

24/41



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTONOMA DE MEXICO
FACULTAD DE INGENIERIA

"AUTOMATIZACION DE METODOS CUANTITATIVOS
DE INTERPRETACION DE REGISTROS GEOFISICOS
PARA LA EVALUACION DE FORMACIONES."

T E S I S

Que para obtener el Título de

INGENIERO PETROLERO

P r e s e n t a

José Manuel Salazar Vior

1 9 8 4



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

CONTENIDO

CAPITULO I.- <u>INTRODUCCION</u>	1
CAPITULO II.- <u>METODOS DE ANALISIS PARA LA INTERPRETACION CUAN - TITATIVA DE REGISTROS GEOFISICOS</u>	3
-Método de Comparación de Rwa.....	3
-Método de Comparación de Fr/Fs.....	7
-Método de Archie.....	9
-Método de las Montanas Rocallosas.....	13
-Método de Rxo/Rt.....	19
-Método de Aguilera.....	21
-Método de Gráficas Cruzadas.....	31
-Método de Lito-porosidad.....	34
-Método de Poupon.....	44
CAPITULO III.- <u>PROGRAMAS Y DIAGRAMAS DE FLUJOS DE LOS METODOS - DE INTERPRETACION</u>	48
-Introducción.....	48
-Generalizaciones.....	48
-Programa 1. Método de Comparación de Rwa.....	50
-Programa 2. Método de Comparación de Fr/Fs.....	54
-Programa 3. Método de Archie.....	58
-Programa 4. Método de la Montanas Rocallosas.....	61
-Programa 5. Método de Rxo/Rt.....	63
-Programa 6. Método de Aguilera.....	65
-Programa 7. Método de Lito-porosidad.....	71
CAPITULO IV.- <u>APLICACION DE LOS METODOS AL POZO KU-407</u>	78
-Introducción.....	78
-Determinación de la litología y porosidad.....	78
Determinación de la Saturación de Agua.....	85
CAPITULO V .- <u>CONCLUSIONES</u>	91
<u>APENDICE I</u>	93
<u>REFERENCIAS</u>	94

CAPITULO I.- INTRODUCCION.

Antes de analizar los métodos aquí expuestos debemos de preguntarnos; ¿Qué son el aceite y el gas? El aceite y el gas son restos de materia orgánica reducida por descomposición a un estado en que el carbono y el hidrógeno son los principales elementos.

Estos elementos se combinan en gran variedad de maneras para formar moléculas de sustancias conocidas como son los hidrocarburos. La característica que distingue a las moléculas de los diferentes hidrocarburos es el número de átomos de carbono que contiene.

Las acumulaciones de aceite y gas ocurren en depósitos subterráneos formados por características estructurales, estratigráficas o ambas que dan origen a los hidrocarburos y presentan las siguientes condiciones:

- (1) Rocas Generadoras que den origen a los hidrocarburos.
- (2) Una roca almacenadora suficientemente porosa e impermeable, a la cual puedan migrar los hidrocarburos y,
- (3) Una trampa en algún lugar de la capa almacenadora, para que queden almacenados los hidrocarburos.

Generalmente, estas acumulaciones se presentan en estratos constituidos por: Arenas, Areniscas, Calizas y Dolomitas con aberturas intergranulares o espacios vacíos debidos a efectos como: fracturas y efectos de soluciones.

Existen varios métodos para determinar si existe o no, una estructura capaz de contener aceite o gas, entre ellos:

- (1) Sondeos Estructurales
- (2) Exploración Sismológica
- (3) Exploración Gravimétrica.

Aunque ninguno de ellos prueba en forma directa la presencia de un yacimiento de hidrocarburos.

Para 1953, el aceite era la principal fuente de energía en el mundo y el gas natural también lo era pero a menor escala. Al principio el gas natural que se producía junto con el aceite, era un producto indeseable pero su uso se ha incrementado rápidamente como fuente de energía.

El aceite y el gas son también la materia prima básica para la manufactura de muchos productos químicos y plásticos como: parafinas, hules, impermeabilizantes, gasolinas, etc...

La perforación de un pozo petrolero es el único medio por el cuál se puede comunicar un yacimiento con la superficie y único conducto por el que un yacimiento puede ser explotado. Un yacimiento es aquella parte de una trampa que contiene aceite, gas o ambos como un sistema hidráulico conectado.

Una explotación más racional y eficiente puede realizarse si el yacimiento que se explota es caracterizado correctamente; los registros geofísicos son una herramienta muy importante que ayudan a la caracterización de un yacimiento, pues nos ayudan a hacer correlaciones y estudios estratigráficos, así como a evaluar cualitativa y cuantitativamente formaciones con hidrocarburos y determinar la litología existente en cada intervalo estudiado.

La evaluación de formaciones y determinación de litología son de capital importancia al querer poner un pozo a producción, terminarlo, pues nos ayudará en seleccionar el intervalo que tendrá las condiciones óptimas de una formación estudiada, y consecuentemente no realizar operaciones de terminación inadecuada, que sabemos que son muy costosas.

En el capítulo II de este trabajo, se exponen las técnicas que ayudan a la determinación de la existencia de hidrocarburos como: el Método de Fr/Fs Método de Rxo/Rt, y otros que además de determinar la existencia de hidrocarburos, los cuantifican como los métodos: de Comparación de Rwa, de Archie, Montañas Rocallosas y Aguilera.

También en este capítulo se presentan técnicas que ayudan a determinar la litología existente en las formaciones entre ellos tenemos los métodos: de Gráficas Cruzadas, Lito-porosidad, y Poupon.

Debido al advenimiento de nuevas calculadoras y computadoras, las cuáles pueden economizar tiempo y simplificar el trabajo en la interpretación, en el capítulo III se presentan programas realizados en una calculadora Hewlett Packard HP-97 y sus diagramas de flujo respectivos, acompañados de una explicación breve para su uso, esto para cada uno de los métodos.

En el capítulo IV se hace una aplicación de algunos de los métodos al pozo KU - 407, localizado en la sonda de Campeche.

En el capítulo V se hacen las conclusiones de la información obtenida en el capítulo IV, y de los métodos expuestos; Y en el capítulo VI se expone la manera de manipular una matriz que se utiliza en la aplicación.

CAPITULO II.- METODOS DE ANALISIS PARA LA INTERPRETACION CUANTITATIVA DE REGISTROS GEOFISICOS.

1.- METODO DE COMPARACION DE R_{wa} PARA EL CALCULO DE S_w .

TEORIA GENERAL DEL METODO.

La resistividad del agua de formación aparente, R_{wa} , se calcula para todos los intervalos permeables usando datos de resistividad y porosidad.

Los intervalos con existencia de hidrocarburos son caracterizados -- por tener altos valores de R_{wa} .

OBTENCION DE LA SATURACION DE AGUA, S_w .

