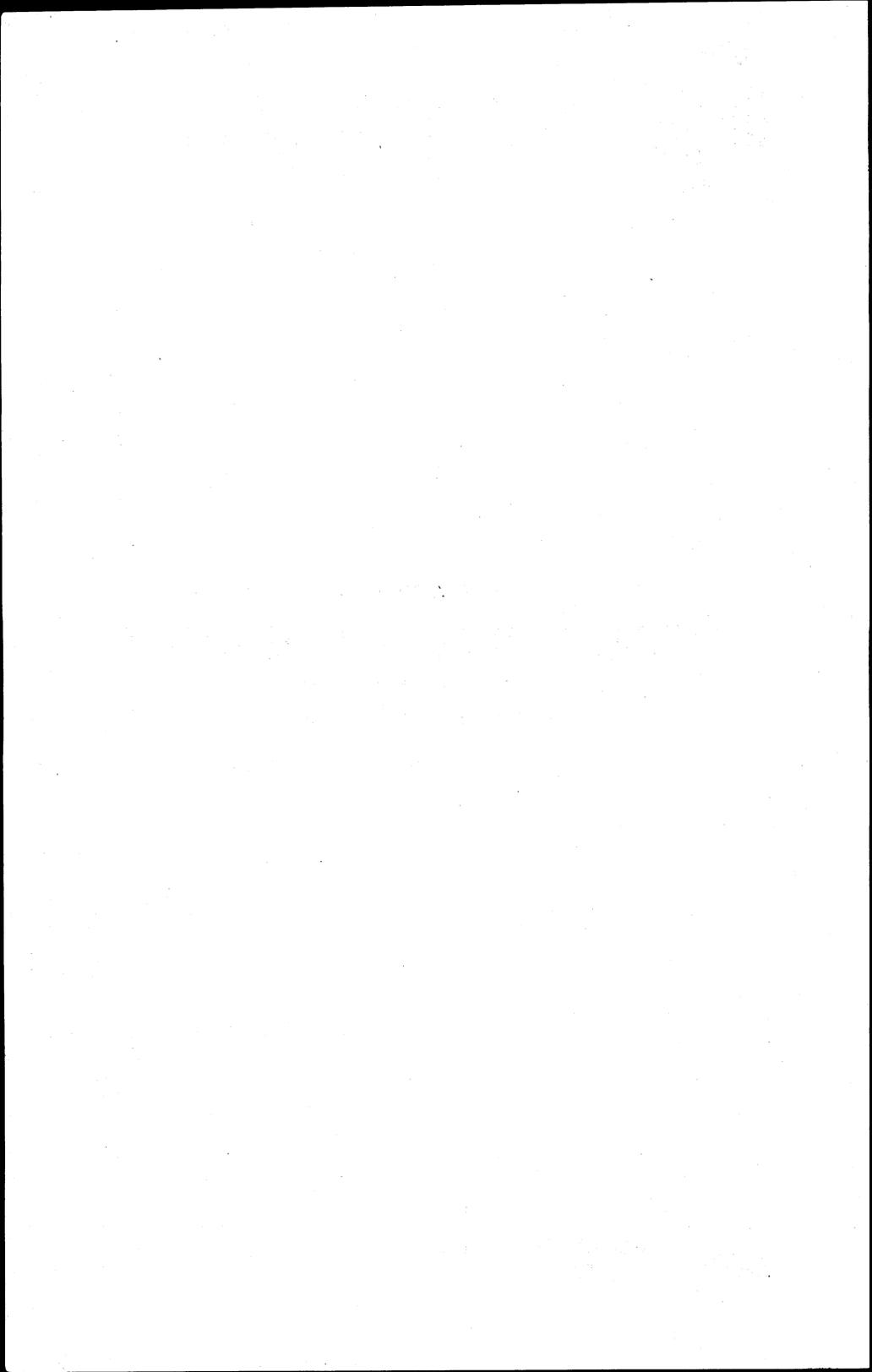
**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO
FACULTAD DE INGENIERIA**

**APUNTES DE
REGISTROS GEOFISICOS
DE POZOS**
(*Segunda Edición*)

FRANCISCO A. ARROYO CARRASCO

**DIVISION DE INGENIERIA EN CIENCIAS DE LA TIERRA
DEPARTAMENTO DE GEOFISICA**

FI/DICT/85-054



Prólogo.

Los Registros Geofísicos de Pozos, son técnicas que se utilizan en exploración petrolera, minera, geohidrológica, geotérmica y geofísica, para determinar in-situ propiedades físicas de las rocas. Se distinguen de otros Métodos Geofísicos porque dan un diagnóstico más confiable de las condiciones de las rocas que están en el subsuelo, ya que miden directamente las propiedades físicas y ayudan a verificar los parámetros medidos en la superficie.

La tecnología de los Registros de Pozos ha avanzado a tal grado que en pocas horas, se puede conocer la litología, las características físicas de los materiales atravesados y las condiciones del pozo. Esto se realiza a partir del procesamiento de la información por computadora y que ayudará a decidir si se sigue perforando o cierra el pozo, dependiendo desde luego del objetivo de la perforación.

Actualmente el material bibliográfico que existe además de ser muy costoso y difícil de conseguir, esta en otros idiomas. La Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México, contempla dentro de los planes de estudio de las carreras de Ingeniero Geofísico e Ingeniero Petrolero la impartición de la cátedra Registros Geofísicos de Pozos, como asignatura obligatoria.

El objetivo de estos apuntes es proporcionar a los interesados en la materia una guía en la cual se resumen las diferentes herramientas, técnicas de interpretación y recomendaciones para escoger el registro adecuado. Esto no quiere decir que con este documento se volverán expertos. Requerirán de investigar y estudiar en otros libros y artículos de acuerdo a la carrera que estén o hayan cursado.

Estos apuntes toman como base los libros "ESSENTIALS OF MODERN OPEN-HOLE LOG INTERPRETATION" de John T. Dewan, "APPLIED OPENHOLE LOG INTERPRETATION" de Douglas W. Hilchie, "SCHLUMBERGER LOG INTERPRETATION CHARTS" de la Compañía Schlumberger y en general podría decirse que se trata de una compilación de estos libros.

Se espera que con el aporte de nuevas ideas así como de corregir los errores que tienen estos apuntes, se logre en poco tiempo editar un libro que cumpla con los objetivos y necesidades de los lectores.

Ing. Mariano Ruíz Vázquez
Jefe de la División de Ingeniería
en Ciencias de la Tierra
Facultad de Ingeniería.

Reconocimiento.

En la realización de este trabajo participó el Ingeniero Pedro González Villalvaso, con sugerencias, recomendaciones y correcciones al escrito. El Ingeniero Francisco Roig Sampedro, en la integración de los capítulos y la Sra. Crispina Vázquez que realizó el trabajo mecanográfico.

I N D I C E .

Introducción.

I.- Generalidades

- 1.- Porosidad
- 2.- Permeabilidad
- 3.- Saturación
- 4.- Resistividad
 - 4.1.- Fluidos ← *Quitar acento*
 - 4.2.- Roca
- 5.- Disturbios causados por la perforación
 - 5.1.- Perfiles de resistividad en capas permeables
- 6.- Comportamiento de la roca en el registro

II.- Herramientas para detectar litología

- 1.- Registro de potencial natural (SP)
 - 1.1.- Potenciales electroquímicos
 - 1.2.- Potenciales de electrofiltración
 - 1.3.- Comportamiento de la curva SP
 - 1.4.- Cálculo de R_w a partir del SP
 - 1.5.- El registro SP en arenas arcillosas
- 2.- Registro de Rayos Gamma naturales (GR)
- 3.- Registro Espectral
 - 3.1.- Aplicaciones del Registro Espectral

III.- Herramientas de Resistividad

- 1.- Herramientas para lodo dulce
- 2.- Herramientas para lodo salado
- 3.- Registro doble de Inducción
 - 3.1.- Correcciones
- 4.- Registro de resistividad enfocados
 - 4.1.- Laterolog
 - 4.2.- Registro Doble-Laterolog
 - 4.3.- Laterolog 8
 - 4.4.- Registro Esférico enfocado
- 5.- Registros de Microresistividad
 - 5.1.- El microregistro eléctrico
 - 5.2.- Microregistros enfocados
 - 5.2.1.- Microlaterolog (MLL)
 - 5.2.2.- Registro de Proximidad
 - 5.2.3.- Microregistro Esférico Enfocado (MSFL)

IV.- Registros de Porosidad

- 1.- Registro de Densidad
- 2.- Registro de Neutrones
 - 2.1.- Registro de Trayectoria de Pared
 - 2.2.- Registro de Neutrón compensado
 - 2.3.- Porosidad
 - 2.4.- Representación del Registro
- 3.- Registro Sónico de Porosidad
- 4.- Registro de Litodensidad
- 5.- Doble porosidad Neutrón
- 6.- Registro Sónico de espaciamiento largo

- 6.1.- Medición de la onda transversal
- 6.2.- Determinación de las propiedades mecánicas
- 6.3.- Identificación de litología
- 6.4.- Indicación de lutita
- 6.5.- Efecto del gas
- 7.- Registro de propagación electromagnética
 - 7.1.- Conversión del tiempo de tránsito a porosidad
 - 7.2.- Saturación del agua en la zona del flujo
 - 7.3.- Ejemplo de la estimación del aceite móvil

V.- Interpretación

A.- Interpretación en formaciones limpias

- 1.- Gráficas de interrelación resistividad porosidad
 - 1.1.- Gráfica de Hingle
 - 1.1.1.- Gráfica de interrelación sónico-resistividad
 - 1.1.2.- Gráfica de interrelación Densidad-Resistividad
 - 1.1.3.- Gráfica de interrelación de aceite móvil
 - 1.2.- Identificación multimineral
- 2.- Identificación multimineral
 - 2.1.- Gráfica M-N
 - 2.2.- Gráfica MID
 - 2.3.- Método Litodensidad Neutrón
 - 2.4.- Tendencias en la identificación multimineral

B.- Interpretación en arenas arcillosas

- 1.- Naturaleza de la lutita
- 2.- Distribución de la arena o lutita en arenas arcillosas
 - 2.1.- Laminar
 - 2.2.- Dispersa
 - 2.3.- Estructural
- 3.- Modelos de interpretación
- 4.- Capacidad de intercambio catiónico
 - 4.1.- Relación del CEC al área superficial
 - 4.2.- Agua impregnada en la arcilla
 - 4.3.- División de las arenas arcillosas
 - 4.4.- Modelo de Waxman-Smits
 - 4.5.- Modelo de dos aguas
 - 4.6.- Relación entre el modelo de Waxman-Smits y el de dos aguas.
- 5.- Porosidad y conductividad de la lutita
 - 5.1.- Porosidad de la lutita
 - 5.2.- Conductividad de la lutita
- 6.- Aplicación del Método de dos aguas
 - 6.1.- Evaluación de Vsh
 - 6.2.- Determinación de la porosidad efectiva
 - 6.3.- Evaluación de las resistividades del agua
 - 6.4.- Determinación de la saturación del agua

- VI.- Registro de Echados
- VII.- Detección de Fracturas con Registros de Pozos
 - 1.- Fracturas (naturales e inducidas)
 - 2.- Detección de Fracturas
- VIII.- Registros procesados en el pozo
 - 1.- Registro Rwa
 - 2.- Sobreposición de porosidad
 - 3.- Sobreposición F
 - 4.- Registro Rxo/Rt
 - 5.- Registro CYBERLOOK
 - 6.- Registros procesados en oficina
- IX.- Recomendaciones para escoger registros
 - 1.- Serie de registros para lodos dulces y roca de dureza media a suave
 - 2.- Serie de registros para roca dura y lodo salado
 - 3.- Situaciones especiales.



Introducción.

El objetivo de estos apuntes es el de introducir y familiarizar a toda aquella persona que desee conocer las diferentes herramientas que sirven para determinar algunas propiedades físicas de las rocas atravesadas por un pozo, como: eléctricas, radio-activas, acústicas, térmicas y mecánicas.

De acuerdo al objetivo planteado, se describirán brevemente los instrumentos más comunes y cómo aplicarlos a las diferentes condiciones de operación, así como los métodos más utilizados para la obtención de ciertos parámetros que serán indispensables para la evaluación de un yacimiento.

Tradicionalmente se ha definido a un Registro Geofísico de Pozo como la representación digital o analógica de una propiedad física que se mide contra la profundidad. Los instrumentos de medición son conocidos con el nombre de sondas, las cuales son cilindros de metal que tienen en su parte interior circuitos electrónicos muy sofisticados.

Los equipos que existen son múltiples y varían de acuerdo a las necesidades de investigación y a la profundidad del pozo.

La historia de los registros de pozos puede dividirse en tres etapas. Los primeros veinte años, 1925-1945, corresponden a su introducción y aceptación gradual. Es la época del registro eléctrico (ES). Este registro fue corrido de una manera sencilla pero su interpretación fue complicada. Actualmente este registro es de gran utilidad en el área geohidrológica.

La segunda etapa de 1945, fue la era de mayor desarrollo, la cual se hizo posible por el avance de la electrónica. Se introdujeron herramientas eléctricas enfocadas, las cuales tienen una buena resolución de capa y varias profundidades de investigación. Una gran variedad de dispositivos acústicos y nucleares se desarrollaron para realizar mediciones de porosidad y proporcionar información litológica. Existió un progreso a través de la segunda y aún tercera generación de herramientas, incrementándose la capacidad y exactitud. Simultáneamente, se realizó un amplio trabajo teórico y experimental para perfeccionar la interpretación de los registros geofísicos

La tercera etapa, comienza alrededor de 1970 y se le conoce como la era del procesado. Con las computadoras se hace posible analizar con mucho más detalle y rapidez la información. Los centros de procesado de registros proveen interpretaciones sofisticadas de registros digitizados, los cuales son transmiti-

dos con prontitud por teléfono y satélite hacia los centros de trabajo para la toma oportuna de decisiones. Los camiones de registros traen en la actualidad integrada una computadora que les permite procesar de una manera rápida la información en el mismo pozo. Al mismo tiempo las herramientas se han combinado al punto de que se obtiene una gran cantidad de curvas en una sola corrida.

En la actualidad los registros son adecuados para la determinación del contenido de hidrocarburos, agua, minerales y competencia de las rocas sujetas a diferentes esfuerzos, también sirven para localizar formaciones de alta y baja porosidad e identificación de lutitas y formaciones de litología compleja.

Los avances están llegando actualmente a tratar de predecir la productividad del yacimiento y la permeabilidad.

La manera de medir las distintas propiedades de las rocas parten de un sistema básico común: un emisor (electrodo, bobina, emisor de radioactividad, emisor de neutrones, emisor de ondas acústicas) que envía una señal (corriente eléctrica, campo electromagnético, radioactividad, neutrones u ondas acústicas) hacia la formación. Uno o varios receptores miden la respuesta de la formación a cierta distancia del emisor.

La señal recibida por el equipo (registro) incluye información de la formación y ruido, que es de utilidad complementaria en la interpretación. Existen dos fuentes que originan ruido en la señal. Una dentro del pozo debido al fluido de perforación, enjarre, filtrado del lodo y forma de detección de la herramienta y la segunda ocasionada en la superficie por factores ambientales y equipo.

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

1. Eléctricos
2. Radioactivos
3. Acústicos
4. Térmicos
5. Mecánicos

Ahora bien, por la propiedad física que detectan de una manera directa o indirecta en:

1. Resistivos
2. Porosidad
3. Mecánicos

Dentro de los primeros existe una gama muy amplia que detectan resistividad a diferentes radios de investigación dividiéndose en:

A.- I.- Registros de Resistividad Profunda

1. Eléctrico
2. Eléctrico enfocado
3. Doble eléctrico enfocado
4. Inducción
5. Doble de Inducción

II.- Registros de Resistividad Somera

1. Micro eléctrico
2. Micro enfocado
3. Proximidad
4. Micro enfocado esférico

... cada uno de éstos, funciona bajo diferentes mecanismos eléctricos.

B.- I.- Registros de Porosidad

1. Sónico compensado
 de espaciamiento largo
 Densidad Variable
2. Neutrón Convencional
 Lateral
 Compensado
 Doble porosidad Compensado
3. Densidad Compensada
 Litodensidad
4. Propagación Electromagnética

C.- Registros Mecánicos

1. Temperatura
2. Desviación de Pozo
3. Echados

Hay una gran variedad en este tipo de registros que sirven para detectar anomalías en las capas, en los pozos y en las tuberías de revestimiento.

Existen Registros dentro de los anteriores que pueden dar un indicio de la litología, no la cuantifican, pero son de gran utilidad para detectar zonas de interés, éstos son: el Registro de Potencial Natural y el de Rayos Gamma Naturales. También es posible determinar el tipo de arcilla; el Registro que se ocupa para esta situación es el Registro Espectral.

Los factores que influyen en la respuesta de los Registros son:

1. Litología
2. Porosidad
3. Contenido de fluidos ← quitar acento

En la actualidad la información que brindan los Registros no se ha utilizado en forma conveniente debido a que la interpretación que se hace de éstos es empírica, concretándose únicamente a la forma de la curva; olvidándose la mayoría de los analistas de que cuentan con una información muy grande. Otro problema que se presenta actualmente es la falta de información por parte de las compañías de servicio respecto a la forma con que operan sus instrumentos, dejando al analista sin ninguna herramienta matemática, limitándose exclusivamente al uso de cartas de interpretación que preparan las mismas compañías.

Hasta ahora los Registros Geofísicos de Pozos tienen su mayor aplicación en el sector Petrolero; son de utilidad también en Geohidrología, Minería y Geotécnia.

Las aplicaciones más importantes de los registros geofísicos de pozos son:

1. Correlación y límites entre capas
2. Diferenciación entre rocas duras y blandas
3. Localización de cuerpos permeables
4. Determinación de contactos agua-hidrocarburos
5. Determinación cuantitativa de porosidad e Índice de Saturación de Fluidos
6. Determinación de la productividad del pozo
7. Pronóstico de fluidos a producir
8. Determinación de litología
9. Determinación de porosidad secundaria
10. Delineamiento de características estructurales y sedimentarias
11. Determinación del tipo y volumen de arcilla
12. Pronóstico de la permeabilidad
13. Salinidad del agua de Formación
14. Medida del diámetro del agujero
15. Determinación de la calidad de cementación
16. Determinación de daños a la tubería del pozo
17. Determinación de corrosión de tuberías
18. Localización de coples
19. Medición de Temperatura
20. Determinación del firme para cimentaciones
21. Localizar minerales metálicos y no metálicos
22. Localizar zonas con agua potable
23. Medición de gastos de fluidos
24. Simulación Matemática de yacimientos.

Quitar acento →

Quitar acento →

Capítulo I Generalidades

(tomado de 1,2,3 con algunas modificaciones)*

Las rocas en general están constituidas por fluidos (agua, aceite, gas), minerales y cementante. Los fluidos se encuentran en cavidades llamadas poros. La fracción del volumen de poro contenido con algún fluido se denomina saturación. Para evaluar la productividad de un depósito con fluidos es necesario conocer la facilidad con que el fluido puede atravesar el sistema poroso; esta propiedad de la roca, la cual depende de la manera en que están interconectados los poros se conoce como permeabilidad.

La evaluación de un yacimiento con fluidos de interés, requiere de conocer, además de las propiedades anteriores, el espesor del paquete de roca (que en lo sucesivo se denominará formación) para determinar si éste puede considerarse económicamente productivo. Estos parámetros pueden obtenerse o evaluarse por muestras de canal, núcleos o bien a partir de Registros Geofísicos de Pozos.

La ventaja de utilizar los Registros Geofísicos de Pozos respecto a los núcleos y muestras de canal es que se obtiene una información continua, in-situ, localizándose más fácilmente los contactos entre los diferentes tipos de rocas.

Los Registros Geofísicos de Pozos miden propiedades físicas y químicas de un cierto volumen de roca, por lo general existen algunas discrepancias con las descripciones geológicas. Es por ello necesario conocer además del tipo de roca, su comportamiento, el fluido de perforación que se utilizó para evaluar los efectos que se producirán en la vecindad del pozo y los disturbios causados por la perforación.

1.- Porosidad.- La porosidad de una roca es una medida de la cantidad del espacio interno que es capaz de almacenar fluidos. Se define como la relación que existe entre el volumen de espacios vacíos en la roca y el volumen total de ésta.

$$\phi = \frac{\text{Volumen de espacios } \overset{\text{que contienen algún fluido}}{\text{vacíos}}}{\text{Volumen total de la roca}} \quad \text{I.1}$$

* El número indica la referencia y se presenta en la Bibliografía.

La porosidad puede clasificarse de acuerdo a su origen como (1) primaria o (2) secundaria. La porosidad primaria u original es aquella que se desarrolló en el momento de la depositación, mientras que la secundaria o inducida se generó por procesos geológicos subsecuentes a la depositación. La porosidad original está representada por la porosidad intergranular en rocas detríticas e intercrystalina y oolítica en rocas carbonatadas. La porosidad inducida está representada por fracturas, comunmente en lutitas, calizas, y por vesículas o cavidades de disolución. Otro proceso que la genera es la dolomitización.

Poner
acento →

Quitar
acento →

2.- Permeabilidad.- La permeabilidad de una formación es una medida de la capacidad del medio para transmitir fluidos. La unidad de medida es el mili-darcy.

Quitar
acento →

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

Quitar
acento →

3.- Saturación.- Es la fracción del volumen del poro de una roca que está lleno con un fluido; su expresión es:

$$S = \frac{\text{Volumen del fluido}}{\text{Volumen del poro}} \quad \text{I.2}$$

4.- Resistividad.- La resistividad eléctrica es una medida de la dificultad que la corriente encuentra al circular a través de un material. Su unidad es el ohm-m y se puede relacionar con la resistencia eléctrica a través de la expresión:

$$R = r \frac{A}{L} \quad \text{I.3}$$

donde A es el área por donde fluye la corriente, m²

L es la longitud del material, m

r es la resistencia eléctrica en ohm

R es la resistividad eléctrica en ohm-m.

4.1.- Fluidos. La resistividad de los fluidos se mide por dispositivos similares al de la fig. 1.1. La resistividad de los hidrocarburos, tales como el gas o aceite, es del orden de varios millones de ohm-m. El agua por otro lado tiene una resistividad variable que depende de la salinidad (cantidad de sal). El agua destilada tiene una resistividad mayor al millón de ohm-m, mientras que la resistividad del agua saturada con sal es menor a 0.1 ohm-m. La sal que más se encuentra en el agua es cloruro de sodio. Las salinidades en Registros de Pozos se dan en partes por millón de cloruro de sodio. El agua de mar, por ejemplo, tiene una salinidad de 30,000 a 35,000 ppm (partes por millón). El agua potable tiene alrededor de 500 ppm.

*quitar
acento*

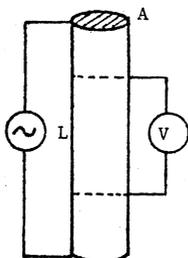
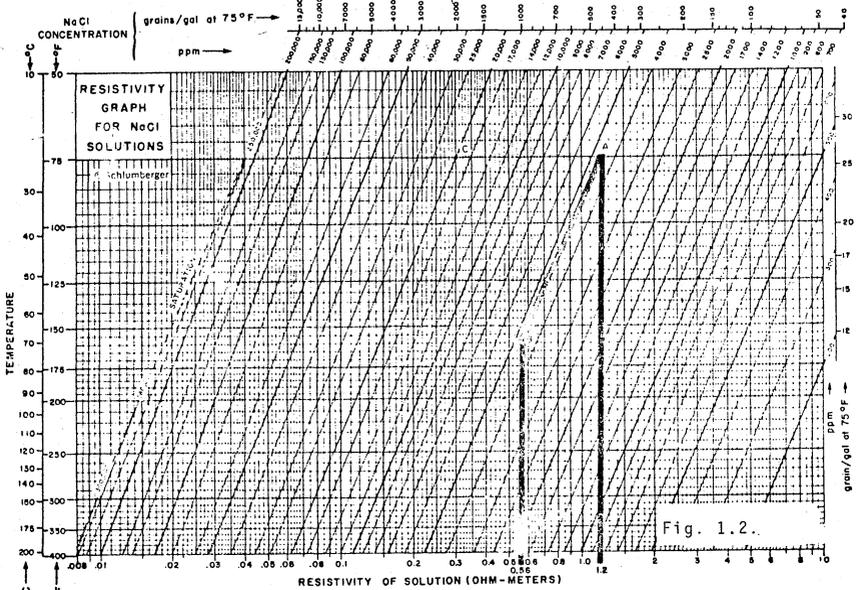


Fig. 1.1.- Esquema de un muestreador para medir la resistividad de líquidos.

La resistividad del agua también es función de la temperatura. A mayor temperatura disminuirá la resistividad. La fig. 1.2 muestra la relación entre la resistividad del agua, salinidad y temperatura. Al menos, dos de las tres variables deben conocerse.



Durante la operación del registro se obtiene la temperatura máxima en el fondo del agujero. Para determinar la temperatura en cualquier otro intervalo, se asume que el gradiente geotérmico es lineal.

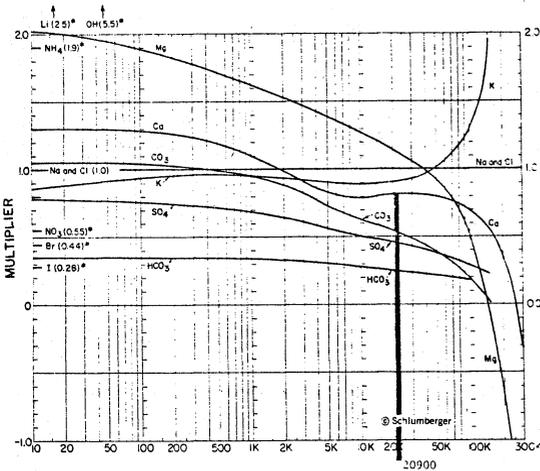
$$T_i = T_s + \frac{T_F - T_s}{P_T} \times P_i$$

I.4

donde

- T_F es la temperatura en el fondo del agujero
- T_S es la temperatura superficial
- P_T profundidad total del pozo
- P_i profundidad del intervalo
- T_i es la temperatura del intervalo

Si se dispone del análisis químico del agua, se puede convertir a resistividad utilizando la fig. 1.3., la cual muestra un ejemplo para explicarla.



Una muestra de agua indica
400 ppm Ca, 1500 ppm SO_4 ,
11500 ppm Na y 7500 ppm Cl .

La concentración total de
sólidos = $400+1500+11500+$
 $7500 = 20900$ ppm. Entrando
en la gráfica, en la parte
inferior con 20900 ppm. En
el eje vertical se intersec
tan los diferentes múltiplos

concentración total de sólidos

| Ión | ppm | múltiplo | equivalente NaCl ppm |
|--------|-------|----------|----------------------|
| Ca | 400 | 0.81 | 324 |
| SO_4 | 1500 | 0.45 | 675 |
| Na | 11500 | 1.00 | 11500 |
| Cl | 7500 | 1.00 | 7500 |

equivalente total de NaCl en ppm 19999

Fig. 1.3. Determinación de la resistividad del agua a partir de la composición química.

4.2.- Roca.- La resistividad de la roca o formación puede medirse de manera similar que en los líquidos. Las areniscas, calizas y dolomitas contienen materiales que son aislantes. La resistividad en estas rocas cuando están secas supera el millón de ohm-m. Cuando están saturadas con agua salada (con resistividad R_w), la resistividad de la roca (R_o) está relacionada con R_w por:

$$R_o = F R_w \quad \text{I.5}$$

Donde F es el factor de formación el cual es función de la porosidad.

$$F = a \phi^{-m} \quad \text{I.6}$$

donde a y m son constantes empíricas que están relacionadas con la geometría y distribución de los poros. A esta expresión se le conoce como ecuación de Archie. Las constantes a y m han sido evaluadas empíricamente a partir de miles de mediciones de laboratorio en diferentes tipos de roca. Para generalizar el uso de las dos expresiones anteriores se utiliza.

$$F = 0.81 \phi^{-2.15} \quad \text{I.7}$$

para sistemas granulares como areniscas. A esta expresión se le conoce como de Humble. En algunas ocasiones se reemplaza por la de Tixier que es mucho más sencilla de aplicar.

$$F = 0.81 \phi^{-2} \quad \text{I.8}$$

para otro tipo de rocas se usa

$$F = \phi^{-2} \quad \text{I.9}$$

Cuando existe aceite o gas en el espacio poroso, la trayectoria de la corriente eléctrica se vuelve más tortuosa. El agua que queda impregnada en las paredes de los granos se le conoce como irreductible. En esta situación el valor de la resistividad verdadera de la roca se puede calcular como

$$R_t = \frac{F R_w}{s_w^n} \quad \text{I.10}$$

siendo n el exponente de saturación de agua con un valor usual de 2.

El valor de saturación de agua se utiliza en lugar de la saturación de hidrocarburo (S_o) porque es más sencillo obtener. La saturación de hidrocarburo se puede calcular entonces como

$$S_o = 1 - S_w$$

I.11

5.- Disturbios causados por la perforación. El proceso de perforación se ilustra en la fig. 1.4. El agujero puede aumentar o disminuir de diámetro, el flujo de perforación puede invadir zonas permeables y se pueden generar enjarres.

La perforación de un pozo con lodo usualmente contamina a las formaciones permeables. Esto se origina por la necesidad de mantener la presión del lodo en el agujero mayor que la presión del fluido de la formación. La cantidad de contaminación (invasión) es una función de la densidad del lodo y de la pérdida del agua del lodo (filtrado). El lodo, en el proceso de filtración hacia la formación, deja una capa en la pared del agujero (enjarre, el cual está formado por los sólidos del lodo), la cual limita la entrada de agua hacia la formación. Invasiones profundas ocurren en formaciones de baja porosidad porque son perforados con lodos de mayor pérdida de agua. Invasiones someras ocurren en formaciones de alta porosidad porque son perforados con lodos de menor pérdida de agua. Esto debe de tomarse muy en cuenta por prevenir derrumbes en las paredes de los pozos.

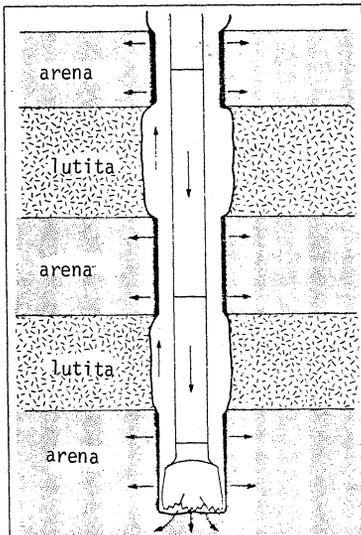


Fig. 1.4.- Proceso de invasión.

Debe de recordarse que las lutitas a menudo se dañan durante la perforación. Este daño puede ser el resultado de una hidratación causando que se hinchen y aumente el diámetro del agujero por derrumbes o bien por solución.

La hidratación no solo cambia el valor de resistividad de las lutitas si no otros parámetros en la vecindad del agujero.

La fig. 1.5 muestra un esquema de una formación permeable. Los fluidos en la zona de transición son una combinación de filtrado de lodo y agua de la formación.

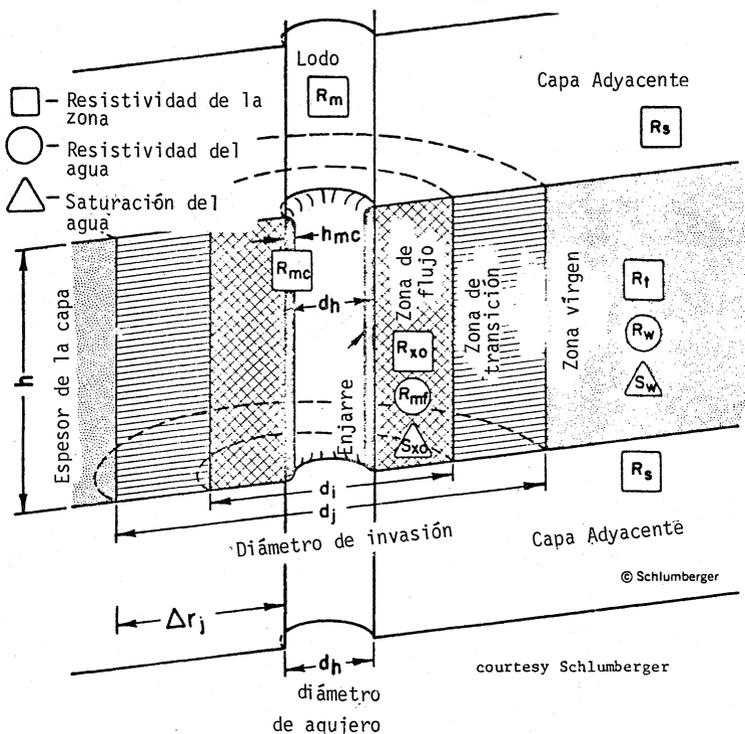


Fig. 1.5 Sección transversal esquemática de un agujero.

Las herramientas que miden la resistividad como se vió en la introducción están clasificadas por la profundidad de investigación. Si la herramienta solo mide algunas pulgadas dentro de la formación, la resistividad que mide se conoce como R_{xo} , si la medida está en un rango intermedio medirá R_i y si la herramienta mide muy profundo medirá R_t . Debe de recordarse que si la invasión es muy somera o no existe, todas las herramientas medirán R_t .

5.1.- Perfiles de resistividad en capas permeables. La fig. 1.6 muestra algunas variaciones de la resistividad, de la pared del pozo a la formación. Estos cambios son causados únicamente por la invasión del filtrado del lodo. Si el filtrado tiene una mayor resistividad que el agua de formación y no existen hidrocarburos en la capa, la resistividad disminuirá a medida que se aleje de la pared del pozo, fig. 1.6a. Si el filtrado del lodo tiene menor resistividad que el agua de formación (lodo salado), la resistividad de la formación aumentará a medida que se aleje de la pared del pozo, fig. 1.6b. Si la resistividad del filtrado y de la formación son iguales no se verá ningún cambio entre la zona vírgen e invadida fig. 1.6c.

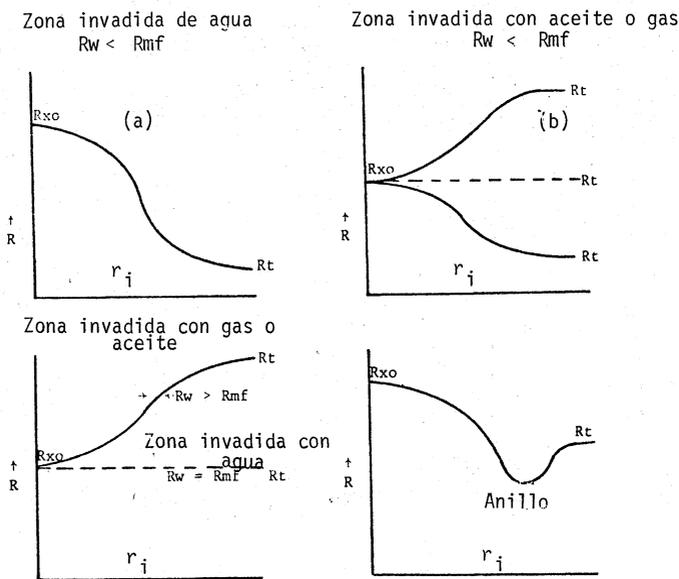


Fig. 1.6 perfiles de resistividad en capas permeables invadidas.

Cuando las formaciones tienen hidrocarburos los contrastes de resistividad entre la zona invadida y vírgen no son predecibles. Esto es porque el proceso de invasión mueve algunos hidrocarburos fuera de la zona invadida. En un sistema de lodo salado ($R_{mf} < R_w$) la resistividad aumentará a medida que se aleje de la pared del pozo siempre y cuando los hidrocarburos hayan sido desplazados por la invasión fig. 1.6b.

En lodos dulces ($R_{mf} > R_w$) la resistividad puede aumentar, disminuir o permanecer igual. Esto se debe a que la saturación del filtrado del lodo en la zona invadida es mayor que en la zona vírgen. Algunas veces durante la invasión en una zona con hidrocarburos se forma un anillo de agua salada fig. 1.6c; el resultado es una baja de resistividad entre la zona invadida y vírgen.

6.- Comportamiento de la roca en el Registro.- Las areniscas, cuarzo, pedernal y otros silicatos no se diferencian en los registros. La dolomita se puede distinguir por que tiene un comportamiento relativamente estable. La anhidrita, yeso y halita difieren en la respuesta que da el registro. El limo se reconoce en registros como una arenisca de grano pequeño. Las lutitas pueden considerarse predominantemente arcillas, las cuales son generalmente materiales conductivos cuando están impregnados de agua, tienen una resistividad relativamente baja. A medida que se contaminan con arena, limo u otros granos la resistividad se incrementa como se muestra esquemáticamente en la fig. 1.7.

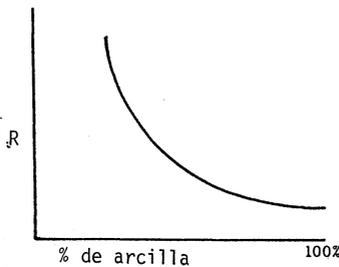


Fig. 1.7.- Resistividad de una combinación arena-arcilla.

Capítulo II Herramientas para detectar litología.
(tomado de 1,2 y 3 con algunas modificaciones)

La primera etapa para analizar un conjunto de registros es seleccionar las zonas permeables, las cuales pueden ser arenas o carbonatos y descartar a las lutitas. Los registros utilizados para este propósito son el de Potencial Natural (SP) y el de Rayos Gamma (GR). Estos registros siempre se presentan en el carril izquierdo.

Los dos registros distinguen lutitas pero con diferente mecanismo. El SP es una medida eléctrica y el GR es una medida nuclear. Algunas veces estos registros son idénticos y algunas otras totalmente diferentes.

La fig. 2.1 compara los registros SP y GR en una secuencia típica de rocas arena-lutita. Ambas curvas son semejantes y claramente se distinguen las lutitas de las zonas permeables. En contraste, en formaciones duras, calizas, el SP es suave (no se distinguen). El GR es superior en estas condiciones, distinguiendo lutitas carbonatadas y límites entre capas.

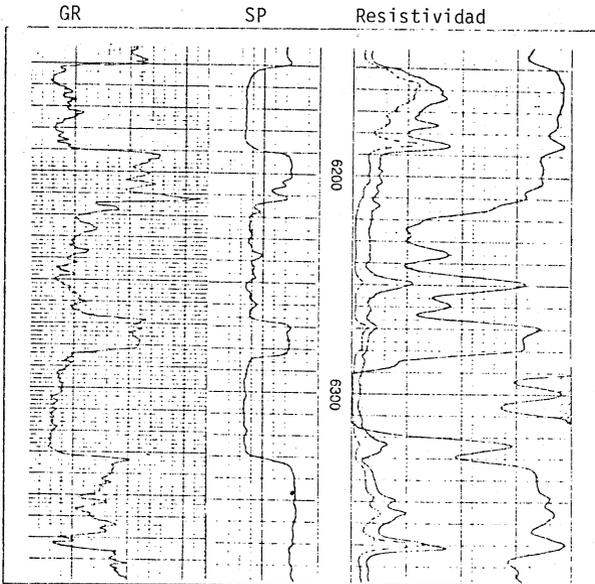


Fig. 2.1. Comparación del Registro SP y GR en formaciones suaves.

Ambas curvas se utilizan para indicar el contenido de lutita de una zona permeable. El GR es más cuantitativo. El SP se pue de usar para obtener la resistividad del agua de formación.

1.- Registro de Potencial Natural (SP).- Es el registro de la diferencia del potencial eléctrico entre un electrodo colocado en la superficie y un electrodo móvil en el agujero. Los potenciales naturales se desarrollan dentro del agujero como resultado de la diferencia de salinidad entre el fluido del agujero y el agua de la formación. El agujero debe de estar lleno con lodo conductivo. El SP no debe de correrse con lodos base aceite, agujeros vacíos o ademados. La escala del registro está en milivolts. No existe un cero absoluto; sólo cambios en el potencial. La medida del SP es sencilla más no su interpretación. Es un registro cuya respuesta y definición vertical varían ampliamente con las propiedades de la formación y del lodo.

Este registro se usa para: seleccionar zonas permeables, obtener la resistividad del agua y estimar el grado de arcillosidad del estrato de interés.

En capas permeables la curva se deflexiona generalmente hacia la izquierda, puede deflexionarse también hacia la derecha. Esto indica porosidad y permeabilidad. El potencial que se mantiene constante hacia la derecha del registro significa zonas impermeables. El Potencial Natural es una combinación de cuatro potenciales eléctricos. Estos se ilustran en la fig. 2.2, cuando la resistividad del filtrado del lodo es mayor que la del agua de la formación.

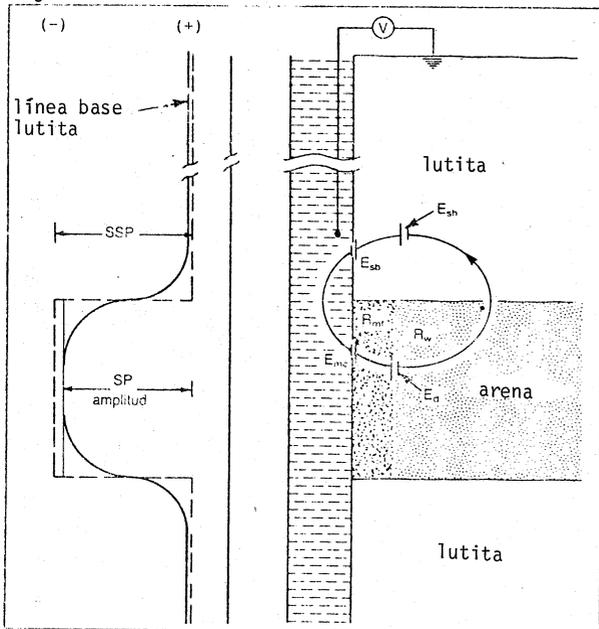


Fig.- 2.2.- Origen del SP

impermeable
zona permeable

zona permeable

zona impermeable

Son en orden de importancia:

1.- Electroquímico, Esh, existente entre la lutita impermeable, su interfase horizontal con la zona permeable y la interfase vertical con el agujero.

2.- Electroquímico, Ed, existente a través de la transición entre la zona invadida y no invadida en la capa permeable.

3.- Electrocinético, Emc, existente entre el enjarre.

4.- Electrocinético, Esb, existente entre una capa delgada de lutita junto al agujero.

1.1.- Potenciales Electroquímicos.- El potencial Esh, es un potencial de membrana asociado con el paso selectivo de iones en la lutita. Debido a la estructura laminar de la arcilla y de las cargas en las capas, el ión Na^+ pasa, pero el ión Cl^- se retiene. Cuando la lutita separa soluciones de cloruro de sodio de diferente concentración, los iones Na^+ se mueven a través de la lutita de la solución más concentrada (generalmente el agua de la formación) a la solución menos concentrada (lodo). Esto constituye un flujo de corriente. La magnitud del potencial que causa este flujo es función de las actividades iónicas de las dos soluciones.

El potencial Ed conocido como de difusión existe entre la interfase de soluciones de diferente salinidad. Los iones Cl^- tienen mayor movilidad que los Na^+ , por lo tanto es un flujo neto de cargas negativas, del agua de formación de mayor concentración al filtrado del lodo.

La combinación de estos potenciales da el potencial electroquímico total

$$E_c = -k \log(R_{mfe}/R_{we}) \quad \text{II.1}$$

donde k es una constante que depende de la temperatura

$$k = 60 + 0.13T \quad (\text{en grados Farenheith}) \quad \text{II.2}$$

$$k = 64 + 0.24T \quad (\text{en grados Centígrados}) \quad \text{II.3}$$

Típicamente, E_c varía de 70 a 100 mv para lodos dulces y formaciones con agua salada.

1.2 Potenciales de electrofiltración.- El potencial Emc a través del enjarre es de diferente naturaleza. Es un potencial que produce el flujo del electrolito, filtrado del lodo, a través del medio poroso y enjarre. La magnitud no se puede predecir con exactitud. Sin embargo, una relación aproximada

para este valor, en mv, se puede obtener.

$$E_{mc} = 0.04 \Delta P \sqrt{R_{mc} T_{mc} f} \quad \text{II.4}$$

donde: ΔP = presión diferencial entre el agujero y formación, psi.

R_{mc} = resistividad del enjarre, ohm-m.

t_{mc} = espesor del enjarre, pulgadas

f = pérdida de agua del lodo, cc/30 min.

Con $\Delta P = 200$ psi, $R_{mc} = 1.0$ ohm-m, $t_{mc} = 0.25$ pulgadas y $f = 4$ cc/30 min, en condiciones normales el potencial $E_{mc} = 8$ mv.

Este valor genera muy pocos milivolts que se agregarían a E_s , para el caso en que $R_{mf} > R_w$. Sin embargo está parcialmente compensado por un potencial similar, E_{sb} , de polaridad opuesta en el límite lutita-agujero donde la lutita actúa por sí misma con un enjarre grueso y con muy poca pérdida de agua. Consecuentemente el potencial de electrofiltración neto es muy pequeño. Las principales excepciones son donde las formaciones permeables se han despresurizado por una extracción previa o donde se utilizan lodos muy pesados.

Potencial Total.- La contribución electroquímica es la que se considera para obtener el Potencial Natural.

$$SSP = -k \log (R_{mfe}/R_{we}) \quad \text{II.5}$$

Esta es la ecuación fundamental.

1.3.- Comportamiento de la curva SP.- El SP se vuelve cero cuando $R_{mfe} = R_{we}$ y positivo cuando $R_{mfe} > R_{we}$. En un pozo típico con agua dulce, los siguientes comportamientos se pueden observar: A profundidades muy someras donde el agua de formación es dulce, el SP es positivo. Alrededor de los 300 metros el SP tiende a cero; a medida que se profundiza, el agua de formación gradualmente se convierte más salada y el SP aumenta en magnitud (negativamente). A profundidades mayores el agua conata disminuye de salinidad, especialmente cuando las formaciones están sobrepresionadas. En tal caso el SP reduce su magnitud. En casos poco comunes puede volverse positivo, la fig. 2.3 lo ilustra.

1.4.- Cálculo de R_w a partir del SP.- La ecuación II.5 se utiliza para determinar la resistividad del agua de formación que se requiere para calcular la saturación de agua (S_w). Los pasos que deben de seguirse son los siguientes:

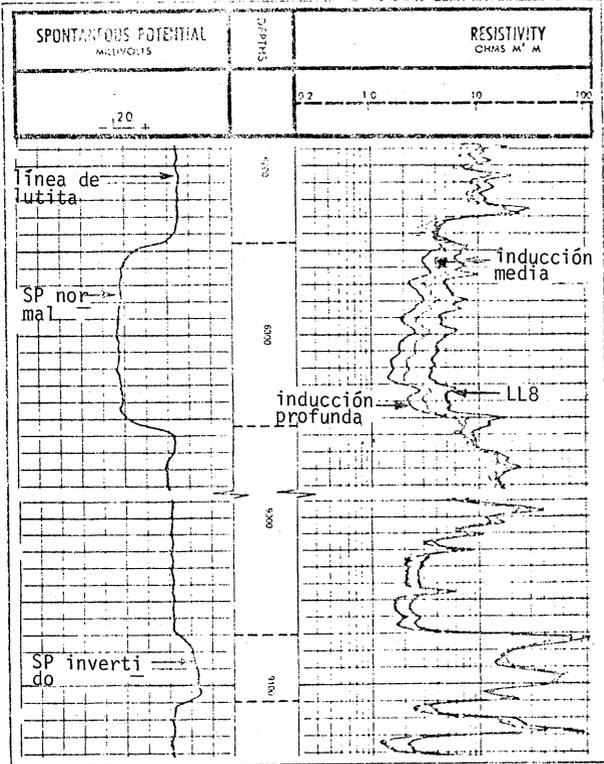


Fig. 2.3.- Ejemplo de deflexiones e invertidad del registro SP.