La ecuación básica para calcular la saturación de agua, S_w , en arenas limpias mojadas por agua y porosidad del tipo intergranular es la ecuación de Archie:

$$S_w^2 = \frac{F R_w}{R_t} \quad \text{----- (1)}$$

Donde, F = Factor de resistividad de la formación,

$$F = \frac{R_o}{R_w} \quad ; \quad F = \frac{a}{\phi^m} \quad ; \quad F = \frac{0.62}{\phi^{2.15}}$$

R_o = Resistividad de una muestra saturada 100% con agua de formación.

R_t = Resistividad verdadera de la formación.

R_w = Resistividad del agua de formación.

S_w = Saturación de agua de formación.

ϕ = Porosidad.

m = Factor de cementación. (1.3 ~~4~~ m ~~2.2~~)

a = 1 para Archie, e igual a 0.62 para Humble.

Para zonas con saturación de agua de 100% la ecuación (1) se convierte en:

$$R_w = \frac{R_t}{F} \quad \text{----- (2)}$$

La resistividad del agua de formación, R_w , se reemplaza por la resistividad del agua de formación aparente, R_{wa} , pues el valor de R_w será ficticio para arenas con impregnación de hidrocarburos, donde la saturación de agua es de 100%, por lo que tenemos que la ecuación (2) se convierte en:

$$R_{wa} = \frac{R_t}{F} \quad \text{----- (3)}$$

$$R_{wa} = \frac{R_t \phi^{2.15}}{0.62} \quad \text{-----} \quad (4)$$

$$R_{wa} = R_t \phi^m \quad \text{-----} \quad (5)$$

R_{wa}=Resistividad del agua de formación aparente.

Después de calcular las R_{wa}'s para los diferentes intervalos considerados, se calcula las S_w's existentes en ellos mediante las siguientes ecuaciones:

De la ecuación (3) tenemos:

$$\frac{I}{R_{wa}} = \frac{F}{R_t} \quad \text{-----} \quad (6)$$

Y substituyendo la ecuación (4) en (1):

$$S_w^2 = \frac{R_w}{R_{wa}} \quad \text{-----} \quad (7)$$

$$S_w = \sqrt{\frac{R_w}{R_{wa}}} \quad \text{-----} \quad (8)$$

En el cálculo de una serie de zonas, generalmente una zona es de agua. Por lo tanto la R_{wa} calculada con las ecuaciones (3), (4) y (5) tendrá un valor bajo en la zona de agua, y se considera este valor bajo de R_{wa} como la verdadera R_w.

OBTENCION DE R_t EN ZONAS NO ALTERADAS.

Los valores de R_t, resistividad verdadera de la formación, pueden ser obtenidos de registros de investigación profunda, como los registros: de Inducción (IL), Eléctrico Convencional (RE), Doble enfocado (DLL).

OBTENCION DE LA POROSIDAD (φ).

Las porosidades son obtenidas generalmente de un registro de índice de porosidad: Sónico (BHC), Densidad (FDC), Neutrón (CNL).

INTERPRETACION.

Mientras mayor sea el valor de R_{wa}/R_w , mayor será la probabilidad de que existan hidrocarburos.

Para arenas limpias, los siguientes valores de R_{wa}/R_w y S_w 's son generalmente los más comunes:

<u>R_{wa}/R_w</u>	<u>S_w</u>
1	100%
2	70%
3	60%
4	50%
6	40%
10	30%

En arenas arcillosas, según estudios realizados en la Costa del Golfo, hay mayor probabilidad de producción cuando la relación de R_{wa}/R_w sea mayor que 2.

En arenas de menor porosidad que las de la Costa del Golfo la experiencia local es importante.

METODO RAPIDO PARA CALCULAR R_{wa} 's y S_w 's.

Para un cálculo rápido de las R_{wa} 's y S_w 's se usa el Programa 1, en éste se calculan las R_{wa} 's en forma automática y las S_w 's, el uso de dicho programa se explicará posteriormente.

REGLAS GENERALES.

A) Reglas para aplicar el método de comparación para la detección de hidrocarburos:

A.1) Frecuentemente la porosidad de las formaciones analizadas es mayor de 30%.

A.2) Si tenemos la existencia de formaciones con porosidad intermedia, $30\% \leq \phi \leq 20\%$, la experiencia del analista es de capital importancia.

B) La evaluación se puede llevar al cabo de la siguiente manera:

B.1) Cuando $R_{wa} > 2R_w$ debe de existir una saturación significativa de hidrocarburos en formaciones arcillosas.

B.2) Cuando $R_{wa} \geq 3R_w$ debe de existir una saturación significativa de hidrocarburos en formaciones limpias.

RECOMENDACIONES.

No se recomienda el uso de este método en formaciones con porosidad baja.

El método es más confiable cuando la resistividad del agua de formación (R_w) es conocida.

La presencia de partículas de arcilla o lutita en arenas saturadas de agua no afecta grandemente el cálculo de R_{wa} y S_w en los intervalos que se estén analizando.

2.- METODO DE COMPARACION DE Fr/Fs.

TEORIA GENERAL DEL METODO.

Este método indica zonas que contienen hidrocarburos, mediante la comparación de la relación de factores de formación para cada intervalo de arena. Un factor de formación, Fr, es calculado de los datos obtenidos de un registro de investigación somera y media. El otro factor, Fs, es calculado de los datos de un registro no afectado por el aceite residual, como el Sónico (BHC).

El aceite residual, es el aceite que queda en la vecindad de la formación una vez que ésta ha sido lavada por el lodo durante la perforación.

OBTENCION DE Fr.

El factor de formación, Fr, es calculado con la ecuación (1) ó (2).

$$Fr = \frac{R_{xo}}{R_{mf}} \quad \text{-----} \quad (1)$$

$$Fr = \frac{R_i}{R_{mf}} \quad \text{-----} \quad (2)$$

Donde, R_{xo} = Resistividad de la zona lavada, obtenido de un registro de investigación somera.

R_i = Resistividad de la zona invadida, obtenida de un registro de investigación media.

R_{mf} = Resistividad del filtrado del lodo a Temperatura de formación.

OBTENCION DE LAS RESISTIVIDADES DE LA ZONA LAVADA E INVADIDA.

La resistividad de la zona lavada, R_{xo} , se obtiene de un registro de investigación somera como: Microlateral (MLL), Microregistro convencional de resistividad (ML), Micro-esférico (MsFL).

La resistividad de la zona invadida, R_i , se obtiene de un registro de investigación media como: Eléctrico Convencional (RE), Doble Lateral (DL),

OBTENCION DE Fs.

Como el registro Sónico no es afectado por el aceite residual, los datos de porosidad obtenidos por éste registro se pueden convertir a valores de Fs con la ecuación de Archie o Humble.

$$F_s = \frac{a}{\phi^m} \quad \text{---(3)}$$

a= 1 para Archie, e igual a 0.62 para Humble.

m= 2.15 para Humble y $1.3 \leq m \leq 2.2$ para Archie.

EFEECTO DE ARCILLOSIDAD.

El efecto por arcillosidad en el espacio poroso es minimizado en el Método de Comparación Fr/Fs.

En zonas saturadas de hidrocarburos, la arcillosidad reduce el valor obtenido del registro de resistividad y por lo tanto el valor de Fr (Ecs. 1 ó 2). El efecto en el registro Sónico es incrementar ΔT y el valor de porosidad calculado, por lo que el valor de Fs se reduce (Ec. 3). De aquí que el error en el cociente de Fr/Fs es minimizado.

REGLAS GENERALES.

A) Reglas para aplicación del método:

A.1) Se usa frecuentemente en formaciones con porosidad baja, menor de 20%.

A.2) Se usa en formaciones con porosidad intermedia, 20% a 30%, en estos casos la experiencia local del analista es muy importante.

B) Reglas para la interpretación:

B.1) Cuando la relación de factores de formación, Fr/Fs, es menor que 1, la zona está saturada de agua. Teóricamente todas las formaciones con saturación de agua 100% tienen una relación de Fr/Fs < 1.

RECOMENDACIONES.

Cuando la porosidad de las formaciones analizadas es mayor que 20% ó Rmf mayor que 5Rw, es necesario verificar la interpretación del método, mediante el uso de otro, como el de Comparación Rwa.

3.- METODO DE ARCHIE PARA EL CALCULO DE Sw.

INTRODUCCION.

La utilidad del registro eléctrico para determinar características del Yacimiento es grandemente controlado por:

- 1.- La exactitud con la que la resistividad verdadera de la formación, R_t , pueda ser determinada.
- 2.- El alcance de datos detallados que relacionan las medidas de resistividad con características de la formación.
- 3.- La información disponible que se refiere a la conductividad del agua congénita o de formación.
- 4.- El conocimiento extenso de la geología que se refiera a la existencia de probables cambios de facies dentro de los horizontes dados, tanto verticales como laterales, particularmente en relación al efecto resultante de éstos en relación con las propiedades eléctricas del Yacimiento.

Hay que tener mucho cuidado en aplicar éste método en casos más complicados y recordar que las ecuaciones son empíricas, aunque bajo condiciones favorables su aplicación cae dentro de los límites de exactitud.

RESISTIVIDAD DE LAS ARENAS CUANDO SON COMPLETAMENTE SATURADAS CON SALMUERA (AGUA SALADA).

Archie llevó a cabo experimentos con muestras saturadas con salmuera, con éstos pudo determinar la resistividad de dichas muestras; los rangos de porosidad de dichas muestras oscilaron entre 10% y 40%, y los de salinidad de 20,000 a 100,000 miligramos de Cloruro de Sodio por litro. Archie encontró la siguiente relación, la cuál es válida para todos los rangos de salinidad y porosidad cubiertos:

$$R_o = F R_w \quad \text{-----} \quad (1)$$

Donde, R_o = Resistividad de la arena cuando está saturada 100%.

R_w = Resistividad de la salmuera.

F = Factor de resistividad de la formación.

Después graficó F contra permeabilidades y porosidades, y dedujo que

el factor de resistividad de la formación, F, está en función del tipo y características de la formación y que varía además con la permeabilidad y porosidad de ésta.

De las figuras 1 y 2 pudo también concluir que sólo la porosidad mantenía una relación consistente con el factor de resistividad de la formación, F, y obtener una relación empírica con la porosidad y el factor de cementación, m.

$$F = \phi^{-m} \quad \text{-----} \quad (2)$$

y sustituyendo ecuación (1) en (2), obtenemos que:

$$R_o = R_w \phi^{-m} \quad \text{-----} \quad (3)$$

Donde, ϕ = Es la porosidad expresada en fracción.

m = Exponente de cementación, que depende del tipo de formación, (ver tabla 1)

RESISTIVIDAD DE FORMACIONES CUANDO LOS POROS ESTAN SATURADOS PARCIALMENTE DE AGUA SALADA, Y CON ACEITE O GAS.

Varios investigadores han estudiado la variación de la resistividad de las arenas debido al porcentaje de agua contenido en los poros. Esto fue hecho reemplazando fluidos conductores que saturaban la formación, agua, por fluidos no conductores. La Fig. 3 muestra la relación que existe entre Sw (fracción de espacio vacío llenos con agua), e I, Índice de resistividad, en coordenadas logarítmicas.

CALCULO DE LA SATURACION DE AGUA, Sw.

Para arenas limpias no consolidadas y consolidadas el valor de n, exponente de saturación, es generalmente 2 y la ecuación para el cálculo de la saturación de agua es:

$$Sw = \sqrt{\frac{R_o}{R_t}} \quad \text{-----} \quad (4)$$

Donde, R_o = Resistividad de la formación cuando está saturada 100% con agua de formación.

R_t = Resistividad verdadera de la formación.

Y sustituyendo la ecuación (1) en la ecuación (4) quedaría:

$$S_w = \sqrt{\frac{F R_w}{R_t}} \quad \text{-----} \quad (5)$$

Donde, F = Factor de formación, se puede obtener del laboratorio, o de un registro de investigación somera con la relación R_{xo}/R_{mf} , o con las fórmulas de Archie o Humble.

R_w= Resistividad del agua de formación, se puede obtener de análisis químico de agua de formación, o del registro de Potencial Natural (SP).

R_t= Resistividad verdadera de la formación, se puede obtener de un registro de investigación profunda.

Descripción del Tipo de Roca.	Valores de m.
Rocas no consolidadas.....	1.3
Rocas muy ligeramente cementadas.....	1.4 - 1.5
Rocas ligeramente cementadas.....	1.6 - 1.7
Rocas moderadamente cementadas.....	1.8 - 1.9
Rocas altamente cementadas.....	2.0 - 2.2
El valor mínimo de m es 1.	

TABLA 1.

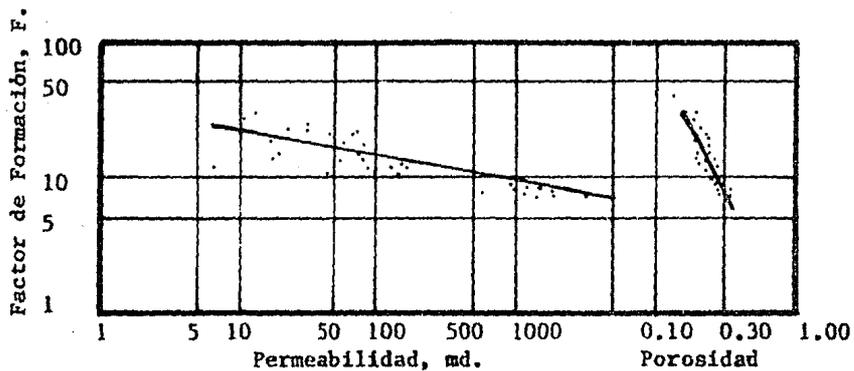


Fig. 1. Grafica de Factor de Formación contra porosidad y permeabilidad de muestras de la Costa del Golfo.