A.- Establecer la línea base de lutitas.- Esta línea tiene un comportamiento uniforme, generalmente se presenta hacia el lado derecho del carril izquierdo del registro. Fig. 2.9

B.- Marcar las zonas permeables.- Las zonas permeables se presentan como deflexiones ya sea hacia la derecha o hacia la izquierda de la línea base de Lutitas. Por lo común en pozos pe troleros y muy profundos esta deflexión es hacia la izquierda, por el hecho de que el fluido de la formación es más salado → que el fluido de perforación. En pozos poco profundos el comportamiento es opuesto. En este caso hay que tener cuidado en marcar la línea base de lutitas. Una forma que se puede utilizar para marcar esta zona es viendo el comportamiento de la curva de resistividad, la cual presentará muy bajas resistividades o bien si existe el registro de Rayos Gamma Naturales, en zonas con presencia de lutitas tendrá valores de radioactividad muy altos.

*Quitar
decurto*

C.- Determinar la temperatura de la Formación.- La temperatura juega un papel muy importante, a medida que el pozo es más profundo la temperatura va aumentando y variarán las propiedades del lodo de perforación y de la formación. La resistividad del lodo disminuirá y la salinidad aumentará al igual que la presión. Para determinar la temperatura de la formación o del intervalo de interés se puede ocupar el nomograma que se presenta en la fig. 2.4 o bien a partir de la ecuación.

$$T_f = T_s + \frac{T_t - T_s \cdot P_f}{P_t} \quad \text{II.6}$$

donde:

- T_f es la temperatura en el intervalo de interés
- T_s es la temperatura en la superficie
- T_t es la temperatura en el fondo del agujero
- P_t es la profundidad total del agujero
- P_f es la profundidad en el intervalo de interés

D.- Determinar R_m y R_{mf} a la temperatura del intervalo. Se utiliza el nomograma de la figura 2.5 o bien a partir de la expresión

$$R_2 = R_1 \frac{T_1 + C}{T_2 + C} \quad \text{II.7}$$

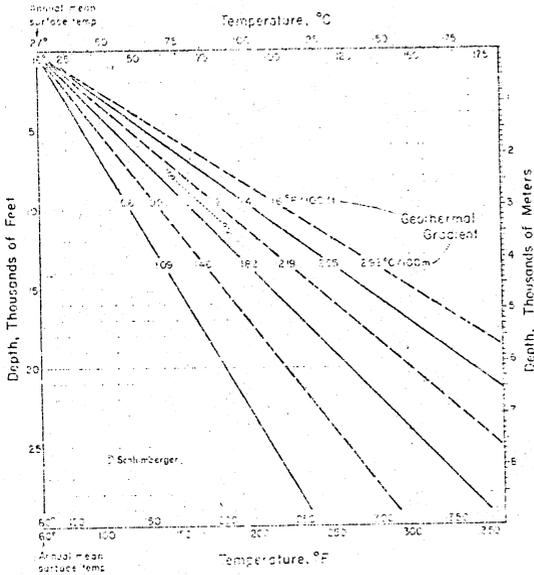


Fig. 2.4.- Cálculo de la temperatura a la profundidad del intervalo.

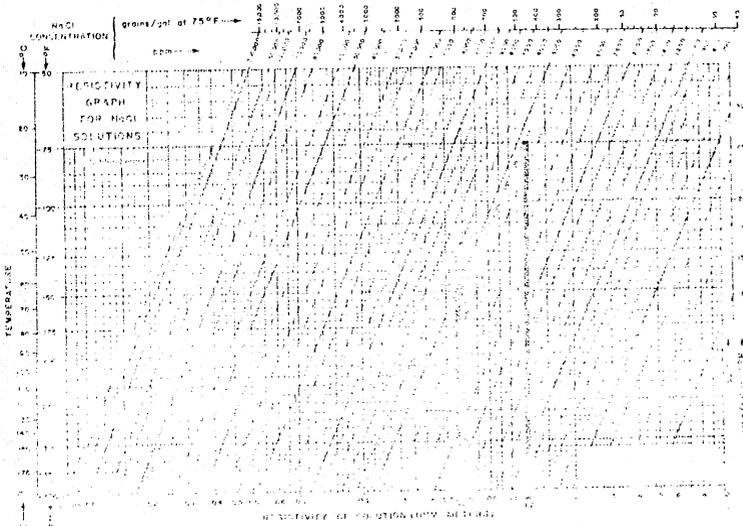


Fig. 2.5.- Gráfica para el cálculo del resistividad a una solución a la temperatura del intervalo.

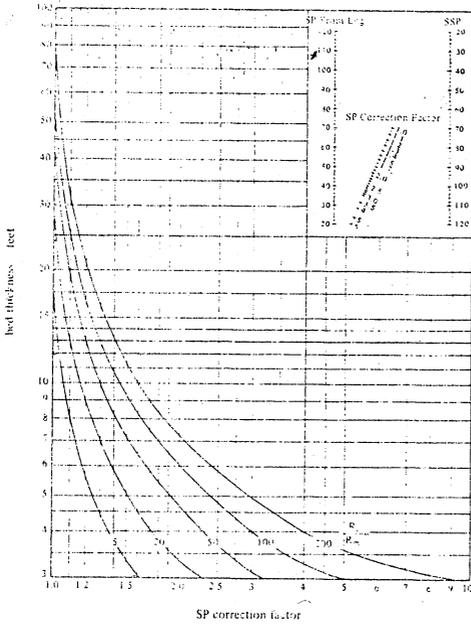


Fig. 2.6.- Gráfica para corregir por espesor de capa el registro SP.

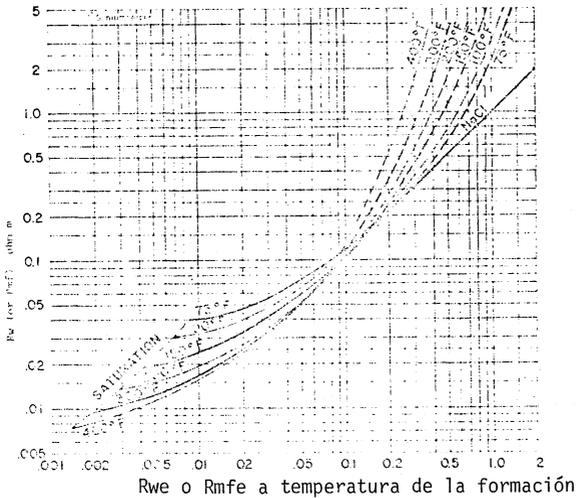


Fig.- 2.7 Gráfica que relaciona R_w y R_{we} o R_{mf} y R_{mfeq}

donde: C depende de las unidades = 7 cuando son °F y 22 para °C.

R2 es la resistividad (Rmf o Rm) en el intervalo de interés.

R1 es la resistividad que se lee en el encabezado del Registro (Rmf o Rm)

T1 este valor se lee en el encabezado del registro

T2 es la temperatura calculada en el paso C.

E.- Leer la amplitud de la curva SP a partir de la línea base de lutitas a la máxima deflexión. Recordar que la línea base corresponde al valor cero.

F.- Determinar el espesor de la capa. Se obtiene a partir del registro SP. El límite de la capa corresponde al punto de inflexión de la curva SP.

G.- Hacer la corrección por espesor de capa. Se necesita leer del registro normal corta (fig. 2.9) el valor Ri; sacar la relación Ri/Rm y utilizar el nomograma de la fig. 2.6.

H.- Checar el valor de Rmf. Si este valor es menor de 0.1 ohm-m a la temperatura de la formación se corrige utilizando el nomograma de la fig. 2.7. Se localiza en el eje vertical el valor de Rmf, se interseca con la curva de temperatura (Tf) y se lee en el eje horizontal el valor Rmfe.

Si el valor de Rmf es igual o mayor a 0.1 ohm-m. el valor Rmfe=Rmf.

I.- Calcular el valor Rwe. Este valor se obtiene despejando Rwe de la ecuación II.5 o bien a partir del nomograma de la fig. 2.8.

J.- Convertir Rwe a Rw. Si Rwe es mayor que 0.1 ohm-m no requiere de corrección y se obtiene directamente el valor Rw. Si el valor encontrado es menor se utiliza el nomograma de la fig. 2.7 siguiendo el mismo procedimiento realizado en el paso H., pero en sentido contrario.

K.- Checar el valor de Rw obtenido a partir del registro SP con cualquier otra fuente disponible (muestras de agua, análisis de núcleos, etc.)

Hoja para el cálculo de Rw.

C.- Tt= ____ Ts= ____ Pt= ____ Pf= ____ Tf= ____ fig. 2.4

D.- Rmf= ____ a ____ ° Rm = ____ a ____ ° Rmf= ____ fig. 2.5
Rm = ____

E.- SP leído del registro ____ mv

F.- Espesor de la capa ____ pies (si está en metros convertirla a pies).

G.- Corrección de SP. $R_i = \underline{\hspace{1cm}}$ $R_i/R_m = \underline{\hspace{1cm}}$ Factor de Corrección fig. 2.6 = $\underline{\hspace{1cm}}$

SSP = Factor de Corr X SP = $\underline{\hspace{1cm}}$ mv

H.- Rmf menor que 0.1 ohm-m utilizar fig. 2.8 $R_{mfe} = \underline{\hspace{1cm}}$ ohm-m
Rmf mayor o igual que 0.1 ohm-m $R_{mfe} = R_{mf} = \underline{\hspace{1cm}}$ ohm-m

I.- Calcular Rwe (ecuación II.5 o fig. 2.9) $R_{we} = \underline{\hspace{1cm}}$ ohm-m

J.- Rwe menor que 0.1 ohm-m utilizar fig. 2.8 $R_w = \underline{\hspace{1cm}}$ ohm-m
Rwe mayor o igual a 0.1 ohm-m $R_w = R_{we} = \underline{\hspace{1cm}}$ ohm-m

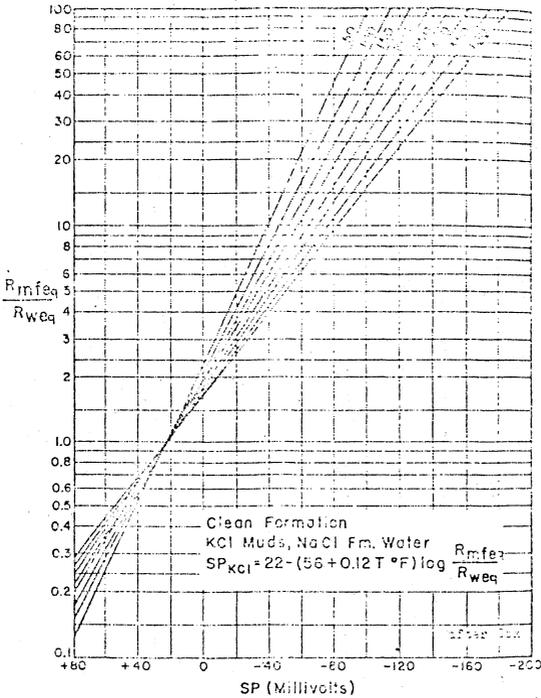


Fig. 2.8.- Gráfica para calcular el valor de Rwe.

DATOS DEL ENCABEZADO: Formación de arenisca

$R_{mf} = 2.0$ a $70^{\circ}F$

$R_m = 2.5$ a 70

$T_{sup} = 60^{\circ}$

Profundidad total 10,500 pies

Temp. en el fondo 164

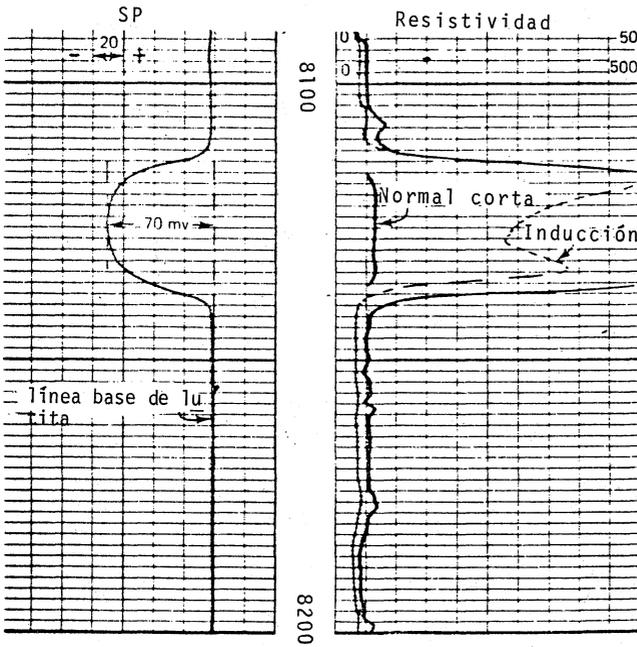


Fig. 2.9 Ejemplo de un registro SP.

Ejemplo del cálculo de R_w a partir del registro SP de la Fig.2.9

- 1.- Línea base de lutita. Ver registro
- 2.- Sólo existe una zona permeable
- 3.- $T_f = 140^\circ F$
- 4.- $R_{mf} = 1.0 \text{ ohm-m a } 140^\circ F$
 $R_m = 1.3 \text{ ohm-m a } 140^\circ F$
- 5.- $SP = -70 \text{ mv}$
- 6.- 8114 pies a 8138 pies = 24 pies
- 7.- R_i (curva normal carta) = 65 ohm-m $R_i/R_m = 65/1.3 = 50$
espesor de capa 24 pies. Factor de corrección = 1.07
 $SSP = -70 \times 1.07 = -75 \text{ mv.}$
- 8.- $R_{mfe} = 1.0 \text{ ohm-m}$
- 9.- $R_{we} = 0.114 \text{ ohm-m}$
- 10.- $R_w = 0.114 \text{ ohm-m}$

1.5.- El registro SP en arenas arcillosas.- En este tipo de litología donde la arcilla se presenta en forma de láminas o bien en forma dispersa, las capas de lutita o partículas de arcilla crean un potencial de membrana interno que cuando se suman, constituyen un potencial opuesto al potencial electroquímico en la capa adyacente a la de interés. Esto reduce el SSP a un pseudo valor estático llamado PSP. Bajo condiciones ideales donde las laminaciones de lutita tienen la misma resistividad que las laminaciones de arena (tanto en la parte invadida como en la no invadida), el porcentaje de reducción del SSP es igual al porcentaje de volumen de arcilla o lutita.

2.- Registro de Rayos Gamma Naturales (GR).- Mide la radioactividad natural de las rocas atravesadas por el agujero. En rocas sedimentarias, las lutitas son generalmente más radioactivas que las areniscas, calizas, dolomías, anhidritas, etc., (fig. 2.10). Esto hace a este registro un indicador efectivo y eficiente del contenido de lutita con algunas excepciones.

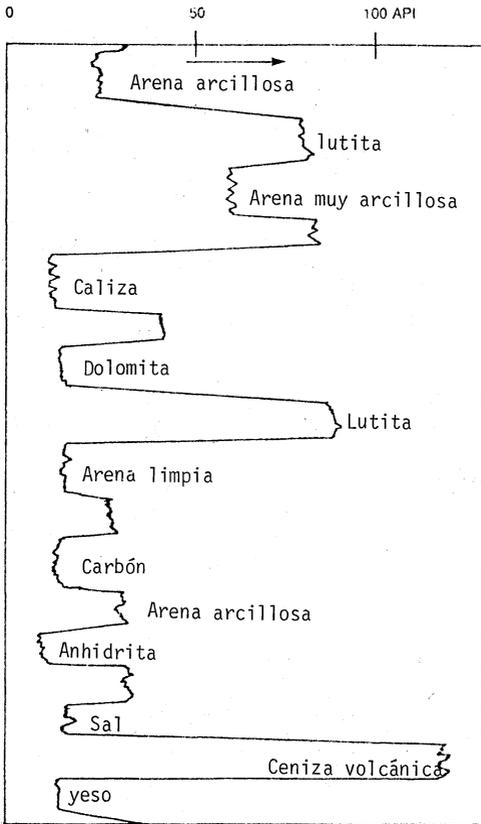


Fig. 2.10.- Respuesta del registro GR en diversas funciones.

Los Rayos Gamma son ondas electromagnéticas o partículas llamadas fotones. El mayor contenido de radioactividad que tienen las rocas proviene del potasio 40 y de elementos de la serie del uranio y del torio. Los Rayos Gamma penetran los materiales fácilmente debido a su alta energía. Esto hace posible que el registro pueda correrse en agujero abierto o ademado.

Los Rayos Gamma se detectan por cintilómetros. Los cristales que se utilizan son de Yoduro de Sodio activado con Talio, que cintilea (emite luz) cuando se colisiona con un rayo gamma. Este se multiplica por un fotomultiplicador para alimentar a un pulso eléctrico en un circuito electrónico convencional. En ciertas aplicaciones donde la temperatura en el pozo es muy alta se utiliza un contador Geiger Muller.

La emisión de Rayos Gamma es un proceso estadístico. La figura 2.11 muestra un registro repetido, se nota que no se repite exactamente la medición. Otros factores que alteran la medición es la velocidad de la corrida y la constante de tiempo.

La fig. 2.1 muestra una comparación entre este registro y el SP. Se nota una buena correlación. Con este registro es posible determinar el contenido del volumen de arcilla a partir de la expresión.

$$Vsh = \frac{GR - GRs}{GRsh - GRs} \quad II.8$$

donde:

Vsh es el volumen de lutita
GR es la radiactividad medida en la zona de Interés
GRs es la radiactividad medida en una zona de arenas
GRsh es la radiactividad medida en una zona de lutitas.

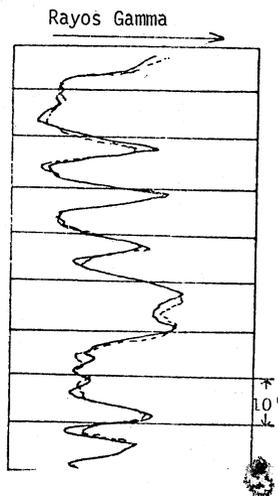


Fig. 2.11.- Registro de Rayos Gamma repetido

3.- Registro Espectral.- Los elementos radioactivos como el Uranio, Thorio y Potasio, emiten rayos gamma de diferente energía, como se muestra en la figura 2.12.

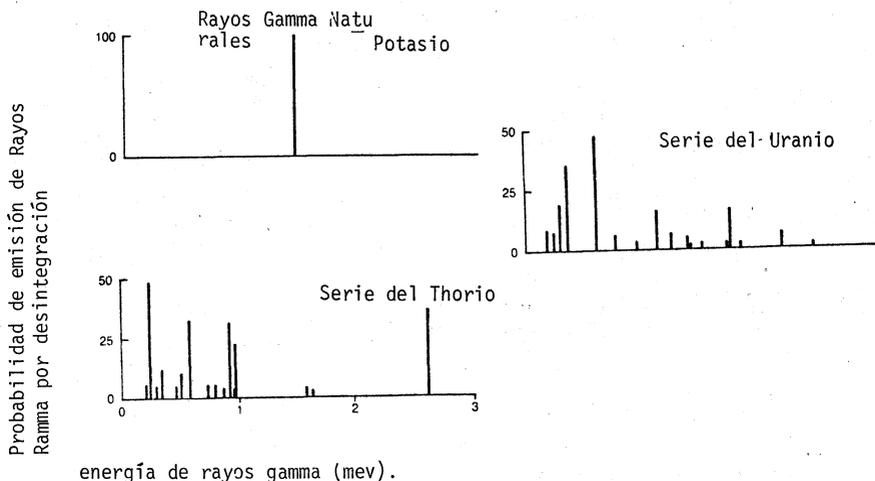


Fig. 2.12 Espectro de rayos gamma del Potasio, Thorio y Uranio.

El potasio tiene una energía de 1.46 Mev (millones de electrón volt). El Thorio y el Uranio emiten rayos gamma de varias energías, distinguiéndose en el Thorio una energía predominante de 2.62 Mev y en el uranio de 0.6 Mev.

La fig. 2.13 es un ejemplo. El Uranio y el Thorio se presenta en partes por millón (ppm) y el Potasio en porcentaje por peso. Los tres elementos contribuyen igualmente en la respuesta de registro. El registro presenta grandes diferencias en las lutitas, arriba y abajo de la zona limpia de 4120 a 4220 pies. La lutita superior tiene bajo contenido de potasio y thorio y alto contenido de uranio; es un carbonato arcilloso y la parte inferior es una lutita con alto contenido de thorio y potasio.

3.1.- Aplicaciones del registro Espectral.- En algunas áreas se ha establecido que los componentes Thorio y potasio, eliminando al uranio, son fuertes indicadores del contenido de lutita. Esto se debe a que las sales del uranio son solubles y pueden transportarse por el movimiento de los líquidos después de la depositación. Puede utilizarse para localizar zonas donde ocurren caídas de presión. La fig. 2.14, muestra un caso

donde el registro de Rayos Gamma, GR (intervalo A) separado por la presencia de lutita a 1600 y 1638 pies. Sin embargo las curvas de Thorio y Potasio muestran que la unidad es la misma. Las deflexiones son zonas permeables altas en contenido de uranio. Pozos nuevos perforados en campos ya en producción a menudo presentan tal respuesta.

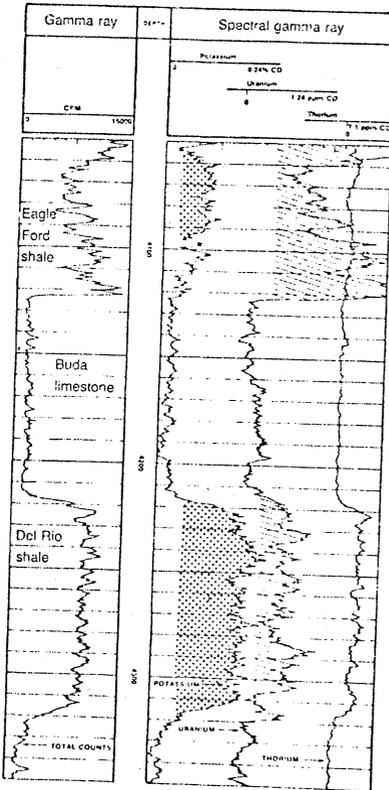


Fig. 2.13.- Registro Espectral en una secuencia arcillosa.

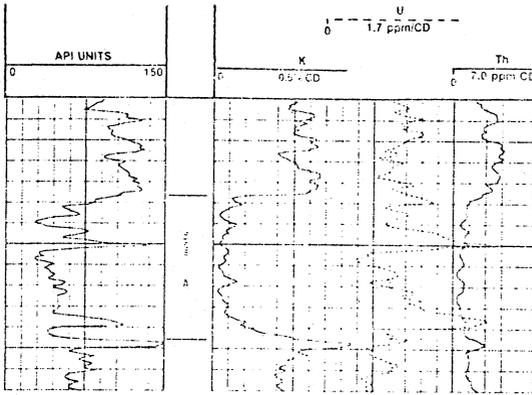


Fig. 2.14.- Registro Espectral mostrando solo un yacimiento en vez de tres en el intervalo A.

Otra aplicación del registro es determinar la cantidad de arcilla encontrada en las formaciones. La fig. 2.15 es una gráfica para identificar el tipo de arcilla a partir de la respuesta del contenido de thorio y potasio. La curva de uranio puede servir también para indicar zonas fracturadas en carbonatos. Un alto contenido de uranio se considera como un indicador de fisuras en zonas que fueron permeables.

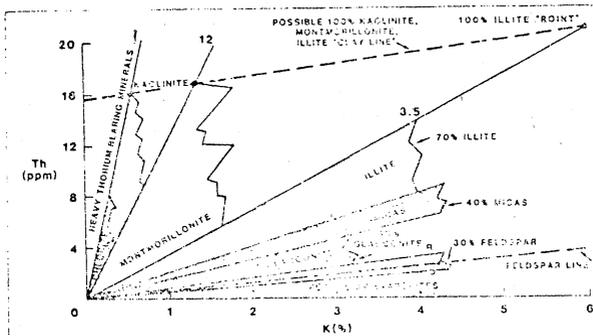


Fig. 2.15 Gráfica para identificar arcillas y otros minerales a partir de las respuestas del Thorio y Potasio.

Capítulo III Herramientas de Resistividad
(tomado de 1, 2 y 3 con algunos comentarios)

La tabla I es una clasificación de la mayoría de las herramientas de resistividad que se han utilizado o que se usan actualmente. Las curvas se pueden seleccionar por su radio de investigación en: profundas, medias y someras.

El valor dado por cualquier curva representa el 50% de la resistencia proveniente de cierto volumen de formación relacionado con el radio de investigación de la herramienta y el otro 50% del volumen exterior de la esfera que forma este radio.

Las curvas de resistividad se obtienen con electrodos o bobinas que están colocados en la sonda o maneral y que son corridos más o menos centralizados en el agujero. En contraste, para la zona de flujo, las curvas de resistividad se obtienen con electrodos que van montados en una almohadilla pegada a la pared del pozo. Las combinaciones marcadas con línea en la tabla I representan aquellas curvas que se pueden obtener simultáneamente en una sola corrida.

TABLA I.

| | Zona lavada 1-6 pulgadas | Somera 0.5-1.5 pies | Media 1.5-3.0 pies | Profunda 3+pies | Años | Designación | Comentarios |
|---|--|------------------------------------|----------------------------|--------------------------|---------------------------|---|-------------------------------|
| | | 16" Normal | 64" Normal | 18' Lateral | hasta 1955 | ES, EL | Obsoleto |
| Lodo dulce $Rm \approx 2Rw$ δ $Rt < 200$ | Microlog (ML) Minilog Contactlog | 16" Normal Esférico Enfocado | | Inducción (6FF40) | 1955-80 | IES, IEL | Obsoleto |
| | Proximidad (PL) | LL8 Esférico Enfocado | Inducción Media (ILm) | Inducción Profunda (ILD) | 1970-85 1965- 1975- | ISF DIL-LL8 DIFL, DISG DIL-SFL ó DISF | en desuso En uso En uso |
| Lodo Salado $Rm \approx 2Rw$ δ $Rt > 200$ | Microlaterolog (MLL) (FoRxo) | | Laterolog 7 Laterolog 3 | | 1955-80 | LL7 LL3 | Obsoleto |
| | MLL o FoRxo Micro esférico enfocado | Laterolog Somera (LLs) | | Laterolog Profundo (LLd) | 1972- | DLL-MLL DLL-MSFL | En uso En uso |

Antes de 1950, todas las mediciones de resistividad fueron hechas con arreglos de electrodos sencillos como se ilustra en la fig. 3.1. Una corriente constante I se emite por el electrodo A y regresa por B. El voltaje V , se mide entre los electrodos M y N. La relación V/I multiplicada por una constante, que depende del espaciamiento entre electrodos, proporciona la resistividad.

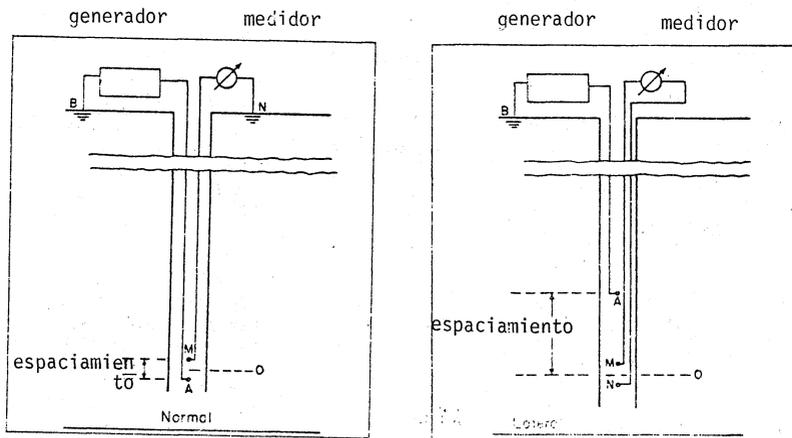


Fig. 3.1.- Esquema de arreglo normal y lateral. (ES).

Después de cierto período de experimentación (1928-1950), la configuración de la herramienta, ES, se normalizó para usarse en áreas de rocas suaves, con un arreglo normal corta de 16", normal larga de 64" y lateral de 18' 8" de espaciamiento, todas las curvas se obtienen simultáneamente. Otros espaciamientos se ocuparon en áreas con rocas duras. Esto es, a mayor espaciamiento de electrodos mayor profundidad de investigación. En el área geohidrológica este dispositivo se sigue usando, sólo que con distintos espaciamientos.

Los registros eléctricos convencionales ES, son difíciles, algunas veces imposibles de interpretar. Requiere de un gran número de cartas para corregir efectos de agujero, espesor de capa y resistividad de capas adyacentes. Las curvas son poco resolutivas para espesores de capa menores de 1.5 veces de espaciamiento. La curva normal corta es la más usual, pero está severamente afectada por la invasión. El problema con el re-

gistro ES es que la dirección de la corriente no está controlada. Toma la dirección de la menor resistencia, favoreciendo al lodo conductivo y capas conductivas sobre capas resistivas en el nivel en que está colocada la herramienta.

Este dispositivo fué desplazado en los años 50's por los registros enfocados donde la trayectoria de la corriente está controlada. El enfocamiento minimiza los efectos de agujero y de capas adyacentes, proporcionan simultáneamente dos profundidades de penetración. Fueron introducidos dos tipos de herramientas. Una fue la de inducción, la cual trabaja mejor en lodo dulce y porosidades medias a altas. El otro es el laterolog, el cual funciona mejor con lodo salado y condiciones de baja porosidad.

1.- Herramientas para lodo dulce.- El sistema que reemplazó al ES fue el registro de inducción (IES), antecesora de la curva de inducción profunda (ILd). Contaba con la curva normal corta, aunque más tarde ésta fue sustituida por la curva esférico enfocada.

A mediados de la década de los sesentas se introdujo la curva doble de inducción, la cual hace lecturas profundas, medias y someras. La combinación se llamó DIL-LL8, una versión modificada fue introducida en los setentas, sustituyendo a la curva LL8 por la esférico enfocada. Gradualmente este nuevo sistema reemplazó al otro por sus capacidades para corregir invasión.

Dos herramientas de microresistividad entran dentro de la categoría de lodos dulces. El microlog, 1950, es una herramienta no enfocada con muy poca profundidad de investigación. Indica la presencia o ausencia de enjarre con gran detalle. Es una herramienta para indicar zonas permeables. El registro de proximidad es una curva que mide la resistividad de la zona de flujo, Rxo. Este valor puede utilizarse para calcular la movilidad del aceite o derivar información adicional acerca del perfil de invasión. Se corre simultáneamente con el registro de inducción.

2.- Herramientas para lodo salado.- Las herramientas enfocadas de investigación media fueron introducidas en los años 50's para pozos con lodo salado. Estas fueron la laterolog-7 y la laterolog-3, también llamadas como guarda. Al mismo tiempo aparece una herramienta de microresistividad llamada microlaterolog o FoRxo. Da buenos valores de Rxo para enjares mayores de $3/8$ " de espesor. Las curvas de investigación media y somera tenían que ser corridas por separado y sólo proporcionaban buena saturación de agua y valores de aceite móvil, si la invasión no era muy profunda.

En 1970 se introducen los sistemas doble laterolog, los cuales proporcionan simultáneamente información de la zona virgen, transición y somera.

3.- Registro Doble de Inducción- Esférico enfocado.- Los sistemas de inducción miden la conductividad.

$$C = \frac{1000}{R}$$

III.1

donde C es la conductividad en milimhos/m y R la resistividad en ohm-m.

Contienen arreglos de bobinas que inducen corrientes a la formación. La fig. 3.2 muestra un esquema simplificado del principio y del arreglo práctico.

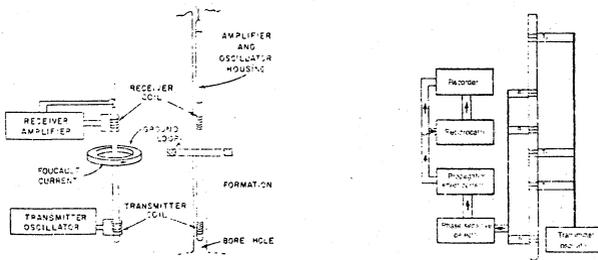


Fig. 3.2.- Principio y arreglo del sistema de inducción.

El oscilador proporciona una corriente alterna en la bobina transmisora, la corriente alterna en la bobina crea un campo alrededor de la bobina, ésta a su vez crea una corriente en cualquier conductor como el anillo que se muestra en la Fig. 3.2. Este es el equivalente de un imán. Si se ignora el transmisor y solo se piensa en este anillo, el cual tiene una corriente alterna fluyendo a través de él, la corriente en este punto crea un campo alterno que corta a la bobina receptora. La cantidad de corriente inducida es función de la conductividad del anillo. Es como un transformador, esto es, si se cambia la cantidad del material en el transformador, variará la cantidad de corriente en el secundario. No existe una inducción mutua entre las bobinas transmisoras y receptoras, están defasadas.

Los sistemas de inducción son combinaciones de cinco, seis u ocho bobinas para eliminar las señales no deseadas y para enfocar la medida del volumen de material deseado. Por este medio se eliminan los efectos de agujero y de la zona invadida.

La resolución vertical de este registro es de alrededor de cinco a seis pies en capas resistivas y alrededor de dos pies en capas conductivas. Esta respuesta no lineal sucede porque este sistema funciona mejor en materiales de baja resistividad.

La curva de inducción profunda (Ild, 6FF40) obtiene un valor muy cercano a R_t .

El registro esférico enfocado (SFL) es una herramienta que obtiene R_i . Se utiliza porque tiene una mejor resolución vertical que la normal corta, y no lee tan profundo dentro de la formación. La fig. 3.3. muestra el esquema del arreglo de electrodos. Lo que ocurre esencialmente es que el efecto de agujero y de la formación se considera uno sólo, de tal manera que la corriente I_0 se ~~forza~~ fuerza hacia la formación. Una vez en la formación ésta fluye en forma esférica. La resolución vertical de este registro es de dos pies.

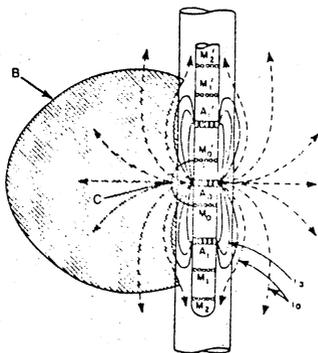


Fig. 3.3.- Esquema del arreglo de electrodos del sistema esférico enfocado.

Considerar

3.1.- Correcciones.- Existen cartas disponibles para la mayoría de los dispositivos. Estas cartas se hicieron para situaciones ideales las cuales raramente se encuentran en la naturaleza. Por ejemplo, las correcciones por espesor de capa para las curvas de inducción implican una sola capa de resistividad constante rodeada de otra roca de resistividad constante. Ellas implican que la segunda capa más la primera (espesor total) deben de exceder de 25 pies, raramente se encuentra esta situación. Las cartas de corrección que se presentan aquí se usan ocasionalmente, es preferible usar técnicas de interpretación.

a).- Correcciones por espesor de capa para el registro de inducción.- Las figuras 3.4, 3.5 y 3.6 son las cartas que se ocupan para hacer esta corrección. La fig. 3.4 es para zonas con espesor grueso y la fig. 3.5 para capas conductivas delgadas de las curvas 11d o 6FF40, que son las herramientas estándar. La fig. 3.6 es para la curva 11m.

Ejemplo. Corrección por espesor de capa para la 11d.

1.- Para una resistividad de capa adyacente $R_s=1$ ohm-m, un espesor de capa de 12 pies y una resistividad aparente de 15 ohm-m. Ver la parte superior izquierda de la gráfica de la fig. 3.4. Se parte del eje horizontal (espesor de capa) hacia arriba hasta intersectar con el valor de la resistividad leída, luego se lee el valor de R_t trazando la línea del punto de intersección hacia la derecha. Para el caso del ejemplo $R_t=18$ ohm-m.

2.- Para una capa conductiva delgada donde R_s es de 5 ohm-m, el espesor de la capa de 3 pies y la resistividad leída $R_a=2$ ohm-m. Se obtiene la relación R_{id}/R_s , se usa la gráfica de la fig. 3.5. Se entra en la parte inferior, se intersecta con la línea de espesor y se lee la relación R_{IDcorr}/R_{ID} , se despeja y se obtiene $R_t=1.75$ ohm-m.

b.- Corrección por agujero.- Se requiere que la resistividad del lodo R_m y que el diámetro del agujero sean constantes. Existen algunas trampas cuando se hace esta corrección. Una es cuando el diámetro del agujero es mayor o menor que el diámetro de la barrena. En esta situación la corrección será mayor o menor dependiendo del registro de calibración del agujero. La segunda se hace en regiones donde las resistividades son altas, esto a menudo no se realiza. La fig. 3.7 muestra una carta para hacer esta corrección. Los registros de inducción están diseñados para correrse con stand off de 1.5 pulgadas (Stand off es la separación que existe entre el agujero y la sonda). La carta muestra que si no hay stand off la señal del agujero puede aumentar, este dato debe de leerse en el encabezado del registro. La corrección por efecto de agujero pa-

CORRECCION POR ESPESOR DE CAPAS GRUESAS
6FF40 o 1LD y 6FF28.

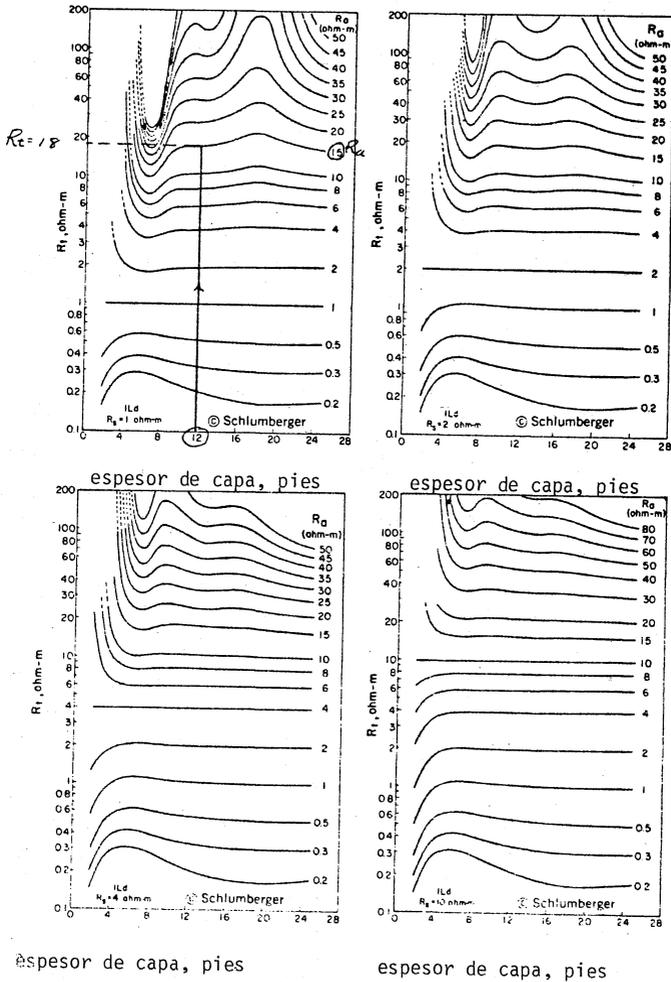
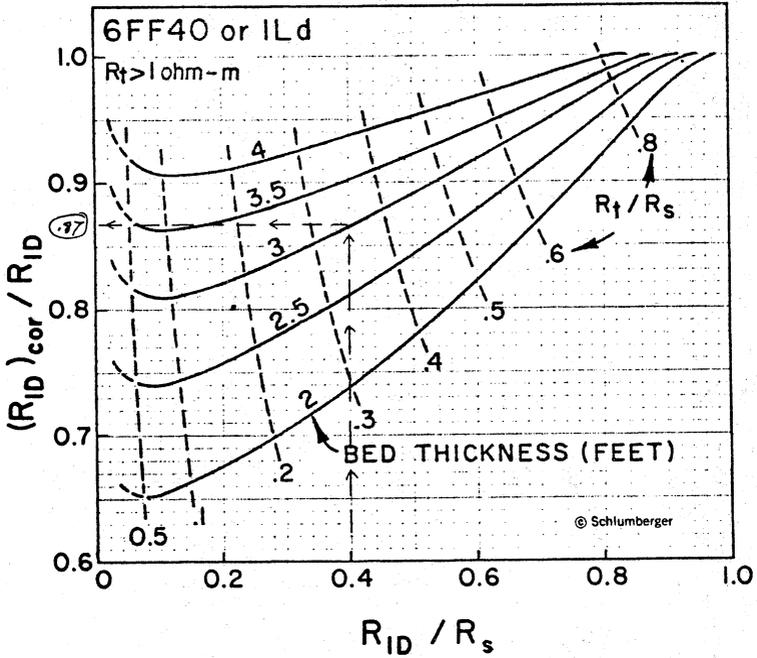


Fig. 3.4.-

CORRECCION PARA CAPAS DELGADAS Y CONDUCTIVAS
6FF40, ILd, 6FF40.

Nota. $R_{ID} = R_a$



$$\frac{R_a}{R_s} = \frac{2}{5} = .4$$

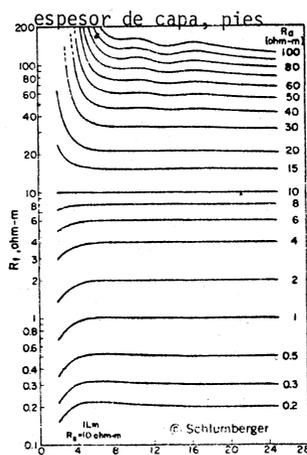
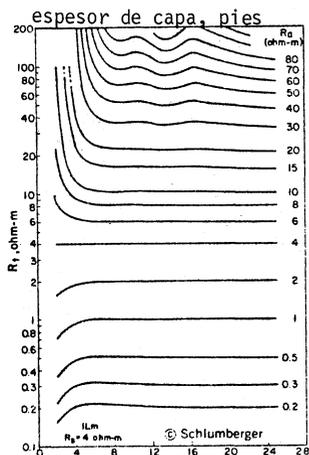
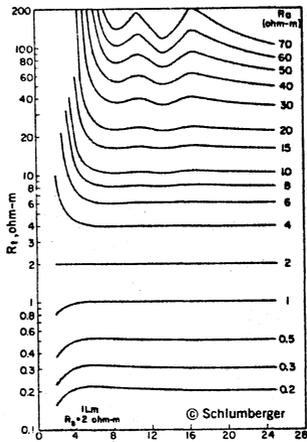
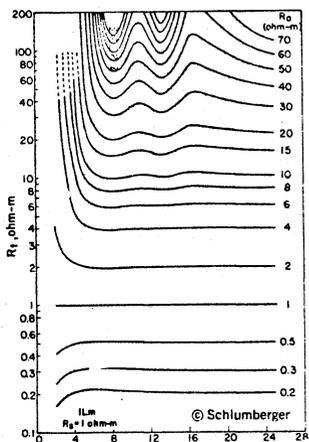
$$R_{ID \text{ cor.}} = \frac{R_{ID \text{ cor}}}{R_{ID}} \times R_{ID} = .87 \times 2 = 1.74 \text{ ohm m} = R_t$$

or

$$R_t = \frac{R_t}{R_s} \times R_s = .35 \times 5 = 1.75 \text{ ohm m}$$

Fig. 3.5.-

CORRECCION POR ESPESOR DE CAPA PARA LA CURVA ILM.



espesor de capa, pies

espesor de capa, pies

Fig. 3.6.-

ra la resistividad debe convertirse a conductividad para después restarse.

Ejemplo.- La resistividad aparente leída del registro de inducción es de 25 ohm-m. El diámetro del agujero es de 14.6 pulgadas. La resistividad del lodo a la temperatura del intervalo de 0.325 ohm-m. El stand off del 1.5". De la fig. 3.7 la corrección es de 5.5 milimos/m.

$$Ca = 1000/Ra = 1000/25 = 40$$

$$Ca_{corr} = Ca - \text{corrección} = 40 - 5.5 = 34.5 \text{ milimos/m}$$

$$Ra = 1000/34.5 = 29 \text{ ohm-m}$$

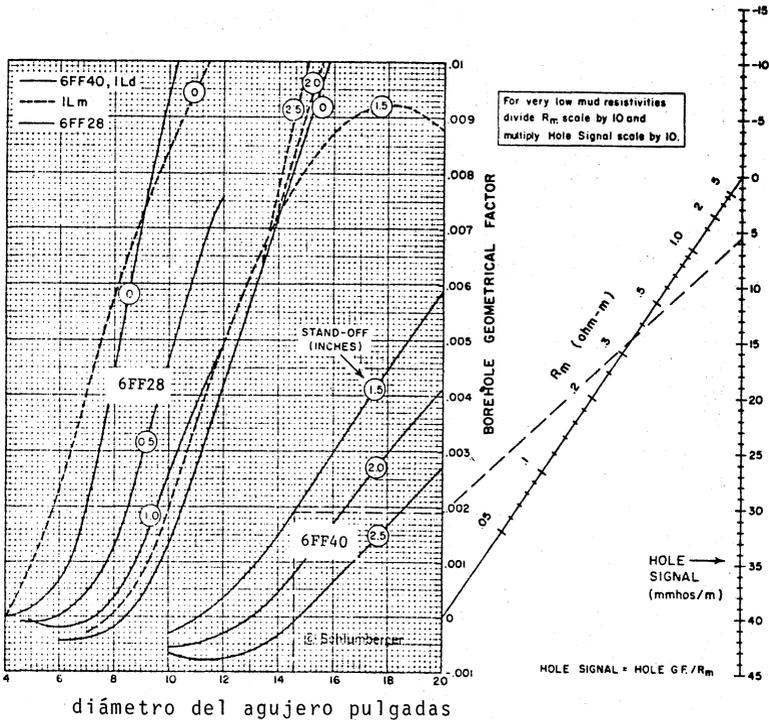


Fig.- 3.7.- Corrección por agujero del registro de introducción.

c).- Corrección por invasión.- Para realizar la corrección por invasión se requiere de al menos tres curvas de resistividad con diferentes profundidades de investigación. La mejor situación es cuando una curva mide R_{xo} , otra R_t y una intermedia R_i . Si la invasión es muy profunda las tres curvas leerán R_t . El registro de inducción y el esférico enfocado sólo proporcionan dos curvas de resistividad y no se puede hacer corrección por invasión. El registro que se utiliza en esta situación es el Doble de Inducción.

La fig. 3.8 es una gráfica de torbellino para el registro Doble de Inducción-Esférico Enfocado. Hay que tener mucho cuidado al escoger las gráficas o cartas de interpretación.

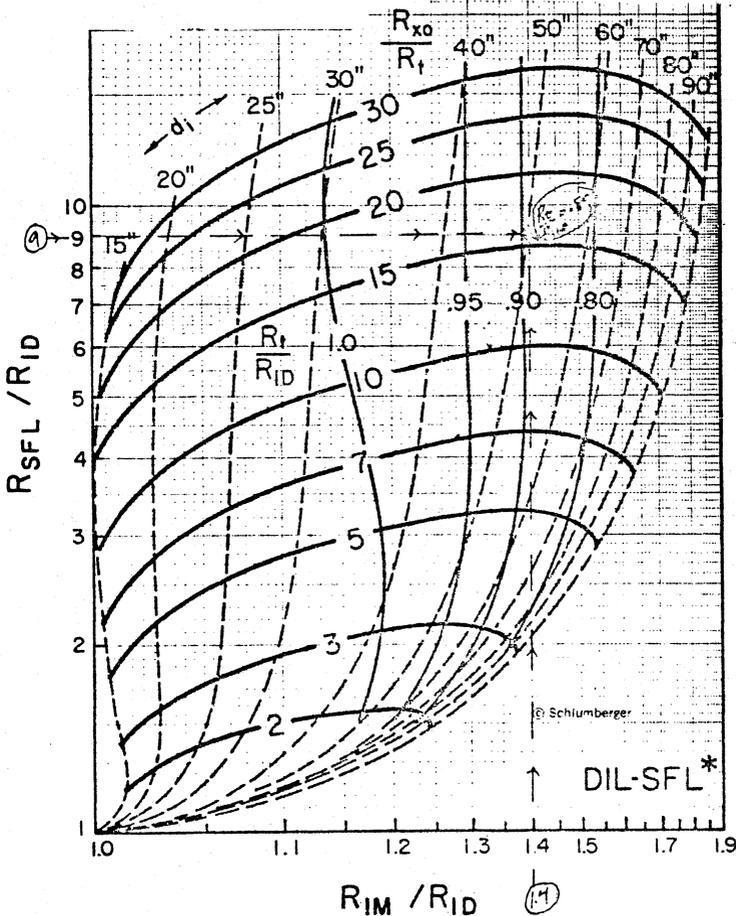


Fig. 3.8. Gráfica de torbellino DIL - SFL.

El factor de corrección Rt/RID se lee de la intersección entre RSFL/RID y RIM/RID. Otros datos que se pueden obtener son Rxo/Rt y Di.

Ejemplo.- Corrección por invasión DIL-SFL.- Las lecturas de las curvas ILD, ILM y SFL son 10, 14 y 90 ohm-m respectivamente, entonces:

$$RSFL/ILD = \frac{90}{10} = 9 \quad ILM/ILD = \frac{14}{10} = 1.4$$

$$Rt/ILD \times ILD = Rt = 0.89 \times 10 = 8.9 \text{ ohm-m}$$

$$Rxo/Rt = 16 \quad Rxo = 16 \times 8.9 = 142.4 \text{ ohm-m}$$

$$Di = 50''$$

4.- Registros de Resistividad Enfocados.- Estos registros están diseñados para medir Rt, Ri o Rxo. El arreglo de los electrodos en estos registros se disponen de tal manera que la corriente se enfoque y se eliminen efectos de capas adyacentes.

4.1.- Laterolog.- El uso de este registro, para medir Rt o Ri, depende de la salinidad del lodo, es muy eficiente en lodos muy salados. La fig. 3.9 presenta los esquemas de los arreglos utilizados. Por el electrodo Ao se emite una corriente que se fuerza a entrar dentro de la formación por medio de corrientes de guarda o enfocadas que tienen la misma polaridad.

Existen varios dispositivos, destacándose el laterolog 3 (LL3) fig. 3.9a que está formado por dos electrodos pequeños (A1 y A2) cuya salida está controlada por los electrodos M1 y M2 y el laterolog 7 (LL7) que está formado por siete electrodos puntuales. Fig. 3.9a

El potencial entre M1 y M2 se mantiene en cero por un ajuste del flujo de corriente. Cuando el potencial es cero en los electrodos de guarda significa que no hay flujo de corriente en el agujero. Los laterolog fuerzan una lámina de corriente hacia la formación. El espesor de esta lámina está controlada por la longitud del electrodo Ao en el Laterolog 3 o la distancia entre los pares de electrodos M en el Laterolog 7. Los Ao's o la distancia entre los pares de electrodos M en el LL3 son de 3, 6 y 12 pulgadas. La corriente emitida por el LL7 está a 32 pulgadas.

Los laterolog tienen muy buena resolución vertical. Se presentan en tres formas: Lineal, Híbrida o logarítmica.

4.2.- Registro Doble- Laterolog.- Este registro fue desarrollado para corregir muchos de los defectos de los laterolog convencionales, fig. 3.10. La profundidad de investigación es mayor. En este registro aparece una curva de investigación somera para hacer posible la identificación de zonas permeables e invadidas.

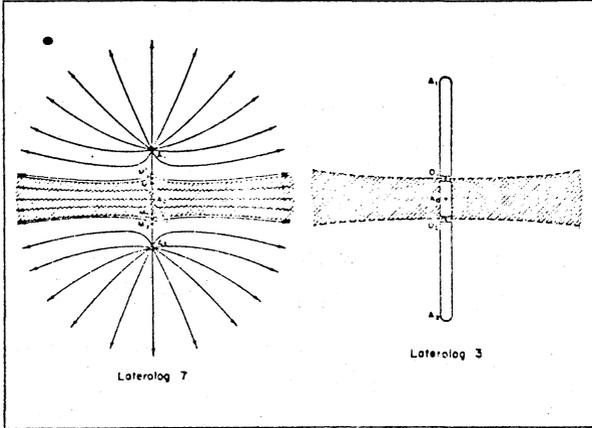


Fig.- 3.9. Arreglo de electrodos de los sistemas LL7 y LL3

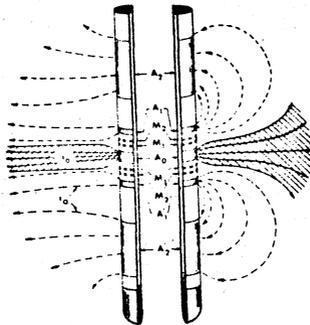


Fig. 3.10. Arreglo de electrodos del sistema DLL.

Este registro está compuesto por un laterolog profundo (LLd) y un somero (LLs). Ambos dispositivos se corren simultáneamente y utilizan 9 electrodos. El LLd es semejante al LL7 sólo utiliza dos conjuntos de electrodos de enfocamiento (A₁ y A₂). Esto produce un mayor direccionamiento de la corriente y mayor profundidad de investigación. El LLs es un dispositivo que mide R_i es como el LL7 sólo que la corriente de guarda a A₁ se regresa a A₂ reduciendo la profundidad de investigación. A este registro se le acopla un registro que mide R_{xo}, sirve para corregir efectos de invasión. Este registro no requiere de correcciones. El radio de emisión de la corriente es de 24 pulgadas.

La fig. 3.11 es un nomograma que se utiliza para corregir los efectos de invasión:

El uso de la gráfica requiere que se conozca LLd, LLs y R_{xo}.

Si LLd = 15 ohm-m; LLs = 9 ohm-m; R_{xo} = 2 ohm-m.

$$LLd/R_{xo} = \frac{15}{2} = 7.5$$

$$LLd/LLs = \frac{15}{9} = 1.67$$

entrando en el nomograma la intersección da en el punto A; dado que R_t/LLd = 1.3 e indica que el diámetro de investigación es de 30", de aquí:

$$R_t = (\text{intersección punto A}) \times LLd = 1.3 \times 15 = 19.5 \text{ ohm-m.}$$

En el ejemplo anterior la invasión es de solo 30 pulgadas de diámetro. Los efectos de invasión en el DLL son menores que en los otros registros.

4.3.- Laterolog 8.- Es un dispositivo que acompaña al registro doble de inducción para dar valores muy cercanos a R_{xo}. El LL8 es un registro semejante en diseño al LL7 sólo que al agregarle un electrodo más, la corriente regresa para reducir la profundidad de investigación de la herramienta. El tamaño de los electrodos de emisión es de 14 pulgadas. La cerrada proximidad del electrodo de vuelta, arriba de los electrodos principales induce una fuerte componente vertical a la resistividad medida. En capas horizontales muy delgadas el LL8 lee valores mayores que las curvas de inducción debido a la alta sensibilidad vertical, mientras que el registro de inducción mide resistividades predominantemente horizontales.

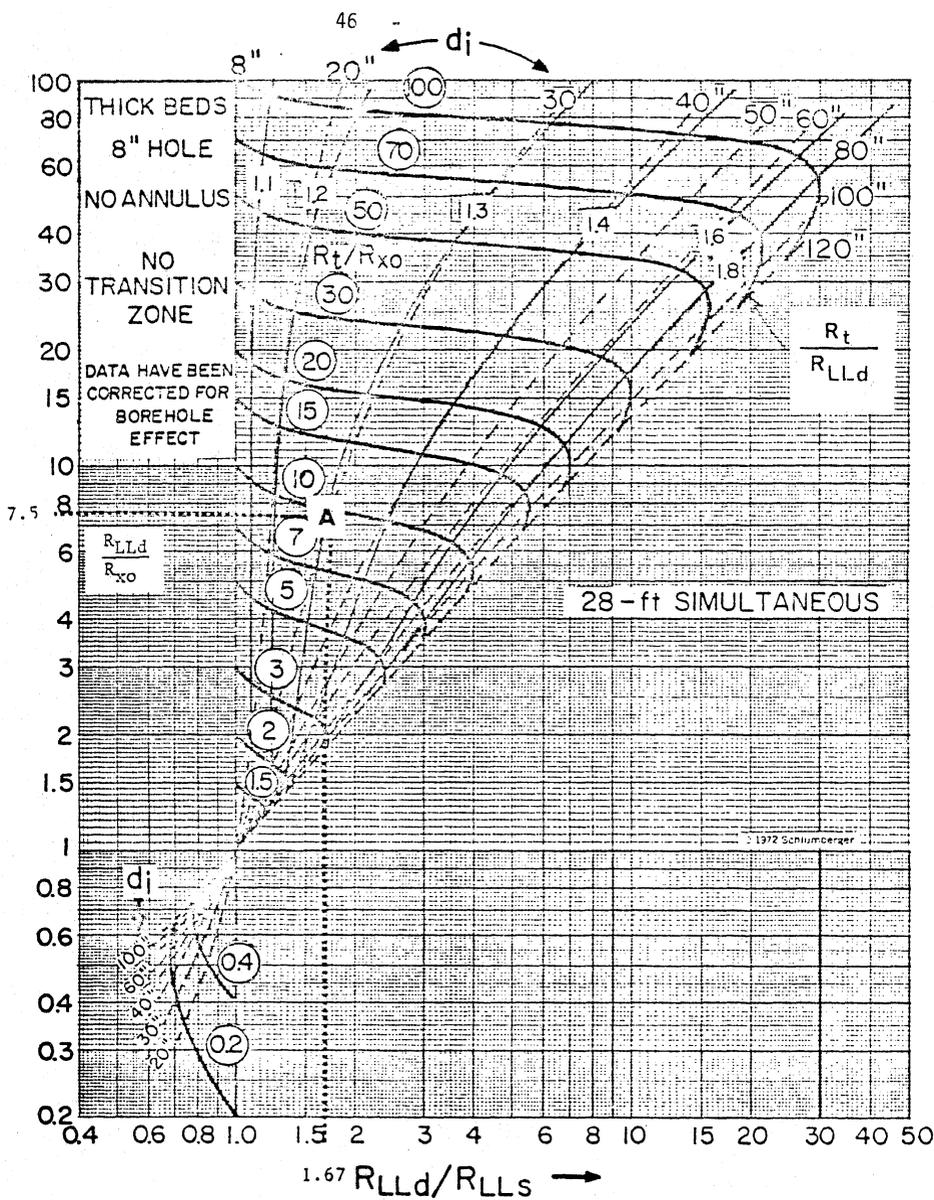


Fig. 3.11.- Gráfica de torbellino DLL-Rxo.

4.4.- Registro esférico enfocado.- Lee valores de R_i . Son utilizados en formaciones blandas y con el doble de inducción en formaciones duras. En el DLL cumple las mismas características del LL8. El instrumento se muestra en la fig. 3.12. Opera en forma diferente a los laterolog aunque son muy similares. La herramienta tiene 9 electrodos. El electrodo A_0 da tanto la corriente de investigación como la de enfocamiento, tratando que esta última se mantenga dentro del agujero. Como la corriente de investigación se excluye del agujero, una vez en la formación, cambia la trayectoria de la resistencia, la cual es radial. Esto crea una esfera equipotencial. La corriente de enfocamiento se mantiene en el agujero tomando en cuenta que el potencial entre los electrodos M_1 y M_2 es cero.

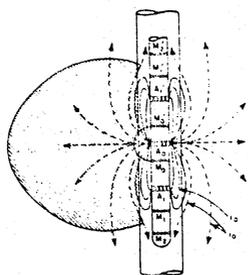


Fig. 3.12.- Esquema del arreglo de electrodos y trayectoria de la corriente del registro SFL.

5.- Registros de microresistividad.- Estos registros alguna vez llamados como registros de porosidad, van montados en una almohadilla (pegada a la pared del pozo) aislada que contiene electrodos por los cuales se emite corriente y se mide la caída de potencial.

5.1.- El microregistro eléctrico contiene tres electrodos que sirven para hacer dos lecturas de resistividad a diferente radio de profundidad. La micronormal 2" es una curva de mayor penetración que la microinversa 1"X1". Con estas lecturas se mide la resistividad de la zona lavada y del enjarre; tiene un radio de investigación muy pequeño. Este registro funciona

bien en lodos dulces y es útil para determinar zonas permeables y porosas. fig. 3.13.

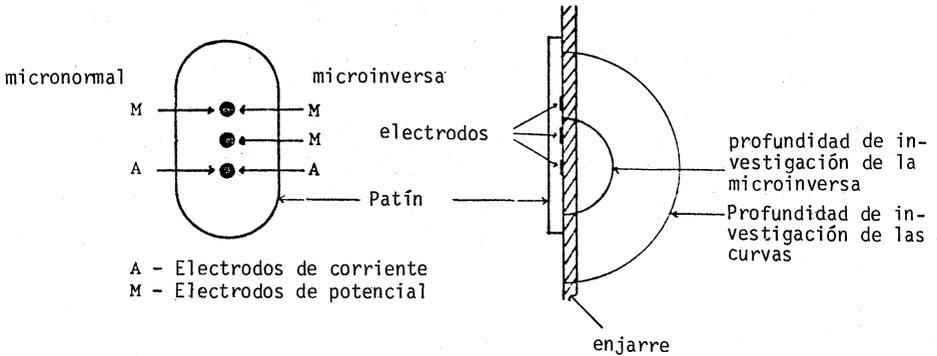


Fig. 3.13.- Esquema del arreglo de electrodos de microlog y sus profundidades de investigación.

5.2.- Microregistros Enfocados.- Existen varios arreglos que dependen del tipo de lodos que se utilice: El Microlaterolog, Proximidad y el Microesférico Enfocado. Fueron diseñados para medir Rxo. En todos los casos son dispositivos que van montados en una almohadilla para tener un contacto directo con la pared del pozo. Los registros son utilizados para ayudar a corregir efectos de invasión, para calcular Sxo y en otros casos para estimar la porosidad. El uso de Rxo se vió al principio de este capítulo. La saturación de la zona lavada, Sxo, se calcula utilizando la expresión

$$S_{xo} = \sqrt{\frac{F_R R_{mf}}{R_{xo}}} \quad \text{III.2}$$

En formaciones saturadas con agua $S_{xo} = S_w = 100\%$. En zonas con impregnación de hidrocarburos que han sido desplazados por el proceso de invasión se tiene que $S_{xo} > S_w$. Si la formación ha sido invadida obviamente es permeable. La cantidad de hidrocarburos móviles, $S_{xo} - S_w$, da una idea cualitativa de que existe permeabilidad. En lodos salados donde el SP y el Micro registro eléctrico no funcionan, se puede obtener un valor aparente de permeabilidad.

5.2.1.- Microlaterolog (MLL).- Fue diseñado para medir Rxo en lodos salados. La configuración de los electrodos se muestra esquemáticamente en la fig. 3.14.

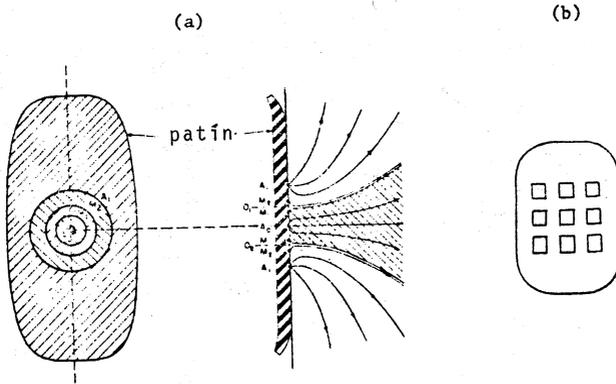


Figura 3.14.- Configuración esquemática del arreglo de electrodos del registro microlaterolog.

La primera configuración trabaja como el LL7 (Fig. 3.14a), sólo que la emisión de corriente tiene la forma de un cono. La segunda (fig. 3.14b) es como el LL3. La penetración de corriente a la formación es de muy pocas pulgadas. Este registro está severamente influenciado por el enjarre cuando su espesor es mayor de 1/4". Esta es una de las restricciones del registro. Las correcciones por enjarre se pueden realizar a través de la fig. 3.15.

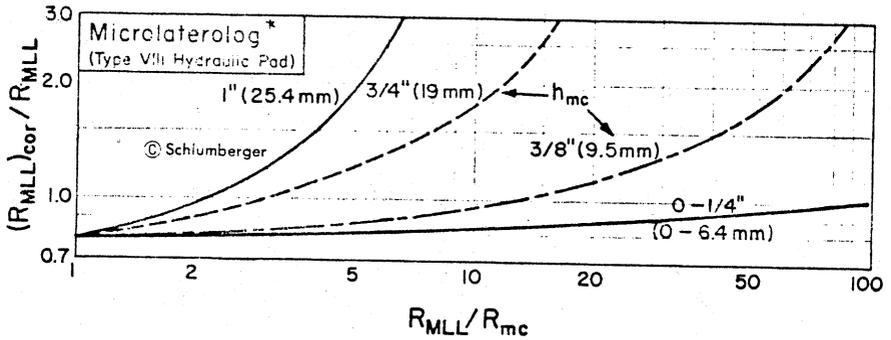


Figura 3.15.- Nomograma para corregir por enjarre el registro MLL.

5.2.2.- Registro de Proximidad (PL).- Fue desarrollado para aplicarse en lodos muy dulces donde el enjarre es grueso. La configuración es semejante al microlaterolog, solo que es mayor y es más enfocado, con el propósito de leer a mayor profundidad. El registro obtiene buenos valores de R_{xo} cuando el espesor del enjarre es menor de una pulgada. Si la invasión no es muy profunda, el registro estará influenciado por R_i o R_t y no obtendrá buenos resultados de R_{xo} . La corrección puede hacerse a partir del nomograma de la fig. 3.16.

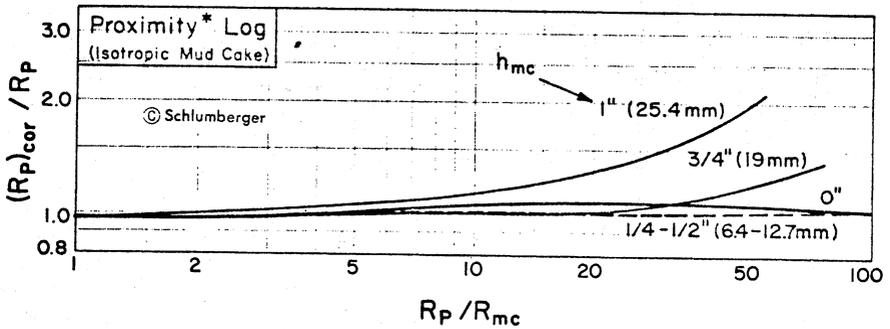


Figura 3.16.- Nomograma para corregir por enjarre el registro de proximidad.

5.2.3.- Microregistro Esférico Enfocado (MSFL).- Fue diseñado para suplir a los dos anteriores. La configuración se muestra en la fig. 3.17, y está basada en el registro esférico enfocado, pero ahora sobre una almohadilla. La herramienta puede ir en la base del registro DLL. La profundidad de investigación es de sólo algunas pulgadas.

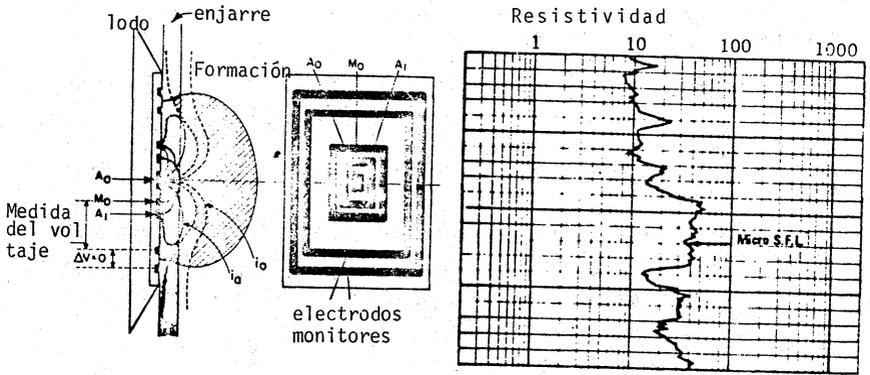


Fig. 3.17.- Representación esquemática de la sonda MSFL y su presentación.

La corrección por espesor de enjarre se puede hacer a través del nomograma de la fig. 3.18.

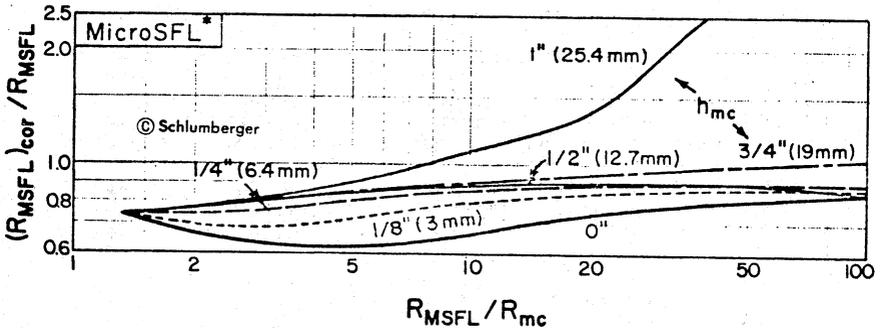


Fig. 3.18.- Nomograma para corregir por enjarre el registro MSFL.

Capítulo IV Registros de Porosidad.

(tomado de 1, 2 y 3 con algunas modificaciones)

Otro de los parámetros que es de vital importancia para evaluar un yacimiento que contenga fluidos es la porosidad. Existen en la actualidad tres herramientas que funcionan bajo diferente principio físico para determinarla. Una herramienta que se ha utilizado por muchos años y que es muy popular es la Sónica de Porosidad; que opera a partir de la medición del tiempo que tarda una onda acústica en recorrer cierta porción de la formación. Actualmente se tienen herramientas radioactivas que operan a partir de la emisión de rayos gamma o neutrones, Densidad y Neutrón. Tienen la ventaja de que eliminan muchos errores, sobre todo de agujero y compactación, que la herramienta acústica no puede corregir.

El hecho de que se obtengan tres valores de porosidad es que las herramientas responden no solo a la porosidad, sino también al tipo de matriz y a los fluidos que contiene la roca, principalmente cuando hay gas. Ahora, si se conociera el tipo de matriz y el líquido que llena los poros, sólo se realizaría una medición.

El uso que se le da al registro sónico aparte de obtener la porosidad, es detectar presencia de porosidad secundaria y minerales pesados como pirita. Además en combinación con el registro de Densidad es útil para generar sismogramas sintéticos.

La combinación de los registros de Densidad y Neutrón ha ayudado a obtener un valor más preciso de la porosidad sin tener un conocimiento de la matriz de la roca, no requiere de corrección por compactación, la sobreposición de las curvas puede indicar zonas con gas, la transición de un tipo de matriz a otro se puede distinguir y los efectos de presencia de arcilla se pueden calcular.

Las herramientas que se han utilizado son la de Densidad compensada, Sónico compensado, que pertenecen a la segunda generación, y la de Neutrón compensado de la tercera, son mucho menos sensibles a los efectos de agujero y enjarre.

Actualmente están entrando la tercera y cuarta generación de este tipo de registros: el Litodensidad, el Sónico de espaciamiento largo y el Doble porosidad Neutrón que proporcionan información adicional acerca de la formación. El Litodensidad indica el tipo de matriz. El doble porosidad indica mejor la presencia de gas en formaciones arcillosas. El registro de sónico de espaciamiento largo puede proporcionar las ondas transversales que son importantes para determinar propiedades mecánicas de las rocas.

Una nueva y diferente herramienta de porosidad se está implementando, Propagación Electromagnética, da la porosidad de las cavidades que contienen agua, puede llegar a determinar la saturación de la zona de flujo sin utilizar registros resistivos. Promete ser una herramienta para detectar aceite en áreas donde exista agua dulce.

1.- Registro de Densidad.- Este registro mide la densidad volumétrica de la formación a partir de la detección de rayos gamma producidos por efecto de Compton. Con este registro se puede obtener la porosidad a partir de la relación.

$$\phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad \text{IV.1}$$

donde: ρ_b es la densidad obtenida del registro
 ρ_{ma} es la densidad de la matriz (cuando la formación no tiene porosidad)
 ρ_f es la densidad del fluido (1.0 gr/cc cuando el agua del lodo es dulce y 1.1 cuando el lodo es muy salado).

La tabla I ~~enumera~~^{lista} las densidades de matriz usuales:

TABLA I

| Mineral | ρ_{ma} gr/cc |
|-----------|----------------------|
| Arenisca | 2.65 |
| Caliza | 2.71 |
| Dolomia | 2.87 |
| Anhidrita | 2.98 |
| Halita | 2.03 |

El registro de Densidad, fig. 4.1, es un dispositivo que va pegado a la pared, tiene una fuente de rayos gamma y dos detectores. El flujo de rayos gamma que se recibe en los detectores es función de la dispersión producida por efecto de Compton y que a su vez es función de la densidad electrónica de la roca. La densidad electrónica está relacionada a la densidad del elemento solo si el número de protones es igual al número de neutrones. Cuando esto no ocurre deben de hacerse correcciones.

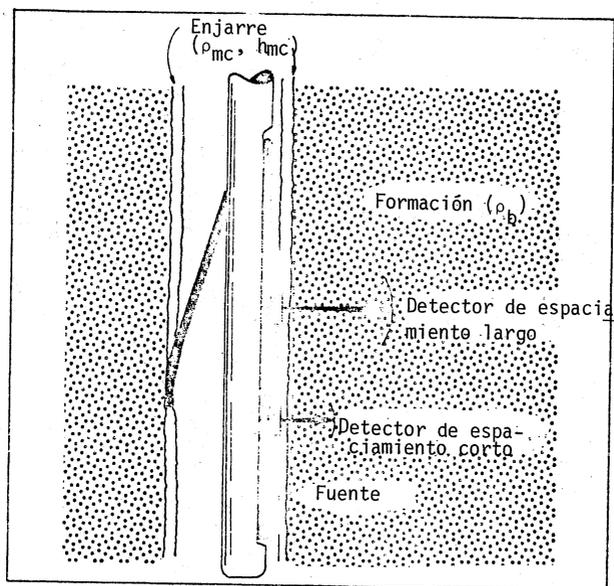


Fig. 4.1.- Esquema del registro de Densidad compensado FDC.

El detector de espaciamento corto se utiliza para compensar por espesor de enjarre y rugosidad de agujero. La presentación del registro (fig. 4.2) incluye la curva de densidad ρ_b y la corrección que se aplicó, $\Delta\rho_b$

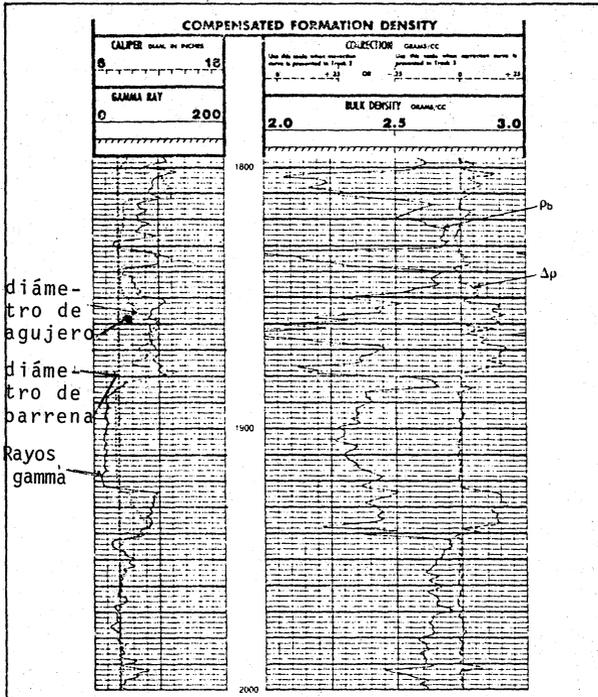


Fig. 4.2.- Ejemplo de un registro de densidad compensado FDC.

El registro de densidad es uno de los más efectivos utilizados en la industria del Petróleo se usa para determinar la porosidad para evaluar la formación y para medir la densidad volumétrica para gravedad. Este registro da un valor muy exacto de la porosidad efectiva en arenas arcillosas. En combinación con otros registros, puede dar información acerca de la litología, contenido de lutita, saturación de fluidos y espesor de enjarre. Cuando se usa en combinación con el registro sónico, se pueden determinar módulos elásticos y reflejos acústicos para la exploración sísmica.

Quitar
dentro

Las limitaciones que tiene este registro es en zonas de carbonatos donde las porosidades vugulares y de fractura son una componente importante a la porosidad total y a la permeabilidad del sistema, en este caso da porosidades pesimistas. Esta herramienta es efectiva donde la porosidad es heterogénea y sus rangos están entre 10 y 35 por ciento.

Examinando el registro de la fig. 4.2., se observa que la curva de densidad ρ_b , se registra en el carril central y derecho del registro en escala lineal con valores de 2.0 a 3.0 gr/cc. Las densidades varían generalmente de 2.7 a 2.0 gr/cc. La corrección $\Delta\rho_b$ se registra en el carril derecho, con un rango de medición de -0.25 a 0.25 gr/cc; indica la corrección que se aplicó a la curva ρ_b , no es necesario sumar o restar al registro. El diámetro del agujero se presenta en el carril izquierdo generalmente acompañado del registro de Rayos Gamma naturales (GR).

Para analizar al registro de densidad, lo mejor es observar primero el registro $\Delta\rho_b$. Es una curva de control de calidad. En agujero alisado debe tener un valor muy cercano a cero, ligeramente a la derecha para lodo que no contiene barita y hacia la izquierda para lodo pesado (con barita). Cuando hay enjarre o rugosidad en el agujero, la corrección $\Delta\rho_b$ se incrementará. Mientras $\Delta\rho_b$ sea menor de 0.15 gr/cc la corrección es adecuada. Arriba de 0.15 gr/cc la corrección no es muy buena y la curva ρ_b tendrá error. En la fig. 4.2 las correcciones apenas son buenas en los intervalos de 1852 a 1878 pies y de 1924 a 1940 pies. La herramienta no puede compensarse para cavernas con tamaños mayores de 3/4 de pulgada. La corrección será inadecuada y ρ_b leerá valores bajos en lodos normales. También no leerá correctamente cuando la almohadilla se arremeta en la entrada o salida de una caverna. Un buen ejemplo de estos efectos es de 1832 a 1834 pies donde se leerá una baja densidad, donde hay un escarpe en el registro de calibración y la curva $\Delta\rho_b$ no presenta corrección.

La profundidad de investigación del registro es de aproximadamente 4 pulgadas, esto significa que detectará parte de la zona lavada. El registro es sensible a la presencia de gas, especialmente si la porosidad es alta y la presión del gas baja.

La resolución vertical de la herramienta, si se corre lentamente, es de aproximadamente 1.5 pies. La densidad de la formación es un promedio del intervalo. Sin embargo en condiciones normales de operación la resolución es de alrededor de 3 pies.

En agujeros con fluidos la respuesta de la herramienta de densidad es independiente del tamaño de agujero en el rango de 6 a 9 pulgadas. Si el diámetro aumenta se debe agregar una corrección de 0.005 gr/cc cada pulgada. La herramienta funciona eficientemente en pozos vacíos; en esta situación la corrección que debe aplicarse por aumento de diámetro de agujero a partir de 9 pulgadas es de .001 gr/cc por pulgada. El enjarre no es problema en agujeros que son perforados con aire. Sin embargo la rugosidad puede disminuir el valor de la lectura si se interpone aire entre la formación y la almohadilla. El efecto de rugosidad disminuye cuando se perfora con lodo.

Cuando hay presencia de gas en la formación, la densidad del fluido disminuye considerablemente. Cuando se corre únicamente este registro es difícil reconocer si hay gas, porque la curva muestra una disminución en la medición de ρ_b , esto podría interpretarse como un aumento de la porosidad de la información. La aplicación de la ecuación (IV.1), requiere el valor de ρ_f en la zona de investigación como se mencionó. Los parámetros que se podrán utilizar son: la saturación de agua en la zona invadida, S_{xo} , la densidad del filtrado del lodo, ρ_{mf} y la densidad del gas ρ_h , entonces:

$$\rho_f = \rho_{mf} S_{xo} + \rho_h (1-S_{xo})$$

IV.2

La densidad del gas puede estimarse utilizando la gráfica de la fig. 4.3.

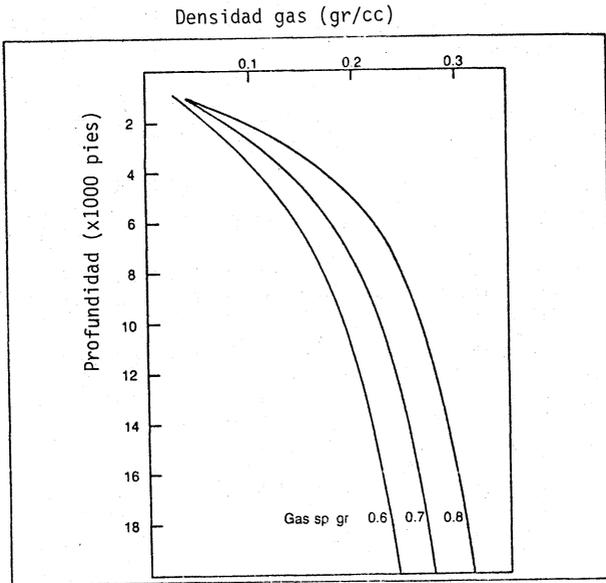


Fig. 4.3. Estimación de la densidad del gas.

Si se conoce R_{x0} , entonces S_{x0} se obtendrá como:

$$S_{x0} = \sqrt{R_{mf}/R_{x0}} / \phi \quad \text{IV.3}$$

Si no hay registro que mida R_{x0} , se puede suponer que

$$S_{x0} = S_w^{1/2} = \left(\sqrt{R_w/R_t} / \phi \right)^{1/2} \quad \text{IV.4}$$

Las ecuaciones IV.1, IV.2, IV.3 y IV.4 se resuelven simultáneamente para dar un valor de porosidad aparente. La porosidad \bar{t}_0 tal se obtiene a partir de

$$\phi = \phi_a (0.93 + 0.07 \rho_f) \quad \text{IV.5}$$

Si se considera que el intervalo (1899 a 1905 pies) de la fig. 4.2., contiene gas, ya que a partir del registro eléctrico se obtuvo que $R_w = 0.05$ ohm-m y $R_t = 40$ ohm-m. De la fig. 4.3, $\phi_h = 0.07$ gr/cc. Siguiendo el procedimiento propuesto se obtiene que $\phi = 17.5\%$. Este valor difiere significativamente cuando se considera a la formación saturada 100% con líquido. $\phi = 24.5\%$.

Este procedimiento es inadecuado y raramente se utiliza. Se requiere de otros registros para obtener el valor de una manera más sencilla y exacta.

2.- Registros de Neutrones.- Miden la habilidad de las formaciones de atenuar el paso de neutrones a través de éstas. Es una medida del contenido de hidrógeno que puede estar presente en forma de agua o aceite.

Las herramientas de neutrones son de dos tipos: La primera tiene una fuente emisora y un receptor que está integrado a una almohadilla que va pegada a la pared del pozo. La segunda y más común tiene una fuente y dos receptores que miden neutrones termales además de un sistema de compensación por rugosidad y diámetro de agujero.

Lo que la herramienta mide es el flujo de neutrones a un nivel de energía particular, de acuerdo con esto mide cuánta energía de los neutrones ha disminuido a partir de la fuente. La alta energía de los neutrones disminuye por la colisión con los núcleos de varios elementos en la formación. Los elementos que tienen una masa atómica muy cercana a la de los neutrones tienen a detenerlos, como el hidrógeno.

En lutitas y yeso la respuesta de la herramienta da valores anómalos de porosidad, aumentando su valor.

La calibración de las herramientas se hace en caliza. Existen curvas de corrección disponibles para arenisca y dolomita.

Los neutrones son partículas eléctricamente neutras con una masa muy semejante a la del átomo del hidrógeno. Las fuentes utilizadas son combinaciones de materiales como Americio-Berilio y Plutonio-Berilio. Los neutrones abandonan la fuente con alta energía y se colisionan con los materiales de la formación de manera elástica. Las colisiones elásticas se pueden comparar con la reacción que tienen dos bolas de billar.

Los neutrones disminuyen su energía, y unos milisegundos después de que abandonan la fuente llegan a un estado termal, en el que se mueven aleatoriamente ya sea ganando o perdiendo energía. En este estado los neutrones son capturados por varios elementos siendo el más común el cloro. En el momento de la captura, los núcleos se excitan y disipan el exceso de energía expulsando un rayo gamma de alta energía o de captura.

Las herramientas de neutrones pueden detectar neutrones rápidos (epitermales) con energías arriba del nivel termal, neutrones termal, rayos gamma de captura o combinaciones de éstos.

Los registros pueden clasificarse como epitermales o termal dependiendo la energía que detecten.

El espaciamiento fuente-detector utilizado en la industria petrolera utiliza relaciones altas de conteo cuando la concentración de hidrógeno es baja y viceversa. Con altas concentraciones de hidrógeno los neutrones están en estado térmico y se capturan muy cerca de la fuente, en cambio con bajas concentraciones de hidrógeno los neutrones deben ir más lejos para entrar en estado térmico y poder ser detectados.

Los tipos de Registros más utilizados hasta ahora son el de trayectoria de pared (SNP) y el neutrón compensado (CNL).

2.1.- Registro de trayectoria de pared (SNP).- Mide neutrones epitermales y las curvas que se obtienen están calibrados a porosidades de caliza, arenisca y dolomita. La herramienta es muy semejante a la herramienta de densidad. De hecho en la mayoría de los casos sólo se cambia la almohadilla. Esta herramienta se corre en agujero abierto y tiene correcciones automáticas para temperatura, tamaño de agujero, densidad del lodo y otras influencias.

El mayor problema de esta herramienta es la presencia de enjare entre la almohadilla y la formación así como la rugosidad del agujero.

Tiene una resolución vertical de 2 pies (depende de la compañía de servicio) y mide de 4 a 12 pulgadas dentro de la formación, dependiendo de la concentración de hidrógeno.

2.2.- Registro Neutrón Compensado.- El principio de este registro se muestra en la fig. 4.4.

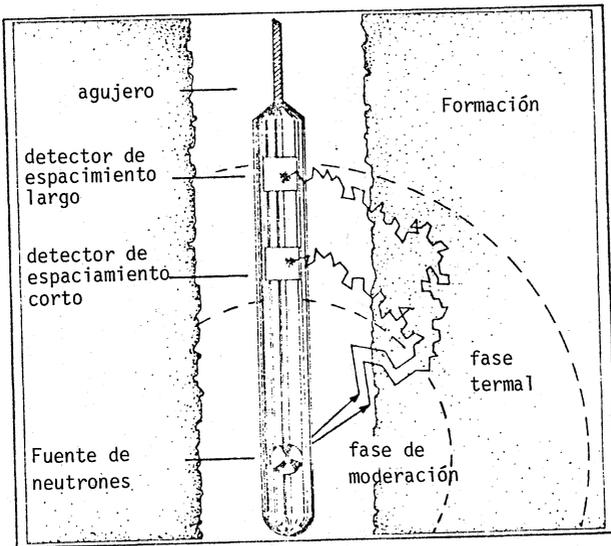


Fig. 4.4.- Herramienta de Neutrones de dos detectores.

Una fuente de neutrones rápidos se localiza en la parte inferior de la herramienta y dos detectores de neutrones termalés están espaciados 1 y 2 pies arriba de ésta. La relación de pulsos entre los detectores N_n/N_f se mide y se relaciona a la porosidad. Se ha probado teórica y experimentalmente que la relación reduce los efectos de agujero e incrementa la profundidad de investigación de la herramienta. Al mismo tiempo los efectos de absorción de neutrones se reduce. La configuración actual de la herramienta se muestra en la fig. 4.5. y está des- centrada.

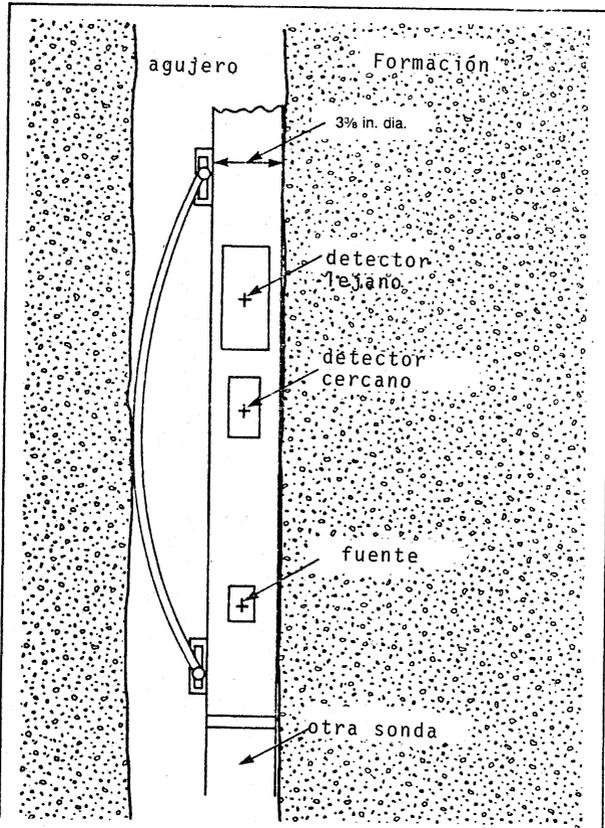


Fig. 4.5.- Diagrama de la herramienta CNL.

La relación entre las cuentas y la porosidad para la herramienta Schlumberger se obtiene en el laboratorio como se muestra en la fig. 4.6. La relación de conteo aumenta con la porosidad porque la densidad de neutrones termales cae más drásticamente con la distancia de la fuente a medida que la porosidad aumenta.

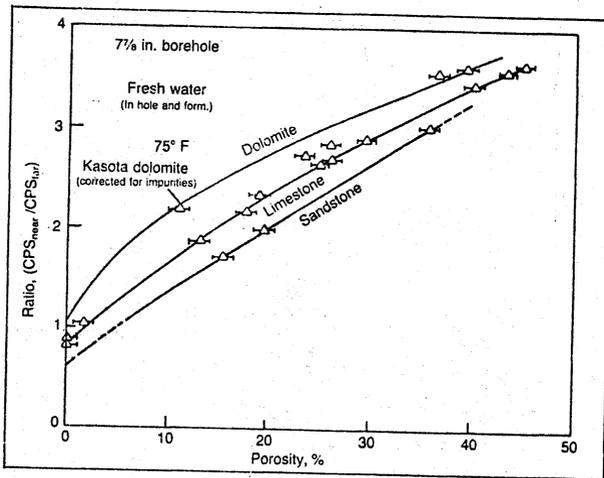


Fig. 4.6.- Respuesta del registro CNL en formaciones de arenisca, caliza y dolomia.

Las ventajas de este registro son: 1.- La influencia de agujero se reduce. Sobre todo en agujeros rugosos. 2.- Puede correrse en agujeros adomados y 3.- Puede correrse simultáneamente con otros registros, comunmente el de densidad.

2.3.- Porosidad.- La fig. 4.6, ayuda a comprender el concepto de porosidad equivalente. Estas porosidades se obtienen leyendo las porosidades de dolomitas, caliza y arenisca correspondiente a la relación dada. Por ejemplo, a una relación de 2.0 se lee 8% de porosidad para dolomita, 15% para caliza y 19.5 para arenisca. Estas son porosidades equivalentes. En realidad el equipo ejecuta automáticamente las relaciones propuestas en la gráfica de la fig. 4.6. La fig. 4.7 se utiliza normalmente para obtener la porosidad total.

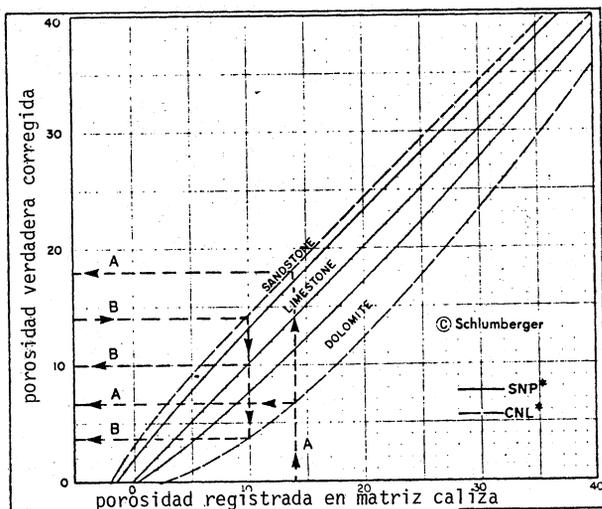


Fig. 4.7.- Curvas de equivalencia del registro porosidad Neutrón.

2.4.- Representación del Registro.- La fig. 4.8 muestra una presentación de las curvas porosidad neutrón y porosidad densidad. Presenta además las curvas de Rayos Gamma, caliper y diámetro de barrena. En este ejemplo el registro de porosidad está calibrado a caliza.

¿Qué sucedería si el registro Neutrón se interpretara solo?. El registro de Rayos Gamma muestra que toda la sección está limpia. Por lo que no hay efecto de arcilla. Las variaciones del registro caliper son mínimas por lo que también los efectos ambientales están reducidos.

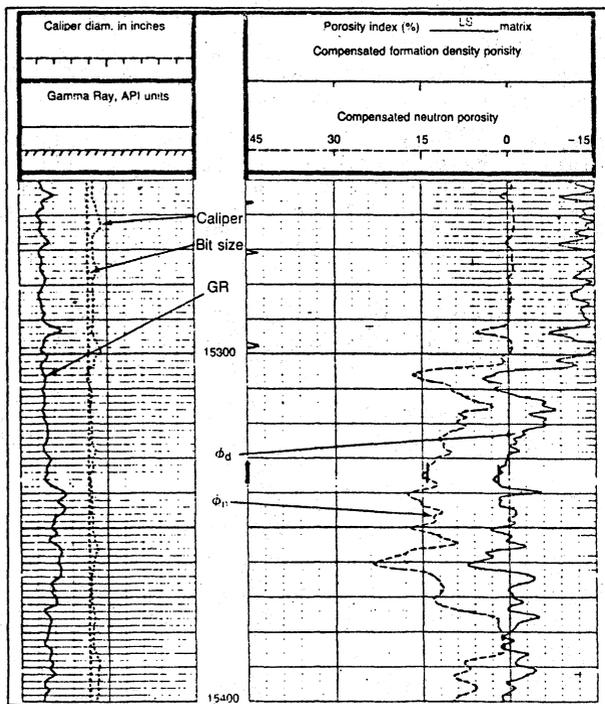


Fig. 4.8.- Ejemplo de un registro combinado Densidad-Neutrón en una secuencia de carbonato.

En el intervalo de 15,332 a 15,336 pies se lee un valor de porosidad del 14%. Si la matriz es caliza, el valor es correcto, pero si la matriz es dolomita, la porosidad es de 7% o si ^{es} arenisca, 18%; como se muestra en las líneas A de la fig. 4.7. Nótese que si el encabezado hubiera mostrado SS(arenisca), las porosidades hubieran leído 14%, 10% para caliza y 3.5% para dolomita, como se indica en las líneas B de la fig. 4.7. Esto indica que el registro de Neutrón no ayuda mucho si no se conoce la litología.

La combinación de los dos registros reduce las incertidumbres y puede detectar zonas con presencia de gas.

Existen varias correcciones ambientales que deben de aplicarse al registro neutrón compensado. Estas a menudo se ignoran, pero para una interpretación precisa se requiere aplicarlas. La fig. 4.9 muestra las correcciones necesarias y se explican excepto para el nomograma A. Las correcciones se suman algebraicamente para obtener el valor correcto en unidades de porosidad.

La corrección más grande es por diámetro de agujero y se hace por medio del nomograma A. Sin embargo cuando se corre junto con el de densidad, la corrección se hace automáticamente.

Esta es la página 71

Borrar Numeración y
reacomodar

~~67~~ 71

Las herramientas estandar solo miden el tiempo de viaje de la onda compresional. Para efectuar esto, el transmisor genera un impulso y un circuito electrónico mide el tiempo que necesitó para llegar al primer receptor (fig. 4.11). El transmisor vuelve a generar otro impulso y el circuito mide el tiempo al segundo receptor. La diferencia en tiempos de arribo se calcula y se divide entre el espaciamento. El resultado se presenta en el registro como tiempo de tránsito en micro segundos/pie. La exactitud de la medida es bastante buena, $\pm 0.25\mu$ seg/pie.

Las ondas compresionales en formaciones duras varían de 40μ seg/pie mientras que en el agua o lodo es aproximadamente de 190μ seg/pie. La herramienta ocasionalmente leerá este último valor cuando el diámetro del agujero sea grande.