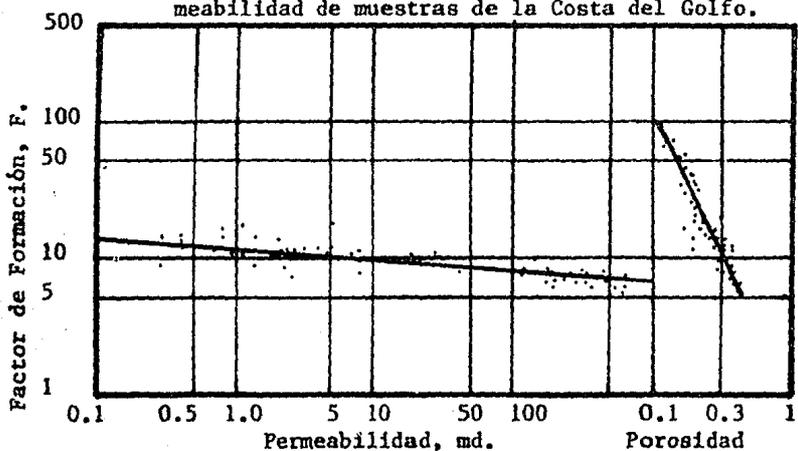


Fig. 2. Grafica de Factor de Formación contra porosidad y permeabilidad de muestras de Bellevue, La.

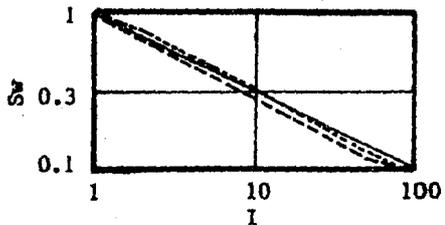


Fig. 3. Relación de S_w contra I

4.- METODO DE LAS MONTAÑAS ROCALLOSAS PARA EL CALCULO DE Sw. (TIKIER)

INTRODUCCION

Método que ayudó a la obtención de la Saturación de agua, Sw, en yacimientos localizados en las montañas Rocallosas.

El método usa exclusivamente datos obtenidos de los registros de resistividad o Potencial Natural (SP).

Se basa en la determinación de una relación empírica entre la Sw en una zona no invadida y una zona invadida, y también en la experiencia del campo relativo a la relación entre las deflexiones del SP y las resistividades del lodo y agua de formación.

FUNDAMENTOS.

La ecuación fundamental para el estudio cuantitativo de los registros eléctricos, fue dada por Archie:

$$R_t = \frac{F R_w}{S_w^2} \quad \text{----- (1)}$$

Donde, R_t = Resistividad verdadera de la formación.

R_w = Resistividad del agua de formación.

S_w = Saturación de agua.

F = Factor de resistividades de formación.

Archie también reportó que:

$$F = \frac{1}{\phi^m} \quad \text{----- (2)}$$

Donde, ϕ = Porosidad

m = Factor de cementación o porosidad.

Ahora bien, para usar estas ecuaciones es necesario determinar R_w de una muestra de agua de formación y F de un análisis de núcleos de formación.

De otra manera si la litología y la salinidad del agua se suponen ser aproximadamente constantes a través de la formación estudiada, y, si una sección de la misma formación completamente saturada con agua de formación es disponible, la siguiente relación puede ser usada:

$$S_w = \sqrt{\frac{R_o}{R_t}} \quad \text{----- (3)}$$

Donde, R_o = Resistividad de la formación cuando está saturada 100% de agua.

R_t = Resistividad verdadera de la formación.

DESARROLLO DEL METODO.

1.- En pozos perforados por el método de rotación, cuando una formación permeable es atravesada por la barrena, parte del agua o aceite presente en la formación son desplazados por el filtrado del lodo.

Esta porción de la formación es conocida como la zona invadida, y si sólo se considera esta zona la ecuación (1) se puede escribir como:

$$R_i = \frac{F R_z}{S_i^2} \quad \text{-----} \quad (4)$$

Donde, R_i = Resistividad de la zona invadida.

R_z = Resistividad de la mezcla en la zona invadida.

S_i = Saturación de la mezcla en la zona invadida.

Entonces, dividiendo la ecuación (3) entre la ecuación (1) se obtiene:

$$\frac{R_i}{R_t} = \frac{R_z S_w^2}{R_w S_i^2} \quad \text{-----} \quad (5)$$

$$\text{o, } \frac{S_w^2}{S_i^2} = \frac{R_i/R_t}{R_z/R_w} \quad \text{-----} \quad (6)$$

Se puede ver de la ecuación (5) que el factor de formación, F, ha sido eliminado.

2.- Si la litología de la formación y la resistividad de la mezcla en la zona invadida se suponen que son aproximadamente la misma a través de la formación entonces:

$$S_i^2 = \frac{R_z}{R_i} \quad \text{-----} \quad (7)$$

Donde, R_z = Resistividad de la mezcla en la zona invadida.

Para el área de las Montañas Rocallosas, muchos horizontes fueron seleccionados donde las relaciones R_o/R_t y R_z/R_i podrían ser determinados de los registros de resistividad.

Los valores correspondientes de S_w y S_i , deducidos en las ecuaciones

(3) y (7), cuando son graficados como en la fig. 1, parecen estar relacionados por la siguiente ecuación:

$$S_i = S_w^{1/2} \quad \text{-----} \quad (8)$$

Esta ecuación fue exclusivamente deducida para el área de las Montañas Rocallosas, puesto que para lugares que tienen una permeabilidad alta la relación cambia, pues ésta fue baja en esta área.

3.- Una vez que se comprobó que la S_w y S_i podían ser relacionadas por la ecuación (8), la ecuación (6) se simplificó y el valor de S_w en una zona con hidrocarburos puede entonces ser dada por:

$$S_w = \frac{R_i/R_t}{R_z/R_w} \quad \text{-----} \quad (9)$$

4.- Por definición, R_z fue llamada la resistividad de la mezcla en la zona invadida, y se mostrará posteriormente como este valor puede ser calculado.

El filtrado del lodo no es la única agua existente en la zona invadida, pues el agua de formación no puede ser completamente desplazada por el filtrado del lodo, ni tampoco hay una completa difusión entre el filtrado del lodo y el agua de formación.

Aunque si suponemos que tanto, el filtrado del lodo y el agua de formación tienen resistividades casi del mismo orden, sólo un pequeño error será hecho. Esto no es cierto cuando el filtrado del lodo tiene una resistividad mayor que el agua de formación.

Se puede suponer en este caso que la conductividad de la zona invadida es la conductividad total correspondiente al agua que se ha filtrado en los espacios porosos más la conductividad del agua de formación que se quedó en los poros. Entonces, si z es la relación de volumen de agua de formación entre el volumen total de agua contenida en los poros, entonces obtenemos que:

$$\frac{R_z}{R_w} = \frac{R_{mf}/R_w}{(1-Z) + Z R_{mf}/R_w} \quad \text{-----} \quad (10)$$

Donde, R_{mf} = Resistividad del filtrado del lodo.

R_w = Resistividad del agua de formación.

En las Montañas Rocallosas Z oscila entre 5% y 10% en la mayoría de las formaciones. Los datos obtenidos de análisis de núcleos muestran que la proporción de porosidad no efectiva tiene un valor del mismo orden. Cuando una cantidad grande de coloides se encuentra en la formación, un valor grande de Z debe utilizarse pues la porosidad no efectiva se incrementa con la cantidad de material coloidal.