Es posible, con herramientas especiales y a través de procesamiento que se hagan a la onda compresional, medir el tiempo de tránsito de la onda transversal.

El registro sónico compensado consiste de dos arreglos de transmisores y dos arreglos de receptores, fig. 4.12. Con este sistema se eliminan lecturas incorrectas debidas a desviaciones en el agujero y rugosidad.

La herramienta BHC (de la Cía. Schlumberger) tiene un espaciamento de 3 pies entre el transmisor y el receptor más cercano y una separación de 2 pies entre receptores. En los transmisores se generan un total de 20 pulsos por segundo para hacer cinco mediciones completas. La velocidad de la herramienta es de 1500 metros por hora, haciendo una medición cada 3 pulgadas. La sonda generalmente se corre centrada la resolución vertical es la distancia entre los receptores (2 pies para el BHC). La profundidad de investigación es muy pequeña, está controlada por la frecuencia en la onda (≈ 25 KHz). Para una formación homogénea es del orden de 0.5 a 1 pulgada y es independiente del espaciamento de los receptores.

Esta en la página 67, borrar numeración y
 acomodarlo

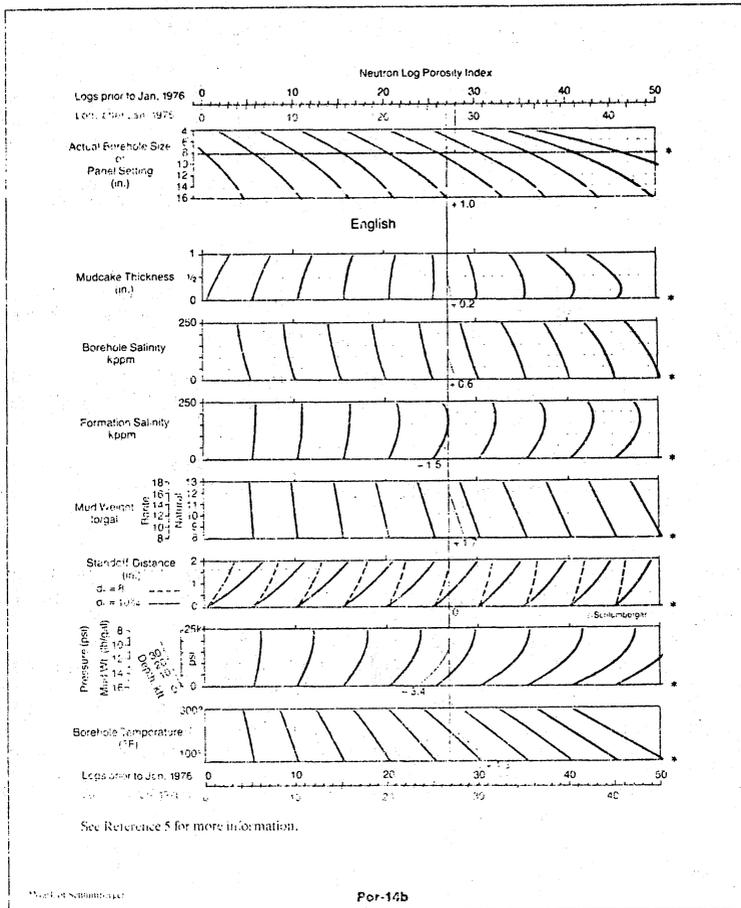


Fig. 4.9.- Nomograma de corrección del CNL para agujero abierto.
 Un ejemplo de presencia de gas se presenta en la fig. 4.10 en el
 intervalo de 1884 a 1922 pies.

esta es la página 68, borrar numeración y reacomodar

68

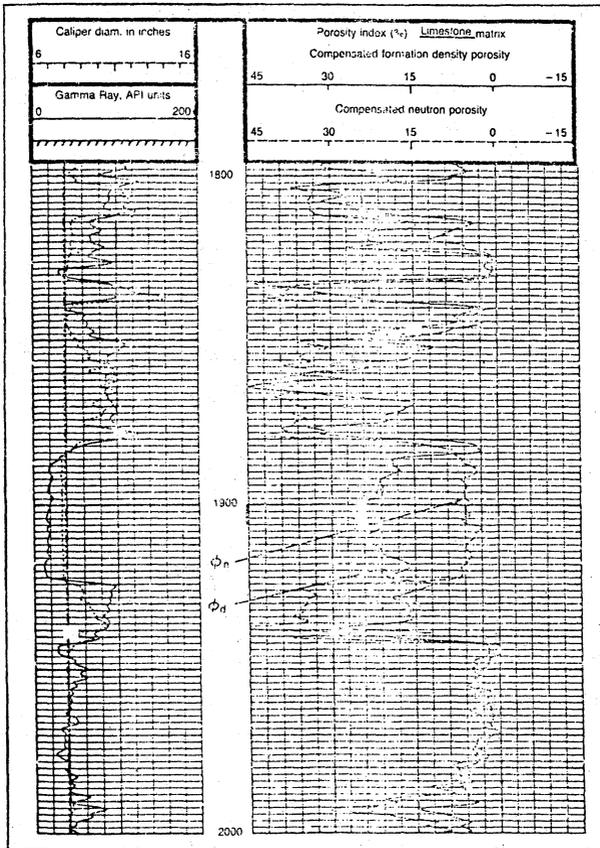


Fig. 4.10.- Ejemplo de cómo se nota la presencia de gas con los registros FDC y CNL en el intervalo de 1884 a 1922 pies.

3.- Registro sónico de porosidad.- El registro mide el menor tiempo que requiere una onda compresional para recorrer verticalmente un pie de longitud a través de la roca adyacente a la pared del pozo. La unidad de medida es el tiempo de tránsito.

te velocidad, variando de 25,000 a 4,000 pies/seg. En la fig. 4.11 se muestra el principio de funcionamiento de la herramienta.

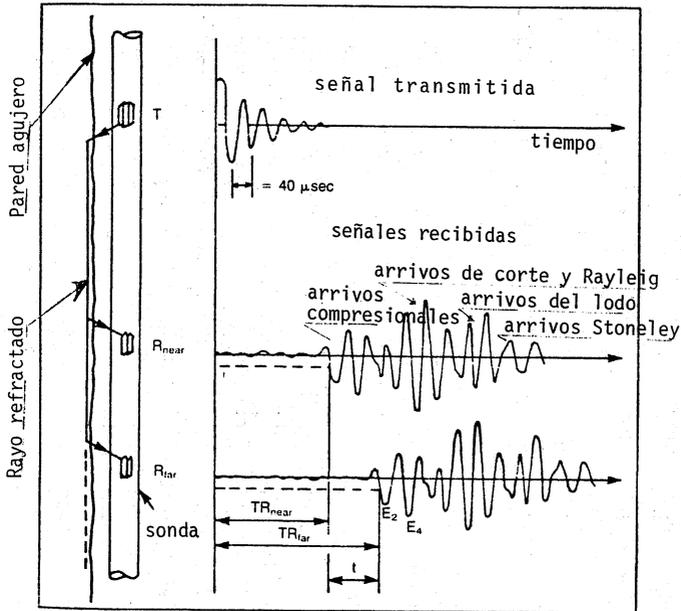


Fig. 4.11.- Principio básico del registro sónico.

Las ondas que son de interés son las de compresionales y transversales. Por definición una onda compresional es aquella en que las partículas vibran en la misma dirección de la propagación, en este caso paralelas al eje del pozo. Una onda transversal es aquella en que las partículas vibran perpendiculares al eje del pozo. Las ondas compresionales viajan aproximadamente 1.7 veces más rápido que las transversales.

Esta es la página 69, se acomodan y ~~quitar~~
borrar la numeración

~~71~~

69

(microsegundos/pie) y puede relacionarse con la porosidad cuando se conoce la litología. El registro no mide directamente la porosidad, ésta se obtiene a partir de la relación empírica desarrollada por Wyllie.

$$\phi = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \quad \text{IV.6}$$

donde: Δt es el tiempo de tránsito del registro
 Δt_{ma} es el tiempo de tránsito de la matriz (cuando tiene $\phi=0$)
 Δt_f es el tiempo de tránsito del fluido

El tiempo de tránsito varía con el tipo de roca, como es muestra en la tabla II

TABLA II

Tiempos de tránsito usados para las rocas más comunes.

| Mineral | tiempo de tránsito microsegundos/pie) |
|----------------|--|
| Arenisca | 55.5 |
| Caliza | 47.5 |
| Dolomita | 43.5 |
| Anhidrita | 50 |
| Sal (Halita) | 67.0 |
| Ademe (fierro) | 57.0 |

La ecuación IV.6 asume que la porosidad es homogénea.

Para determinar el tiempo de tránsito de una formación, se aplica un pulso (de corriente o voltaje) al transmisor, que genera un pulso oscilatorio de 25 Khz en el lodo. En este momento se crean seis trayectorias de onda hacia arriba y hacia abajo del agujero: dos ondas refractadas hacia la formación (compresional y transversal) dos ondas directas (a lo largo de la sonda y del lodo) y dos ondas superficiales a lo largo de las paredes del pozo (pseudo Rayleigh y Stoneley). Estas ondas viajan a diferen

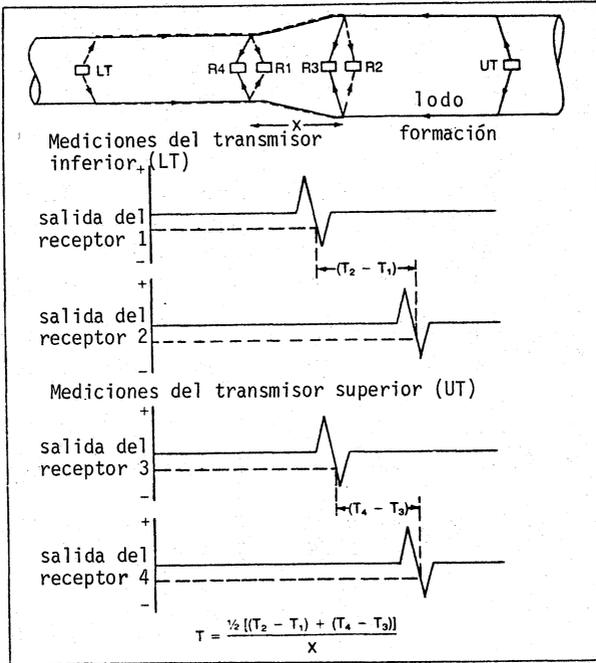


Fig. 4.12.- Sistema sónico compensado.

El registro se presenta en la fig. 4.13. En el carril de profundidad se presentan pequeños brinco, representan el tiempo de tránsito integrado cada 1 miliseg, los picos grandes representan intervalos de 10 milisegundos. Estos se ocupan para comparar registros sónicos con secciones sísmicas.

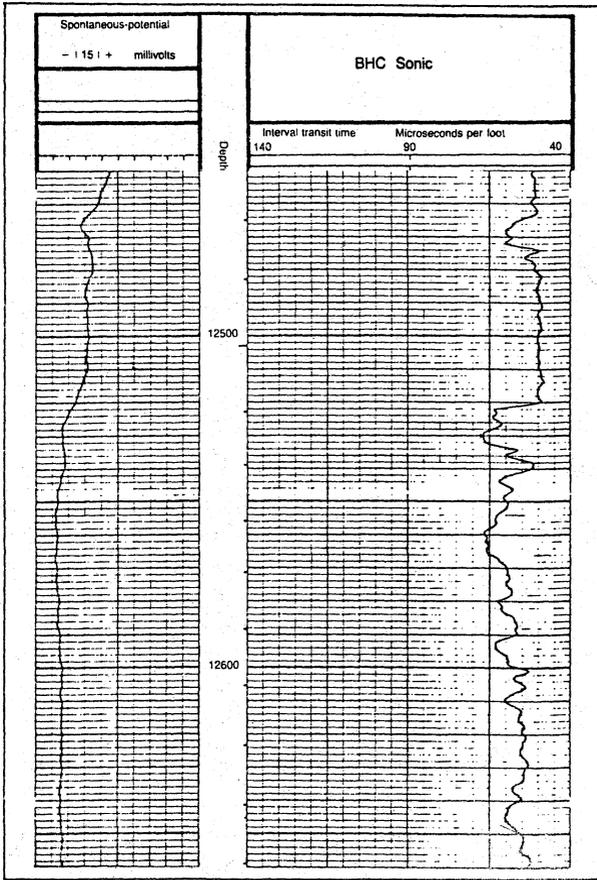
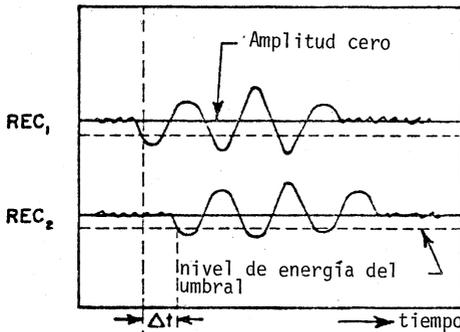


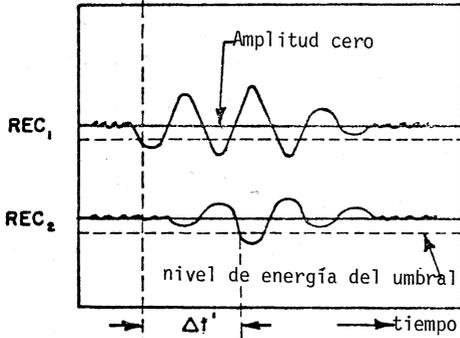
Fig. 4.13.- Representación del registro Sónico de Porosidad.

Ocasionalmente una onda que viaja a través de la formación es lo suficientemente fuerte para accionar el sistema de registro del primer receptor pero es demasiado débil para poner en funcionamiento el segundo receptor. Esto se debe a cierta atenuación de la onda entre el primer y segundo receptor. El salto de ciclo se presenta en el registro por saltos bruscos. Los sis

temas de medición acústica utilizan ventanas de ruido o bías para prevenir disparos prematuros en los sistemas de registro. La operación normal se muestra en la fig. 4.14. El primer arribo es lo suficientemente largo para accionar el sistema.

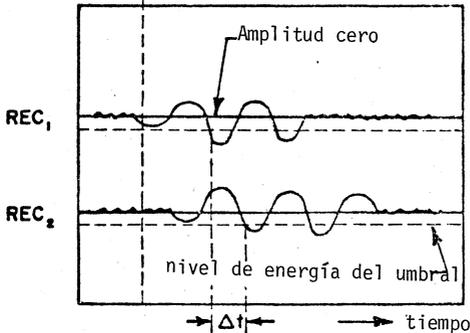


Operación Normal



El receptor REC_2 ha saltado un ciclo. La medida de Δt es errónea

$$\Delta t' = \Delta t + \text{período}$$



Ambos receptores han saltado un ciclo; Los dos son activados en el segundo ciclo. El Δt se registra correctamente.

Fig. 4.14.- Ejemplo esquemático de cómo ocurre el salto de ciclo

La segunda parte de la fig. 4.14 muestra el caso donde el primer arrivo en el segundo receptor no pone en funcionamiento el sistema pero si el segundo ciclo. En este caso el tiempo de tránsito medido es demasiado largo. En algunos casos el segundo receptor puede saltar al tercero o cuarto ciclo para activar al sistema.

Este salto de ciclo a menudo ocurre en formaciones no consolidadas (particularmente en zonas con gas), fracturas, tamaño de agujero (diámetros mayores de 12 pulgadas) y cuando la herramienta no está centrada en el agujero. El salto de ciclo también puede ocurrir si la herramienta no está bien ajustada y uno de los receptores está mal o el transmisor es demasiado débil.

Para obtener la porosidad en areniscas, consolidadas y compactas y en carbonatos que tienen porosidad homogénea o intergranular se ocupa la ecuación IV.6. En carbonatos con porosidad secundaria o moldica en forma de vesículas, el tiempo de tránsito a menudo es menor que el que sería calculado para la porosidad dada. Esto se debe a que el registro mide al tiempo de tránsito más rápido a través de la formación. Las vesículas a menudo están localizadas irregularmente y la onda compresional va a través de la formación.

En formaciones con porosidad heterogénea, la relación entre la porosidad y el tiempo de tránsito es lineal (debido al rango limitado de porosidad en que funciona la herramienta), pudiéndose crear relaciones empíricas a través de núcleos y el registro como se muestra en la fig. 4.15.

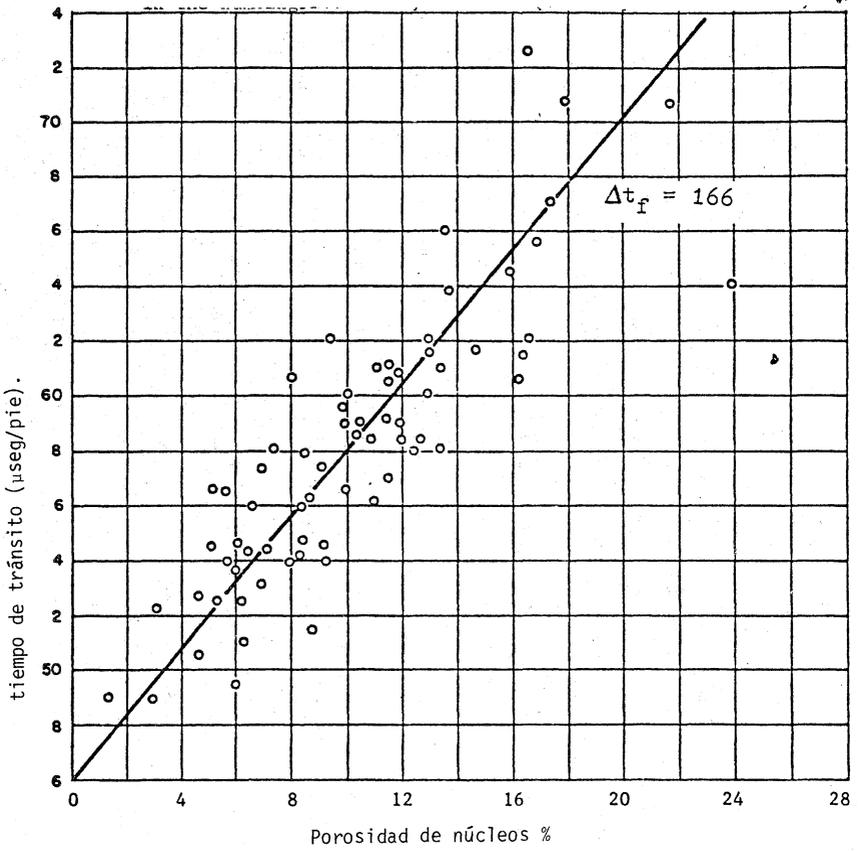


Fig. 4.15.- Relación de porosidad obtenida a partir de núcleos y el tiempo de tránsito de una formación determinada.

La ecuación que se puede generar a partir de la fig. 4.15 se puede representar como

$$t = A \phi + B (1 - \phi) \quad \text{IV.7}$$

donde A y B se obtienen a partir de la gráfica de porosidad de núcleo contra tiempo de tránsito. La ecuación IV.6 también se puede utilizar. El tiempo de tránsito del fluido se ajusta para que la ecuación se sobreponga a la línea que representa los valores de los núcleos. Si existe suficiente porosidad vular la respuesta aparecerá ser homogénea. La fig. 4.16 muestra esquemáticamente la envolvente que encierra el rango de porosidad secundaria para zonas homogéneas (línea recta) y heterogéneas.

gas
de
de

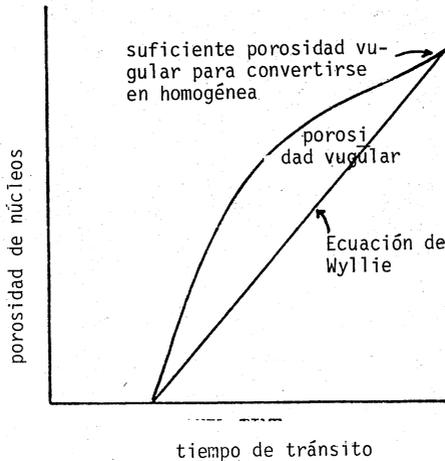


Fig. 4.16.- Representación esquemática de la porosidad de carbonatos vulgares contra tiempo de tránsito.

En formaciones que no están sujetas a una suficiente presión, la relación de Wyllie no obtiene resultados optimistas, sobre todo en formaciones no consolidadas. Un yacimiento con rocas no compactas presenta tiempos de tránsito mayores y da cálculos de porosidad mayores que los reales. Si el tiempo de tránsito en las lutitas es mayor de 100 seg/pie, se dice que la formación no es compacta. La ecuación que se ocupa en esta situación es

$$\phi = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \cdot \frac{1}{B_{cp}} \quad \text{IV.8}$$

donde

$$B_{cp} = \frac{\Delta t_{sh} \cdot c}{100} \quad \text{IV.9}$$

siendo Δt_{sh} el tiempo de tránsito de lutita leído del registro, c una constante, usualmente con valor igual a 1.0, pero puede ser mayor si se requiere de una mejor corrección.

Debe de tenerse cuidado en la selección del tiempo de tránsito en la zona de lutitas. Si el agujero está muy derrumbado, el alto tiempo de tránsito puede originar un salto de ciclo. Si la lutita está muy hidratada puede dar resultados muy semejantes.

La constante c se puede determinar por la combinación de la resistividad y el tiempo de tránsito en zonas con agua. La porosidad se puede calcular, conociendo R_w y se ajusta hasta tener los valores adecuados.

En zonas con hidrocarburos el registro requiere de otra corrección después de aplicar la ecuación IV.8. Esto se debe a la respuesta de la medida a los hidrocarburos. Aunque se puede decir que es imposible de corregir, se sugieren las siguientes correcciones empíricas.

$$\phi \approx \phi \text{ calculada} \times 0.7 \text{ cuando hay gas} \quad \text{IV.10}$$

$$\phi \approx \phi \text{ calculada} \times 0.9 \text{ cuando hay aceite} \quad \text{IV.11}$$

Quitar aceite Estas correcciones se consideran aproximaciones y muchas veces pueden dar resultados erróneos ^o razonables.

Ejemplo: Cálculo de la porosidad en una arena no compacta con gas.

Datos: Tiempo de tránsito de la lutita $120 \mu\text{seg/pie}$

Tiempo de tránsito del intervalo de interés $110 \mu\text{seg/pie}$

aplicando la ecuación IV.8 se tiene

$$\phi = \frac{110 - 55.5}{190 - 55.5} \cdot \frac{1}{\frac{120}{100} \times 1.0} = 34\%$$

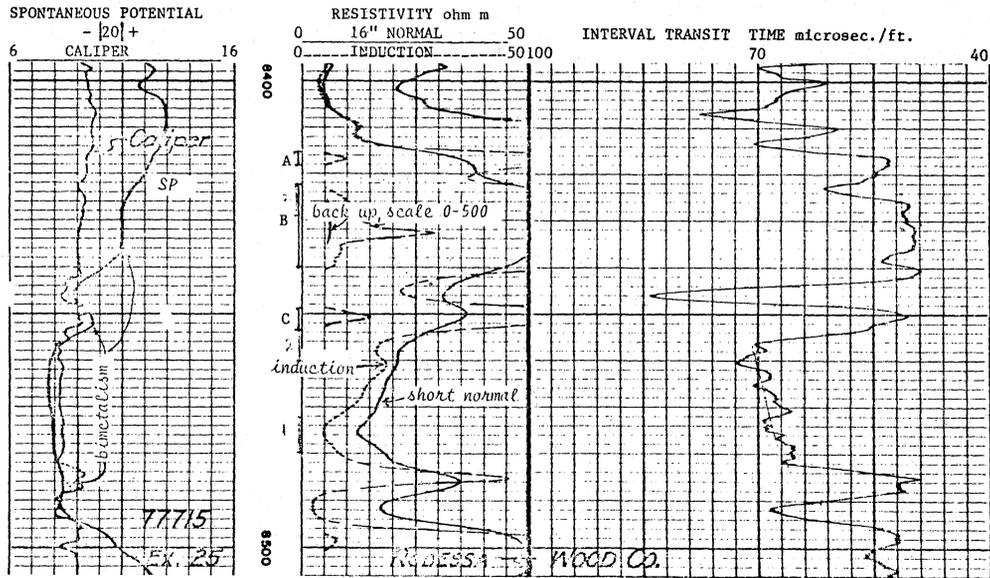
como es una zona con gas

$$\phi \approx 0.34 \times 0.7 = 24\%$$

Ejemplo: La fig. 4.17 muestra un registro sónico de porosidad y un registro de inducción. El registro de diámetro de agujero (caliper) y el SP se corrieron con el registro sónico. El diámetro de la barrena (carril izquierdo) es de 9 pulgadas. Los diámetros de agujero menores que el diámetro de la barrena son indicadores de zonas permeables. El SP presenta efectos de bimetallismo por haberse corrido con el registro sónico. Las lutitas tienen bajas resistividades, ver en 8 400 pies. Hacia abajo la resistividad empieza a incrementarse, cuando las curvas se salen del rango de 0 a 50 ohm-m, como en este caso (intervalos A, B y C), la rejilla se reescala al rango de 0 a 500 ohm-m. A continuación se calculan algunos intervalos que se cree son de interés.

| Zona | intervalo | Rin | Δt | ϕ | Sw | Observación |
|------|-------------|-----|------------|--------|----|-------------------------------|
| 1 | 8 444-8 448 | 22 | 84 | 26 | 40 | Zona permeable (SP y Caliper) |
| 2. | 8 450 | 150 | 50.5 | 2.1 | 52 | Zona impermeable |
| 3 | 8 456-8 458 | 17 | 70 | 16 | 20 | Zona permeable (SP y Caliper) |
| 4 | 8 474-8 476 | 5 | 69 | 15 | 40 | Zona permeable (SP y Caliper) |
| 5 | 8 491-8 493 | 2.5 | 68 | 14 | 61 | Zona permeable (SP y Caliper) |

Fig. 4.17.- Ejemplo de cómo se interpreta un registro IL-BHC.



Las zonas 1, 3 y 4 producirán aceite

La zona 5 posiblemente produzca agua

La zona 2 probablemente no producirá nada, porque la porosidad es muy pequeña.

4 Registro de Litodensidad.- La herramienta de Litodensidad (LDT) es un instrumento de la tercera generación de los registros de densidad. Brinda, además de obtener la densidad ρ_b , una curva de absorción fotoeléctrica. Esta curva refleja el número atómico promedio de la formación, es un buen indicador del tipo de matriz de roca. Es de utilidad en interpretación de litología compleja.

antes El arreglo fuente detector del LDT es básicamente el mismo que su ~~precesor~~ el registro FDC. La operación es diferente. Con el LDT, las mediciones de ρ_b y P_e se hacen por una selección de energía de rayos gamma que investigan el detector de espaciamiento largo. Esto se presenta en la fig. 4.18, la cual es una gráfica del número de rayos gamma que busca el detector como una función de su energía, para tres formaciones que tienen la misma densidad ρ_b , pero diferentes índices volumétricos de absorción, U, baja, media y alta.

La medida de la densidad se realiza a través del registro de aquellos rayos gamma que caen en la región de alta energía, designada por H. En este rango solo se detectan rayos gamma por disipación; que depende solo de la densidad del electrón. (Sea bajo la curva de la fig. 4.18). La conversión de la relación de pulsos de la densidad volumétrica y la corrección por enjarre y rugosidad se realizan de la misma manera que el registro de Densidad Compensado.

La medida fotoeléctrica, P_e , se hace registrando aquellos rayos gamma que caen sólo en la ventana de energía, S, posicionado a un nivel de energía muy bajo. En esta región los rayos gamma sufren absorción fotoeléctrica cuando se interaccionan con los electrones presentes. La relación de absorción depende del producto del coeficiente de absorción por electrón, P_e , y de la densidad, ρ_e . La relación de pulso en una ventana contadora por lo tanto responde a un índice de absorción fotoeléctrica dada por:

$$U - P_e \cdot \rho_e$$

IV.12

A mayor valor de U será menor la relación de pulsos.

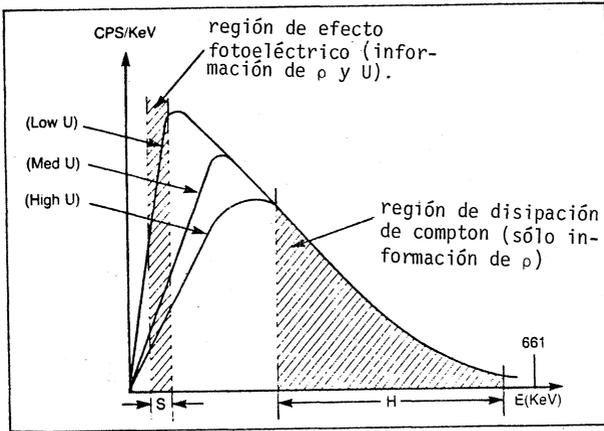


Fig. 4.18.- Ventanas de detección para la herramienta Litodensidad.

Con una calibración efectiva, el valor de U para una formación determinada puede determinarse.

La densidad del electrón ρ_e^* se relaciona con la densidad ρ_b por:

$$\rho_e = (\rho_b + 0.1883)/1.0704 \quad \text{IV.13}$$

de aquí que

$$P_e = \frac{1.0704 U}{\rho_b + 0.1883} \quad \text{IV.14}$$

El parámetro P_e refleja la litología de la formación porque es fuertemente dependiente del número atómico efectivo del medio. Para un elemento sencillo con número atómico Z, P_e está dado en unidades de registro (barn/electrón) por

$$P_e = (Z/10)^{3.6} \quad \text{IV.15}$$

Para una formación que contiene un número de elementos, el valor efectivo de P_e se obtiene por la suma de los valores $(Z/10)^{3.6}$ después de pesar a cada uno por su densidad electrónica relativa en la mezcla.

La columna 2 de la tabla III da los valores efectivos de P_e para materiales sedimentarios, comunes. Los valores de P_e para cuarzo, calcita y dolomita son distintos. La Anhidrita y Calci₂ tienen valores similares de P_e pero su densidad varía.

La profundidad de penetración y la resolución vertical para las medidas de ρ_b son esencialmente las mismas que el registro FDC. Por lo que respecta al valor P_e , se suponen similares, todavía no se ha publicado nada acerca de su resolución.

Los efectos de agujero para la curva ρ_b son semejantes al registro FDC. Las correcciones que se aplican es cuando $\Delta\rho$ es menor de 0.15 gr/cc. Para P_e la situación es menos clara. No se ha publicado información sobre el comportamiento de la medida de U.

Las limitaciones que presenta este registro es en pozos perforados con barita.

* ρ_e tiene unidades de 3.0×10^{33} electrones/cc

Un ejemplo de este registro se muestra en la fig. 4.19. La curva ρ_b se calibró a caliza y se obtuvo ϕ_c registrándose el carril derecho (línea obscura). La curva punteada es el registro neutrón. La curva P_e se registro en el carril central y el GR y Caliper en el izquierdo. En la base del registro se colocaron los rangos para arenisca (S), dolomita (D) y caliza (L). La zona A es una caliza y la C una arenisca, sin embargo la zona B no tiene buena resolución, lo más seguro es que sea una combinación.

La fig. 4.20 muestra un nomograma para conocer la fracción volumétrica de un intervalo, cuando se conoce que sólo hay dos minerales.

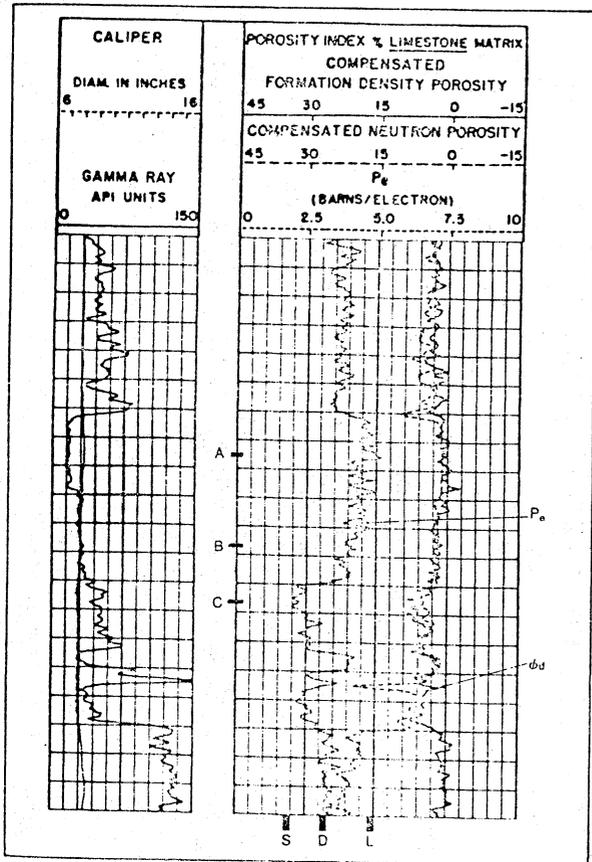


Fig. 4.19.- Ejemplo de un registro de Litodensidad.

T A B L A III.

Valores del coeficiente de absorción fotoeléctrica.

| | P_e | $S_p \cdot gr$ | $\rho_b (req)$ | U |
|--------------------------------|-------|----------------|--------------------------|---------------------|
| Cuarzo | 1.81 | 2.65 | 2.64 | 4.78 |
| Calcita | 5.08 | 2.71 | 2.71 | 13.80 |
| Dolomita | 3.14 | 2.87 | 2.88 | 9.00 |
| Anhidrita | 5.05 | 2.96 | 2.98 | 14.9 |
| Halita | 4.65 | 2.17 | 2.04 | 9.68 |
| Siderita | 14.7 | 3.94 | 3.89 | 55.90 |
| Pirita | 17.0 | 5.00 | 4.99 | 82.10 |
| Barita | 267.0 | 4.48 | 4.09 | 1065.00 |
| Agua dulce | 0.358 | 1.00 | 1.00 | 0.398 |
| Agua (100K ppm de NaCl) | 0.734 | 1.06 | 1.05 | 0.850 |
| Agua (200K ppm de NaCl) | 1.12 | 1.12 | 1.11 | 1.360 |
| Aceite { n(CH ₂) } | 0.119 | ρ Aceite | 1.22 ρ aceite 0.188 | 0.136 ρ aceite |
| Gas { CH ₄ } | 0.095 | ρ gas | 1.33 ρ gas 0.188 | 0.119 ρ gas |

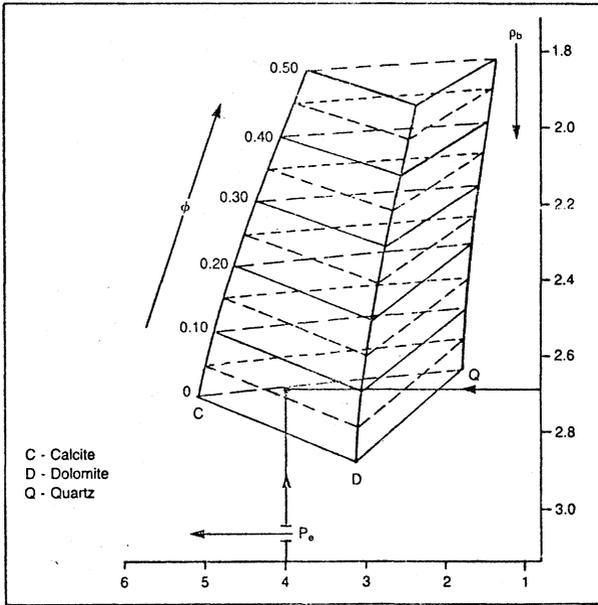


Fig. 4.20.- Nomograma para obtener litología y porosidad de los datos de P_e y ρ_b .

5.- Doble Porosidad Neutrón.- Todas las herramientas de neutrón responden al contenido de hidrógeno. En lutitas las porosidades que se obtienen varían del 30 al 45%, dependiendo de la cantidad y tipo de arcilla. La arcillosidad de una arena con gas pue de indicar un valor erróneo.

El problema se complica en el Neutrón Compensado por el hecho de que la detección de neutrones termales hace a la herramienta sensitiva para detectar elementos como Boro. Este absorbedor de neutrones se puede llegar a encontrar en las arcillas y puede contribuir en 15 (unidades de porosidad u.n.) la lectura del registro.

La configuración del registro se muestra en la fig. 4.21 arriba de la fuente hay dos detectores de neutrones termales semejantes al los del registro CNL y debajo dos detectores de neutrones epitermales. La relación de pulsos de cada par de detectores se procesa para dar la porosidad corregida por enjarre y rugosidad (semejante al del Registro Densidad Compensada), dando además una curva de corrección $\Delta\phi$ que se puede utilizar como control de calidad.

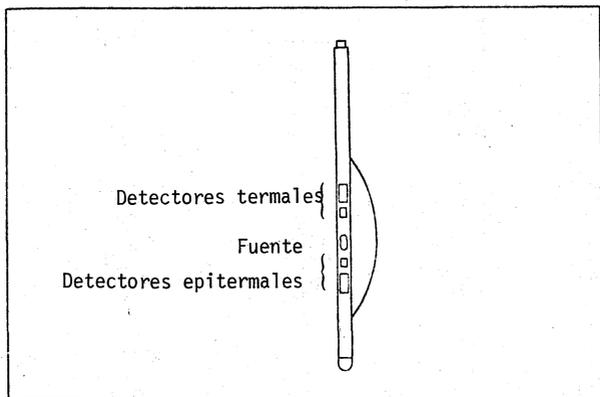


Fig. 4.21.- Esquema del arreglo de electrodos del registro Doble Porosidad Neutrón.

La aplicación que se le está dando a este registro es en formaciones arcillosas. La fig. 4.22 muestra un ejemplo. En la zona superior, A, es una arena arcillosa, los neutrones epitermales muestran menor porosidad que el registro de densidad, mientras que los neutrones termales se sobrepone.

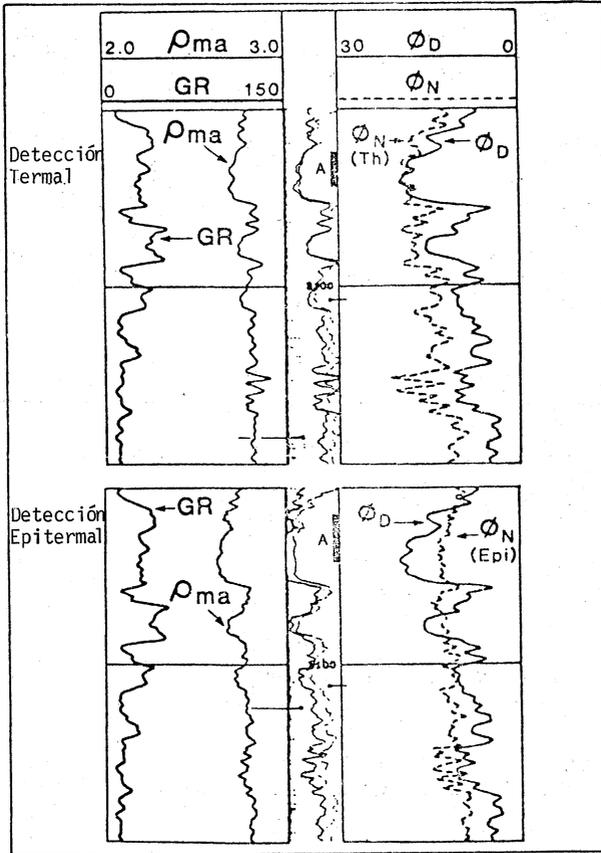


Fig. 4.22.- Ejemplo de un registro Doble porosidad Neutrón.

6.- Registro Sónico de Espaciamiento Largo.- La fig. 4.23 muestra esquemáticamente el arreglo de la herramienta. Con el arreglo se registran simultáneamente dos curvas de espaciamiento largo, de 9 a 10 pies y de 10 a 12 pies. La compensación está acompañada por un memorizador de profundidad. El procedimiento que realiza la herramienta se explica a continuación. Para el nivel A, primero se mide el tiempo de tránsito con los dos receptores superiores. El transmisor T_1 , se pulsa dos veces en serie y la diferencia de tiempo $T_1 R_1 - T_2 R_2$ corresponde a los arrivos compresionales y se guarda en memoria. Si el diámetro del agujero es diferente en los dos receptores, la medida será errónea. Después de que la herramienta se ha desplazado $9 \frac{2}{3}$ pies hacia arriba, los dos transmisores inferiores estarán atravesando el mismo nivel (entre los puntos de refracción). Cada transmisor se pulsa y, utilizando sólo el receptor R_2 , se mide la diferencia de tiempo $(T_2 R_2 - T_1 R_2)$; esta diferencia tendrá un poco de error, y se promedia con el valor ya calculado para obtener el tiempo de tránsito de 8 a 10 pies compensado por variación del agujero.

Los efectos de saltos de ciclo y la puesta de funcionamiento de la herramienta aumentan con el ruido. Cuando esto sucede, los brincos ocurren por pares, espaciados $9 \frac{2}{3}$ pies. Cada medida de tiempo T-R se usa dos veces para el cálculo: una vez se toma en el nivel y luego otra vez a $9 \frac{2}{3}$ pies arriba. El salto de ciclo se ilustra en la fig. 4.24.

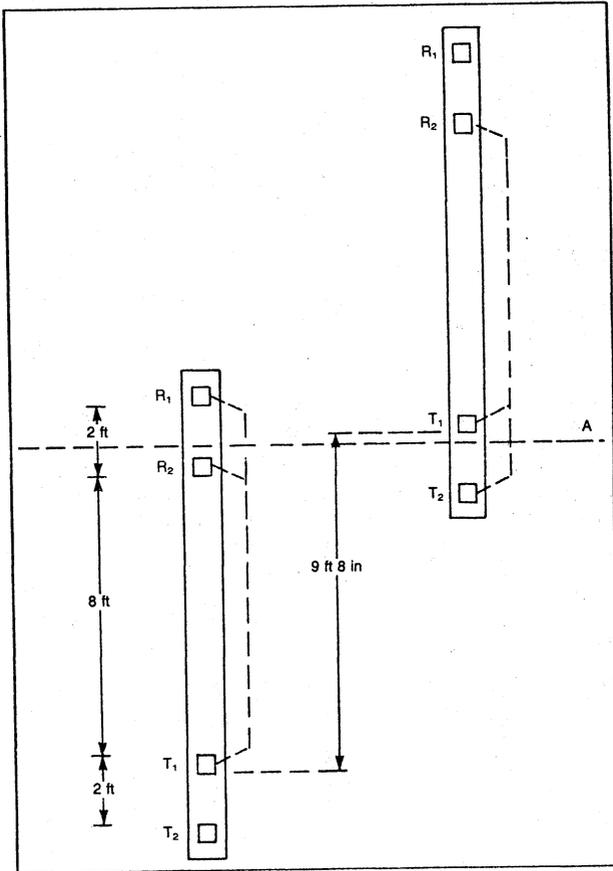


Fig. 4.23.- Esquema del arreglo de la herramienta Sónica de espaciamiento largo.

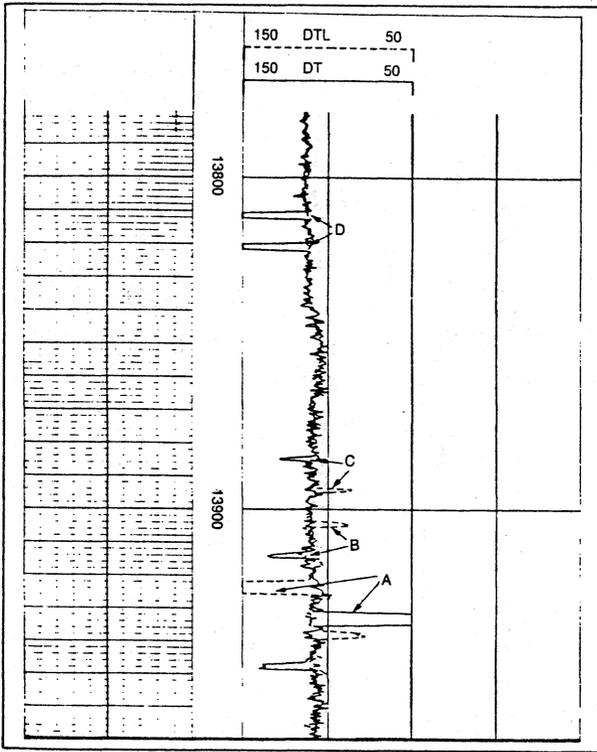


Fig. 4.24.- Efectos de salto de ciclo y ruido en el registro sónico de espaciamiento largo.

6.1.- Medición de la onda transversal.- La conveniencia de medir la onda transversal junto con la compresional es para calcular las constantes elásticas del medio:

La medición de esta onda requiere que los datos se obtengan con un dispositivo de espaciamiento largo, se digitice la forma de la onda y se procese la información. La fig. 4.25 muestra un registro de Densidad Variable con un espaciamiento de 8 pies. Los arribo de la onda compresional se ven alrededor de los 0.3 milisegundos y la onda transversal a 0.6 milisegundos. Este es un proceso tedioso e impreciso. La determinación exacta requiere que la onda se digitice a intervalos de 5 a 20 microsegundos,

se haga un proceso de correlación y filtrado para eliminar la onda directa compresional y las reflexiones asociadas. Para realizar el arribo transversal, se requiere de una computadora. La fig. 4.26 es un ejemplo de las ondas de compresión y transversal obtenidas en una serie arena-lutita. Las curvas de tiempo de tránsito se muestran en el carril 5, y la relación de los tiempos de tránsito de la onda transversal entre la onda compresional ($\Delta T_s / \Delta T_c$) se muestran con línea continua y con línea punteada la relación de Poisson en el carril 4.

En los carriles 1, 2 y 3 se presenta la densidad de los granos, el análisis de los fluidos y de la matriz, obtenidos por un programa de computadora. Lo más relevante del registro es que la curva de onda compresional y la relación de Poisson se correlacionan bien con la concentración de arcilla que se muestra en el carril 3.

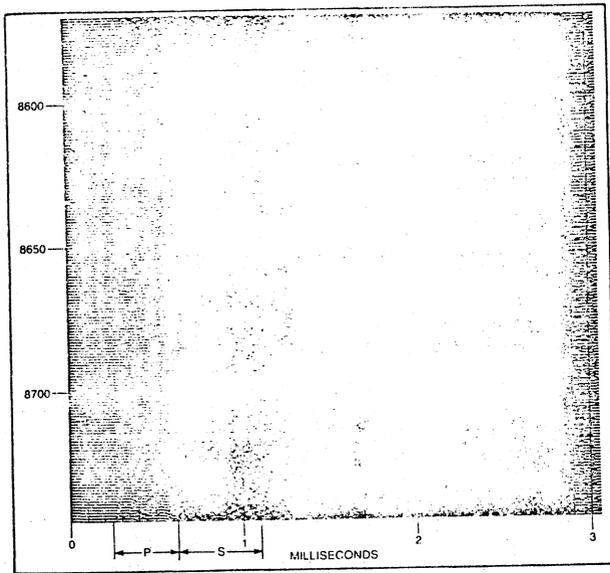


Fig. 4.25.- Ejemplo de un registro de Densidad Variable con espaciamiento de 8 pies.

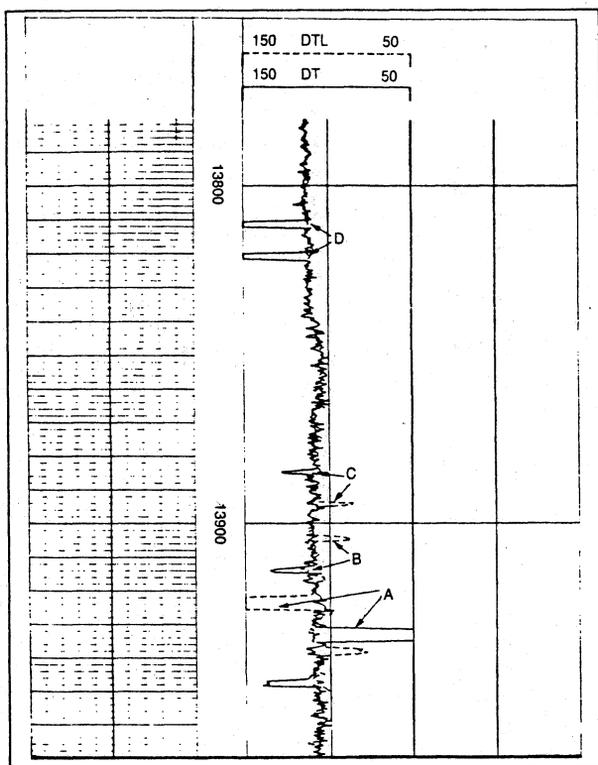


Fig. 4.24.- Efectos de salto de ciclo y ruido en el registro sónico de espaciamiento largo.

6.1.- Medición de la onda transversal.- La conveniencia de medir la onda transversal junto con la compresional es para calcular las constantes elásticas del medio:

La medición de esta onda requiere que los datos se obtengan con un dispositivo de espaciamiento largo, se digitice la forma de la onda y se procese la información. La fig. 4.25 muestra un registro de Densidad Variable con un espaciamiento de 8 pies. Los arriños de la onda compresional se ven alrededor de los 0.3 milisegundos y la onda transversal a 0.6 milisegundos. Este es un proceso tedioso e impreciso. La determinación exacta requiere que la onda se digitice a intervalos de 5 a 20 microsegundos,

se haga un proceso de correlación y filtrado para eliminar la onda directa compresional y las reflexiones asociadas. Para realizar el arrivo transversal, se requiere de una computadora. La fig. 4.26 es un ejemplo de las ondas de compresión y transversal obtenidas en una serie arena-lutita. Las curvas de tiempo de tránsito se muestran en el carril 5, y la relación de los tiempos de tránsito de la onda transversal entre la onda compresional ($\Delta T_s / \Delta T_c$) se muestran con línea continua y con línea punteada la relación de Poisson en el carril 4.

En los carriles 1, 2 y 3 se presenta la densidad de los granos, el análisis de los fluidos y de la matriz, obtenidos por un programa de computadora. Lo más relevante del registro es que la curva de onda compresional y la relación de Poisson se correlacionan bien con la concentración de arcilla que se muestra en el carril 3.

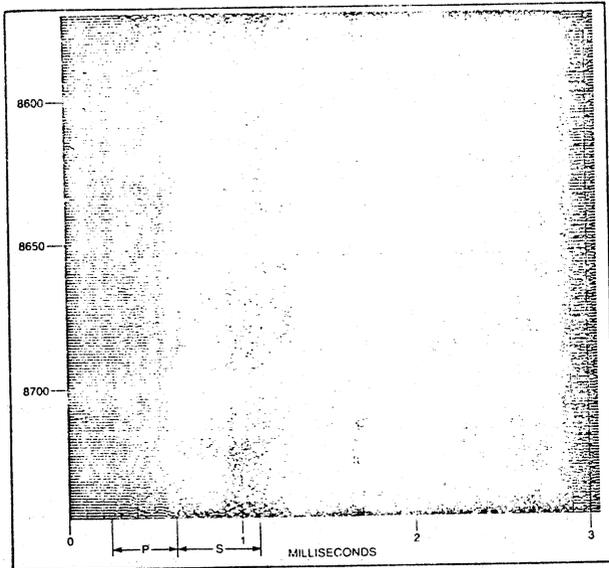


Fig. 4.25.- Ejemplo de un registro de Densidad Variable con espaciamiento de 8 pies.

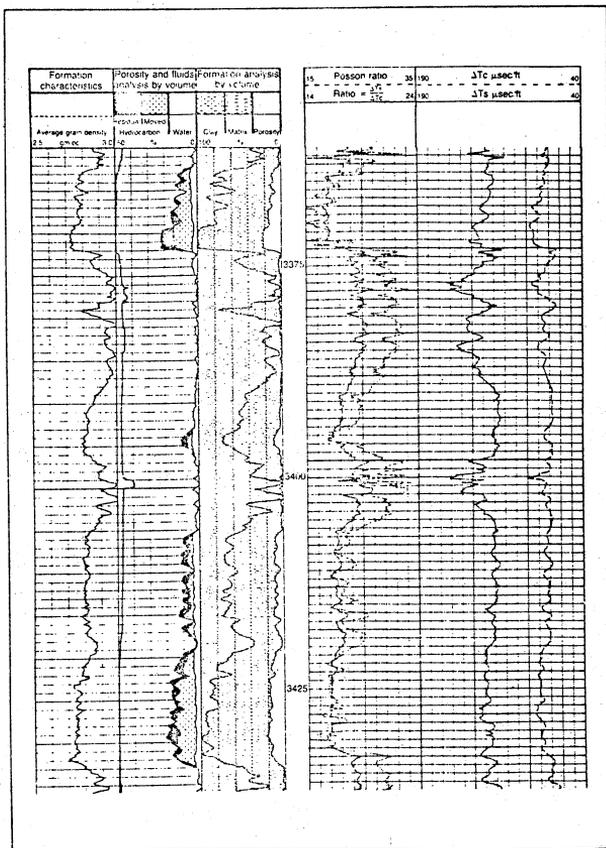


Fig. 4.26.- Ejemplo del Registro de ondas transversales y compresionales en una serie arena-lutita.

6.2.- Determinación de las propiedades mecánicas.- Es la aplicación más clara de este registro. Las constantes elásticas de un medio se pueden expresar en términos de las velocidades compresionales y transversales. Estas relaciones son

$$\text{Relación de Poisson} \quad \nu = (0.5r^2 - 1)/(r^2 - 1) \quad \text{IV.16}$$

$$\text{donde} \quad r = V_C/V_S \quad \text{IV.17}$$

$$\text{Módulo de corte} \quad \mu = \rho V_S^2 \quad \text{IV.18}$$

$$\text{Módulo de Bulk} \quad B = \rho(V_C^2 - 1.333)V_S^2 \quad \text{IV.19}$$

$$\text{Módulo de Young} \quad E = 2\mu(1 + \nu) \quad \text{IV.20}$$

La relación de Poisson es la relación del esfuerzo lateral asociado al esfuerzo lineal en un medio. El módulo representa la resistencia del medio al corte, a la compresión volumétrica y a la elongación lineal. Estos determinan las propiedades mecánicas como presión de fractura, habilidad de perforación de la roca y límites de los contactos en las arenas.

Las arenas suaves no consolidadas se desmoronarán y fluirán durante la producción si las relaciones de producción o las bajadas de presión son muy altas. Empíricamente, una baja de presión no puede ocurrir si el producto de los módulos de corte y de compresión exceden el valor límite dado por

$$\mu B = 0.8 \times 10^{-12} \text{ psi}^2 \quad \text{IV.21}$$

Antes de que se midiera la onda de corte a través de registros, existía una relación entre la fracción de arcillas en el espacio poroso y la relación de Poisson para obtener el producto μB .

La presión de fractura es aquella presión hidrostática en el agujero que causará cuarteaduras en la formación adyacente, generalmente a lo largo de un plano vertical y permite al fluido del agujero fluir hacia la fractura. Durante la perforación es importante no exceder la presión de fractura o habrá pérdida de circulación.

La presión de fractura se puede expresar como

$$P_f = \frac{25}{1-5} \cdot P_o + \alpha \left(\frac{1-35}{1-5} \right) P_r \quad \text{IV.22}$$

donde P_0 es la presión de sobrecarga (0.9 a 1.0 psi/pie)

P_r es la presión del poro (medible con un probador de formación)

α es una constante, con un valor aproximado a 0.5

La presión de fractura es muy dependiente de la relación de Poisson. La fig. 4.26 muestra que la relación puede variar desde 0.15 hasta 0.33, un rango amplio que los métodos empíricos pueden predecir.

6.3.- Identificación de litología.- La relación de tiempo de tránsito corte-compresión puede reflejar la litología de una formación limpia, como por ejemplo

TABLA IV

| litología | t_s/t_c |
|-----------|-----------|
| arenisca | 1.58-1.78 |
| dolomía | 1.8 |
| caliza | 1.9 |

Una gráfica estadística para varios pozos se muestra en la figura 4.27. La caliza y dolomía son independientes de la porosidad en un rango de 0 a 20%. Los puntos de arenisca cuando los poros están llenos con agua, en un rango de 15 a 25%, muestran un incremento en la relación de 1.6 a 1.8 a medida que la porosidad aumenta. La línea punteada es la línea de arenisca para núcleos, calculada en laboratorio.

Sin embargo la relación t_s/t_c no es un indicador definitivo de la litología como lo es la curva P_e del registro Litodensidad, cuyos valores aumentan progresivamente de 1.5 a 5.0 de arena a dolomía y caliza. Por otro lado la relación t_s/t_c puede ser útil en pozos perforados con lodo base de barita, donde la curva P_e no es útil.

La invariabilidad de t_s/t_c implica que el tiempo de tránsito de corte tiene la misma dependencia en la porosidad que en el tiempo de tránsito compresional.

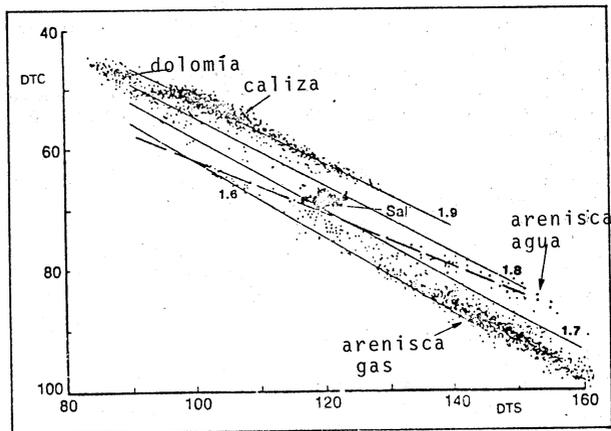


Fig. 4.27.- Comparación entre la litología y la relación de tiempos de tránsito compresional y transversal de datos de varios pozos.

6.4.- Indicación de lutita.- En secuencias arena-lutita la presencia de arcilla y limo aumentan la relación t_c/t_s , dan un valor nominal de 1.6 a 1.9 como se ilustra en la figura 4.26. Es evidente que la atenuación al corte puede ser sensible a la disposición de la arcilla así como a su volumen.

6.5.- Efecto del gas.- La presencia de gas en los espacios porosos hará que disminuya el tiempo de tránsito de la onda de corte. Esto se debe a que la velocidad de corte, V_s , de un sólido está dada por

$$V_s = (\mu/\rho)^{1/2}$$

IV.23

donde μ es el módulo de corte y ρ es la densidad. Reemplazando el líquido por gas en los poros no se afectará el módulo de corte, pero la densidad disminuirá. Una saturación de gas del 15% en la zona de flujo bajará el tiempo de tránsito aproximadamente un 5%. Incrementaría el tiempo de tránsito com-

presional aproximadamente 10% de tal manera que la relación t_s/t decrecería aproximadamente un 15%. La figura 4.27 muestra un decremento del 10% en la relación, de 1.8 a 1.62. En conclusión se puede decir que el tiempo de tránsito de corte del registro es relativamente insensible al gas.

7.- Registro de Propagación Electromagnética.- Da la porosidad a unas pocas pulgadas de la formación, cuando los poros están llenos de agua. Su principal uso es para determinar la saturación de agua de la zona de flujo. Esto se realiza comparando la porosidad de este registro con la porosidad total obtenida a partir de la relación de los registros de Densidad-Neutrón. La saturación de la zona de flujo se puede calcular aproximadamente por

$$S_{xo} = \phi_{EP} / \phi_N$$

IV.24

Esta aproximación es independiente de la salinidad del agua en la zona de flujo. No requiere del conocimiento de la resistividad del filtrado del lodo.

Las aplicaciones de Registro EPT pueden caer dentro de las siguientes categorías:

1) Determinación de la movilidad de hidrocarburos por la comparación de la saturación de la zona de flujo, S_{xo} , con la saturación de la zona virgen, S_w . El hidrocarburo móvil como una fracción del espacio poroso es $(S_{xo}-S_w)$. La técnica es más aplicable a situaciones con lodo dulce, donde se corren los registros R_{xo} (MLL, PL o MSFL) y proporcionan valores no confiables.

2) La detección de hidrocarburos en zonas con agua dulce donde los registros eléctricos no pueden distinguir agua de aceite. Esta situación es común en áreas de producción somera donde el aceite es bastante pesado. A mayor cantidad de aceite pesado será mayor la saturación residual de aceite en la zona de flujo.

3) En zonas 100% impregnadas de agua, donde $\phi_{EP} = \phi$, se puede utilizar para determinar R_w .

La herramienta EPT mide el tiempo de tránsito y la relación de atenuación de la propagación de micro ondas a lo largo del agujero en las primeras pulgadas de formación. Las frecuencias utilizadas son del orden de 1.1×10^9 Hz. La relación de trayectorias de tales ondas se determina por las propiedades dieléctricas de la formación y muy poco por su resistividad. Se dice que la permitividad eléctrica en esta situación es una función del contenido de agua de la formación.

La figura 4.28 muestra el arreglo de los sensores de la herramienta. Dos transmisores de micro ondas (T_1, T_2) y dos receptores (R_1, R_2) están montados en un patín que va pegado a la pared del agujero. El espaciamiento entre el transmisor y el receptor más cercano es de 8 cms y entre los dos receptores hay una separación de 4 cms. Los dos transmisores se pulsan alternadamente,

con el propósito de eliminar efectos de espesor de enjarre, mala adherencia del patín en la pared y desbalances en la instrumentación. El tiempo de tránsito se mide detectando la diferencia de fase en las señales recibidas en los dos receptores. Una medida completa del tiempo de tránsito y la atenuación de la señal se hace cada 1/60 de segundo, a intervalos de 2 ó 6 pulgadas.

La resolución vertical del registro es de alrededor de 2 pulgadas. La profundidad de penetración es muy pequeñas, variando de alrededor de 1" en formaciones de baja resistividad (0.3 ohm-m) a 6" en zonas de alta resistividad.

El tamaño del agujero no tiene efecto mientras la almohadilla esté bien asentada a la pared y haya buen contacto. El espesor del enjarre y stand off crean problemas. En lodos de agua dulce, enjarres de 3/8" no tienen efecto. Para espesores mayores, el tiempo de tránsito se incrementa, leyendo únicamente el enjarre.

La operación de este registro no es recomendable en agujeros vacíos o en lodos base aceite. Las micro ondas tienen alta velocidad en estos medios.

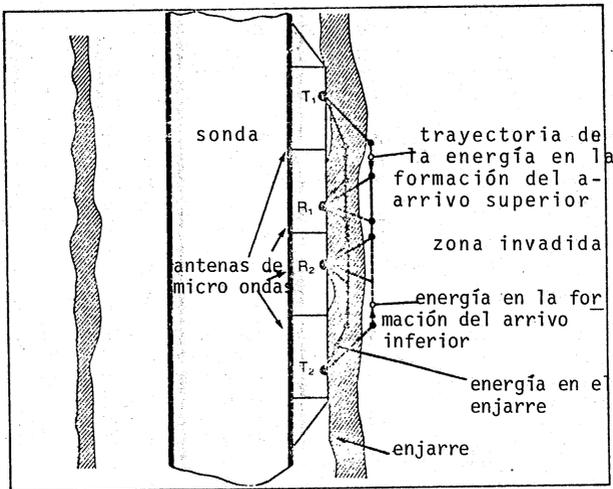


Fig. 4.28.- Configuración del patín donde va acoplado el dispositivo EPT y las trayectorias de las señales.

La figura 4.29 muestra un registro de las curvas básicas de la herramienta EPT. La curva de Rayos Gamma se presenta en el carril izquierdo con línea continua, muestra dos zonas A y B. de interés. En el carril central y derecho se mide el tiempo de tránsito t_{p1} , en nanosegundos/m. La escala es de 5 a 25 ns/m.

La zona A es un intervalo muy uniforme, leyéndose un tiempo de tránsito de 11 ns/m. La arena B es menos uniforme y lee un tiempo de tránsito mayor. La lutita tiene un valor promedio de 22 ns/m.

En el carril izquierdo también se presenta la curva de atenuación, (punteada) en escala de 0 a 1,000 Decibeles/m. La atenuación en la zona A es baja, 150 db/m, mientras que en las lutitas es alta, 750 db/m. Alrededor de los 60 db/m la atenuación se debe a la distribución geométrica de las onda de propagación de la fuente. El remanente es una función del contenido de arcilla de la formación. El alto contenido de arcilla aumentará la atenuación de la señal. En este carril se nota además el registro de calibración de agujero.

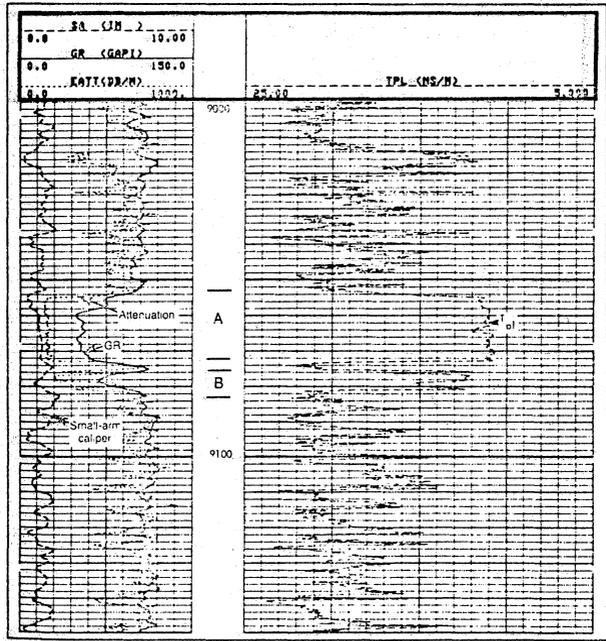


Fig. 4.29 Ejemplo del registro EPT mostrando las curvas de tiempo de tránsito t_{p1} a atenuación.

7.1.- Conversión del tiempo de tránsito a porosidad.- Existen dos métodos, el t_{po} y el índice reflectivo complejo. El primero es sencillo de realizar. El segundo es más complicado; en principio permite calcular la salinidad del agua en la zona de flujo, requiere que las formaciones sean limpias.

El tiempo de tránsito de las micro ondas en un medio poroso limpio, esta dado por la suma de los tiempos de tránsito por donde pasa la onda.

$$t_{po} = \phi t_{pf} + (1-\phi)t_{pm} \quad \text{IV.24}$$

donde

t_{po} es el tiempo de tránsito del medio, ns/m

$$= (t_{pl}^2 - (A - 60)^2/3,600)^{1/2} \quad \text{IV.25}$$

t_{pl} es el tiempo de tránsito medido en el medio, ns/m

A es la atenuación medida en el medio, db/m

t_{pm} es el tiempo de tránsito de la matriz, ns/m

t_{pf} es el tiempo de tránsito del fluido, ns/m

Los valores de t_{pm} y t_{pf} para diferentes tipos de roca y fluidos se presentan en la tabla V. Hay que notar que el agua tiene el valor más alto.

TABLA V

| Mineral | ϵ_r | t_{pm} , ns/m | t_{pf} , ns/m |
|----------------------|--------------|-----------------|-----------------|
| arenisca | 4.65 | 7.2 | - |
| dolomia | 6.8 | 8.7 | - |
| caliza | 7.5 | 9.1 | - |
| anhidrita | 6.35 | 8.4 | - |
| halita | 5.6-6.35 | 7.9-16.6 | - |
| yeso | 4.16 | 6.8 | - |
| lutita | 5.0-25.0 | 7.5-16.6 | - |
| aceite | 2.2 | - | 4.9 |
| gas | 3.3 | - | 6.0 |
| agua dulce (25°C) | 78.3 | - | 29.5 |

El tiempo de propagación en nanosegundos por metro esta relacionado a la constante dieléctrica por

$$t_p = 11.1 \epsilon_r \quad \text{IV.26}$$

La porosidad ϕ_{EP} es la porosidad derivada de la ecuación IV.24, consideran

do que el espacio poroso está lleno con agua, despejando a ϕ

$$\phi_{EP} = (t_{po} - t_{pm}) / (t_{pw} - t_{pm}) \quad \text{IV.27}$$

donde t_{pw} es el tiempo de tránsito del agua. A temperaturas entre 100° y 300°F el valor t_{pw} se obtiene a través de la relación

$$t_{pw} = 31.1 - 0.029T \quad (T \text{ en } ^\circ\text{F}) \quad \text{IV.28}$$

Como ejemplo se puede calcular ϕ_{EP} para la arena de la zona A en la figura 4.27. El tiempo promedio t_p es 11.1 ns/m y la atenuación es de 150 db/m. Por la ecuación IV.26.

$$t_{po} = (11.1^2 - (150 - 60)^2/3,600)^{1/2} = 11.0 \text{ ns/m}$$

Esto muestra que la corrección para la atenuación es insignificante. La formación es una arena, tal que $t_{pm} = 7.2$ ns/m. La temperatura a 9,060 pies se estima a 170°F. Por la ecuación IV.28.

$$t_{pw} = 31.1 - 0.029 \times 170 = 26.1 \text{ ns/m}$$

La aplicación de la ecuación IV.27 da

$$\phi_{EP} = (11 - 7.2) / (26.1 - 7.2) = 0.20$$

Consecuentemente el espacio poroso que contiene agua es del orden del 20%. La porosidad real es mayor si la arena también contiene hidrocarburos.

Donde la matriz es una combinación de varios minerales, el tiempo de tránsito de ésta es una combinación lineal de los tiempos de tránsito de los constituyentes.

$$t_{pm} = \sum_i (V_i t_{pmi}) \quad \text{IV.29}$$

donde V_i es la fracción del volumen y t_{pmi} es el tiempo de tránsito de la matriz de los componentes.

7.2.- Saturación del agua en la zona de flujo.- La porosidad ϕ_{EP} es la porosidad verdadera si todos los poros están llenos con agua. La saturación de agua aparente para la zona de flujo se puede obtener por

$$(S_{xo})_a = \phi_{EP}/\phi \quad \text{IV.30}$$

donde ϕ es la porosidad total del fluido, obtenida de la combinación de los registros Densidad-Neutrón.

La saturación aparente, $(S_{xo})_a$, es muy cercana a la real, S_{xo} , cuando los

valores son altos. Para calcular la diferencia, la ecuación IV.24 puede utilizarse para el caso en que exista agua e hidrocarburos.

$$t_{po} = S_{xo} \phi t_{pw} + (1 - S_{xo}) \phi t_{ph} + (1 - \phi) t_{pm} \quad \text{IV.31}$$

donde t_{ph} es el tiempo de tránsito del hidrocarburo. Esta ecuación se puede expresar también como

$$S_{xo} = K + (1 - K)(S_{xo})_a \quad \text{IV.32}$$

donde K es una constante que solo depende de los tiempos de tránsito de la matriz y del fluido, y está dada por

$$K = (t_{pm} - t_{ph}) / (t_{pw} - t_{ph}) \quad \text{IV.33}$$

La figura 4.28 es una gráfica de S_{xo} contra $(S_{xo})_a$ de las ecuaciones IV.32 y IV.33. La diferencia es pequeña a altos valores de $(S_{xo})_a$ pero apreciable a bajos valores. En formaciones con hidrocarburos $(S_{xo})_a$ es mayor de 0.7. En situaciones donde hay aceite pesado $(S_{xo})_a$ es menor de 0.4.

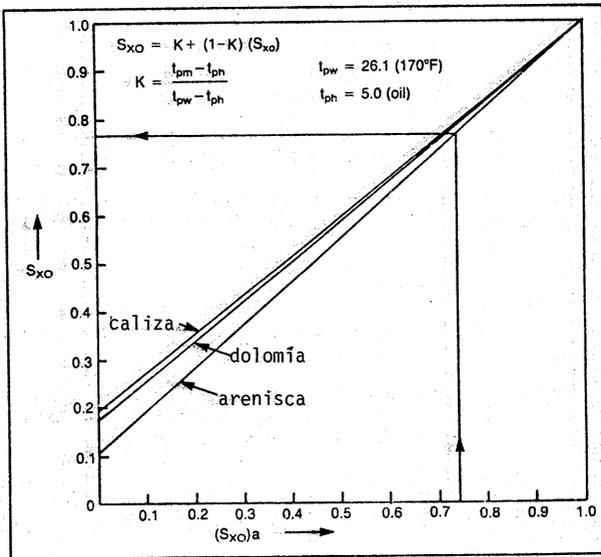


Fig. 4.30 - Nomograma que relaciona la saturación aparente de la zona de flujo $(S_{xo})_a$ con la saturación verdadera de la zona de flujo S_{xo} .

7.3.- Ejemplo de la estimación del aceite móvil.- La figura 4.31 es un registro Doble de Inducción-SFL, SP, GR, Densidad y Neutrón. Es bastante obvio que en la curva Ild, en la zona A esté impregnada con aceite y en la zona B con agua.

Esto se puede verificar por el cálculo de la curva Rwa en el carril izquierdo. El valor de Rw en la zona B se estima en 0.08 ohm-m, mientras que en la zona A en 0.87 ohm-m. Una estimación de la saturación del agua en la zona A es

$$Sw = \sqrt{Rw/Rwa} = \sqrt{0.08/0.87} = 0.30$$

La superposición de las curvas Neutrón-Densidad muestra la presencia de hidrocarburos en la arena A. Sin embargo, si es ligeramente arcillosa, como posiblemente sea el caso, la corrección por arcilla indicará presencia de gas.

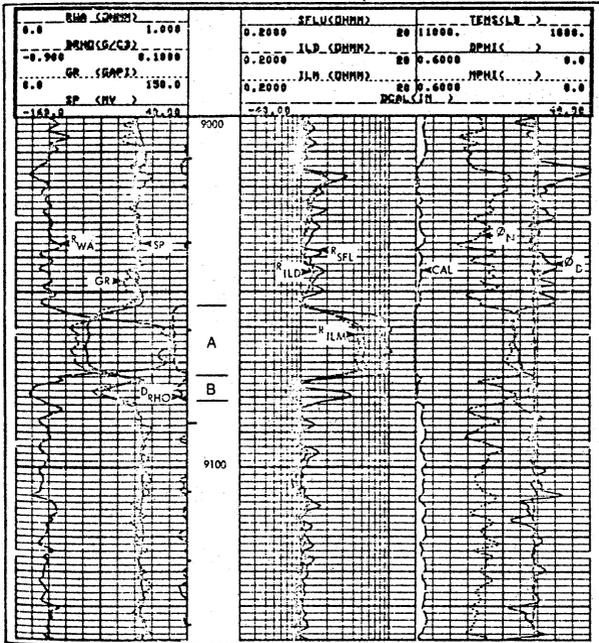


Fig. 4.31.- Ejemplo de un registro de Resistividad, Neutrón y Densidad, correspondiente al mismo intervalo de la fig. 4.29

La figura 4.32 muestra la porosidad ϕ_{EP} de la misma sección del registro anterior junto con el promedio de las porosidades Neutrón-Densidad. Los valores obtenidos son 0.20 en la zona A, los cuales no concuerdan con los valores obtenidos anteriormente. El promedio Neutrón-Densidad es de 0.27. El cálculo de saturación aparente es

$$(Sx_o)_a = 0.20/0.27 = 0.74$$

utilizando la gráfica 4.30, el valor $Sx_o = 0.77$

El hidrocarburo móvil se obtiene por

$$Sx_o - S_w = 0.77 - 0.30 = 0.47$$

La arena A producirá hidrocarburos, la arena B $\phi_{EP} = \phi$, lo cual indica que sólo contiene agua.

La separación positiva de las curvas microlog en la arena A, carril izquierdo, indica permeabilidad. La confirmación del análisis del registro se hizo haciendo una prueba a 4 pies por debajo del límite superior de la arena A, dando 70 Mcfd y 30 bo/d.

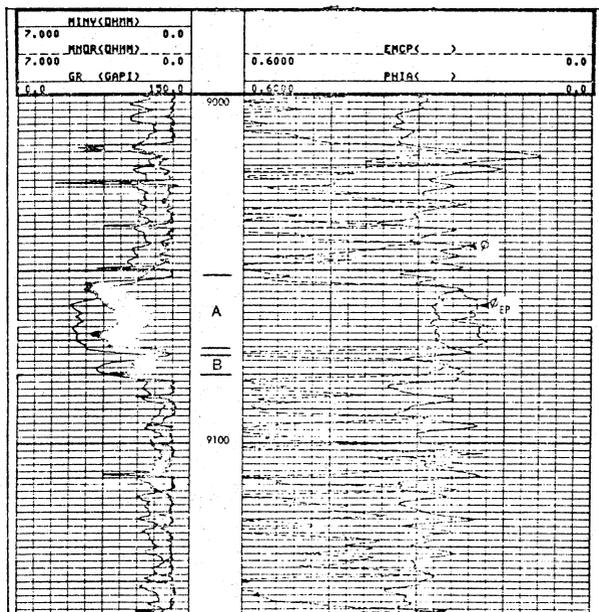


Fig. 4.32.- Comparación del registro EPT con la porosidad promedio Neutrón-Densidad, para el mismo intervalo de la fig. 4.29.

Capítulo V Interpretación.

(tomado de 1, 2 y 3 con algunas modificaciones).

Este capítulo se dividirá en dos partes: Formaciones Limpias y Formaciones Arcillosas.

A.- Interpretación en Formaciones Limpias.- La evaluación de formaciones limpias utiliza la ecuación de saturación de agua de Archie.

$$S_w = c \sqrt{R_w/R_t} / \phi \quad V.1$$

donde $c = 0.9$ para arenas y 1.0 para carbonatos

Existen ciertas dificultades en el cálculo de este parámetro: La determinación de R_w cuando no hay una evidencia obvia de la presencia de agua, una deflexión pobre de la curva del SP y no hay disponibilidad de muestras o catalog. Otra dificultad es el cálculo de la porosidad cuando se tiene sólo el registro sísmico o de densidad y no se conoce el valor de la matriz. Estas situaciones se encuentran a menudo sobre todo en formaciones donde la porosidad es baja. En estas circunstancias las gráficas de interrelación porosidad-resistividad pueden ayudar bastante. De igual forma se puede calcular el exponente de cementación y saturación.

Un aspecto que es de importancia sobre todo para el Geólogo es el de conocer el yacimiento, su extensión, tipo de roca y facies donde la litología es variable y se tiene poca información de núcleos. Esto ocurre frecuentemente en rocas duras.

1.- Gráficas de interrelación Resistividad-Porosidad.- Son útiles para analizar intervalos donde:

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

Existen dos tipos de gráficas de interrelación: La de Hingle y la de Pickett. Con la primera se pueden obtener los valores de R_w y densidad o velocidad de matriz, leyéndose los valores de porosidad y saturación de agua para diferentes intervalos. Con la segunda se puede obtener el valor de R_w y el exponente de cementación del intervalo.

1.1.- Gráfica de Hingle.- Reacomodando la ecuación V.1

poner punto →
$$\phi = c \sqrt{Rw/Sw^2} \odot 1/\sqrt{Rt} \quad V.2$$

Considerando que Rw y c son constantes, en una gráfica produce una línea recta cuya pendiente depende de Sw . Una vez que la línea de saturación de agua al 100% se ha establecido, otras líneas debajo de ésta representarán valores con saturaciones menores.

La fig. 5.1 es un ejemplo. La porosidad aumenta linealmente en el eje horizontal y la resistividad decrece de una manera no lineal de acuerdo a la expresión $1/\sqrt{Rt}$. La porosidad que mejor funciona es la que se obtiene de la combinación de los registros de Densidad-Neutrón y Rt de la curva Ild o Lld corregidas por invasión.

El procedimiento es colocar en la gráfica los valores de ϕ y Rt para todos los niveles de interés en el intervalo. Se recomienda que el intervalo no sea muy grande. Aquellos puntos que caen en la zona de baja resistividad para cierta porosidad dada, representan niveles de 100 de agua. Una línea recta, que representa $Sw=1$, se dibuja desde el pivote ($\phi=0$, $Rt=\infty$) siguiendo la tendencia de los puntos, lo más hacia el noroeste. A esta línea se le conoce también como R_o .

La ecuación para la línea $Sw=1$ de la ecuación V.2 es

$$\phi = c \sqrt{Rw} \quad 1/\sqrt{Rt} \quad V.3$$

Rw se determina sustituyendo los valores de ϕ y Rt para cualquier punto en la línea $Sw=1$. Tomando $\phi=0.10$ y $Rt = 6.5$ como se ilustra y $c = 1.0$ se encuentra que $Rw = 0.065$ ohm-m. Esta técnica en una de las mejores para establecer Rw en una área desconocida.

Habiendo determinado la línea R_o , aquellas líneas que representan valores menores de Sw se establecen como sigue. Para una porosidad dada la ecuación de Archie es

$$Sw = \sqrt{Ro/Rt} \quad V.4$$

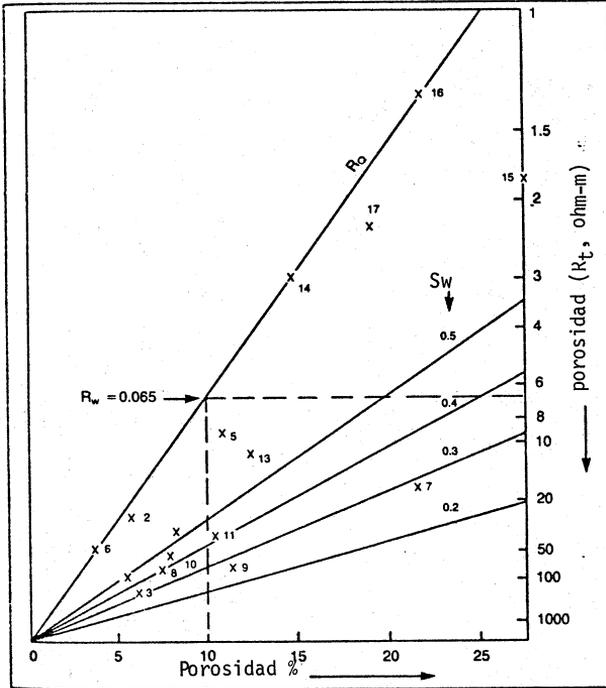


Fig. 5.1.- Gráfica de interrelación porosidad-resistividad (Método de Hingle).

Por ejemplo, la línea $S_w = 0.5$, se representa por los puntos donde $R_t = 4R_o$. Hay que seleccionar valores convenientes de porosidad donde R_o sea fácil de leer. En este ejemplo ($\phi = 17.5$ y $R_o = 2.1$) y multiplicando R_o por 4 se obtiene un punto en ($\phi = 17.5$ y $R_t = 8.4$). La línea se obtiene uniendo el pivote con este punto. Para $S_w = 0.3$ se requiere que $R_t = 11.1 R_o$, obteniéndose ($\phi = 17.5$, $R_t = 23$)

Una vez hechas las líneas necesarias se puede estimar el valor de S_w para cada intervalo. Por ejemplo, para el punto 7 S_w tiene un valor aproximado de 28%

1.1.1.- Gráfica de interrelación Sónico-Resistividad.- Si sólo se han corrido los registros sónico y resistividad, y se desconoce la litología debe seguirse otro procedimiento.

En el eje horizontal se escala el tiempo de tránsito, incrementándose de izquierda a derecha. La fig. 5.2 es un ejemplo con una escala de 50 a 110 $\mu\text{seg}/\text{pie}$.

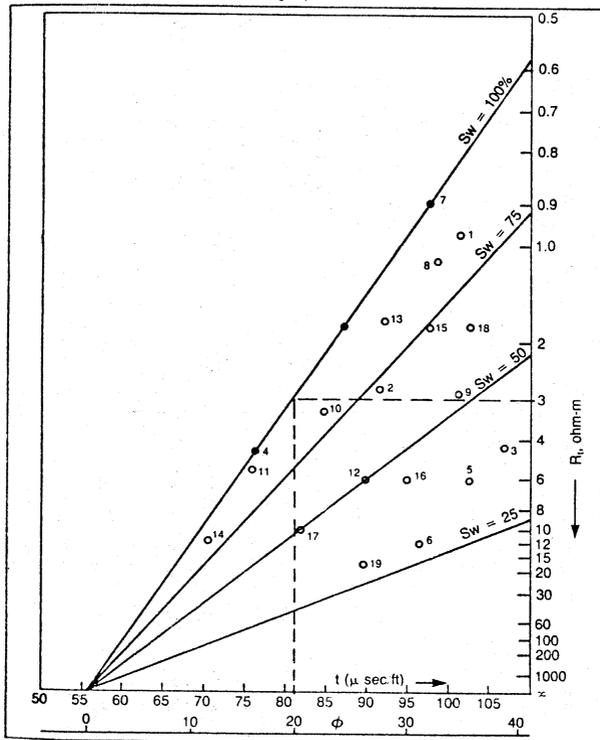


Fig. 5.2.- Gráfica de interrelación sónico resistividad (Método de Hingle)

Los valores de Δt para los niveles de interés se colocan en la gráfica y se traza la línea de $S_w=1.0$ como en el ejemplo anterior. Los valores donde $R = \infty$ determinan el tiempo de tránsito de matriz, para este caso $55.5 \mu\text{seg}/\text{pie}$, representa el valor de porosidad de cero. La porosidad correspondiente al tiempo de tránsito se puede obtener a partir de la relación de Wyllie, en este caso para $\Delta t = 110$, $\Delta t_{ma} = 55.5$ y $\Delta t_f = 189$, la porosidad correspondiente sin corrección por compactación es de 41%.

El eje horizontal se escala linealmente entre 0 y 41%. Si el tiempo de tránsito en alguna lutita es mayor de $100 \mu\text{seg}/\text{pie}$, el valor de porosidad debe de multiplicarse por el factor de corrección.

Para determinar las líneas de saturación se sigue el procedimiento descrito en el inciso anterior.

1.1.2.- Gráfica de interrelación Densidad-Resistividad.- Si sólo se dispone del registro de Densidad y se desconoce el tipo de matriz, el procesamiento a seguir es análogo al realizado con el registro sísmico. En este caso el eje horizontal se escala en gr/cc incrementándose de derecha a izquierda.

1.1.3.- Gráfica de interrelación de Aceite Móvil.- En casos donde se ha corrido el registro microlaterolog o microSFL, junto con el Doble Laterolog, la gráfica de interrelación puede ayudar a determinar aceite móvil. El procedimiento es el siguiente: Poner en la gráfica los valores (ϕ, R_t) . Establecer la escala de porosidad en las líneas de saturación constante y determinar R_w .

Es conveniente corregir los valores de LLD por invasión antes de colocarlos en la gráfica. La fig. 5.3 es un ejemplo con los puntos graficados con una X.

Cada nivel se grafica de nuevo pero con la resistividad RMLL o RMSFL para cada nivel multiplicada por la relación R_w/R_{mf} , donde R_{mf} se lee del encabezado del registro y se corrige por temperatura. Esta relación normaliza el valor de R_{xo} para la curva de microresistividad. En la fig. 5.3 se muestran los puntos en círculos.

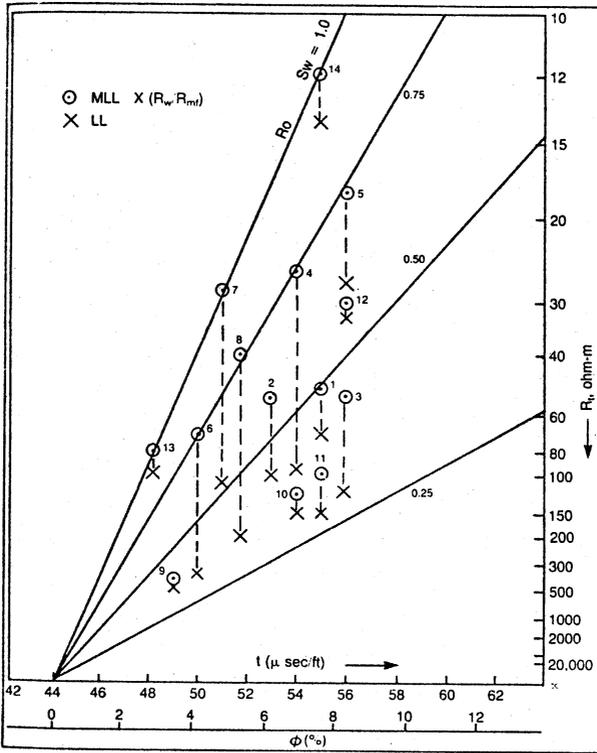


Fig. 5.3.- Gráfica de interrelación de aceite móvil.

Las lecturas de S_w para estos puntos corresponden a los puntos de S_{xo} .

El intervalo donde sólo existe agua los puntos son muy cercanos y caen cerca de la línea $S_w=1$. Los niveles 13 y 14 son ejemplos.

En zonas con hidrocarburos donde el hidrocarburo no es móvil, ambos valores son muy cercanos al valor de S_w pero menores de 1.0. Los puntos 9, 10 y 12 caen en esta situación.

Por otra parte donde hay hidrocarburos móviles, los puntos se separarán. La diferencia ($S_{xo} - S_w$) indicará la presencia de hidrocarburos móviles. Por ejemplo, el punto 8 indica que el aceite móvil constituye aproximadamente el 40%.

1.1.4.- Consideraciones en el uso de este método.- Existen dos tipos de gráficas con diferente división de resistividad. Una está hecha para $F = 1/\phi^2$ y la otra para $F = 0.62/\phi^{2.15}$. La primera se utiliza para carbonatos con $c=1.0$ y para areniscas con $c = 0.9$. La segunda es válida sólo para areniscas.

La presencia de gas puede disminuir el valor de S_w . Se recomienda ver el comportamiento de curva Neutrón-Densidad.

1.2.- Gráfica de Pickett.- La forma generalizada de la ecuación de Archie es

$$S_w^n = (a/\phi^m) (R_w/R_t) \quad V.5$$

sacando logaritmos y despejando R_t se tiene

$$\log R_t = -m \log \phi + \log (aR_w) - n \log S_w \quad V.6$$

Esta ecuación muestra que si a , R_w , n y S_w son constantes, generará una línea recta en una gráfica $\log R_t$ contra $\log \phi$ con pendiente $-m$.

La fig. 5.4 es un ejemplo de la gráfica de Pickett, para tres pozos en la misma formación. La línea $R_o(S_w=1)$ se traza con dirección NW-SE lo más hacia la izquierda posible. La pendiente se obtiene dividiendo el eje X contra Y. La ecuación V.4 muestra que si $S_w = 1.0$, y extrapolando la línea hasta $\phi = 1.0$. El valor de R_t en la intercepción corresponde al de R_w . Para este caso $R_w = 0.040 \text{ ohm-m}$.

Este tipo de gráfica es recomendable en zonas con rocas duras.

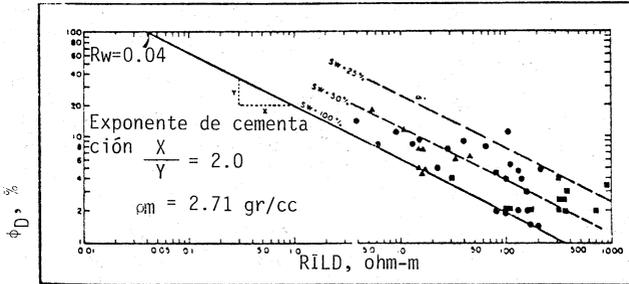


Fig. 5.4.- Gráfica de interrelación Porosidad-Resistividad (Pickett).

2.- Identificación Multiminerar.- En esta parte se considerarán cómo cantidades relativas de diferentes minerales se pueden obtener combinando los datos de los registros de Densidad, Neutrón, Sónico y Espectral. Los principales minerales se encuentran relacionados con la arenisca, caliza, dolomita y anhidrita. Minerales que alteran la respuesta de los registros son la lutita, yeso, sal, polihalita y azufre.

La identificación de la matriz es importante en formaciones muy compactas por varias razones:

1) Las porosidades puede tener valores cercanos al corte, alrededor del 5%. La dolomita y Lutita causan separaciones similares entre las curvas de porosidad Neutrón-Densidad calibrada a matriz caliza. La porosidad efectiva se calcula de manera diferente en los dos casos. Con dolomita, la porosidad efectiva es cercana al promedio ϕ_N y ϕ_D ; con lutita la porosidad efectiva es más cercana a ϕ_D . La curva GR no puede distinguir entre estas dos situaciones porque las dolomitas frecuentemente son radiaactivas.

2) Las formaciones compactas a menudo requieren de ácidos o fracturamientos ácidos para estimular la producción. Se requiere que se conozca la matriz.

3) La naturaleza geológica. La tendencia del desarrollo de la matriz a través de un campo puede indicar direcciones preferenciales. Por ejemplo, la dolomitización a menudo va acompañada de un incremento de la porosidad.

2.1.- Gráfica M-N.- Combina los datos de tres herramientas de porosidad de manera que los efectos debidos a las variaciones de porosidad se eliminen y se maximicen los cambios debidos a la matriz. Las cantidades M y N se definen por

$$M = 0.01(\Delta t_f - \Delta t)/(\rho_b - \rho_f) \quad V.7$$

$$N = (\phi_{Nf} - \phi)/(\rho_b - \rho_f) \quad V.8$$

donde Δt , ρ_b y ϕ son valores obtenidos de los registros correspondientes y Δt_f , ρ_f y ϕ_{Nf} son los valores para el fluido, y tomarán respectivamente los valores 189, 1.0 y 1.0 para lodo dulce y 185, 1.1 y 1.0 para lodo salado.

La Fig. 5.5 es la gráfica representativa. Los círculos en blanco representan el caso de lodos dulces y los negros lodos salados. En cada caso el sílice tiene dos posibles localizaciones, dependen de la velocidad de matriz considerada. La dolomita tiene tres variaciones que dependen del rango de porosidad. Esta gráfica se aplica cuando existe el registro CNL.

Se han dibujado dos triángulos para lodos dulces. Ellos representan las combinaciones arenisca-calcita-dolomita y calcita-dolomita-anhidrita.

Para utilizar la gráfica, los valores de los registros se leen al nivel de interés, se calculan M y N y se colocan. Si la formación consiste de una combinación binaria, los puntos caerán en la línea que une a los dos minerales. Si existen tres minerales, los puntos caerán dentro del triángulo. Un punto como el A puede representar una combinación ya sea arenisca-calcita-dolomita-anhidrita o la combinación de los cuatro minerales.

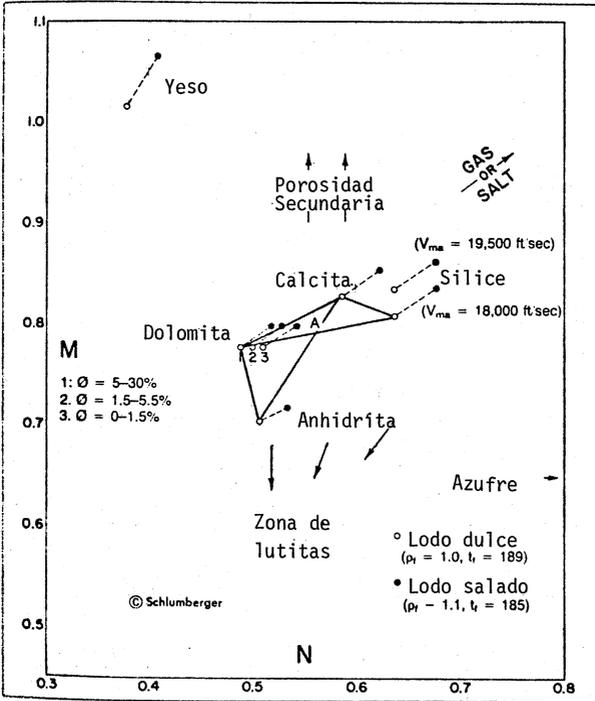


Fig. 5.5.- Gráfica M-N para identificar minerales.

En principio, si la matriz se conoce, las cantidades relativas de cada mineral se determinarán por la posición del punto en la gráfica. Sin embargo el método no es exacto por las siguientes razones:

- Los puntos básicos sílice-calcita-dolomita no están muy separados.

- Sus posiciones son algo dependientes al considerar la velocidad de la matriz.
- La posición de cualquier punto está sujeta a las variaciones estadísticas de los registros Densidad y Neutrón.

En suma, la presencia de arcilla, yeso, porosidad secundaria, gas, sal o azufre, desplazan a los puntos fuera de los triángulos básicos en las direcciones indicadas. La gráfica funciona mejor tomándola como base estadística para indicar la tendencia de un grupo de puntos de un intervalo.

2.2.- Gráfica MID.- La gráfica de identificación de matriz es otro método que se utiliza los mismos datos que la M-N. Se basa en la determinación de la densidad de matriz aparente (ρ_{ma})_a y el tiempo de tránsito aparente (t_{ma})_a de un nivel de interés. La fig. 5.6 representa una gráfica MID.