De acuerdo con la ecuación (9), la determinación de la saturación de agua, S_w , requiere la determinación de R_i/R_t y R_z/R_w . La primera relación es dada por los registros de resistividad, y la segunda deducida de R_{mf}/R_w , y ésta última obtenida de la curva de SP, como se explicará posteriormente.

6.- Determinación de R_i/R_t . Se debe tomar en cuenta que los valores de R_i y R_t no son siempre dados directamente en los registros eléctricos, pero las correcciones pueden ser realizadas por medio de las curvas de corrección.

El orden de magnitud de R_i , resistividad de la zona invadida, es usualmente obtenida de una curva de resistividad con un radio de investigación medio, generalmente la normal corta es la curva que se utiliza para este propósito.

Similarmente, valores aproximados de R_t , resistividad verdadera de la formación, son usualmente determinados de una curva de resistividad con radio de investigación grande.

OBTENCION DE LA RELACION DE R_{mf}/R_w DE LA CURVA DEL SP.

La relación entre la curva del SP y la resistividad del lodo y el agua de formación ha sido estudiada extensamente, y la mayor contribución a esto han sido los experimentos de M.R.J. Willie⁽⁵⁾.

La relación entre estas variables puede ser expresada por la ecuación:

$$SSP = - K \log \frac{R_{mf}}{R_w} \quad \text{-----} \quad (11)$$

Donde, K = Factor que está en función de la Temperatura,

$$K = 60 + 0.133 (°F)$$

$$K = 64 + 0.23 (°C)$$

SSP = es la amplitud de la curva de SP corregida.

Rmf = Resistividad del filtrado del lodo.

Rw = Resistividad del agua de formación.

Una comparación empírica de los valores de SP leídos en los registros de SP y sus valores correspondientes de Rmf/Rw han sido estudiados en las Montañas Rocallosas⁽⁶⁾.

CALCULO DE SATURACION DE AGUA, Sw.

Se puede ver de las ecuaciones 9, 10 y 11 que la Sw de la formación a nalizada puede ser obtenida, con mayor facilidad.

SATURACIONES DE AGUA CRITICA.

Es bien sabido que la Sw en una formación dada está en función de:

- 1.- La disposición de espacios vacíos en la formación.
- 2.- La presión capilar existente en cada nivel de la formación entre los fluidos del Yacimiento. Esta presión capilar está en función de la Sw existente en los diferentes niveles, así como, de los fluidos del Yacimiento.

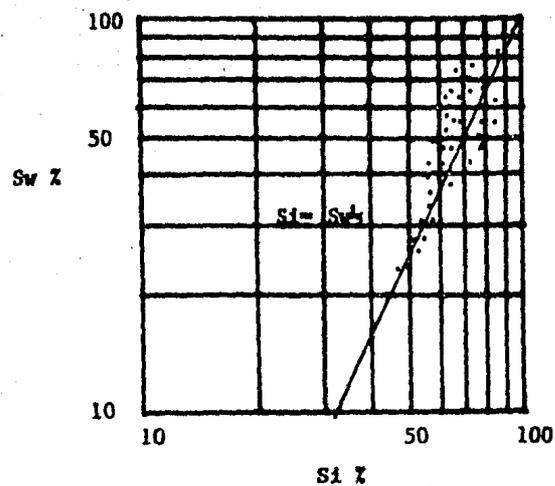


Fig. 1. Gráfica de valores de Sw y Si.

INTRODUCCION.

El método de Rxo/Rt para evaluación de formaciones fue desarrollado en 1972, como un medio para localizar formaciones productoras de hidrocarburos utilizando la información obtenida de registros.

El método no requiere del conocimiento de la porosidad, ni tampoco de Rmf ó Rw, y puede ser utilizado en formaciones con litología compleja.

Cuando este método se inventó, se presenta en el registro una curva del SP' calculada de la relación Rxo/Rt, como se mostrará a continuación, sobrepuesta a la curva de SP registrada, esto facilitaba la interpretación, pero esta clase de registros ya no se toman en la actualidad.

DESARROLLO DEL METODO.

La ecuación del SP es:

$$SP = - K \log \frac{Rmf}{Rw} \quad \text{-----} \quad (1)$$

El factor K se calcula en función de la temperatura,

$$K = 60 + 0.133 T \text{ (°F)}$$

$$K = 64 + 0.23 T \text{ (°C)}$$

y' SP = Amplitud de la curva SP.

Rmf= Resistividad del filtrado del lodo.

Rw = Resistividad del agua de formación.

para zonas con Sw= 100%

$$Rxo = F Rmf \quad \text{-----} \quad (2)$$

$$Ro = F Rw \quad \text{-----} \quad (3)$$

Donde, F = Factor de resistividades de la formación.

Rxo= Resistividad de la zona lavada.

Ro = Resistividad de la formación saturada 100% de agua.

Y sustituyendo las ecuaciones (2) y (3) en la ecuación (1) se tiene:

$$SP' = - K \log \frac{Rxo}{Rw} \quad \text{-----} \quad (4)$$

Para formaciones 100% saturadas de agua, Ro = Rt, por lo que la ecuación

(4) quedaría:

$$SP' = -K \log \frac{Rxo}{Rt} \quad \text{-----} \quad (5)$$

Donde, Rt= Resistividad verdadera de la formación.

OBTENCION DE LA RESISTIVIDAD EN LA ZONA LAVADA Y LA RESISTIVIDAD VERDADERA DE LA FORMACION.

La resistividad de la zona lavada, R_{xo} , se obtiene de un registro de investigación somera como: Microlateral (MLL), Microregistro convencional - de resistividad (ML), Micro-esférico (MsFL).

La resistividad verdadera de la formación, R_t , se obtiene de un registro de investigación profunda como los registros: de Inducción (IL), Eléctrico Convencional (RE), Doble enfocado (DLL), etc...

INTERPRETACION.

(1) En zonas con agua, el SP' calculado con R_{xo}/R_t será aproximadamente igual al SP del registro, $SP \approx SP'$.

(2) En zonas con hidrocarburos, el SP' calculado a partir de R_{xo}/R_t será menor que el SP del registro, $SP' < SP$.

6.- METODO DE AGUILERA PARA CALCULAR Sw.

INTRODUCCION.

Este método nos proporciona buenos resultados en rocas con porosidad de matriz (primaria) y en rocas naturalmente fracturadas (porosidad secundaria), o en rocas con ambos sistemas de porosidad.

En la aplicación del método no hay que tener conocimiento previo de los parámetros R_w , m , n .

Nos proporciona el conocimiento del exponente de cementación o porosidad⁽⁹⁾, m (obtenido de los registros), el cuál comparado con el exponente de porosidad de matriz, m_b (determinado en el laboratorio), nos proporciona una manera confiable para detectar yacimientos naturalmente fracturados.

Los valores de Sw son determinados usando el parámetro $P^{(9,10)}$, derivado originalmente para sistemas intergranulares y extendido por Aguilera para analizar sistemas fracturados^(11,12).