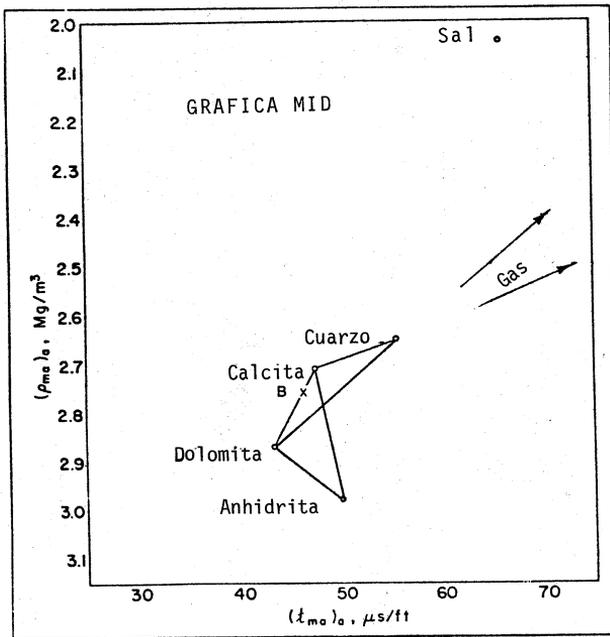
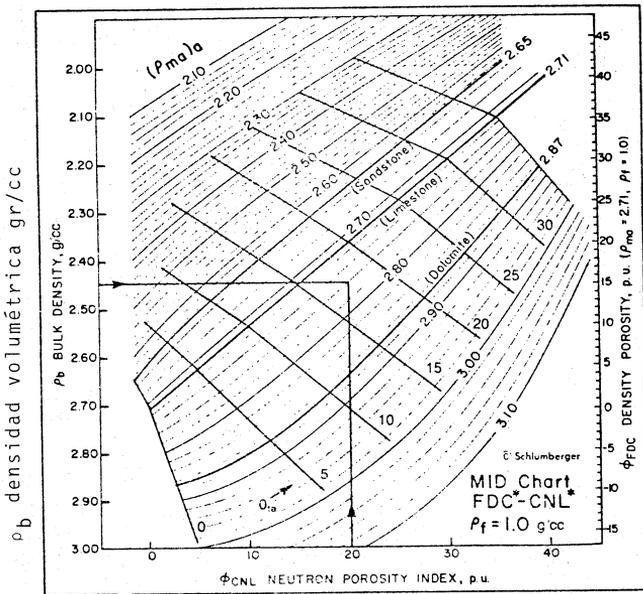


Fig. 5.6.- Gráfica MID para identificar minerales.

Para determinar la densidad de matriz aparente a un nivel dado, los valores de ρ_b y ϕ_N se leen de la gráfica de interrelación Densidad-Neutrón (fig. 5.7). En esta carta las líneas de $(\rho_{ma})_a$ constante se obtienen interpolando y extrapolando los valores de densidad de matriz conocida. Por ejemplo, $\rho_b = 2.45$ gr/cc y $\phi_N = 0.20$ da una $(\rho_{ma})_a = 2.76$ gr/cc.



ϕ_D , porosidad densidad, U.P. ($\rho_{ma} = 2.71$, $\rho_f = 1.0$)

ϕ_{CNL} índice de porosidad Neutrón, U.P.

Fig. 5.7.- Carta para determinar la densidad de matriz aparente.

La determinación de la velocidad de matriz aparente es similar. El tiempo de tránsito se lee del registro sónico y se interseca con la ϕ_N en la gráfica de interrelación Sónico-Neutrón, fig. 5.8. En esta gráfica las líneas de $(\Delta t_{ma})_a$ constante se obtienen interpolando y extrapolando los valores de velocidad de matriz conocida. Por ejemplo, para $\Delta t = 70 \mu\text{seg/pie}$ y $\phi_N = 0.20$, $(\Delta t_{ma})_a = 46 \mu\text{seg/pie}$.

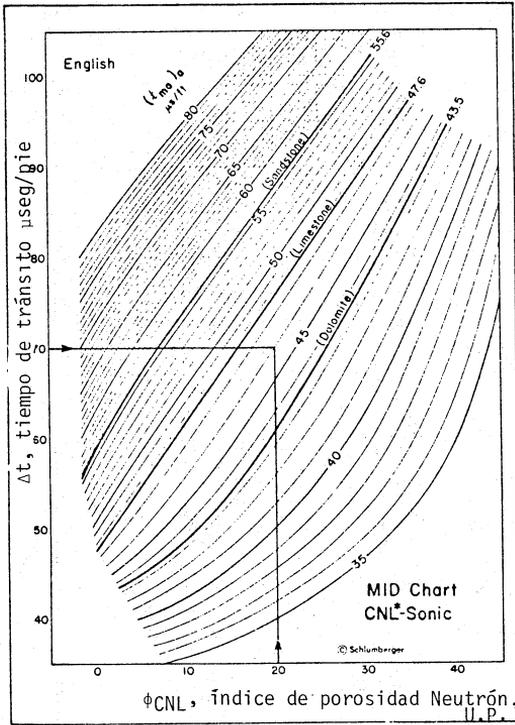


Fig. 5.8 - Carta para determinar el tiempo de tránsito de matriz aparente.

Las coordenadas $(\rho_{ma})_a$, $(\Delta t_{ma})_a$ se colocan en la fig. 5.6 para obtener los componentes de la matriz. El punto B representa el punto del cálculo realizado, indicando que la matriz es una combinación calcita-dolomita.

Se hacen las mismas consideraciones que en la gráfica M-N. La lutita coloca a los puntos hacia abajo, la sal y el gas hacia arriba y a la derecha.

La principal ventaja de la gráfica MID sobre la M-N es que no requiere de muchos cálculos. La combinación de ambas ayuda a resolver efectos de minerales como sal, yeso y azufre.

2.3.- Método Litodensidad Neutrón.- Es un método relativamente nuevo para identificar minerales. Requiere de la densidad ρ_b y del coeficiente de absorción fotoeléctrica, P_e , leídos del registro litodensidad, y la porosidad, ϕ_N , del registro Neutrón. los valores ρ_b y P_e pueden utilizarse para calcular litología y porosidad cuando sólo existen dos minerales. Con el registro Neutrón pueden distinguirse hasta tres minerales.

El método se basa en una gráfica de la densidad aparente de matriz $(\rho_{ma})_a$ contra el índice de absorción volumétrica aparente, $(U_{ma})_a$. La gráfica de interrelación se muestra en la fig. 5.9.

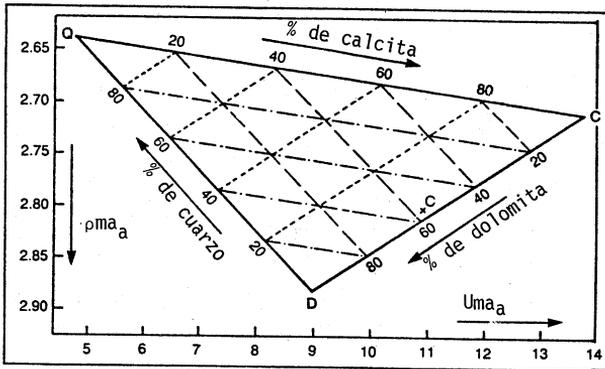


Fig. 5.9.- Gráfica ρ -U para identificar minerales.

El índice de absorción volumétrica fotoeléctrico, U , de una formación dada se obtiene de los valores de ρ_b y P_e , como

$$U = P_e(\rho_b + 0.1883)/1.0704 \quad \text{V.9}$$

Este coeficiente se suma para diferentes componentes en una mezcla de tal forma que para una formación de porosidad ϕ se tiene:

$$U = \phi \cdot U_f + (1-\phi)U_{ma} \quad \text{V.10}$$

donde U_f es el índice de absorción para un fluido y U_{ma} es el índice de absorción de la matriz. (La tabla III del capítulo IV muestra los diferentes valores). *equivalente*

Para una formación de matriz desconocida, se obtiene un índice de absorción de matriz aparente

$$(U_{ma})_a = (U - U_f \cdot \phi)/(1-\phi) \quad \text{V.11}$$

El procedimiento para un nivel de interés es: leer los valores en el registro de ϕ_N , ρ_b y P_e , encontrar la densidad aparente de matriz $(\rho_{ma})_a$ (fig. 5.7) y la porosidad total aparente, ϕ_{ta} .

Por ejemplo, $\phi_N = 0.20$ y $\rho_b = 2.52$ da un valor de $(\rho_{ma})_a = 2.8$ y $\phi_{ta} = 0.16$. Los valores de P_e , ρ_b y ϕ_{ta} se colocan en el nomograma de la fig. 5.10 para encontrar $(U_{ma})_a$. Para el ejemplo con $P_e = 3.65$, $(U_{ma})_a = 10.9$.

Los valores de $(\rho_{ma})_a$ y $(U_{ma})_a$ se colocan en la fig. 5.9. Porcentajes aproximados de caliza, arenisca y lutita pueden leerse en las mallas. Ejemplo, el punto C indica cantidades casi iguales de dolomita y calcita con posibilidades de una pequeña cantidad de cuarzo.

La fig. 5.11 muestra un ejemplo de varios pozos con zonas de litología variada y baja porosidad. El agrupamiento de los puntos definen claramente diferentes litologías. Algunos intervalos que contienen gas están desplazados hacia arriba de sus posiciones verdaderas. El gas ocasiona que $(\rho_{ma})_a$ disminuya sin alterar $(U_{ma})_a$.

La presencia de arcilla o lutita altera las lecturas. La fig. 5.12 muestra aproximadamente localizaciones para la caolinita, illita y clorita, así como también los feldespatos, que frecuentemente acompañan a las arcillas. Las localizaciones de anhidrita y sal también se muestran.

Inclusiones de arcilla o lutita mueve los puntos hacia la parte inferior derecha, ocasionando que las formaciones que contengan cuarzo aparezcan excesivamente dolomitizados y los intervalos de calcita-dolomita aparezcan como anhidrita. La ambigüedad puede resolverse utilizando datos del registro Espectralog y la fig. 5.13. Esta es una gráfica empírica del porcentaje de potasio contra las ppm de thorio. La localización de los puntos (th,K) para formaciones que contienen porcentajes menores del 100% de potasio tales como la caolinita (C₁), arcillas con alto contenido de potasio tales como illita (C₁₂) y feldespato (Fe). Con esta información se corrigen los valores obtenidos, para utilizarse en la gráfica (ρ_{ma})_a - (U_{ma})_a.

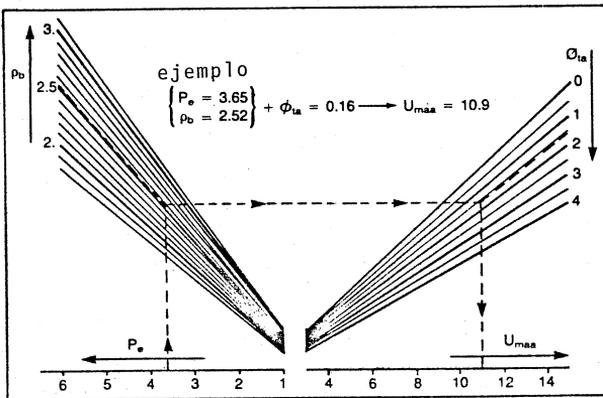


Fig. 5.10.- Nomograma para determinar la matriz aparente del coeficiente de absorción fotoeléctrica.

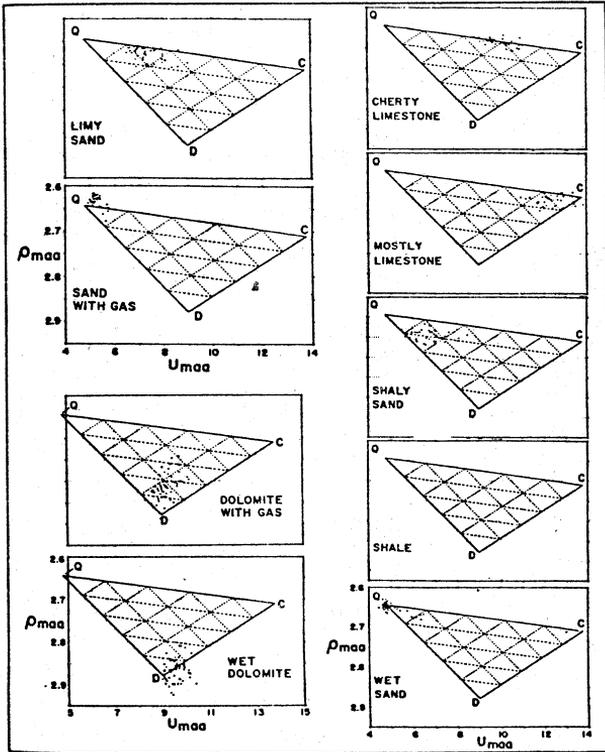


Fig. 5.11.- Ejemplos de las gráficas P-U

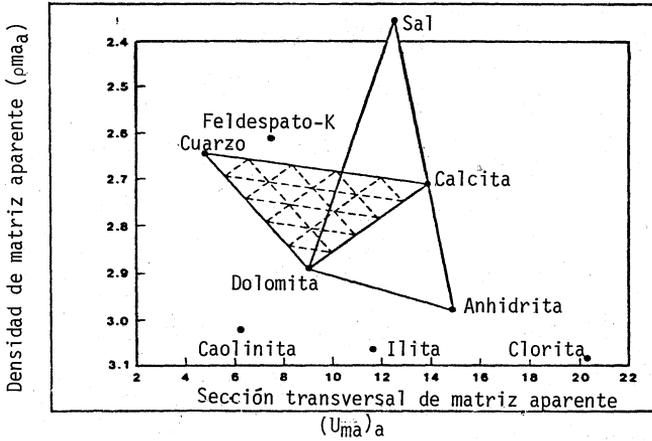


Fig. 5.12.- Gráfica P-U mostrando localizaciones de arcilla y evaporita.

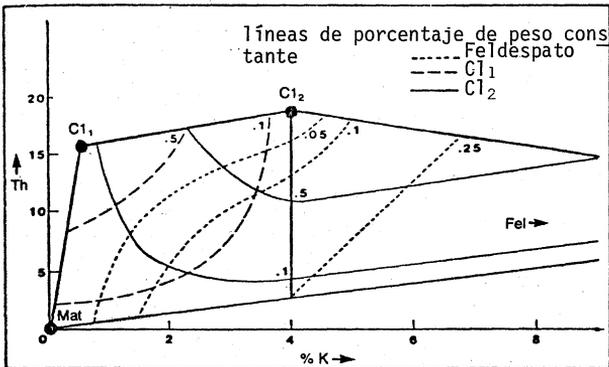


Fig. 5.13.- Gráfica de Potasio-Thorio para determinar el contenido de arcilla y feldespato.

2.4.- Tendencias en la identificación multimineral.- Con el método Litodensidad-Neutrón se espera tener una mejor aproximación que con las gráficas M-N y MID, porque los puntos cuarzo-calcita-dolomita-anhidrita están más separados y no existe incertidumbre en el tiempo de tránsito de matriz.

La información que proporciona el registro Espectral de Rayos Gamma no es lo suficientemente independiente para distinguir los diversos componentes de la matriz. La herramienta de Espectrometría de Rayos Gamma Inducidos (GST) es una innovación que está en prueba. Genera explosiones de neutrones que interactúan con los núcleos de la formación generando rayos gamma de energías características, se pueden determinar cantidades relativas de hidrógeno, calcio, sílice, cloro, azufre, hierro, carbón y oxígeno. De ellos se pueden estimar los porcentajes de arena, caliza, arcilla y otros componentes.

Actualmente esta herramienta se utiliza para localizar hidrocarburos detrás del ademe.

B.- Interpretación en Arenas Arcillosas.- La presencia de arcilla en el yacimiento origina perturbaciones en la evaluación, complica la determinación de hidrocarburos y afecta la habilidad del yacimiento para producirlos. Los efectos que produce en las arenas, calizas y dolomías son:

- 1) Reducir la porosidad efectiva.
- 2) Disminuir la permeabilidad
- 3) Alterar la resistividad.

Las arcillas son partículas muy finas que tienen una gran superficie y que son capaces de acumular fracciones de agua en su superficie. El agua contribuye a que la arena sea eléctricamente más conductora pero no hidráulicamente, no puede ser desplazada por hidrocarburos, por esta razón hay que definir a la porosidad como efectiva, aquella en que los poros están interconectados, y porosidad total.

Las correcciones que se aplican a este tipo de formaciones tienden a disminuir la saturación de agua. Un estudio confiable requiere de tener conocimientos y experiencia de la zona para poder determinar si el yacimiento tiene arcilla o lutita en forma laminar o dispersa.

La figura 5.14 es una gráfica de la conductividad de una arenisca saturada con agua, C_o , como una función de la conductividad del agua que la satura, C_w .

Si la arena es limpia (tiene menos del 15% de arcilla), la gráfica será una línea recta que pasa por el origen con pendiente $1/F$, la definición de Factor de Formación se expresa como:

$$C_o = C_w / F \approx \phi^2 C_w \quad \text{V.15}$$

Sin embargo, si cierto porcentaje de matriz se reemplaza por la lutita, tratando de mantener la misma porosidad efectiva, la línea se desplazará hacia arriba; la línea recta interceptará un valor C_{exceso} en el eje C_o . Este es el exceso que contribuye a la conductividad por la arcillosidad. Esto lleva a que el uso de la ecuación de Archie

$$S_w = c \sqrt{C_t / C_w} / \phi \quad \text{V.16}$$

dé valores más grandes porque C_t será alta para un valor de porosidad efectiva

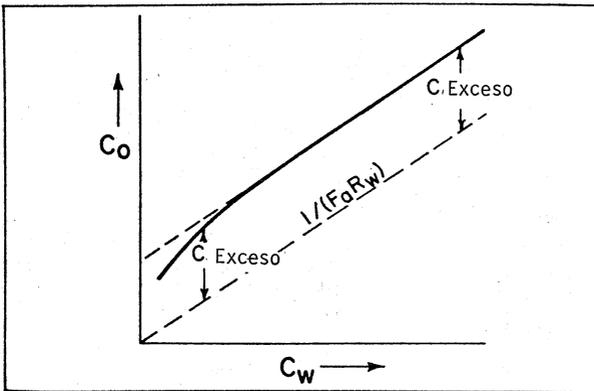


Fig. 5.14.- Exceso de conductividad contribuido por la arcilla.

1.- Naturaleza de la Lutita.- La lutita es una combinación de minerales y sedimentos que se depositan en ambientes de baja energía. Los sedimentos consisten de partículas finas, la mayoría sílice, con pequeñas cantidades de carbonatos y de otros minerales no arcillosos. Los sólidos de una lutita típica pueden consistir de alrededor del 50% de arcilla, 25% de sílice, 10% de feldespato, 10% de carbonatos, 3% de óxido de hierro, 1% de material orgánico y 1% de otros minerales, puede contener del 2 al 40% de agua por volumen.

La arcilla esta compuesta de silicatos de aluminio hidratados, cuya fórmula general es $X(Al_2O_3)_Y(SiO_2)_Z(OH)$. Contiene pequeñas cantidades de otros elementos como magnesio, potasio, hierro y titanio. La arcilla de naturaleza detrítica es producto del intemperismo de una roca preexistente, su composición es muy variada, depende del ambiente y condiciones de temperatura, humedad y acidez.

Las partículas de arcilla tienen una estructura de plaquetas en forma de capa. Las plaquetas son muy delgadas, 5 a 10 Å, pero llegan a tener una extensión de 10,000 Å a lo largo y ancho. Estas se colocan una sobre otra con separaciones de 20 a 100 Å. Son de 10 a 100 veces menores que el promedio de los granos de arena más pequeños (alrededor de 2 micrones, 10^{-4} cm).

Los minerales arcillosos se clasifican en grupos específicos de acuerdo a su estructura cristalina. Aquellas relacionadas con rocas sedimentarias son: montmorillonita, illita, caolinita, clorita. La tabla I lista las propiedades de estos grupos de arcillas que son de importancia en la evaluación de formaciones.

TABLA I

| Tipo de arcilla | CEC meq/g. | φCNL | (prom) gr/cc | elementos menores | Componentes del Registro Espectral | | |
|-----------------|---------------|------|-----------------|----------------------|---------------------------------------|----------|-----------|
| | | | | | K % | U ppm | Th ppm |
| Montmorillonita | 0.8-1.5 | 0.24 | 2.45 | Ca, Mg, Fe | 0.16 | 2-5 | 14-24 |
| Illita | 0.1-0.4 | 0.24 | 2.65 | K, Mg, Fe, Ti | 4.5 | 1.5 | 2 |
| Clorita | 0-0.1 | 0.51 | 2.8 | Mg, Fe | - | - | - |
| Caolinita | 0.03-0.06 | 0.36 | 2.65 | | 0.42 | 1.5-3 | 6-19 |

La montmorillonita se hincha al contacto con el agua, sufre diagénesis a illita a altas temperaturas. Esto ocasiona eliminación de agua y contribuye a aumentar la presión de las arenas adyacentes.

2.- Distribución de la arcilla o lutita en arenas arcillosas.- La mayoría de las herramientas de registros tienen un promedio de resolución vertical de 2 a 4pies. En estos intervalos la arcilla o lutita puede estar depositada en la arena de tres maneras : laminar, dispersa y estructural. Fig. 5.15.

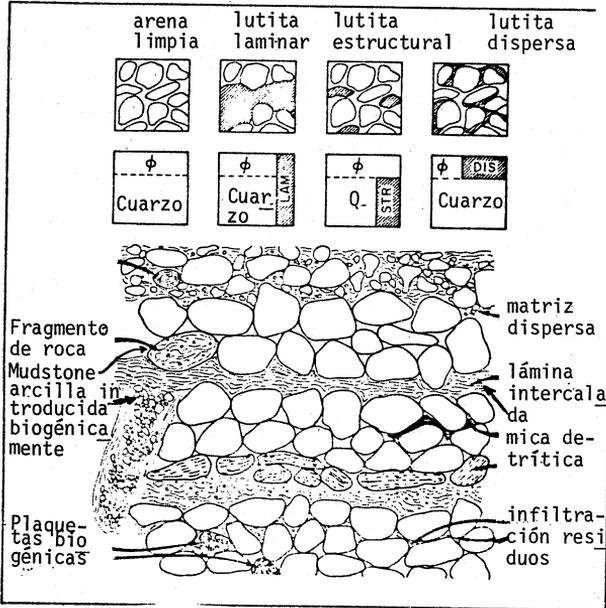


Fig. 5.15.- Formas de distribución de la lutita en sedimentos.

2.1.- Laminar.- En esta forma se presenta en láminas de algunos centímetros de espesor, esta intercalada con arena limpia. La porosidad efectiva y la permeabilidad son nulas. Una arena con 40% de lutita teóricamente reduce la porosidad efectiva y permeabilidad hasta un 60%.

La arcilla en una lutita laminar es de origen detrítico. La arcilla se obtiene de diversos tipos de rocas y arenas, generalmente tiene dos o más minerales de arcilla.

2.2.- Dispersa.- En esta forma la arcilla, no la lutita, está diseminada en el espacio poroso de la arena, reemplaza al fluido. Este tipo de distribución es muy dañina porque una pequeña cantidad de arcilla cierra los poros,

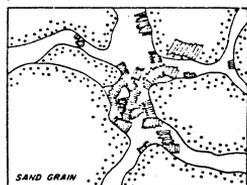
reduce su porosidad efectiva y la permeabilidad. El máximo contenido de arcilla en la arena es de alrededor del 40%, que representa el 15% del volumen.

Mucha de esta arcilla es de origen autógeno. Se desarrolla en el lugar después de la depositación de la arena, como resultado de interacciones químicas entre el fluido del poro y los constituyentes menores de la arena tales como los feldespatos.

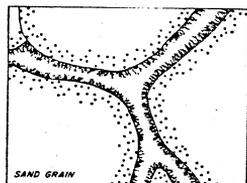
*igual
a como*

La arcilla autógena se caracteriza por tener varios tipos: partículas discretas, de revestimiento y de tapón. Estos nombres se le han dado por la forma en que se generan en el poro. Las partículas discretas, generalmente caolinita, construyen plaquetas aisladas dentro del poro ocasionando una baja muy pequeña de la porosidad efectiva y de la permeabilidad. La de revestimiento cubre los granos y forma microporos que entrapan una buena cantidad de agua del poro, reducen la porosidad. La de tapón cierra totalmente el poro, disminuye bastante la porosidad efectiva y drásticamente la permeabilidad. La figura 5.16 muestra los efectos que produce en la permeabilidad la arcilla autógena.

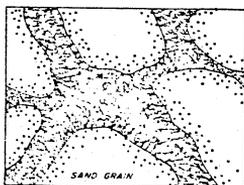
Por su origen in-situ, las arcillas autógenas tienden a ser más puras, más cristalinas. Su composición puede variar radicalmente de los tipos de arcilla de tipo detrítico en las vecindades de las capas arcillosas. Este tipo de arcillas no están sujetas a sobrepresiones, de tal forma que una cantidad de arcilla (particularmente montmorillonita) puede entrapar más agua. Es clásico en el análisis de registros considerar que la arcilla en arenas arcillosas tiene las mismas características que la arcilla de una lutita cercana.



Partícula discreta



Arcilla de revestimiento



Arcilla de tapón

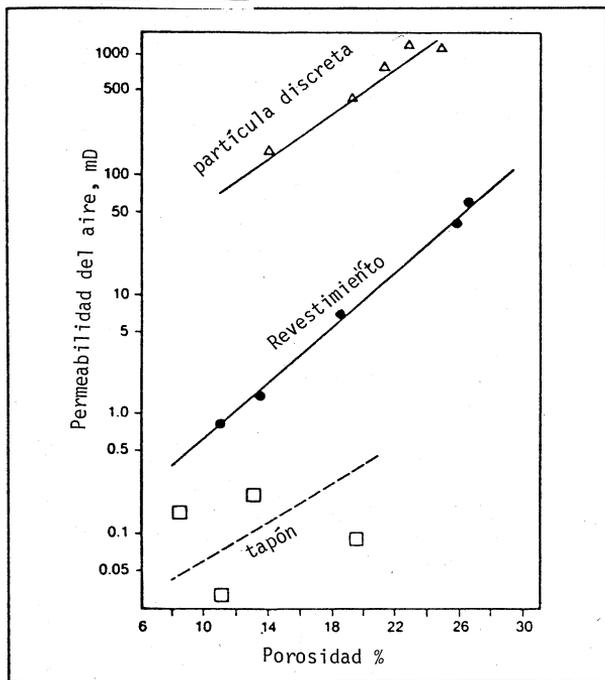


Fig. 5.16.- Forma esquemática en que se presenta la arcilla autógena y su efecto sobre la permeabilidad.

montmorillonita, intermedio para illita y bajo para clorita y caolinita. El CEC puede expresarse también en miliequivalente por unidad de volumen de fluido del poro, Q.

$$Q = \text{CEC} \rho (1 - \phi) / \phi \quad \text{V.7}$$

donde ρ es la densidad en gr/cc de las partículas de arcilla seca y ϕ la porosidad de la arcilla.

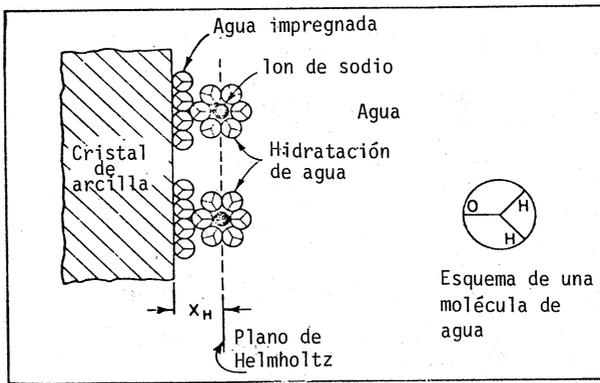


Fig. 5.17.- Esquema en que se muestra la forma en que se impregna el agua en la arcilla

4.1.- Relación del CEC al Area Superficial.- Las mediciones han mostrado que el CEC es una reflexión del área específica del tipo de arcilla. Esto se muestra en la figura 5.18, en la que un solo valor de área superficial de 450 m² por meq de cationes, origina cambios en la arcilla. Las áreas superficiales de las arcillas varían desde 800 m²/g para la montmorillonita hasta 20 m²/g para la caolinita.

Esta es la página 129, borrar numeración y acomodarla

~~129~~

~~130~~

2.3.- Estructural.- Este tipo de arcilla ocurre menos. En esta forma los granos arcillosos toman el lugar de los granos de arena. No afecta a los registros.

3.- Modelos de interpretación en arenas arcillosas.- La interpretación en esta situación todavía no está bien desarrollada. Se han utilizado un gran número de modelos para calcular la saturación del agua.

Actualmente, tres métodos se utilizan.

1) Método de compensación automática (1950,s). El registro Sónico y el de Inducción se usaron directamente en la ecuación de Archie con corrección por compactación. Es una aproximación sencilla que funciona mejor en arenas de porosidad media a alta y con arcilla dispersa.

2) Modelo disperso (1960,s). Utiliza las porosidades de los registros Sónico y Densidad. Las lecturas del Sónico leen la porosidad total y la del de Densidad la porosidad efectiva en arenas con arcilla dispersa, de tal forma que la diferencia indica el grado de arcillosidad. El método es directo para arenas con arcilla autógena, también se aplica a lutita laminar.

3) Modelo de Simandoux (1970,s). Utiliza las porosidades de los registros Neutrón-Densidad y la fracción de lutita a partir del GR, SP u otro indicador de lutita. El método ha sido adaptado a programas de computadora por las compañías de servicio. Es aplicable a lutita dispersa o laminar.

En la actualidad los modelos de arenas arcillosas están basados en la capacidad de intercambio catiónico, CEC. Hay dos versiones: el modelo de Waxman-Smits y el de Dos aguas.

4.- Capacidad de intercambio catiónico.- Es la propiedad más importante en la evaluación de arenas arcillosas. Es la fuente del exceso de conductividad, mostrado en la figura 5.14.

Las plaquetas de arcilla cristalina están cargadas negativamente como resultado de las sustituciones de los iones en la estructura. La carga de balance de los cationes, Na^+ , está en la superficie de la arcilla seca. Cuando la arcilla está en contacto con una solución salina, los cationes Na^+ , están en suspensión. Como resultado, repelen a los iones Cl^- .

La figura 5.17 muestra un cuadro donde el ión Na^+ y la molécula H_2O están cercanos a la superficie de la arcilla. En la superficie hay una capa de agua y luego Na^+ para compensar la carga.

La concentración de cationes de sodio puede medirse por medios químicos y se denomina CEC. Se llama así porque los cationes de Na^+ son intercambiados por Ba^{++} . El CEC se expresa en miliequivalente por gramo de arcilla seca (1 meq = 6×10^{20} átomos). La tabla I muestra que el CEC es alto para

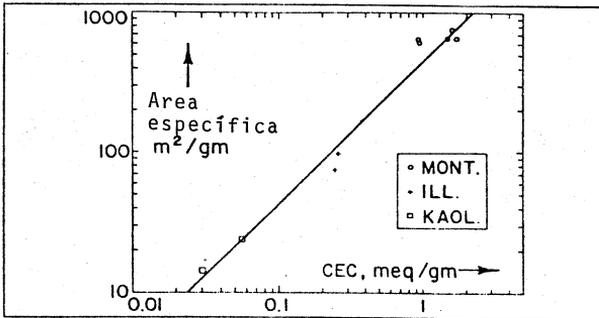


Fig. 5.18.- Relación del CEC con el agua específica

4.2.- Agua impregnada en la arcilla.- la figura 5.17 predice una propiedad de la arcilla muy importante. Hay una capa de agua que rodea a la arcilla que es inmóvil. Las fuerzas de atadura son tan grandes que el agua no puede reducirse por las presiones tan altas.

La cantidad de arcilla y el agua libre se ha medido en núcleos de arena arcillosa, dando los siguientes resultados en gramos de agua por meq de cationes intercambiables.

$$W = 0.22 + 0.084 \sqrt{C} \quad \text{V.18}$$

donde C es la concentración de cloruro de sodio (moles/litro) en un agua en equilibrio. Considerando que la densidad del agua impregnada es 1.0, la ecuación V.18 representa el volumen de agua impregnada en cc/meq. Dividiendo W por el área superficial de la arcilla, $450 \times 10^4 \text{ cm}^2/\text{meq}$, da un espesor de la capa de agua impregnada de $4.9 + 1.9 \sqrt{C}$ Å.

Para una formación que tiene un CEC de Q meq/cc de fluido, lleva a la relación fundamental de que la fracción del espacio de agua, S_b , que está impregnada en la arcilla es *quitado acuto*

$$S_b = W Q \quad \text{V.19}$$

El rango de los valores de Q de una arena arcillosa productora es mayor de 1.0 meq/cc, W de 0.3 cc/meq, lo que significa que alrededor del 30% del po

ro puede ser agua impregnada. Arenas arcillosas con valores de Q mayores de 1.0 son poco productoras.

Una arcilla con agua contiene dos tipos de agua: el agua impregnada en la arcilla y el agua libre que queda en el poro.

4.3.- División de las arenas arcillosas.- La figura 5.19 muestra la división de una arena arcillosa con hidrocarburos. La matriz de la roca esta compuesta de partículas de arena, sedimentos y partículas de arcilla seca. El fluido está compuesto de agua impregnada, agua libre e hidrocarburos.

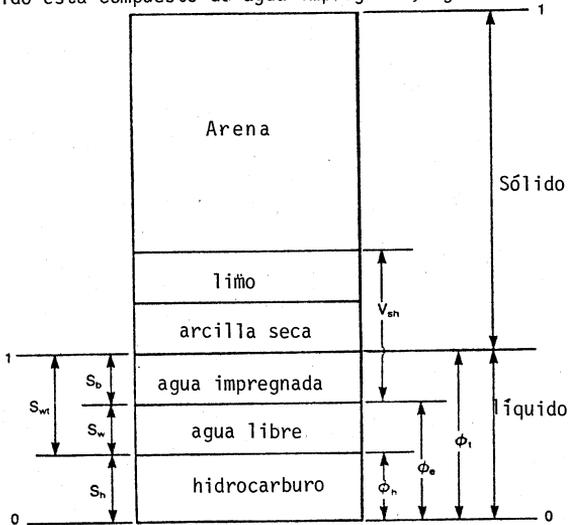


Fig. 5.19.- Esquema de la división de una arena arcillosa.

La porosidad total se designa como ϕ_t y la porosidad efectiva como ϕ_e , la cual se puede expresar como

$$\phi_e = \phi_t (1 - S_b) \quad V.20$$

La fracción volumétrica de hidrocarburos es

$$\phi_h = \phi_t (1 - S_{wt}) \quad V.21$$

donde S_{wt} es la fracción del espacio poroso total que contiene agua. Es una

cantidad difícil de determinar en la interpretación de arenas arcillosas. La carga de cationes de balance Na^+ que están asociados con la arcilla dan un aumento a la conductividad eléctrica. Esto toma la forma de cationes que migran de un sitio a otro cuando se impone un campo eléctrico.

La manera en el cual la conductividad de los cationes de Na^+ actúa en el espacio poroso afecta los cálculos de la conductividad total de la arena y la evaluación del cálculo de saturación. Hay dos modelos que se utilizan actualmente: el de Waxman-Smits y el de Dos Aguas.

4.4.- Modelo de Waxman-Smits.- En este modelo se considera que la conducción catiónica y la conducción del electrolito de cloruro de sodio actúan en forma independiente en el espacio poroso, dando trayectorias de conducción paralelas. La conductividad efectiva del agua a una saturación del 100% se considera

$$C_{we} = C_w + B Q \quad V.22$$

donde C_w es la conductividad del agua libre en el poro en mho/m y B es la conductividad específica del Na^+ en mho/m por meq/cc .

Cuando hay hidrocarburos en el espacio poroso y desplazamiento de agua libre, los cationes de Na^+ son más concentrados en el agua remanente. La conductividad efectiva del agua se convierte en

$$C_{we} = C_w + B Q / S_{wt} \quad V.23$$

La relación de Archie lleva directamente a la siguiente expresión para la conductividad de una arena arcillosa con hidrocarburos.

$$C_t = (S_{wt} \phi t)^2 (C_w + B Q / S_{wt}) \quad V.24$$

Esta ecuación puede resolver a S_{wt} si se conoce C_t , ϕt y C_w . B puede medirse a partir de análisis de núcleos. Los valores de Q se conocen para diferentes salinidades.

4.5.- Modelo de Dos Aguas.- Representa que la conducción del Na^+ se restringirá al agua impregnada donde exista Na^+ y la conducción del electrolito se confinará a agua libre, puesto que los aniones Cl^- se excluyen de la parte impregnada. Por lo tanto, existe una combinación de dos aguas. La conductividad del agua impregnada, C_b , que ocupa una fracción del espacio poroso es S_b y la conductividad del agua libre, C_w , que ocupa el espacio remanente. La conductividad de agua efectiva para una saturación del 100% es

$$C_{we} = C_w (1 - S_b) + C_b S_b \quad V.25$$

Los hidrocarburos desplazan el agua libre. Cuando esto sucede, una cantidad relativa de agua impregnada y libre se intercambian dando una conductividad efectiva del agua.

$$C_w = C_w (1 - S_b/S_w) + C_b S_b / S_w \quad V.26$$

La conductividad en la arena con hidrocarburo es

$$C_t = (S_w \phi t)^2 (C_w (1 - S_b/S_w) + C_b S_b / S_w) \quad V.27$$

Como la conductividad del Na^+ , BQ , se restringe a la fracción porosa WQ , el modelo predice que la conductividad del agua impregnada C_b será el co ciente

$$C_b = B / W \quad V.28$$

Utilizando la relación V.19 para S_b , la ecuación de conductividad se convierte en

$$C_t = (S_w \phi t)^2 (C_w (1 - W Q / S_w) + B Q / S_w) \quad V.29$$

que es la relación del modelo para el cálculo de la saturación de agua. Existe un término más que en la relación de Waxman-Smits.

4.6.- Relación entre el modelo de Waxman-Smits y el de Dos Aguas.- Es imposible hacer un cambio de información entre los dos métodos porque la conductividad del Na^+ , B y el exponente de cementación m se obtienen de manera independiente. Si se utilizan los mismos valores de B , m y n en ambas ecuaciones, la relación de Dos Aguas dará valores de saturación mayores del 10% que la relación de Waxman-Smits. Los dos métodos se están uti liz ando con é x ito.

5.- Porosidad y conductividad de la lutita.- Los conceptos del método de Dos Aguas llevan a dar una idea de las porosidades y conductividades de las formaciones.

Inicialmente se estableció que las lutitas podían contener cuanto más el 80% del volumen de agua. Como el lodo esta dentro de esta clasificación, pueden ocurrir dos efectos simultáneamente. La arcilla se vuelve plástica cuando se combina con agua y tiene partículas de tamaño muy pequeñas. Estas entran al espacio poroso y desplazan al agua. Al mismo tiempo, se pierde agua impregnada que existe entre las plaquetas de arcilla. El agua desplazada migrará verticalmente hacia las arenas adyacentes. Este proceso ocasiona compactación y generalmente se lleva a cabo a los 1000 metros de profundidad.

Una lutita compactada se quedará solo con agua impregnada porque las fuer zas electro státicas son muy fuertes. Para el caso, se tiene entonces que

$$S_b = 1$$

V.30

contra la calculada para varios pozos. Se nota que existe cierta tendencia a agruparse de manera lineal.

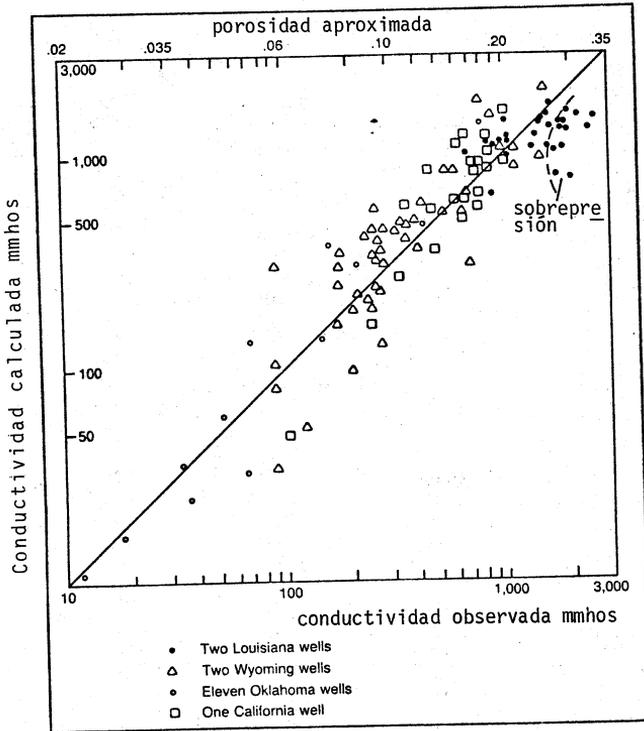


Fig. 5.20.- Relación de los valores de conductividad calculada y observada en zonas de lutitas en varios pozos.

6.- Aplicación del método de Dos Aguas.- La ecuación V.27 se puede poner en función de la resistividad como

$$Swt^2 - Swt Sb (1 - Rw/Rb) = Rw / (Rt \phi t^2) \quad V.35$$

lo cual significa que

$$Q_{sh} = 1 / W \quad V.31$$

como las lutitas generalmente guardan agua con salinidad moderada, el valor W es aproximadamente de 0.30 dando $Q_{sh} = 3.3$, que corresponderá a una lutita bien compacta.

5.1.- Porosidad de la lutita.- Considere una lutita en que la fracción de sus sólidos sean arcillas secas Y y la capacidad de intercambio catiónico de la arcilla es CEC_{cl} en meq/gr. Asumiendo que las densidades de los granos de la arcilla seca y de los sedimentos sean los mismos

$$CEC_{sh} = CEC_{cl} Y \quad V.32$$

corresponde al intercambio de la lutita. Aplicando la ecuación V.17 con $Q = 3.3$ y $\rho = 2.65$ se puede predecir la porosidad de la lutita como

$$\phi_{sh} = 0.80 (CEC_{cl} Y) / (1 + 0.80 CEC_{cl} Y) \quad V.33$$

Así, las porosidades de las lutitas compactas se determinan primero por su contenido y por el valor CEC del constituyente de la arcilla, y no por la presión.

El cálculo de las porosidades para la ecuación V.33 se listan en la tabla II para el rango de los valores de Y normalmente encontrados en lutitas.

TABLA II

| TIPO DE ARCILLA | promedio CEC (meq/g) | ϕ_{sh} | | |
|-------------------|-------------------------|-------------|----------|----------|
| | | Y = 0.35 | Y = 0.55 | Y = 0.75 |
| montmorillonita | 1.0 | 0.22 | 0.30 | 0.37 |
| ilita | 0.25 | 0.07 | 0.10 | 0.13 |
| caolinita/clorita | 0.04 | 0.01 | 0.015 | 0.02 |

5.2.- Conductividad de la lutita.- Se puede evaluar a partir de la ecuación de Archie como

$$C_{sh} = \phi_{sh}^2 C_b \quad V.34$$

El modelo de Dos Aguas predice que las conductividades de la lutita variarán de acuerdo con la capacidad CEC y del contenido de arcilla. La figura 5.20 muestra los valores de las medidas de la conductividad de la arcilla

El segundo término de esta relación aplica la corrección por lutita. Para aplicar la ecuación, los parámetros S_b , ϕ_t , R_w y R_b deben de determinarse. Primero hay que considerar a S_b .

De las ecuaciones V.19 y V.31, S_b se puede escribir que

$$S_b = Q / Q_{sh} = 0,3 Q \quad V.36$$

Para determinar exactamente a S_b se requiere de una medida directa de Q . Se hace utilizando métodos indirectos.

En términos de V_{sh} , (fracción volumétrica de lutita) la porosidad efectiva ϕ_e se puede escribir como

$$\phi_e = \phi_t - V_{sh} \phi_{tsh} \quad V.37$$

donde ϕ_t es la porosidad total de la arena arcillosa y ϕ_{tsh} es la porosidad total de la lutita.

$$S_b = V_{sh} \phi_{tsh} / \phi_t \quad V.38$$

La determinación de S_b se reduce a obtener V_{sh} de algún indicador de lutita.

6.1.- Evaluación de V_{sh} .- Existen tres indicadores: a partir del registro GR, la combinación Densidad-Neutrón y del registro SP. Todas las técnicas consideran que la lutita en una arena arcillosa es la misma que las lutitas adyacentes. Es una premisa razonable para arenas con laminaciones de lutita pero muy cuestionable para arcilla dispersa.

1) V_{sh} a partir de la combinación Neutrón-Densidad.- Debido a la presencia de hidrógeno en la arcilla, una arena arcillosa con gas leerá una porosidad neutrón menor que la porosidad de densidad. La fracción de lutita se puede expresar como

$$(V_{sh})_{ND} = (\phi_N - \phi_D) / (\phi_{Nsh} - \phi_{Dsh}) \quad V.39$$

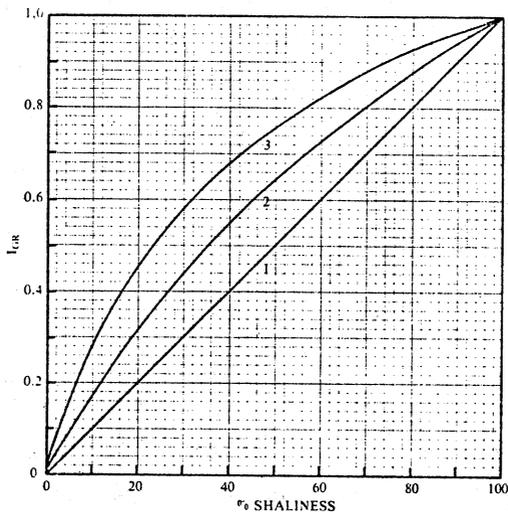
Este método no puede aplicarse cuando hay presencia de gas

2) V_{sh} a partir del Registro Rayos Gamma.- En el capítulo II se indica la manera de obtener V_{sh} . Algunos autores recomiendan utilizar el nomograma de la figura 5.21.

Cuando se corre el registro Espectral de Rayos Gamma, se puede conocer el tipo de arcilla

3) V_{sh} a partir del registro SP.- se puede calcular como

$$(V_{sh})_{SP} = (SP - SP_{cl}) / (SP_{sh} - SP_{cl}) \quad V.40$$



EQUATION:

$$I_{GR} = \frac{GR - GR_{clean\ sand}}{GR_{sh} - GR_{clean\ sand}}$$

Curve 1 (Index), $V_{sh} = I_{GR}$

Curve 2 (Older Rocks), $V_{sh} = 0.33 (2^{2.4I_{GR}} - 1.0)$

Curve 3 (Tertiary Rocks), $V_{sh} = 0.083 (2^{3.7I_{GR}} - 1.0)$

Fig. 5.21.- Gráfica para calcular V_{sh} a partir de IGR

6.2.- Determinación de la porosidad efectiva.- El siguiente paso es determinar la porosidad efectiva, ϕ_e . Las porosidades Densidad-Neutrón se corrigen como sigue:

$$\phi_{DC} = \phi_D - V_{sh} \phi_{Dsh} \tag{V.41}$$

$$\phi_{NC} = \phi_N - V_{sh} \phi_{Nsh} \tag{V.42}$$

si no hay gas, la porosidad efectiva es

$$\phi_e = (\phi_{DC} + \phi_{NC}) / 2 \quad V.43$$

si hay gas

$$\phi_e = \sqrt{(\phi_{DC}^2 + \phi_{NC}^2) / 2} \quad V.44$$

O bien a partir de la creación de una gráfica de interrelación Neutrón-Densidad, Figura 5.22. Esta gráfica debe hacerse por cada intervalo de interés. Se requiere conocer ϕ_{Nsh} y ϕ_{Dsh} . La gráfica se realiza en papel milimétrico. Los valores del registro Neutrón van en el eje X y los de porosidad Densidad en el Y. Se coloca el punto (ϕ_{Nsh}, ϕ_{Dsh}) y se interseca con el origen. Se traza una línea a 45°, que representará los valores de ϕ_e y los valores de V_{sh} se obtienen dividiendo la recta que parte del origen al punto de lutita en 100 partes iguales. En zonas con gas los puntos caerán arriba de la línea de 45°.