DETERMINACION DE ϕ_T , ϕ_f , ν .

Towle⁽⁸⁾ fue aparentemente el primer investigador que indicó la similitud de un sistema sintético de poros, representado por espacios vacíos, con un sistema de tipo fracturado, Fig. 1.

Sin embargo, este modelo sólo consideró la porosidad de fracturas y la porosidad de matriz fue considerada cero.

Aguilera en su método analiza el comportamiento del exponente de porosidad, m , en yacimientos naturalmente fracturados por medio de un modelo de doble porosidad. Compuesto este modelo de 2 sistemas de porosidad conectados en paralelo (porosidad de matriz y fractura).

Pirson⁽¹³⁾ presentó la siguiente relación para el caso en el cuál la porosidad de matriz y porosidad de fractura están saturadas 100% de agua:

$$\frac{1}{R_{fo}} = \frac{\nu \phi_T}{R_w} + \frac{1 - \nu}{R_o} \quad \text{----- (1)}$$

Donde, R_{fo} = Resistividad del sistema total ($\phi_p + \phi_s$) con 100% de Saturación de agua.

ϕ_T = Porosidad total.

Rw= Resistividad del agua de formación.

Ro= Resistividad del sistema intergranular (ϕ_p) saturada 100% de agua.

γ = Coeficiente de partición.

Este coeficiente de partición representa la fracción de volumen total de poros formados de fracturas y se define como:

$$\gamma = \frac{\phi_T - \phi_b}{\phi_T(1 - \phi_b)} \quad \text{-----} \quad (2)$$

Donde, ϕ_b = Porosidad de matriz.

Sustituyendo la ecuación (2) en la ecuación (1) tenemos que:

$$Rfo = \frac{Rw \ Ro}{\gamma \phi_T Ro + (1 - \gamma)Rw} \quad \text{-----} \quad (3)$$

El factor de formación del sistema total, Ft, se define como la relación entre la resistividad del sistema total 100% saturado de agua, Rfo, y la resistividad del agua de formación, Rw.

Sustituyendo esta definición en la ecuación (3) tenemos:

$$F_t = \frac{Rw \ Ro}{\gamma \phi_T Ro + (1 - \gamma)Rw} / Rw \quad \text{-----} \quad (4)$$

La ecuación (4) es válida para 3 casos diferentes:

- (1) Cuando el sistema sólo presenta porosidad de matriz (primaria).
- (2) Cuando el sistema sólo presenta porosidad de fractura (secundaria).
- (3) Cuando se presenta en el sistema ambas porosidades, matriz y fractura.

Caso 1).- Si sólo se presenta porosidad de matriz en el sistema el coeficiente de partición, γ , es igual a cero y la ecuación (4) queda como:

$$F = \frac{Rw \ Ro}{Rw} / Rw$$

y simplificando queda:

$$F = \frac{Ro}{Rw} \quad \text{-----} \quad (5)$$

Caso 2).- Si sólo se presenta la porosidad de fractura en el sistema el coeficiente de partición, γ , será igual a 1.0 y la ecuación (4) que daría:

$$F = \frac{Rw}{\phi_s} \frac{Ro}{Ro} / Rw$$

y simplificando queda:

$$F = \frac{1}{\phi_s} = \frac{1}{\phi_s^m} \quad \text{----- (6)}$$

Donde, m se considera igual a 1.0, lo que indica que para un sistema totalmente fracturado el exponente de porosidad debe ser 1.0.

Caso 3).- Este caso considera ambas porosidades y es presentado en la ecuación (4) y una simplificación de esta ecuación nos lleva a:

$$F_t = \frac{1}{\nu \phi + (1 - \nu) Rw / Ro} \quad \text{----- (7)}$$

Y como $F = Ro/Rw$ la ecuación (7) nos queda como:

$$F_t = \frac{1}{\nu \phi + (1 + \nu)/F} \quad \text{----- (8)}$$

Si sustituimos la ecuación Archie en la ecuación (9) se tiene que:

$$\phi^{-m} = \frac{1}{\nu \phi + (1 - \nu) / \phi_b^{-mb}} \quad \text{----- (9)}$$

Las razones por las cuáles se puede considerar válida la ecuación(4) para el caso 3 son:

- 1.- Porque la ecuación abarca el caso 1 y 2 como se indicó anteriormente, esto es, que incluye el caso para sistemas con porosidad de matriz y porosidad de fractura cuando se consideran independientemente.
- 2.- Se puede ver que en las fig's 2 a 4 que si $m = m_b$, entonces las $\phi = \phi_b$. En otras palabras, el modelo es consistente con la información.

INTERPRETACION DE LAS FIGURAS (GRAFICAS).

Las fig's 2 a 4 pueden ser utilizadas para hacer las siguientes estimaciones:

- (1) La porosidad total, ϕ_T , y la de fractura, ϕ_f , así como el coeficiente de partición, ν , son estimados en función de ϕ_b , m, m_b .
- (2) La porosidad de matriz, ϕ_b , y la de fractura, ϕ_f , y el coeficiente de partición, ν , pueden ser estimados en función de ϕ_T , m, m_b .

(3) El exponente de doble-porosidad, m , se estima en función de ϕ_T , ϕ_b , m_b .

Los valores de m_b y ϕ_b deben ser obtenidos del laboratorio de análisis de núcleos.

La porosidad total puede ser determinada del registro de neutrón y densidad.

Los registros sínicos pueden dar la porosidad de matriz o total dependiendo de la orientación de las fracturas.

Se debe tener mucho cuidado en el uso de las gráficas puesto que sólo son válidas para modelos teóricos que suponen las porosidades de matriz y fractura conectadas en paralelo.

DETERMINACION DEL EXPONENTE DE POROSIDAD O CEMENTACION DE REGISTROS.

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

$$S_w = I^{-1/n} \quad \text{----- (10)}$$

$$I = \frac{R_t}{F R_w} = \frac{R_t}{R_o} \quad \text{----- (11)}$$

$$F = \phi^{-m} = \frac{R_o}{R_w} \quad \text{----- (12)}$$

Manipulando las ecuaciones (11) y (12) llegamos a:

$$R_t = I \phi^{-m} R_w \quad \text{----- (13)}$$

$$\log R_t = -m \log \phi + \log R_w + \log I \quad \text{----- (14)}$$

Donde, I = Índice de resistividad.

La ecuación (14) nos dice que una gráfica de $\log R_t$ vs $\log \phi$ dará como resultado una línea recta con valores de R_w e I constantes (9). ver figura 5

Para yacimientos naturalmente fracturados, la pendiente, exponente de porosidad, m , debe ser menor que el exponente de porosidad de la matriz m_b , determinado en el laboratorio.