La porosidad total y saturación de agua impregnada son:

$$\phi_t = \phi_e + V_{sh} \phi_{tsh} \quad V.45$$

$$S_b = V_{sh} \phi_{tsh} / \phi_t \quad V.46$$

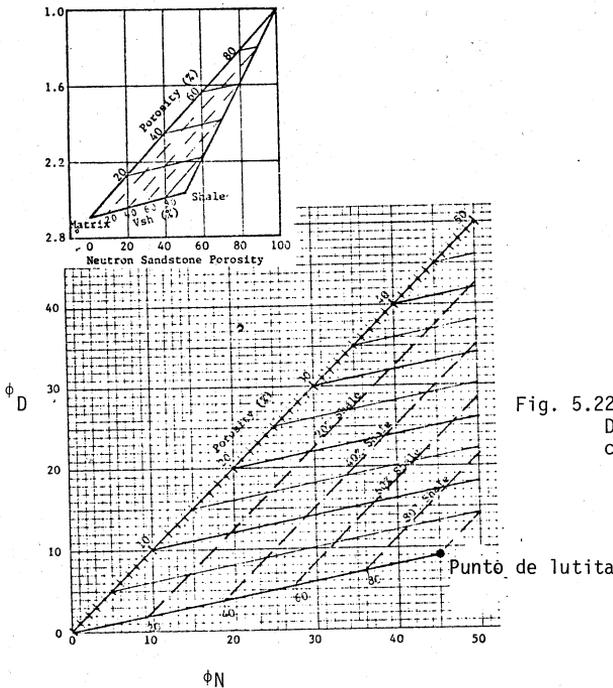


Fig. 5.22.- Gráfica de interrelación Densidad- Neutrón para conocer V_{sh} y ϕ_e .

6.3.- Evaluación de las resistividades del agua.- Se limita a determinar las resistividades del agua libre y del agua impregnada. La resistividad del agua libre, R_w , se obtiene de una arena limpia de preferencia

$$R_w = R_{cl} \phi_{cl}^2 \quad V.47$$

el término cl significa formación limpia.

La resistividad del agua impregnada se obtiene a partir de

$$R_b = R_{sh} \phi_{tsh}^2 \quad V.48$$

6.4.- Determinación de la saturación del agua.- Todos los factores que se requieren deben de estar. Para resolver la ecuación V.35, se recomienda calcular la resistividad aparente del agua de la arena arcillosa.

$$R_{wa} = R_t \phi_t^2 \quad V.49$$

Reescribiendo la ecuación V.35 se tiene

$$S_{wt}^2 - S_{wt} S_b (1 - R_w/R_b) = R_w/R_{wa} \quad V.50$$

donde la saturación total del agua se obtiene como

$$S_{wt} = b + \sqrt{b^2 + R_w/R_{wa}} \quad V.51$$

donde

$$b = S_b (1 - R_w/R_{wa})/2 \quad V.52$$

La figura 5.23 es una determinación gráfica de S_{wt} .

La saturación total de agua calculada puede ser mayor que la efectiva. Si se desea calcular la efectiva se usa la ecuación

$$S_{we} = (S_{wt} - S_b) / (1 - S_b) \quad V.53$$

La figura 5.24 es una solución gráfica de esta ecuación.

Finalmente, el contenido de hidrocarburo como una fracción del volumen t_o tal se calcula como

$$\phi_h = \phi_t (1 - S_{wt}) \quad V.54$$

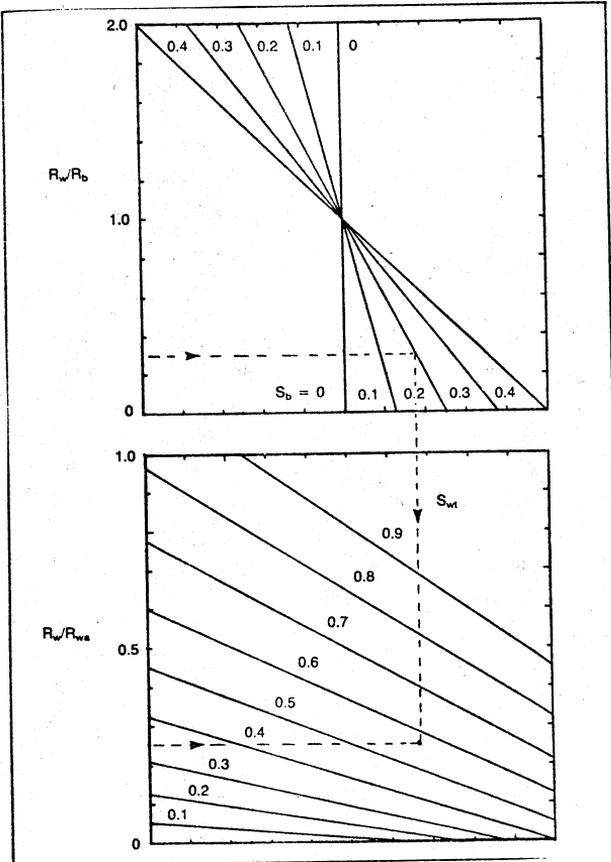


Fig. 5.23 .- Determinación gráfica de la saturación total del agua.

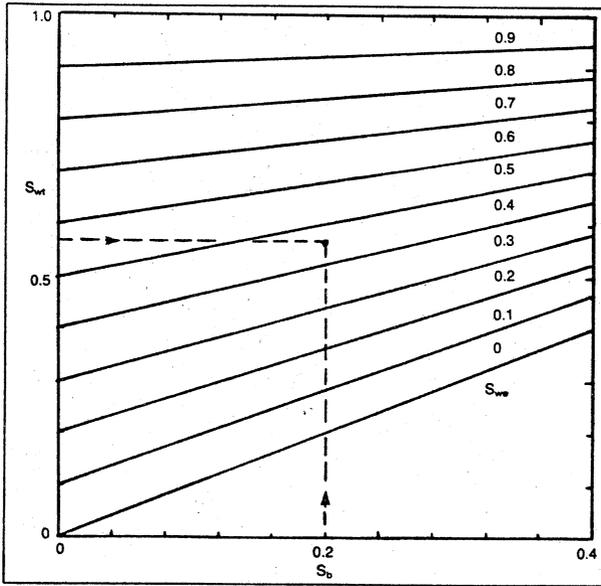


Fig.- 5.24.- Determinación gráfica de la saturación efectiva del agua.

Algoritmo para la interpretación de arenas arcillosas por el método de Dos Aguas.

1) Leer los valores de resistividad, porosidad, SP y GR en la arena de interés, en la lutita cercana y en la arena limpia.

Corregir los valores de porosidad a la matriz apropiada y los de resistividad por invasión.

2) Calcular Vsh

$$(Vsh)_{ND} = (\phi_N - \phi_D) / (\phi_{Nsh} - \phi_{Dsh})$$

$$(Ish)_{GR} = (GR - GR_{cl}) / (GR_{sh} - GR_{cl})$$

convertir Ish a Vsh utilizando la figura 5.21

$$(Vsh)_{SP} = (SP - SP_{cl}) / (SP_{sh} - SP_{cl})$$

Escoger el valor mínimo. Omitir $(Vsh)_{ND}$ si hay GAS.

3) Corregir las porosidades por arcillosidad

$$\phi_{DC} = \phi_D - Vsh \phi_{Dsh}$$

$$\phi_{NC} = \phi_N - Vsh \phi_{Nsh}$$

observar si hay presencia de gas ($\phi_{NC} < \phi_{DC}$)

4) Calcular la porosidad efectiva de la arena arcillosa

sin gas
$$\phi_e = (\phi_{DC} + \phi_{NC}) / 2$$

con gas
$$\phi_e = \sqrt{(\phi_{DC}^2 + \phi_{NC}^2)} / 2$$

5) Determinar la porosidad efectiva de la lutita

$$\phi_{tsh} = \delta \phi_{sh} + (1 - \delta) \phi_{Nsh}$$

donde δ varía de 0.5 a 1.0

6) Determinar la porosidad total y la fracción de agua impregnada de la arena

$$\phi_t = \phi_e + Vsh \phi_{tsh}$$

$$S_b = Vsh \phi_{tsh} / \phi_t$$

7) Determinar la resistividad del agua libre de la arena limpia

$$R_w = R_{cl} \phi_{cl}^2$$

8) Determinar la resistividad del agua impregnada de la lutita

$$R_b = R_{sh} \phi_{tsh}^2$$

9) Determinar la resistividad aparente del agua en la arena arcillosa

$$R_{wa} = R_t \phi_t^2$$

10) Determinar la saturación total del agua corregida por lutita

$$S_{wt} = b + \sqrt{b^2 + (R_w/R_{wa})}$$

donde

$$b = S_b (1 - R_w/R_b) / 2$$

11) Determinar la saturación efectiva del agua de la arena arcillosa

$$S_{we} = (S_{wt} - S_b) / (1 - S_b)$$

12) Determinar la fracción volumétrica de hidrocarburos

$$\phi_h = \phi_t (1 - S_{wt})$$

EJEMPLO: La figura 5.25 es un registro compuesto de un pozo, en una serie de arena-lutita. La arena de interés está desde los 8 505 pies hasta 8 545 pies. Arriba y abajo del intervalo (no se muestra) hay arenas limpias con gas.

Aplicando los pasos anteriores se obtienen los siguientes resultados:

En la arena de 8 510 a 8 540 pies

$$\begin{aligned} R_t &= 3 \\ \phi_N &= 0.26 \\ \phi_D &= 0.33 \\ GR &= 63 \\ SP &= -95 \end{aligned}$$

En la lutita adyacente 8 470 a 8500 pies

$$\begin{aligned} R_{sh} &= 1.2 \\ \phi_{Dsh} &= 0.20 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\phi_{Nsh} &= 0.50 \\ GR_{sh} &= 87 \\ SP_{sh} &= -75\end{aligned}$$

En la arena limpia cercana 8 178 a 8 193 pies y 9 180 a 9 193 pies (se obtienen los promedios)

$$\begin{aligned}R_{c1} &= 0.65 \\ \phi_{c1} &= 0.34 \\ GR_{c1} &= 36 \\ SP_{c1} &= -122\end{aligned}$$

Cálculo de Vsh

$$\begin{aligned}(Vsh)_{ND} &\text{ no se aplica por la sospecha de presencia de gas} \\ (Ish)_{GR} &= (63 - 36)/(87-36) = 0.53 \\ (Vsh)_{GR} &= 0.34 \quad \text{de la figura 5.21} \\ (Vsh)_{SP} &= (-95 + 122)/(-75 + 122) = 0.57\end{aligned}$$

$$Vsh = 0.34$$

Cálculo de la porosidad efectiva

$$\begin{aligned}\phi_{DC} &= 0.26 - 0.34 \times 0.20 = 0.19 \\ \phi_{NC} &= 0.33 - 0.34 \times 0.50 = 0.16\end{aligned}$$

hay presencia de gas

$$\phi_e = \sqrt{(0.19^2 + 0.16^2)/2} = 0.17$$

Cálculo de la saturación de agua

$$\begin{aligned}\phi_{tsh} &= 0.7 \times 0.20 + 0.3 \times 0.50 = 0.29 \quad (\delta = 0.7) \\ \phi_t &= 0.17 + 0.34 \times 0.29 = 0.27 \\ S_b &= 0.34 \times 0.29 / 0.27 = 0.36 \\ R_w &= 0.65 \times 0.34^2 = 0.075 \\ R_b &= 1.2 \times 0.29^2 = 0.10 \\ R_{wa} &= 3 \times 0.27^2 = 0.22 \\ b &= 0.36 (1 - 0.075/0.10)/2 = 0.045 \\ S_{wt} &= 0.045 + \sqrt{0.045^2 + 0.075/0.22} = 0.63 \\ S_{we} &= (0.63 - 0.36)/(1 - 0.36) = 0.42\end{aligned}$$

$$\phi_h = 0.27 (1 - 0.63) = 0.10$$

Conclusión: Esta zona contiene gas y tiene una porosidad efectiva del 17% y una saturación efectiva de agua del 42%

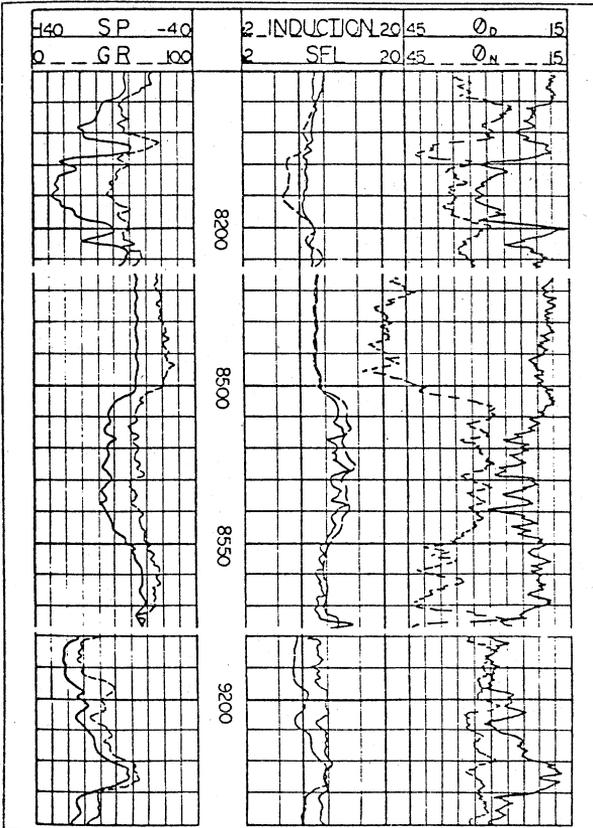


Fig. 5.25.- Ejemplo de un registro en una zona con arenas arcillosas.

7.- Otros Métodos de interpretación.-

a) Método de compensación automática.- sólo con el registro de Resistividad y el Sónico.

La lutita causa que la Rt lea un valor bajo y ϕ_s un valor alto, compensándose cada uno en la ecuación de saturación. Sin embargo la porosidad observada debe de corregirse por lutita, para obtener la porosidad efectiva. Las relaciones son:

$$S_w = 0.9 \sqrt{R_w/R_t} / \phi_s \quad V.55$$

$$\phi_e = \phi_s - V_{sh} \phi_{ssh} \quad V.56$$

donde Rt es la resistividad del registro de Inducción profundo.

Vsh es el valor más bajo de los indicadores GR o SP.

ϕ_s es la porosidad del registro Sónico sin corregir.

ϕ_{ssh} es la porosidad del registro Sónico en la lutita adyacente.

Donde se corre la combinación Densidad-Neutrón en vez del Sónico, ϕ_s se reemplaza de la ecuación V.55 por el valor dado de la relación

$$\phi_{ND} = \sqrt{(\phi_D^2 + \phi_N^2)/2} \quad V.57$$

donde ϕ_D y ϕ_N son las porosidades de los registros de Densidad y Neutrón sin corrección por lutita.

La porosidad efectiva se determina por el método de Simandoux.

b) Método de arcilla dispersa.- Se aplica con los registros de Resistividad, Sónico y Densidad

$$q = (\phi_s + \phi_D) / \phi_s \quad V.58$$

q es la fracción del espacio ocupado por una arcilla en una arena limpia.

La saturación del agua se obtiene por

$$S_w = \left[\sqrt{\frac{0.8}{\phi_s^2} \frac{R_w}{R_t} + \left(\frac{q}{2}\right)^2} - \frac{q}{2} \right] / (1-q) \quad V.59$$

La porosidad efectiva es

$$\phi_e = \phi_D - V_{sh} \phi_{Dsh} \quad V.60$$

El método no es recomendable en arenas con gas: ϕ_D puede ser mayor que ϕ_S dando valores de q negativos. También en carbonatos que tienen poca arcilla dispersa.

Si $q > 2\phi_e$ ó $q > 0.4$ será un yacimiento con poca permeabilidad

c) Método de Simandoux.- Se aplica con los registros de Resistividad, Densidad y Neutrón. La saturación del agua es

$$S_w = \frac{cR_w}{\phi_e^2} \left[\sqrt{\frac{5\phi_e^2}{R_w R_t} + \left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}}\right)^2} - \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right] \quad V.61$$

donde

$c = 0.4$ para arena; 0.45 para carbonatos

V_{sh} es el valor mínimo de lutita obtenido a partir de los indicadores SP o GR.

R_w es la resistividad del agua de la formación

R_t es la resistividad leída del registro de resistividad profunda, corregida por invasión.

R_{sh} es la resistividad leída del registros de resistividad profunda leída en la zona de lutitas

ϕ_e es la porosidad efectiva

$$\phi_e = \sqrt{\phi_{DC}^2 + \phi_{NC}^2} / 2$$

V.62

ϕ_{DC} y ϕ_{NC} son las porosidades de los registros densidad-neutrón corregidos por contenido de lutita.

poner símbolo de raíz cuadrada

Capítulo VI. Registro de Echados.

(tomado de 2 con modificaciones)

Este registro es un dispositivo que mide la inclinación y la dirección del echado de las capas que intersectan el agujero. Antes de que existiera este registro, los echados se obtenían encontrando la cima de una formación de interés en tres pozos diferentes y se calculaba el echado y dirección de éste a partir de éstos datos. El registro utiliza el mismo principio, solo que todos los datos se obtienen en un pozo. La información que se obtiene se utiliza para geología estructural, determinar donde se perforará el siguiente pozo, proyectar los bordes del yacimiento y obtener información estratigráfica. La localización de fallas, inconformidades, echados estructurales, etc., son el pan de cada día de los geólogos, la utilización de esta herramienta es muy valiosa para el desarrollo de un campo y en estudios posteriores del yacimiento.

El propósito de este capítulo es dar una introducción a este registro, ya que un estudio a detalle requeriría de un curso.

El instrumento está compuesto de dos partes: la sección de orientación y la sección inferior de patines. El propósito de esta última sección es obtener cuatro mediciones de resistividad (tipo microlaterolog) igualmente espaciadas alrededor de la circunferencia del agujero. Una capa o límite entre formaciones que no sea perpendicular a la dirección del pozo, se encontrará a diferentes profundidades. A medida que sea mayor el echado aparente entre la capa y el eje del pozo habrá mayor diferencia de profundidad. El instrumento se muestra en la fig. 6.1.

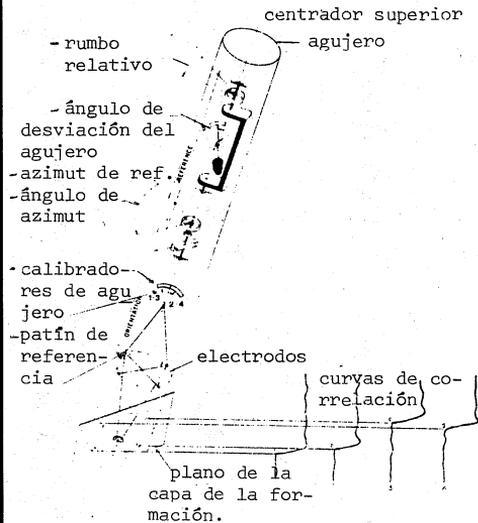


Fig. 6.1.- Representación esquemática de la herramienta de echados.

Para definir un plano en el espacio se requiere de al menos tres puntos. Con la herramienta de cuatro brazos se obtienen cuatro puntos para asegurar la posición de las capas. Actualmente existen herramientas que obtienen ocho curvas de resistividad para hacer mejor correlación (dos por patín). La separación de los puntos está determinada por las trazas de resistividad. Tiene dos calibradores de agujero que miden la distancia entre los brazos opuestos, localizan la separación horizontal de los puntos. La localización de estos cuatro puntos en el plano ayuda a determinar el echado aparente de la formación o de una capa respecto al eje del agujero.

Para determinar la dirección del echado, el instrumento contiene una brújula (o un giroscopio). La herramienta mide la diferencia en grados (azimuth) del norte magnético al patín número uno (que se toma como referencia). A partir de esto, la dirección del echado aparente se puede calcular. Es necesario conocer el ángulo de desviación del agujero y la dirección. Un péndulo se utiliza para determinar el ángulo de desviación del pozo. El rumbo es el ángulo entre el patín de referencia y la dirección del punto. Utilizando estos datos, el echado aparente se puede convertir en el echado verdadero, rotando el plano en el espacio para compensar por desviación del agujero y rumbo.

El cálculo del echado aparente y la rotación de este plano en el espacio es difícil y tedioso de calcular, actualmente se realiza por medio de computadoras.

Todos los registros de este tipo se registran en cintas magnéticas y en forma analógica como se muestra en la fig. 6.2.

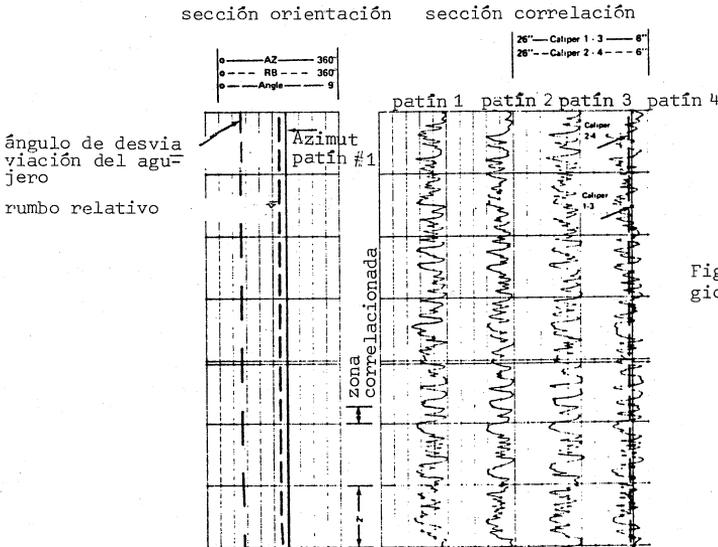


Fig. 6.2.- Registro analógico de echados.

Los datos registrados son de las cuatro curvas de resistividad, los dos calibradores, el azimuth del patín de referencia, la desviación del agujero y el rumbo relativo del patín de referencia. Los valores digitales son series de números y no curvas continuas como se muestra en el registro analógico de la fig. 6.2. Las medidas se registran 60 veces por pie.

Al inicio del procesado, muchos parámetros se deben de especificar. Antes de escoger el intervalo a procesarse, debe de diseñarse la longitud (ventana) de correlación, que es el intervalo de los datos de resistividad que serán correlacionados para determinar el echado aparente. Si la longitud de correlación es de 9 pies, el computador verá una capa de 9 pies de los datos de resistividad, encontrará una correlación y calculará el echado para este intervalo. Longitudes de correlación grandes, de 8 a 15 pies, se utilizan para calcular echados estructurales en lutitas. Las longitudes de correlación cortas pueden llegar a determinar variaciones en el tamaño del grano y cambios de arcillosidad. La fig. 6.3 muestra la diferencia.

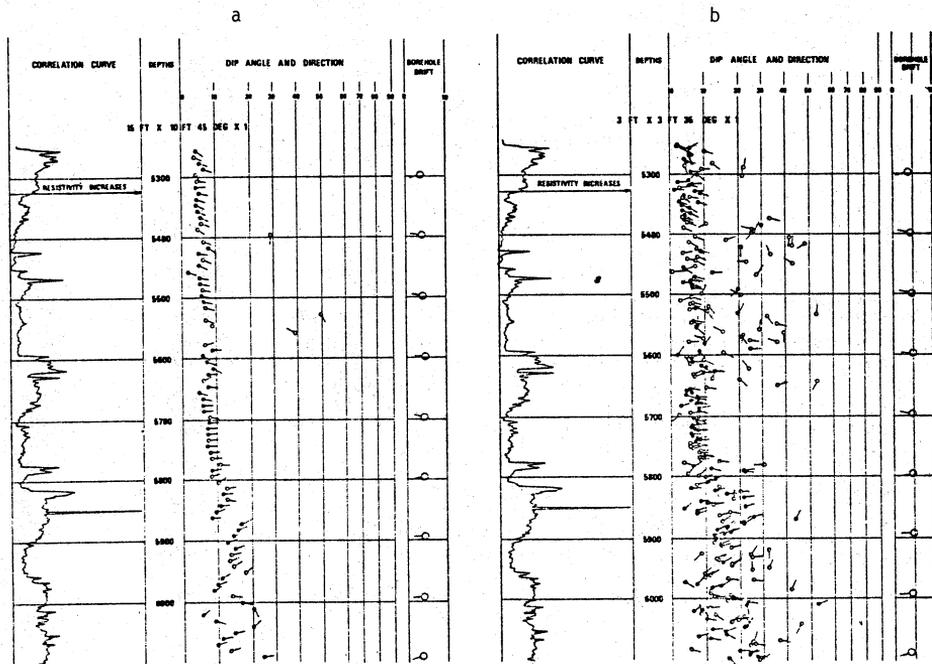


Fig. 6.3.- Ejemplo de dos registros procesados para a) longitud de correlación larga y b) longitud de correlación corta.

Cada una de las flechas representan un sólo cálculo del echado. La cola de la flecha está sobre el ángulo del echado, fig. 6.4, y la dirección de la flecha indica la dirección del echado. La calidad de la correlación se indica por las variaciones en la flecha. Los círculos oscuros indican que hubo mejor correlación.

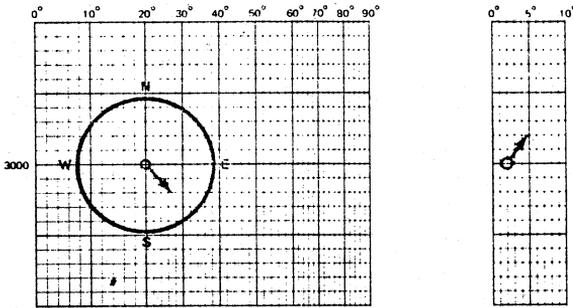


Fig. 6.4.- Ejemplo de la forma en que se presentan las flechas en el registro. El ángulo de echado es de 20° a 3000 pies con dirección S40E. El ángulo de inclinación del agujero es de 2° hacia N45E.

El siguiente parámetro que se busca es el intervalo de investigación o ángulo. Este es el mayor ángulo de echado aparente que puede buscar el programa. Por ejemplo, en un pozo de 8 pulgadas de diámetro (4 pulgadas de radio) un ángulo de 45° limitaría el intervalo buscado a 4 pulgadas. Esto significa que los datos de resistividad podrían desplazarse como máximo 4 pulgadas hacia arriba o hacia abajo para poder obtener mejor la correlación. Capas con echado aparente mayor que el ángulo buscado se ignoran. Por ejemplo, si se tiene un agujero con desviación de 50° y se usa un ángulo de investigación de 35°; las capas que son horizontales se ignorarán por el programa.

La distancia entre los cálculos de los echados es el siguiente paso. Un brinco de cinco pies significa que se tendrá una flecha cada 5 pies. Usualmente la longitud del brinco se considera que sea la mitad de la longitud de correlación. Esto asegura que las curvas no se superpongan. La fig. 6.3a muestra los cálculos para una longitud de correlación de 15 pies, un brinco de 10 pies y un ángulo de búsqueda de 45°. La fig. 6.3b, muestra el mismo intervalo con parámetros de 3 pies, 3 pies y 35° respectivamente.

La selección del ángulo de búsqueda, la longitud de correlación y salto, influyen significativamente en el tiempo de cómputo y por supuesto en el costo. Por ejemplo, con una correlación de 15 pies de longitud en un agujero de 8 pulgadas, el número de multiplicaciones para obtener una correlación de los datos de resistividad es de alrededor de 110,000. Si el ángulo de búsqueda se incrementa a 60° las multiplicaciones aumentan a 190,000 y si se aumenta a 70° las multiplicaciones serán del orden de 300,000. Ahora si se realiza este proceso cada 8 pies sobre una longitud de pozo de 10,000 pies, el número de operaciones es enorme, de ahí la necesidad de buscar los parámetros exactos.

En resumen, las longitudes de correlación largas, de 10 a 12 pies, se utilizan para delinear características estructurales tales como echados estructurales. Longitudes de correlación cortas, de 1 a 3 pies, se ocupan en estudios de características estratigráficas tales como, barreras, lentes, canales, etc.

Para poder hacer una interpretación de este registro se requiere de disponer de toda la información geológica del área. Se necesita hacer un trabajo a detalle para interpretar el registro. El uso de grandes cantidades de datos permite hacer aproximaciones estadísticas. El uso de gráficas de frecuencia ayuda a obtener tendencias generales. Existen métodos de interpretación que proporcionan las compañías de servicio.

La fig. 6.5 y 6.6, muestran un ejemplo de lo que puede obtenerse, en este caso, para caracterizar ambientes geológicos. La fig. 6.7 muestra un ejemplo del registro Geodip.

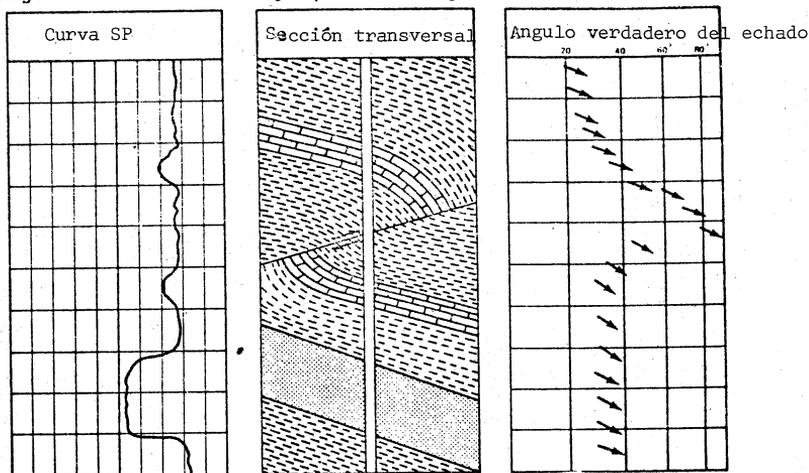


Fig. 6.5.- Ejemplo de la localización de una falla.

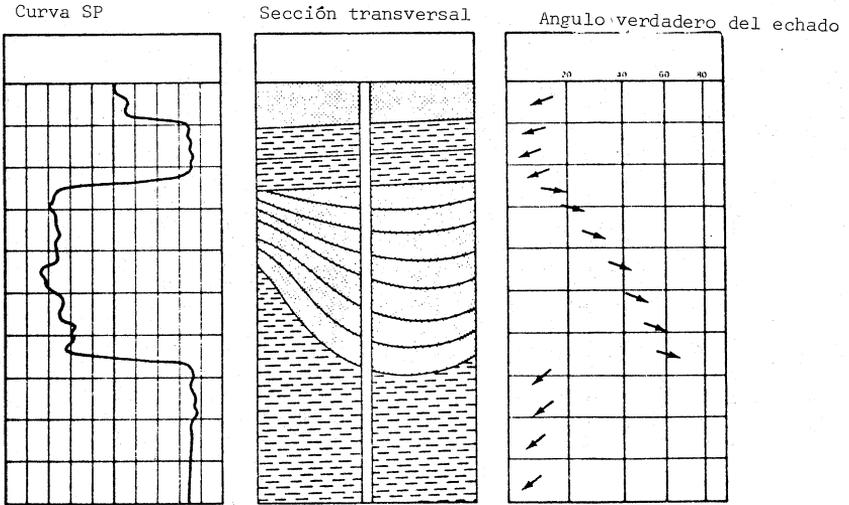


Fig. 6.6.- Ejemplo de la representación de un canal.

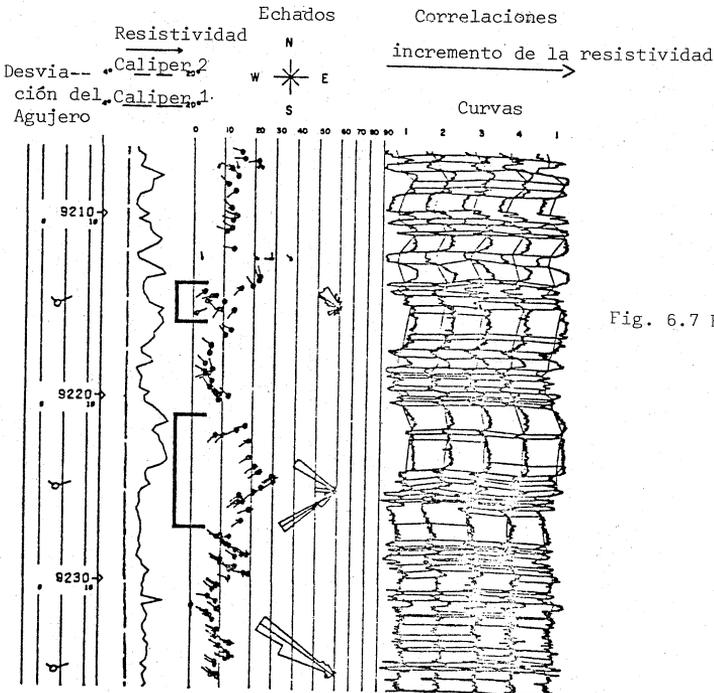


Fig. 6.7 Registro GEODIP.

Capítulo VII DETECCION DE FRACTURAS CON REGISTROS DE POZOS. (Tomado de 2)

Las fracturas son importantes en la producción de hidrocarburos ya que aumentan la permeabilidad de ciertos yacimientos que son incapaces de permitir el paso de los hidrocarburos. Las fracturas generalmente solo aumentan de 0.5 a 1.5% la porosidad del yacimiento. Esto es demasiado bajo para detectarse en los registros de porosidad convencionales. La detección de fracturas es más arte que ciencia. En lutitas es difícil de detectar fracturas. En esta sección se discutirán las fracturas en forma general, algunos medios y maneras de detectarlas así como los registros más utilizados. Debe de entenderse que ninguna de las técnicas trabajan todo el tiempo y de hecho, sólo funcionan en cierta región en particular.

1.- Fracturas (Naturales e Inducidas).- Cuando un pozo se perfora, las fracturas que se encuentran pueden ser naturales, creadas antes de la perforación o bien inducidas, creadas durante la perforación. Las fracturas naturales son a menudo de longitud corta y puede ser verticales u horizontales. Las fracturas en esta discusión se asumirán abiertas y capaces de contener fluidos. Las fracturas selladas pueden algunas veces ser detectadas, pero no tienen valor comercial. Las fracturas naturales están usualmente impregnadas con aceite si se trata de un yacimiento con aceite. La continuidad y longitud de estas fracturas dentro del yacimiento sólo se pueden adivinar. Si estas fracturas representan el volumen total del yacimiento, como muchas veces se da el caso, los cálculos o estimación del volumen del yacimiento son imposibles. La saturación de agua de estas fracturas es probablemente menor del 10%, la porosidad del orden de 1% y el número total de fracturas debe ser estimado por algunos dispositivos de registro, lo cual será difícil. Las fracturas inducidas, usualmente son verticales si están antes de los 600 metros de profundidad, y no están impregnadas de aceite. Estas fracturas pueden detectarse por núcleos. Se cree que estas fracturas solo contribuyen a la producción cuando están unidas con alguna fractura existente y unidas al sistema rocoso. En este caso es imposible evaluar el volumen del yacimiento. Lo más seguro es que las fracturas que se le lleguen a detectar sean inducidas.

2.- Detección de fracturas.- Esta discusión será mucho más teórica que aplicada debido a que algunos de los sistemas de detección son el resultado de la experiencia y no del resultado de la detección de fracturas. La distancia de penetración de las fracturas es más bien una conjetura.

La detección directa de Fracturas puede obtenerse a partir de núcleos o sistemas fotográficos. La detección de fracturas en núcleos requiere un conocimiento geológico que pueda reconocer una fractura natural de una inducida. Para detectar fracturas

por núcleos debe nuclearse toda la sección de interés. Las técnicas fotográficas requieren de una cámara y un sistema de luz en el agujero, requiere que el pozo esté limpio, agua o vacío; tiene muchas limitaciones de investigación. Muchas de estas herramientas han sido desarrolladas para pozos de agua.

La detección de fracturas a partir de Registros de Pozos se realiza con registros acústicos aunque algunas técnicas recientes utilizan mediciones de resistividad.

Los registros de amplitud acústica utilizan un sólo receptor o bien puede utilizarse el registro de cementación de agujero. La amplitud de la señal acústica transmitida es el parámetro de interés. La fig. 7.1 muestra un esquema de la sonda del registro centrada en el agujero. La señal recibida se muestra en la fig. 7.2. La altura de las ondas indica la energía de la señal recibida. La primera onda que se recibe es la onda compresional.

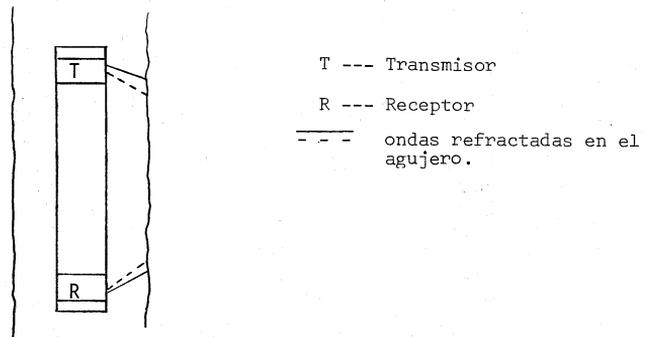


Fig. 7.1.- Esquema de la herramienta de amplitud acústica.

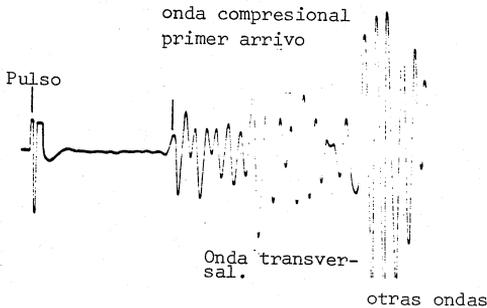


Fig. 7.2.- Señal del registro de Amplitud Acústica.

sional y después una serie de ondas las cuales incluyen la trayectoria a través del agujero y la interfase entre el agujero y la formación. Los registros de amplitud que se utilizan para la detección de fracturas miden ondas compresionales y transversales. La identificación de la onda transversal es muy difícil y por consiguiente muchas veces se debe, ya sea a la onda transversal o a las ondas Rayleigh. La onda total como se muestra en la fig. 7.2 puede ser fotografiada en película de 16 ó 35 mm. o el tren de onda se puede presentar en forma continua como una variable de densidad. (Registro VDL ó Microseismogram fig. 7.3. La señal es achatada, rotada 90° tal que los picos estén orientados perpendicularmente a la página y luego la amplitud de la onda cause en el registro líneas más oscuras, cuando la amplitud es muy alta. Cuando la amplitud es muy baja presenta líneas muy claras.

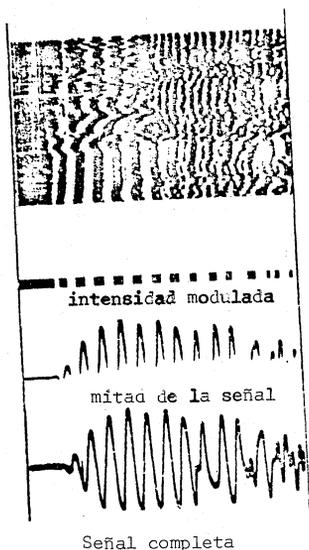


Fig. 7.3. Ejemplo de un registro de Densidad Variable (VDL)

Los registros de amplitud acústica usualmente graban la amplitud de cierta parte del tren de ondas acústicas y algunas veces se acompañan del display de densidad.

Las ondas acústicas son atenuadas por fracturas. Un cambio en la densidad y velocidad del sonido la roca causa una reflexión en alguna onda produciendo una pérdida de energía de la onda que cruza la fractura. Así la cantidad de energía que está siendo recibida por el receptor se reduce cuando se encuentra una fractura. La fig. 7.4 muestra el resultado de algunas medidas de laboratorio de la reducción de las ondas compresionales y cortantes en una fractura. A_f/A_o es la relación de la amplitud a través de una fractura entre la amplitud sin fractura. La onda compresional muestra pocas variaciones con el ángulo de fractura arriba de los 70°. Las ondas cortantes muestran un marcado incremento en la reducción de la amplitud a 60°. Después de los 70° las ondas muestran una marcada reducción en su habilidad para detectar fracturas. Esta probabilidad se debe a que las ondas no cruzan la fractura, pero se propagan a lo largo de planos de capas adyacentes. Esto significa que en un agujero será difícil detectar fracturas que están inclinadas más de 70°.

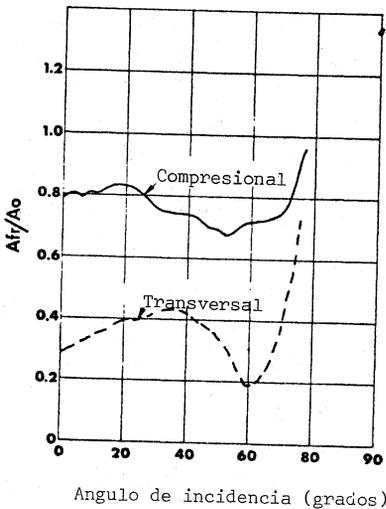


Fig. 7.4.- Reducción de la amplitud de una onda acústica como función de fracturas.

La reducción de la onda acústica por si misma no es un indicador de la presencia de fracturas. La amplitud acústica se reduce en capas de lutita, cambios bruscos de litología, algunas veces en zonas con gas y cuando la porosidad se incrementa. El registro de amplitud acústica se utiliza en conjunción con el registro de velocidad acústica para poder identificar cambios en la porosidad, litología y capas de lutitas. El único indicador de la existencia de una fractura es cuando la amplitud se reduce significativamente y el tiempo de tránsito no varía. La fig. 7.5 muestra un ejemplo.

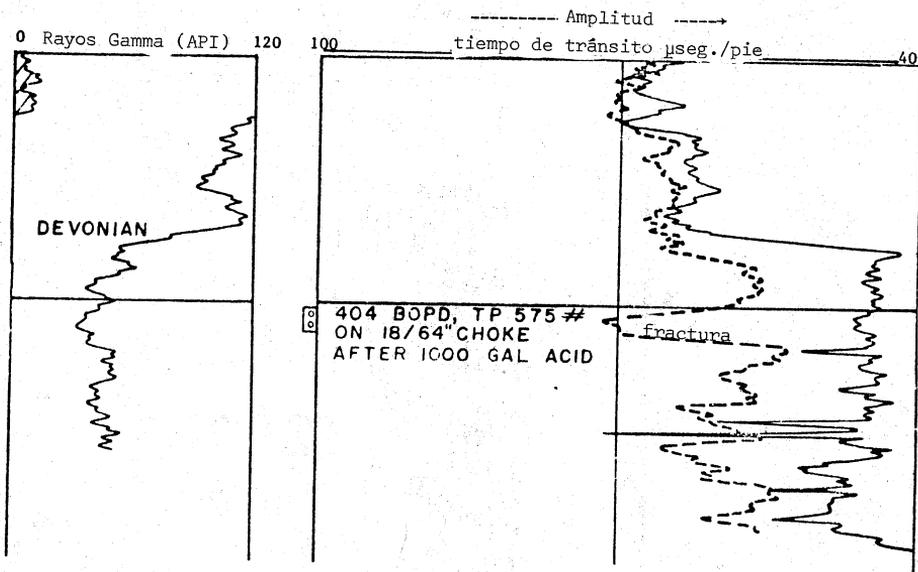


Fig. 7.5.- Localización de fracturas a partir del registro de amplitud acústica y el de tiempo de tránsito.

Estos patrones de interferencia se crean por ondas reflejadas alejados de la fractura con las ondas transmitidas. Mientras una variación de alta frecuencia en el registro. La fig. 7.6 muestra la interferencia en un caso ideal de la caliza homogénea. En formaciones que no son homogéneas esta interferencia es difícil de ver.

Las fracturas en el Registro de Densidad Variable, pueden detectarse como una reducción en la amplitud debido a la claridad de las trazas o por algún patrón de interferencia notoria.

El televisor de pared (televiwer) es un dispositivo acústico que crea una imagen en los lados del agujero. Un pulso acústico se envía hacia la pared de pozo, el reflejo se detecta al mismo tiempo que el transmisor y receptor rotan. La fotografía tiene como referencia el norte magnético y se presenta como una imagen continua en la fig. 7.6. Las fracturas y otras irregularidades muestran manchas negras. Si la capa es inclinada la imagen mostrará una onda senoidal. Las fracturas se muestran en 119 y 128 en el registro de la fig. 7.6. Debajo de 130 puede ser una fractura o capa de lutita que no tiene echado.

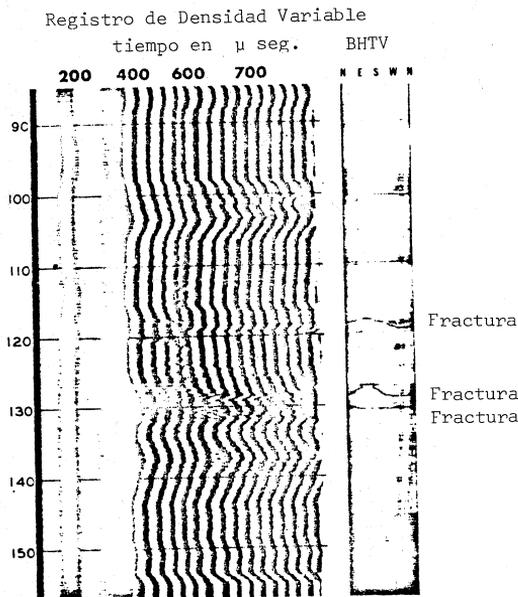


Fig. 7.6.- Registro de Densidad Variable (VAL) y televisor de pared (BHTV) mostrando fracturas.

Una herramienta que puede localizar de una manera muy cualitativa las fracturas es el registro de calibración de agujero, cuando presenta picos o rugosidad. Este método requiere confirmación de otros registros. Con los registros de Neutrón y Densidad es casi imposible detectarlas debido a que éstas solo producen un incremento en la porosidad del 1 a 1.5%.

Con los registros de resistividad, la propiedad medida reduce grandemente su valor cuando la corriente fluye paralela a la fractura. Si la corriente es perpendicular los efectos son insignificantes. El uso del registro de inducción, es pobre debido a que la corriente no fluye paralela a la capa. Los Laterolog y microenfocados son los más influenciados por las fracturas. Debe de tenerse cierta precaución cuando se utilizan estos registros. El lodo juega un importante papel. Si el lodo es dulce y la formación impermeable, la tabla 1 mostrará que no es posible ver una reducción en la resistividad. Si el lodo es salado será posible ver la fractura.

Tabla I. Efecto de las fracturas (idealizadas) en resistividad.

| ϕ (%) | Resistividad (aproximada) | | |
|------------|---------------------------|--|---------------------------------------|
| | Sin fractura | Fractura llenada con agua de formación | Fractura llenada con filtrado de lodo |
| 5 | 8 | 0.5 | 5 |
| 10 | 2 | 0.3 | 2+ |
| 15 | 0.9 | 0.2 | 2- |

Rw = .02 Rmf = .2 todos los cálculos son aproximados.

Capítulo VIII Registros Procesados en el Pozo.
(tomado de 1)

Los registros procesados en el pozo a menudo se les llama como, registros rápidos o 'Quick Look'. Son curvas diseñadas para most trar directamente la presencia de hidrocarburos. Su principal uso es marcar intervalos para realizar pruebas o tomar muestras y para dar una decisión rápida para seguir perforando o abandonar el pozo.

Antes de que los camiones llevaran computadoras acopladas, se utilizaban cuatro tipos de registros rápidos.

- . El registro de resistividad aparente de agua, Rwa
- . Sobreposición de porosidad
- . Sobreposición de F
- . Registro Rxo/Rt

Estas curvas se obtenían utilizando circuitos analógicos sencillos. No se hacía corrección por agujero, invasión o presencia de arcilla.

La introducción de unidades computarizadas ha ayudado a generar una gran cantidad de curvas procesadas. Los registros básicos son registrados digitalmente en la cinta. Después de obtenidas las corridas, las cintas se corren, editan, corrigen y procesan para presentarse en una gran variedad de formatos. Actualmente hay una gran variedad de presentaciones. Hay programas disponibles para interpretar arenas arcillosas, ajustar a profundidad vertical, identificar el tipo de matriz, interpretación de pruebas de formación y calcular el echado, por nombrar sólo los más importantes. Una gran cantidad de registros interpretados pueden estar a disposición del operador dos horas después de haber completado la operación de registros.

1.- Registro Rwa.- Es una curva utilizada para indicar directamente la presencia de hidrocarburos, determinar la resistividad del agua, Rw, y estimar la saturación de agua, Sw. La curva Rwa se obtiene continuamente considerando que Sw=1 en cualquier lugar. La relación de Archie es

poner símbolo de raíz cuadrada

$$Sw = C \sqrt{Rw/Rt} / \phi \quad \text{VIII.1}$$

Sustituyendo Sw=1 y Rwa por Rw se obtiene

$$Rwa = (\phi^2 Rt) / C^2 \quad \text{VIII.2}$$

Generalmente la curva R_{wa} se registra simultáneamente junto con el registro Sónico o Densidad-Neutrón y el registro de Inducción. Los resultados se presentan en el carril izquierdo. Si todas las formaciones permeables son limpias y contienen agua, el registro R_{wa} variará muy poco en aquellas zonas donde efectivamente existe agua.

Si hay una zona con hidrocarburos, R_t será mayor que si la zona fuera sólo de agua y el valor de R_{wa} será mayor que el de R_w . La saturación de agua puede estimarse directamente de la relación R_{wa}/R_w . La ecuación VIII.1 puede reescribirse como

$$S_w = C \sqrt{R_w / (\phi^2 R_t)} \quad \text{VIII.3}$$

reemplazando $(\phi^2 R_t)$ por su valor dado por la ecuación VIII.2

$$S_w = \sqrt{R_w/R_{wa}} \quad \text{VIII.4}$$

por lo tanto

| | | |
|-------------------|----------|---------------|
| Si $R_{wa} = R_w$ | entonces | $S_w = 100\%$ |
| $= 2R_w$ | | $= 70\%$ |
| $= 3R_w$ | | $= 58\%$ |
| $= 4R_w$ | | $= 50\%$ |

La curva R_{wa} puede ser escalada directamente en saturación de agua, en intervalos cortos (100 metros) donde R_w es constante. Una regla de dedo es que si $R_{wa} > 3R_w$, posiblemente el intervalo comercialmente será productor y se necesitará hacer un análisis más a detalle.

La fig. 8.1 muestra una curva R_{wa} registrada con la combinación ISF-Sónico. R_w leerá 0.05 ohm-m en la zona de agua (2). El valor crítico de R_{wa} es de 0.15 ohm-m. Las secciones con presencia de hidrocarburos se muestran en los niveles 7 y 6. En el nivel 7, $R_{wa} = 0.5$ tal que $S_w = 0.05/0.5$ ó 0.32. Las zonas delgadas por arriba y debajo de estos niveles, con R_{wa} 0.15 no contienen hidrocarburos. Ellos resultan del hecho de que el registro sónico responde a zonas delgadas más que el de inducción (.25 pies contra 5 pies).

Cuando se utiliza el registro sónico, Schlumberger utiliza la relación.

$$\phi = 0.63 (1.0 - \Delta t_{ma}/\Delta t) \quad \text{VIII.5}$$

para convertir el tiempo en tránsito a porosidad. Esto evita la necesidad de hacer corrección por compactación en arenas no consolidadas. Cuando la combinación Densidad-Neutrón se utiliza para obtener porosidad, se obtiene el promedio de las dos lecturas. En ambos casos se tolera una cierta cantidad de arcilla porque la resistividad R_t bajará su valor. Los efectos tienden a compensar los valores y S_w tendrá un valor razonable. Esto no es cierto si sólo se utiliza el registro de Densidad.

La curva R_{wa} funciona bien en zonas de porosidad media a alta y donde el tipo de matriz es completamente constante. No es apropiada en regiones de baja porosidad donde la matriz es muy variable porque los valores de la porosidad dependen de la matriz. Esto es especialmente cierto si se utiliza el registro Sónico o Densidad.

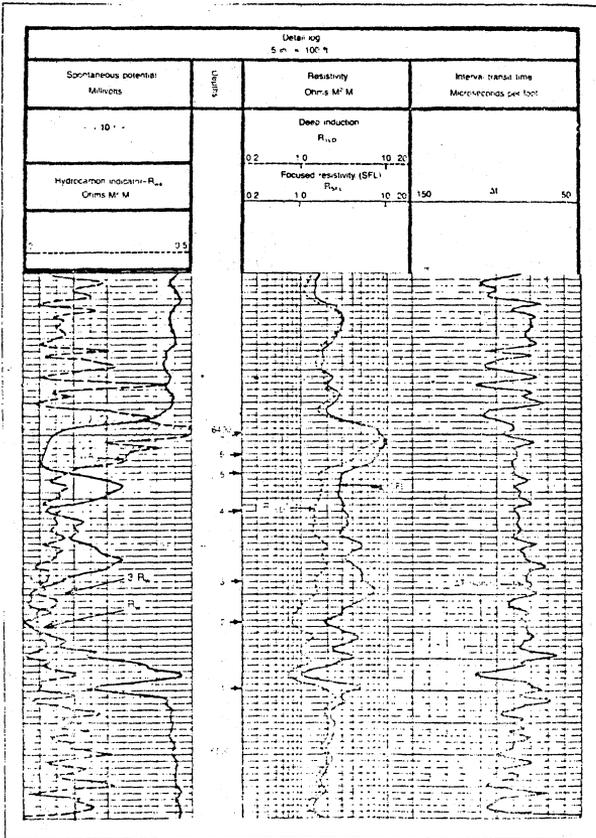


Fig. 8.1- Registro en el que se muestra una zona con hidrocarburos a partir de la curva R_{wa} .

2.- Sobreposición de porosidad.- Es la presentación de dos curvas de porosidad en el mismo carril con la misma escala. La presentación puede ser en el carril derecho si las curvas se corren simultáneamente con el registro de resistividad o en el central y derecho si se corren por separado.

La sobreposición indica visualmente de manera rápida: la matriz, lutita y efectos de hidrocarburos y porosidad. Existen tres posibles combinaciones: Densidad-Neutrón, Densidad-Sónico y Sónico-Neutrón. De éstas la Densidad-Neutrón es la más útil por muchas razones. Primero, la porosidad verdadera es muy cercana al promedio de las lecturas, es indiferente a la litología (excepto arcillosidad, anhidrita o yeso). Segundo, la litología a menudo es evidente por la posición relativa de las curvas. Tercero se detectan zonas con gas.

La fig. 8.2, ilustra los primeros dos puntos. Las capas a 14 553, 14 564, 14 650 y zonas similares son ahidritas con porosidad cero. Los niveles 14 504 y 14 680 son dolomitas de porosidad alrededor del 10%. La región de 14 570 a 14 636 pies es una caliza, ligeramente dolomitizada con porosidad alrededor del 3%. Estas interpretaciones se obtienen de la gráfica de interrelación.

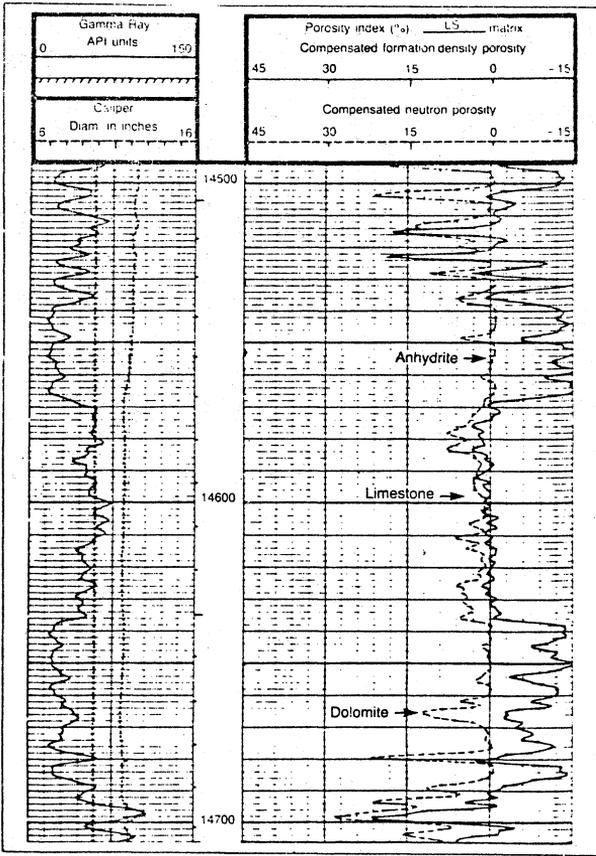


Fig. 8.2.- Ejemplo de una sobreposición de curvas de porosidad Densidad-Neutrón en la que se indican cambios de Litología.

La presencia de gas se ilustra en la fig. 8.3. La curva de porosidad Neutrón muestra un valor más bajo que la Densidad.

La presencia de lutita o arcilla tiende a eliminar el gas; la presencia de arena puede dar una falsa indicación de gas (cuando ϕ_D y ϕ_N están calibrados en caliza).

Las combinaciones Sónico-Neutrón y Sónico-Densidad no se usan comunmente. La evaluación de la porosidad es más dependiente del cambio de litología. La presencia de gas es menos visible, porque el efecto de gas en la curva sónica es impredecible.

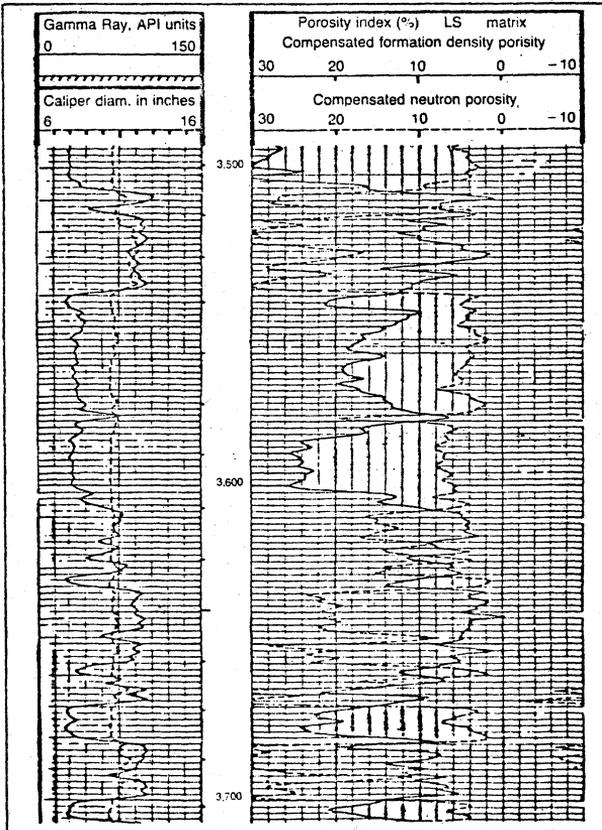


Fig. 8.3.- Registro combinado Densidad-Neutrón en el que se muestra la presencia de gas.

3.- Sobreposición de F. También conocida como sobreposición de la resistividad. Se requiere calcular el valor de R_o a partir del registro R_t (ILD o LLD). Las dos curvas pueden decir si la zona estudiada contiene agua o hidrocarburos.

El registro R_o se calcula utilizando un registro de porosidad para estimar R_w (tal vez a partir de la curva R_{wa}), suponiendo que $S_w=1$ en cualquier lugar. De la ecuación VIII.1.

$$R_o = (C/\phi)^2 R_w \quad \text{VIII.6}$$

La comparación del cálculo R_o con R_t puede dar rápidamente el valor de la saturación del agua.

$$S_w = \sqrt{R_o/R_t} \quad \text{VIII.7}$$

| | | |
|----------------|----------|---------------|
| Si $R_t = R_o$ | entonces | $S_w = 100\%$ |
| $= 2R_o$ | | $= 70\%$ |
| $= 3R_o$ | | $= 58\%$ |
| $= 4R_o$ | | $= 50\%$ |

Una zona es posible productora si $R_t > 3R_o$. En una escala logarítmica utilizada para resistividad, la relación obtenida R_t/R_o representa una separación constante entre las curvas sin tomar en cuenta las resistividades absolutas. Consecuentemente, cualquier zona donde la separación sea mayor que la distancia entre las líneas de 1.0 y 3.0 ohm-m debe de analizarse cuidadosamente. La fig. 8.4 es un ejemplo R_o se obtuvo del registro de Densidad. En A muestra una zona con hidrocarburos. Los promedios de la relación $R_t/R_o=6.4$ de tal forma que $S_w=0.4$. La zona B es agua. R_o se sobreponen a R_t .

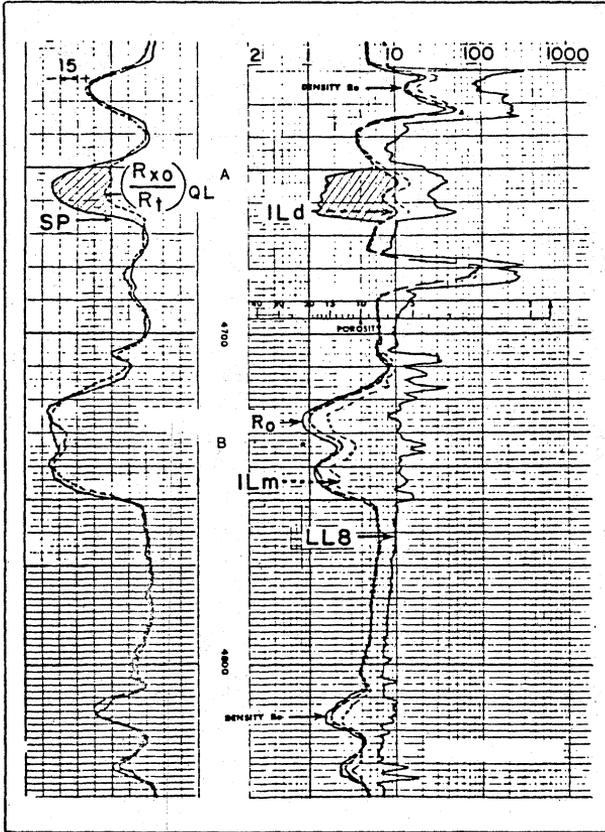


Fig. 8.4.- En el carril central y derecho se muestra un ejemplo de la curva de sobreposición de resistividad R_o . y en el carril izquierdo el registro R_{xo}/R_t .

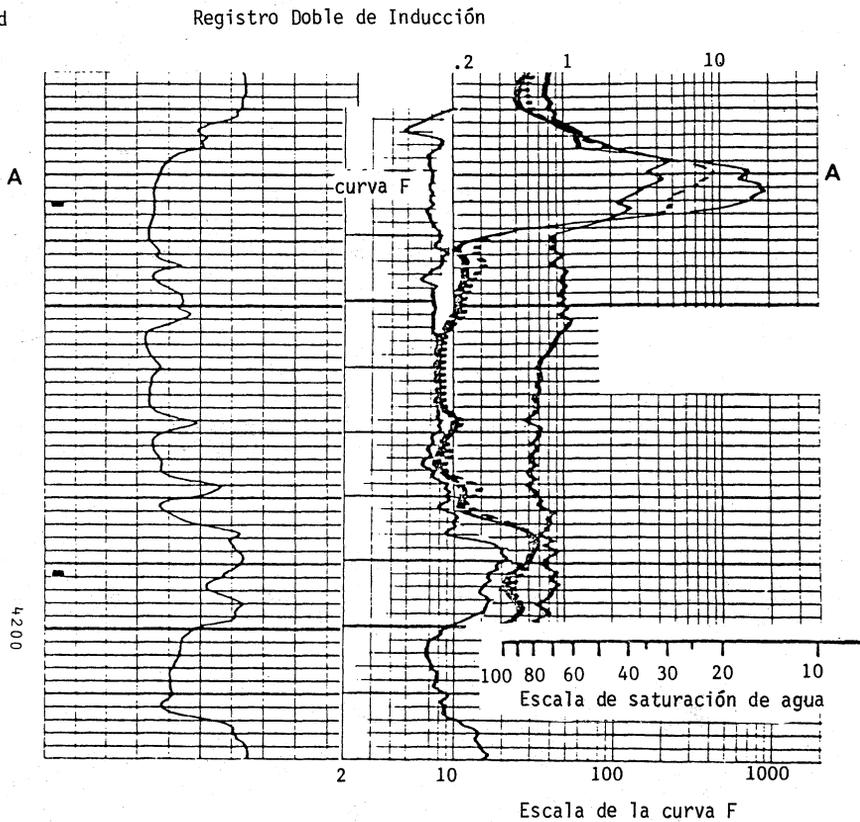
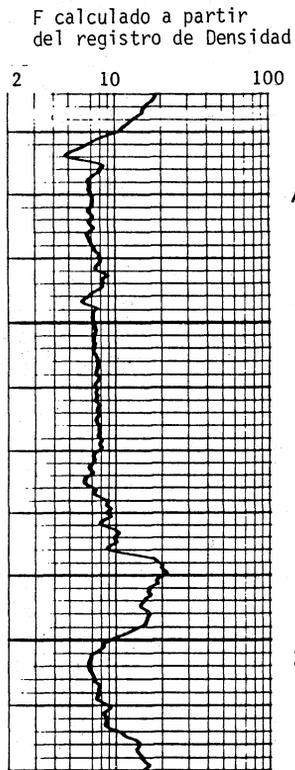
Otra forma de las curvas de sobreposición de resistividad es la curva F, que es el cálculo del Factor de Formación a partir de un registro de porosidad.

$$F = (1/\phi^2)$$

VIII.8

Por definición $F=R_o/R_w$. Cuando el valor calculado F se registra en escala logarítmica y va en el carril del registro de resistividad. Si la curva F se desplaza indica que es una zona con agua. Ejemplo Fig. 8.5

Fig. 8.5.- Ejemplo de un registro procesado con curva F.



4.- Registro R_{xo}/R_t .- Sirve para comparar el registro SP con el procesado, para indicar la presencia de hidrocarburos móviles. Es la más usada junto con la R_{wa} .

Los hidrocarburos móviles se indican por la diferencia entre la saturación de la zona lavada. S_{xo} , y de la zona vírgen S_w . Si $S_w/S_{xo}=1$ la zona producirá agua. Si $S_w/S_{xo} < 1$ la zona contendrá hidrocarburos móviles. La comparación está acompañada como sigue:

$$S_w = \sqrt{R_w/R_t} / \phi \quad \text{VIII.9}$$

$$S_{xo} = \sqrt{R_{mf}/R_{xo}} / \phi \quad \text{VIII.10}$$

dividiendo ambas ecuaciones.

$$S_w/S_{xo} = ((R_{xo}/R_t) / (R_{mf}/R_w))^{1/2} \quad \text{VIII.11}$$

La relación logarítmica R_{mf}/R_w se presenta siempre en el carril izquierdo como la curva SP.

$$SP = -K \log (R_{mf}/R_w) \quad \text{VIII.12}$$

El objetivo es comparar $\log R_{xo}/R_t$ con el SP. La relación R_{xo}/R_t se obtiene de las lecturas de resistividad someras (NC, LL8, SFL) y de la curva de inducción profunda (ILD). Un valor razonable se puede obtener si el diámetro de invasión esta entre 20 y 100 pulgadas. El cálculo que se obtiene es el siguiente:

$$SP = -K \log (R_{xo}/R_t) \quad \text{VIII.13}$$

Esta curva también se presenta en el carril izquierdo.

En zonas de agua donde $S_w/S_{xo}=1$, las relaciones R_{xo}/R_t y R_{mf}/R_w serán iguales y las curvas convergerán. En zonas con hidrocarburos móviles R_{xo}/R_t será menor que R_{mf}/R_w y las curvas divergerán.

La fig. 8.4 incluye una curva R_{xo}/R_t .

La separación entre la curva SP y R_{xo}/R_t en la zona A indica la presencia de hidrocarburos.

El método está limitado a lodos dulces donde $R_{mf} > R_w$, el procesado es sensitivo a diámetros de invasión anormales (< 20 pulgadas o > 100 pulgadas) y los valores S_w/S_{xo} no pueden estimarse fácilmente.

5.- Registro CYBERLOOK.- Es un análisis rápido que hace la compañía Schlumberger para formaciones arcillosas. Está basado en el modelo de Dos Aguas. El registro consiste de un conjunto de curvas procesadas, de las cuales las más importantes son la saturación corregida y la porosidad. El programa puede aplicarse a arenas y carbonatos.

Los datos de entrada al programa son: el registro DIL-SFL o su equivalente). Densidad, Neutrón, SP y GR. Adicionadas: el registro Sónico, para situaciones de agujero rugoso y R_{xo} para el cálculo de aceite móvil.

El procesado se realiza una vez que se han realizado todas las corridas. Se requiere especificar la matriz de calibración para obtener las porosidades de los registros Neutrón y Densidad, densidad del lodo, tamaño de barreno, densidad del fluido, temperatura en el fondo del agujero y deriva del SP.

6.- Registros procesados en oficina.- El registro Cyberlook es excelente para dar un panorama general y proporcionar un diagnóstico, pero no es recomendable para tomar decisiones finales. Donde la interpretación es débil y se desea la mayor exactitud posible y el costo del registro se justifica, lo mejor es realizar un procesado más exhaustivo. La mayoría de las compañías de servicio tienen lugares estratégicos donde se realiza el procesado por gente experimentada, los algoritmos son muy sofisticados y hay más tiempo para generar histogramas, gráficos de interrelación y seleccionar mejor los parámetros.

A continuación se presentan los programas más utilizados indicando la ecuación de saturación utilizada.

Schlumberger: Saraband (para arenas arcillosas: relación de Simandoux modificada).

Coriband (carbonatos arcillosos: relación de Simandoux).

Volan (reemplaza a las ecuaciones anteriores: relación de Dos Aguas).

Global (programa adaptable en error mínimo para arenas y carbonatos arcillosos: Combina las ecuaciones de Dos Aguas y Waxman-Smits).

Existen otras compañías como la Shell, Dresser-Atlas y Welex que tienen sus propios programas basados en las mismas relaciones.

Capítulo IX Recomendaciones para escoger Registros. (tomado de 1)

La pregunta de qué registros correr es una situación que a menudo se presenta.

Existen muchos factores que influyen en la selección del registro o registros a utilizarse: el tipo de formación, un conocimiento previo del yacimiento, tamaño y desviación del agujero, costo del tiempo de perforación y la disponibilidad del equipo.

Una estructura general para escoger los registros se enlistan en las tablas I y II.

La tabla I es para condiciones de lodo dulce ($R_{mf} > 2R_w$) y roca suave a media ($R_t < 200$ ohms-m). Estas son condiciones apropiadas para los registros de inducción.

La tabla II es para condiciones de lodo salado ($R_{mf} \approx R_w$) o roca dura ($R_t > 200$ ohm-m) y para casos donde el diámetro de la barra es grande (> 10 pulgadas) o donde la invasión es profunda. Estas son situaciones favorables para los Laterologs.

En cada uno de los tipos de pozos se listan los posibles registros a correr: Una para pozos de relleno, otra para pozos de desarrollo y una más para pozos de exploración. Para pozos de relleno, se asume que el yacimiento ya se ha delineado completamente. El principal requerimiento para un nuevo pozo es averiguar la profundidad exacta y el espesor de la zona productora de hidrocarburos. Para esta situación, se utilizan pocos registros.

La mayoría de los pozos caen en la categoría de desarrollo. Deben de correrse suficientes registros para distinguir entre gas y aceite, manejar variaciones litológicas y lidiar con la arcilla. Esto significa que hay que correr combinaciones Densidad-Neutrón para determinar porosidad, litología y presencia de gas.

Para pozos exploratorios, se deseaten toda la información acerca de la estructura, litología, porosidad y saturación de hidrocarburos. Es importante correlacionar secciones sísmicas con sismogramas sintéticos para seleccionar las mejores localidades y obtener información de la presión para optimizar la perforación.

El número de corridas que se requieren en cada caso se muestran en las tablas I y II. Para cada corrida el orden en el cual las herramientas se listan, representan la manera en que se pueden combinar en el arreglo del registro, de abajo hacia arriba de la sonda.

Las herramientas de resistividad siempre van al fondo y arriba las herramientas de porosidad, si se corren juntas. Los arreglos varían de 9 a 24 metros de longitud. Esto significa que la primera lectura de una curva dada puede variar de cualquier forma de 1 a 21 metros en el fondo del agujero. Es importante obtener todas las curvas, por lo que se recomienda siempre perforar 24 metros más abajo del objetivo deseado.

1.- Serie de registros para lodos dulces y roca de dureza media a suave.

Pozos con relleno.- El registro Sónico-Inducción es el más popular y es adecuado cuando las formaciones son bastante limpias y suficientemente compactas. Pueden correrse rápido y dan un índice a partir del método Rwa de la presencia de hidrocarburos. La fig. 9.1 es un ejemplo, con el SP y el cálculo Rwa en el carril izquierdo. Las curvas de resistividad en el carril central y el tiempo de tránsito y tensión en el carril de recho.

La curva Rwa muestra claramente una zona con hidrocarburos, de alrededor 6 pies de espesor, en el nivel F. El valor de R_w para las zonas D y G es de 0.02 ohm-m. Consecuentemente el valor de S_w en el nivel F es de 0.33. No es obvio a partir de registros decir si el hidrocarburo es gas o aceite, pero en un pozo de relleno podría conocerse de pozos productores cercanos. La otra lectura alta en la curva Rwa se presenta en las zonas A, B, C y H; son anomalías falsas originadas por el registro acústico.

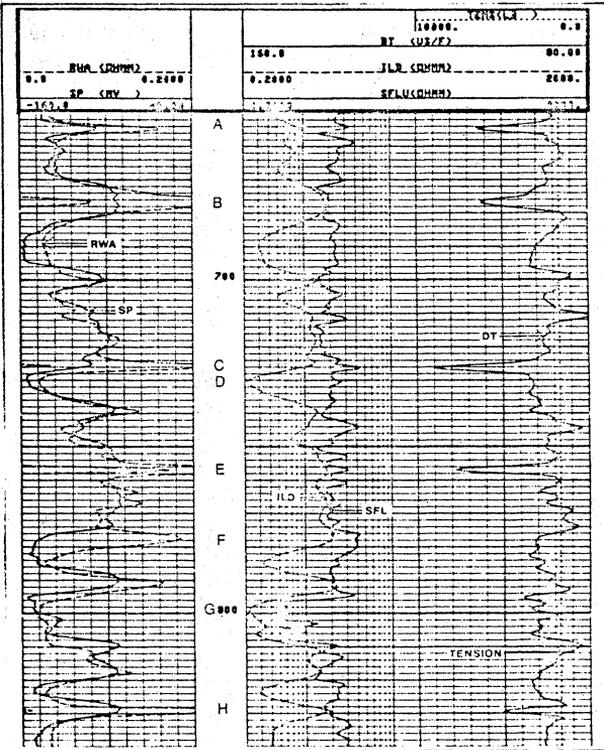


Fig. 9.1.- Ejemplo de un registro combinado Doble Inducción-Sónico.

Pozos de Desarrollo.- Para pozos de desarrollo la herramienta sónica se reemplaza por la combinación Neutrón-Densidad. Todos los registros pueden obtenerse en una corrida, pero la rapidez del registro es alrededor de tres veces más lenta que la del sónico. Las ventajas del Neutrón-Densidad es que indica presencia de gas, las variaciones litológicas son independientes de la determinación de la porosidad y la habilidad de realizar correcciones por contenido de lutita.

La fig. 9.2 es un ejemplo en el que se presentan las curvas SP, GR, R_{wa} , y $\Delta\rho$ en el carril izquierdo, las curvas de resistividad en el carril central y las curvas de porosidad en el carril derecho.

La curva R_{wa} muestra sólo un intervalo, Zona C, de 10 pies de espesor con posible presencia de hidrocarburos. La R_w es de 0.05 ohm-m (zona D), de tal forma que la saturación de agua en la zona C es de 0.35. El hidrocarburo es aceite, como lo indica la superposición de las curvas Neutrón-Densidad.

La alta porosidad de la Zona C, 24%, parece indicar que la arena es muy limpia.

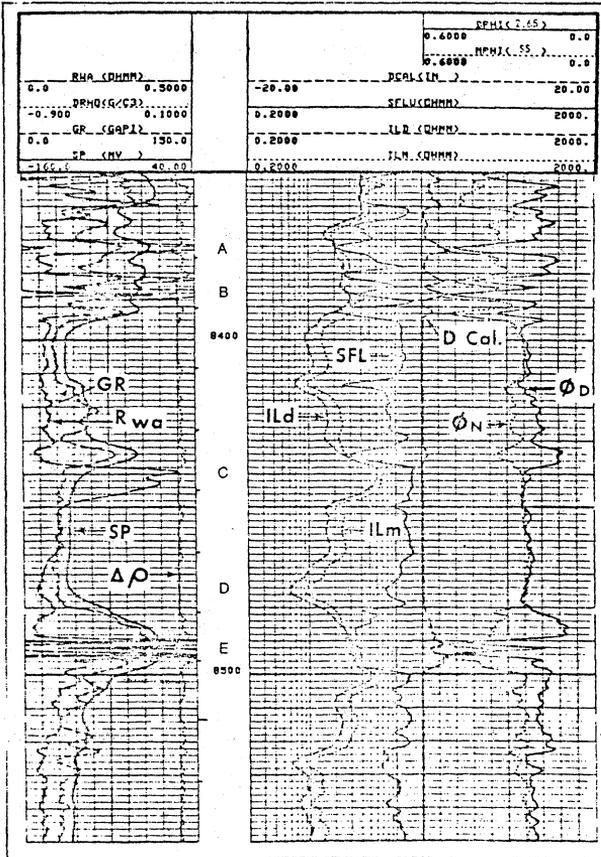


Fig. 9.2.- Ejemplo de un registro simultáneo Doble de Inducción-SFL-Densidad-Neutrón-GR en una serie de arenas-lutitas

Pozos exploratorios.- Para pozos exploratorios se requieren de dos corridas. El registro Sónico se necesita junto con el de Densidad-Neutrón para calibración de profundidades sísmicas y corrección de la porosidad para el caso de agujeros rugosos. Si

los agujeros son grandes (> 14 pulgadas) y se espera alteración de la lutita, el registro Sónico de espaciamento largo puede correrse en lugar del BHC. El registro Litodensidad es recomendable para identificar la litología, particularmente en formaciones con gas. El registro Espectral GR ayuda a identificar arcillas y a distinguir arenas radioactivas o dolomitas de lutitas. La combinación EPT-microlog permite estimar la movilidad de hidrocarburos y localizar zonas permeables. Si el espesor del enjarre es mayor de 3/8", la combinación proximidad-microlog puede sustituir al EPT-microlog. Esto requerirá de tres corridas básicas, las cuales son deseables aún con el EPT-microlog.

Corridas auxiliares como el registro de echados, el probador de Formación Múltiple, RFT, y el muestreador de pared son indispensables en este tipo de situación.

El registro de echados proporciona información estructural y estratigráfica. Los datos de presión del RFT pueden definir la continuidad del yacimiento. Las muestras de pared proporcionan información litológica y permeabilidad.

2.- Serie de Registros para roca dura y lodo salado. Se corren generalmente en zonas de baja porosidad y resistividades mayores de 200 ohm-m, como es el caso de los yacimientos de carbonatos.

Pozos de Relleno.- Se ocupa el registro sónico junto con el Laterolog-Rxo para formaciones limpias y con la litología bien conocidas. Se requieren dos corridas porque las dos herramientas o la litología es ligeramente variable de pozo a pozo, es preferible conocer los registros en la etapa de desarrollo.

Pozos de Desarrollo.- Se requiere de dos corridas, la primera es la Doble-Laterolog-Rxo y la segunda con registros de porosidad. Más tarde la combinación Litodensidad-neutrón espectral GR se recomienda en vez de Densidad-Neutrón-GR. El litodensidad es necesario para identificar la litología, particularmente carbonatos con gas. El espectral GR ayuda a distinguir dolomitas radioactivas de lutitas.

La fig. 9.3 es un ejemplo de una serie de registros corridos en una secuencia de carbonatos. El registro GR muestra que toda la sección es limpia, exceptuando las profundidades 205 y 250 pies, correlacionadas con las lecturas de densidad 2.9-2.95 gr/cc, indica que estos intervalos son de anhidritas.

Los valores de R_t están entre 1000 y 2000 ohm-m. Las relaciones RLLD/RLLs y RLLd/Rxo son de 8 y 100 respectivamente, esto

indica que $R_t = 1.3$ RLLd y que el diámetro de invasión es de 30 pulgadas. (Se utilizó el nomograma de la sección de resistividad). R_w para esta formación fue de 0.013 ohm-m y R_{mf} de 0.045 ohm-m; dando una relación $R_{mf}/R_w = 3.5$

Un cálculo rápido de la S_w se puede obtener a partir de la combinación de las ecuaciones de saturación para la zona limpia y la lavada.

$$\frac{S_w}{S_{XO}} = \left[\frac{R_w/R_c}{R_{mf}/R_{XO}} \right]^{1/2} \quad \text{IX.1}$$

Por la experiencia en la industria, se ha visto que cuando hay aceite

$$S_{XO} = S_w \quad 0.2 \quad \text{IX.2}$$

Ahora combinando estas dos ecuaciones:

$$S_w = \left[\frac{R_{XO}/R_t}{R_{mf}/R_w} \right]^{5/8} \quad \text{IX.3}$$

El valor para los datos obtenidos de la fig. 9.3 y aplicando la ecuación IX.3 se obtiene que $S_w=0.02$.

Con esto los registros de resistividad indican que toda la sección exceptuando las zonas con anhidrita tienen una alta saturación de hidrocarburos.

Los registros Densidad y Neutrón están calibrados a caliza. En los puntos medios de la sección estos registros indican que hay gas, para el caso del nivel 3,

$$\phi = \sqrt{(0.15^2 + 0.28^2)/2} = 0.22$$

La resistividad es de $1,000 \times 1.3 = 1,300$ ohm-m, aplicando la ecuación de Archie se tiene que $S_w=0.014$. Los valores obtenidos son muy bajos. Posiblemente el exponente de cementación no es el adecuado.

Entre los niveles 7 y 8 las curvas Densidad-Neutrón se superponen. Este intervalo se puede interpretar como que la caliza contiene agua. Sin embargo, existe gas arriba y debajo de la zona y no hay paquetes de lutitas, el intervalo probablemente sea una dolomita con gas. Para poder identificar esto se recomendaría que se corriera el registro de Litodensidad.

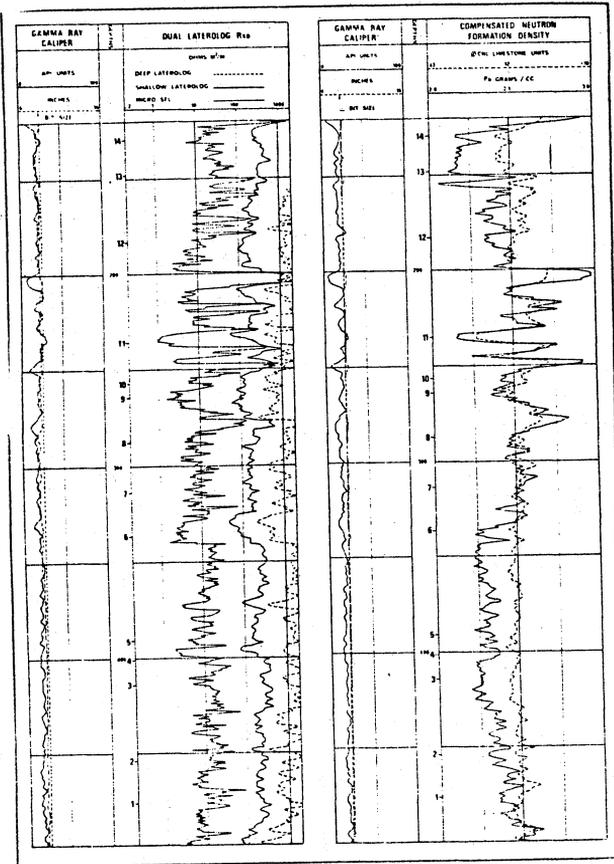


Fig. 9.3.- Combinación de registros Doble Laterolog-Rxo-Densidad Neutrón-GR en una secuencia de carbonatos.

Pozos Exploratorios.- En pozos exploratorios donde las zonas con hidrocarburos tienen una resistividad muy alta y las zonas con agua tienen baja resistividad, es recomendable correr las dos herramientas de resistividad, Laterolog e Inducción. La primera leerá valores más exactos en zonas con hidrocarburos y la segunda en zonas con agua donde se puede calcular R_w . Esto se ilustra a través de la fig. 9.4 y 9.5. En la zona A de la fig. 9.4 ILd es dos veces menor que ILD. Esto se puede indicar la presencia del Hidrocarburo. En la zona B, de la fig. 9.5 el LLd lee un valor también mayor que la ILD. Si se corre con el registro Sónico el valor R_w se puede obtener. En este tipo de pozos se recomiendan tres corridas.

En el caso de las herramientas de porosidad, se recomienda que se use el doble porosidad compensada con el litodensidad y el espectral GR, ya que se puede obtener un valor más acertado si existen carbonatos dolomitizados. El registro sónico es importante para tener información sobre la porosidad secundaria, así como para la prospección sísmica.

Otras corridas se pueden hacer es el registro de echados, el probador de formación múltiple y el muestreador de pared.

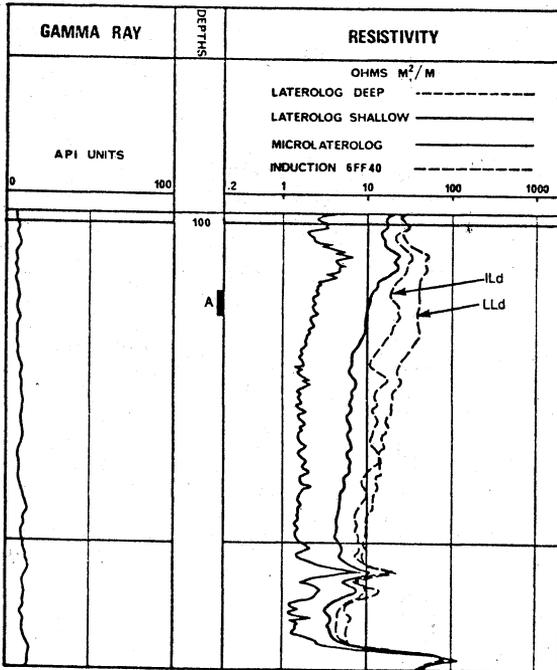


Fig. 9.4.- Ejemplo de un registro Laterolog mostrando la resistividad correcta en una zona con hidrocarburos.

3.- Situaciones Especiales.

Hay dos situaciones que algunas veces cambian la selección de los registros: cuando se utiliza lodo base aceite y cuando las formaciones tienen minerales pesados.

Lodos base aceite. - Lodos base aceite o de emulsión inversa se usan en algunas áreas para aumentar la eficiencia de la perforación y para mantener buenas condiciones en el agujero, particularmente en zonas arcillosas y con altas temperaturas. Estos lodos no son conductivos limitando el uso únicamente al registro de Inducción. Tienen la ventaja de que las correcciones por agujero e invasión son mínimas con este tipo de lodo.

Los registros Densidad, Neutrón y Sónico funcionan bien excepto el registro de Propagación Electromagnético.

Minerales Pesados. - La pirita (FeS_2) y Siderita (Fe_2CO_3), se han encontrado en yacimientos importantes. Cuando están presentes alteran las lecturas de resistividad. Se recomienda que se utilice el registro Laterolog por que trabaja a muy baja frecuencia.

El registro de Densidad lee altas densidades en formaciones con pirita. El registro Sónico puede ser un buen indicador de la porosidad.

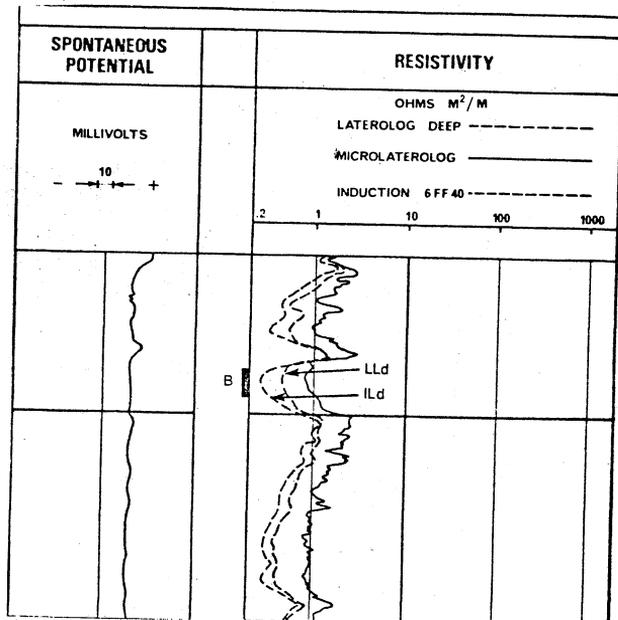


Fig. 9.5.- Ejemplo de un registro de inducción mostrando la resistividad correcta en una zona con agua.

TABLA I: REGISTROS RECOMENDADOS PARA ROCAS DE DUREZA MEDIA A SUAVE Y CON LODO DULCE.

1.- Pozos de relleno

- Una corrida:
- . Inducción SFL-Sónico
 - . 6 curvas: SP, ILd, SFL, Δt , Rwa, Tensión
 - . Se corre a 5000 pies/hr;
 - . Adecuado en formaciones limpias cuando se conoce la Litología.
 - . Inadecuado en formaciones no compactas, arcillosas y con litología variable.
 - . Mal indicador de gas.
 - . Insuficiencia para procesarse por computadora.

2.- Pozos de desarrollo

- Una corrida:
- . Doble inducción/SFL-Densidad-Neutrón-GR
 - . 10 curvas: SP, GR, ILd, ILM, SFL, ϕ_D , ϕ_N , CAL, Rwa, Tensión.
 - . Se corre a 1800 pies/hr.
 - .
 - . Excelente indicador de gas
 - . Inadecuado en pozos rugosos
 - . Suficiente para procesado en computadora en el pozo o en la oficina

Corridas adicionales: Probador de Formación múltiple, Echados o muestreador de pared.

3.- Pozos exploratorios

Corrida 1.- Doble de inducción/SFL-Sónico

Corrida 2.- Litodensidad - Neutrón-Microlog-EPT-Espectral GR.

- . Corrida 1. a 5 000 pies/hr.
 - . 6 curvas: SP, ILd, ILM, SFL, Δt , Rwa.
- . Corrida 2. a 1 800 pies/hr
 - . 12 curvas: CAL, GR, U, Th, K, Pe, ϕ_D , ϕ_N , ϕ_{ep} , MINV, MNOR, Tensión.
- . Excelente indicador de gas
- . Determinación de aceite móvil
- . Calibración de profundidades sísmicas
- . Datos completos para un procesado por computadora.

Corrida 3.- Echados

Corrida 4.- Probador de Formación Múltiple

Corrida 5.- Muestreador de pared.

TABLA II.- REGISTROS RECOMENDADOS PARA ROCAS DURAS Y LODO SALADOS.

1.- Pozos de relleno

- Corrida 1. Doble Laterolog-Rxo
Corrida 2. Sónico-Rayos Gamma
- . Corrida 1: 5 000 pies/hr
5 curvas: SP, LLd, LLs, MSFL, CAL.
 - . Corrida 2: 1 800 pies/hr.
2 curvas GR, Δt
 - . Adecuado cuando la Litología es bien conocida.
 - . Inadecuado en litología variable
 - . Determinación de aceite móvil
 - . No indica presencia de gas
 - . Insuficiente para procesado por computadora.

2.- Pozos de desarrollo

- Corrida 1. Doble Laterolog-Rxo
Corrida 2. Litodensidad-Neutrón-Espectral GR
- . Corrida 1: 5 000 pies/hr
5 curvas: SP, LLd, LLs, MSFL, CAL
 - . Corrida 2: 1 800 pies/hr.
9 curvas: CAL, GR, U, Th, K, Pe ϕ_D , ϕ_N , Tensión.
 - . Buena determinación de litología
 - . Determinación de aceite móvil
 - . Excelente indicador de gas
 - . Inadecuado en pozos rugosos
 - . Permite hacer interpretación en el pozo y oficina

Corridas adicionales: Probador de Formación Múltiple, Echa dos, muestreador de pared.

3.- Pozos exploratorios

- Corrida 1. Doble Laterolog-Rxo
Corrida 2. Doble de inducción SFL-Sónico
Corrida 3. Litodensidad-Neutrón-Espectral GR
- . Corrida 1: 5000 pies/hr
5 curvas: SP, LLd, LLs, MSFL, CAL
 - . Corrida 2: 5 curvas: SP, ILd, ILM, SFL, Δt
 - . Corrida 3: 1 800 pies/hr
9 curvas: CAL, GR, U, Th, K, Pe, ϕ_D , ϕ_N , Tensión.

- . Cálculo de aceite móvil y porosidad secundaria.
- . Excelente indicador de gas
- . Calibración de profundidades sísmicas
- . Permite el cálculo en el pozo y oficina.

Corrida 4: Echados

Corrida 5: Probador de Formación múltiple

Corrida 6: Muestreador de pared.

A.- B I B L I O G R A F I A

- 1.- Dewan, J.T., 1983, Essentials of Modern Open-Hole Log -- Interpretation. PennWell Books Publishing Co. Tulsa - -- Oklahoma.
- 2.- Hilchie D.W., 1980, Applied Openhole Log Interpretation, IED Exploration Institute, Inc., Tulsa Oklahoma.
3. Schlumberger, 1968, 1969, 1972, 1979, 1984, Log Interpretation Charts.

B.- BIBLIOGRAFIA COMPLEMENTARIA

- 4.- Pirson, S.J., 1963, Handbook of Well Log Analysis, Prentice Hall Inc. Englewood Cliffs, N.J.
- 5.- Hallenburg, J.K., 1984, Geophysical Logging for Mineral and Engineering Applications, Penn Well Books, Tulsa, - Oklahoma.
- 6.- Merkel, R.H., 1979, Well Log Formation Evaluation, AAPG, Course note series #14, the AAPG Bookstore, Tulsa, - -- Oklahoma.
- 7.- Gómez, R.O., 1975, Registros de Pozos, México, D.F.
- 8.- Schlumberger, 1972, Log interpretation, Vol. 1, Documento.
- 9.- Schlumberger, 1974, Log interpretarion, Vol. II, Documento.
- 10.- Dresser Atlas, 1979, Log Interpretation Charts, Documento.
- 11.- SPE Reprint Series, 1971, Well Logging No. 1, Documento.
- 12.- Asquith, G.B., 1980, Log Analysis by Microcomputer, the petroleum Publishing Co., Tulsa Oklahoma.
- 13.- Schlumberger, 1984, EVALUACION DE FORMACIONES EN MEXICO, Congreso de la WEC México.
- 14.- Dakhnov, V.N., 1962, Geophysical Well Logging. Quartely of the Colorado School of Mines. Golden Colorado.
- 15.- The log Analysts, revista bimensual de la SPWLA.

- 16.- Transactions SPWLA.
- 17.- Reprint series SPWLA.
 - Acoustic Logging 1978
 - Gamma Ray, Neutron, and Density Logging (1978)
 - Pulsed Neutron Logging (1978)
 - Glossary of Terms and Expressions Used in Well Logging (1975)
 - Art of Anciet log interpretation 1979.
 - Shaly Sand (1982)
 - Geothermal log Interpretation Handbook (1982).
- 18.- Welx, Interpretation Charts, Documento
- 19.- Arroyo C.F., 1984 Apuntes de la Asignatura Registros -- Geofísicos de Pozos, F.I., UNAM en proceso de terminación.
- 20.- Hilchie, D.W., 1979, old Electrical Log Interpretation, Ed. D.W. Hilchie Inc, Golden Colorado.
- 21.- Pirson, S.J., 1981, Geologic Well log Analysis, Gulf -- Publishing Co. Houston.
- 22.- Lynch, 1963, Formation Evaluation, Ed. Harper.
- 23.- Revistas
 - Journal of Geophysical research
 - Journal of Petroleum technology
 - Society of Petroleum Engineer
 - The oil and gas Journal
 - Petróleo interamericano
 - Geophysical Prospecting
 - Geophysics.