La ecuación (14) puede extenderse para cualquier tipo de registro de utilizado:

-Registro Sínico (BHC).

$$\log R_t = -m \log (\Delta t - \Delta t_m) + m \log B + \log R_w + \log I \quad \text{--- (15)}$$

-Registro de neutrón compensado (FDC).

$$\log R_t = -m \log \phi_{cnl} + \log R_w + \log I \quad \text{--- (16)}$$

- Registro de Densidad Compensado (FDC).

$$\text{Log Rt} = -\text{mlog}(\varphi_s - \varphi_b) + \text{log Rw} + \text{log I} \text{ --- (17)}$$

- Para Porosidad obtenida por combinación de registros.

$$\text{Log Rt} = -\text{mlog } \emptyset + \text{log Rw} + \text{log I} \text{ --- (18)}$$

Una ventaja adicional del método es que no absolutamente necesario utilizar valores de resistividad verdadera, Rt, en las gráficas.

Las lecturas de las resistividades aparente, Rta, leídas directamente de un registro de resistividades pueden ser utilizadas, ya que estos valores son proporcionales a las resistividades verdaderas.

También una gráfica de log-log de resistividad de formación y la respuesta de un registro de índice de porosidad nos detectará las fracturas si:

- (1) $m \approx 1$, se dice que la formación está totalmente fracturada.
- (2) $1 < m < m_b$, se dice que la formación tiene cierto grado de fracturamiento.
- (3) $m = m_b$, se dice que la formación no está fracturada.

CALCULO DE SATURACION DE AGUA, Sw.

Las zonas de agua e hidrocarburos pueden ser detectadas en un yacimiento naturalmente fracturado por medio del parámetro $P^{(10)}$, el cuál está en función de la resistividad de la formación y de la porosidad obtenidas de los registros:

- Registro Sónico (BHC).

$$P = \text{Rt} (\Delta t - \Delta t_m) = \text{Rw } B^m \text{ I} \text{ --- (19)}$$

- Registro de Densidad Compensado (FDC).

$$P = \text{Rt} (\varphi_s - \varphi_b) = \text{Rw} (\varphi_s - \varphi_f)^m \text{ I} \text{ --- (20)}$$

- Registro de Neutrón (CNL).

$$P = \text{Rt } \emptyset_{cnl}^m = \text{Rw } \text{ I} \text{ --- (21)}$$

El comportamiento estadístico de P fue investigado por Porter y colaboradores⁽¹⁰⁾, para el caso de medios intergranulares en 13 pozos que incluían secciones de Arenas del Cretácico, Arenas del Mioceno, Carbonatos Silúricos y Arenas del Devónico, cuya profundidad oscilaron entre unos cuantos pies a más de 12,000 pies. La producción de hidrocarburos osciló entre cero a cientos de barriles por día y la \emptyset_b de un porcentaje bajo a más de 30%.

Hubieron también rangos significativos de resistividad de agua, densi

dad de granos, saturación de agua y exponente de porosidad.

Porter y colaboradores⁽¹⁰⁾ encontraron que P era un parámetro con una distribución normal cuando P se elevaba a la raíz cuadrada, $P^{1/2}$, para zonas saturadas 100% con agua de formación.

Cuando se amplió esta técnica para yacimientos naturalmente fracturados, se encontró que $P^{1/2}$ también tenía una distribución normal para zonas con saturación de agua igual a 100%.

Nótese que en las ecuaciones (19), (20), (21), los parámetros de la derecha de dichas ecuaciones, R_w , B, m, ϕ_f , ϕ_s , I son colocados de un lado de las ecuaciones.

Consecuentemente P será constante para zonas con saturación de agua igual a 100%, si las medidas del resto de los parámetros en dichas ecuaciones Δt , Δt_m , ϕ_s , ϕ_b etc..., son confiables el resto de los parámetros, colocados del lado derecho son constantes.

Como esto es muy idealizado, se investigó y encontró que P, tiene una distribución normal cuando se eleva a la raíz cuadrada, $P^{1/2}$, para zonas con saturación de agua de 100%.

De este análisis las ecuaciones (19), (20), (21), quedan como:

$$P^{1/2} = (Rt (\Delta t - \Delta t_m)^m)^{1/2} \quad \text{-----} \quad (22)$$

$$P^{1/2} = (Rt (\phi_s - \phi_b)^m)^{1/2} \quad \text{-----} \quad (23)$$

$$P^{1/2} = (Rt \phi^m)^{1/2} \quad \text{-----} \quad (24)$$

Donde, Δt = Respuesta del registro Sónico.

Δt_m = Respuesta del registro Sónico en la matriz.

ϕ_s = densidad de la matriz .

ϕ_b = densidad total del sistema obtenida del registro de densidad.

R_t = Resistividad verdadera de la formación.

Como se encontró que $P^{1/2}$ tiene una distribución normal para zonas con saturación de agua de 100%, una gráfica de $P^{1/2}$ contra frecuencia acumulativa, en papel probalístico debe ser una línea recta. Y las zonas con hidrocarburos deben desviarse de esa línea recta. (ver figura 6)

Una vez que las zonas de hidrocarburos han sido reconocidas los valores de Saturaciones de agua, S_w , para las diferentes zonas analizadas pueden ser calculados como se indica a continuación:

- (1) Considerar las zonas con saturación de agua de 100% como una distribución individual. Esto nos dará como resultado una línea recta en papel probalístico. Fig 7.
- (2) Determinar el valor medio de P a una frecuencia acumulativa de 50%.
- (3) Calcular el índice de resistividad, I, de la relación siguiente para todas las zonas estudiadas:

$$I = \frac{P_H}{P_{100}} \quad \text{-----} \quad (25)$$

Donde, P_H = valor de P para zonas con hidrocarburos y agua.

P_{100} = Es el valor medio de P determinado en el paso 2.

- (4) Cálculo de Saturación de agua, S_w , de:

$$S_w = I^{-1/n} \quad \text{-----} \quad (26)$$

Para complementar esta ecuación, se supone que el exponente de porosidad, m , es igual al exponente de saturación, n , esto se basa en estudios hechos en Venezuela en Yacimientos fracturados, en los cuáles los valores de m son bajos e iguales a los de n .

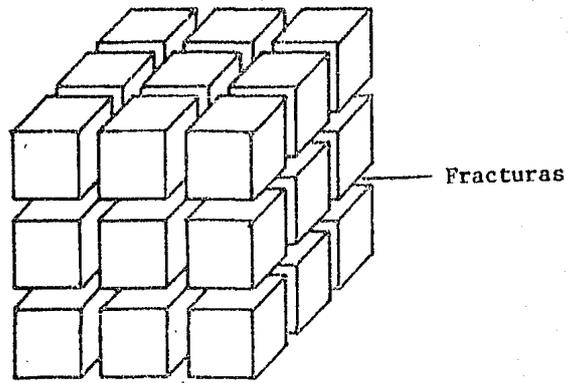


Fig.1. Modelo Idealizado.

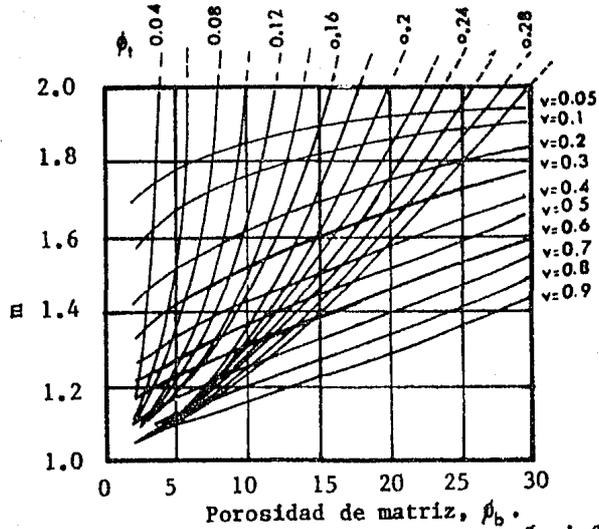
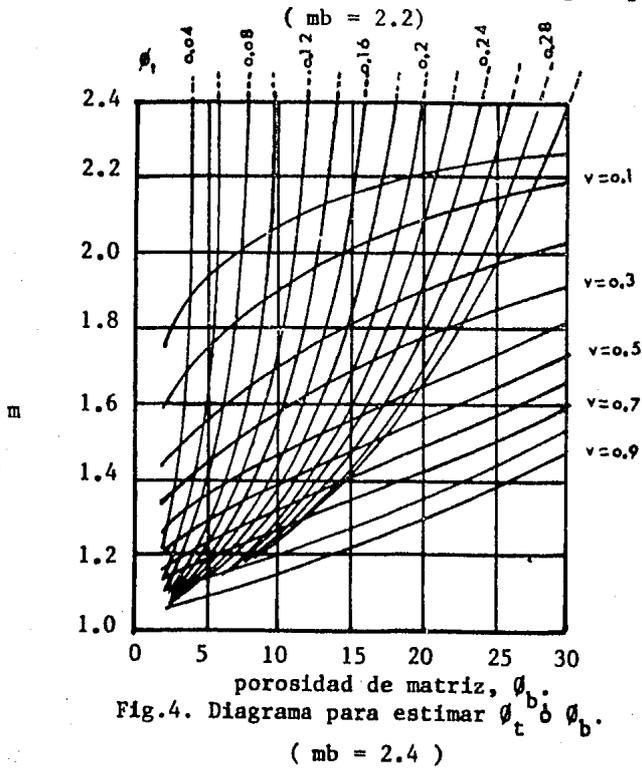
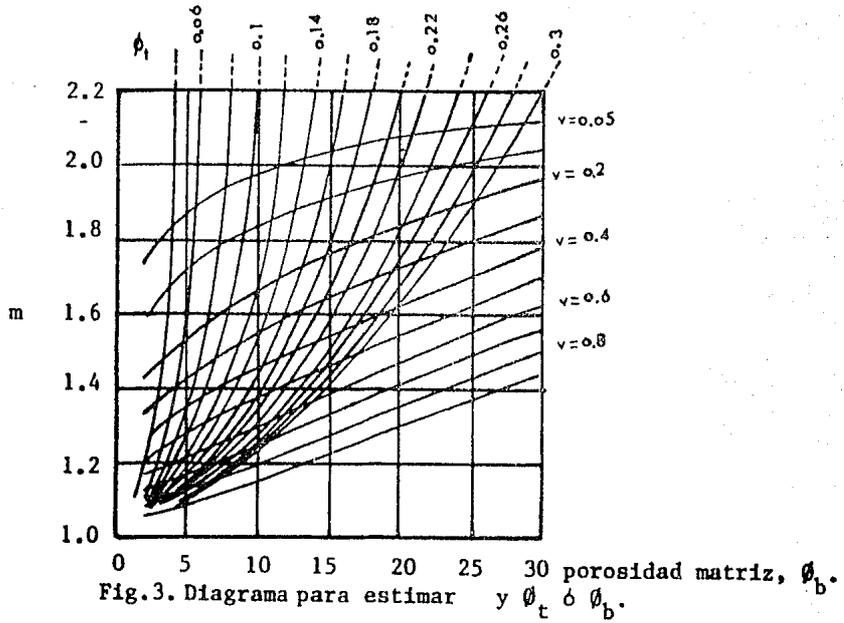


Fig.2. Diagrama para estimar ϕ_t ó ϕ_b .

($mb = 2.0$)



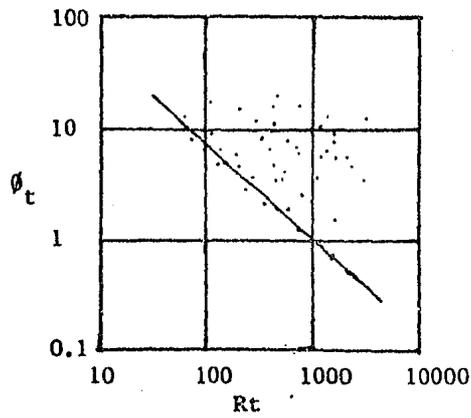


Fig. 5. Gráfica de R_t contra ϕ_t .

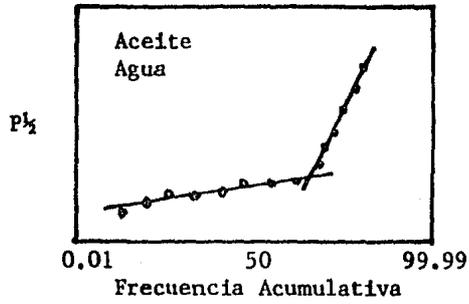


Fig. 6. Tendencia de Zonas de Agua y de Hidrocarburos.

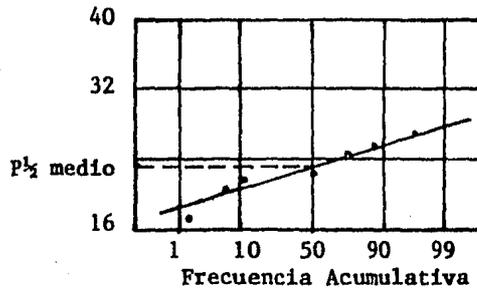


Fig. 7. Gráfica para obtener $p_{\frac{1}{2}} \text{ medio}$.

7.- METODO DE GRAFICAS CRUZADAS.

INTRODUCCION.

Las lecturas de los registros Sónico, Densidad y Neutrón dependen no sólo de la porosidad, sino también de la litología de la formación y contenido de los fluidos.

Cuando se conocen los valores apropiados de Δt_m , ρ_m , ϕ_m valores correctos de porosidad pueden ser calculados de la información de estos registros.

La determinación exacta de la porosidad se hace más difícil cuando la litología de la formación es desconocida, o está constituida de dos o más minerales en proporciones desconocidas.

La interpretación es más complicada cuando la influencia en la respuesta del registro debido a los fluidos en los poros, en la porción de la formación investigada por estos registros, difiere considerablemente a la respuesta, si es que los poros contuvieran agua.

Sin embargo, en la mayoría de los casos la zona invadida está completamente lavada y llena completamente con agua.

Los registros Sónico, Densidad y Neutrón responden en forma diferente e independientemente a las diferentes composiciones litológicas de la formación y a la presencia de gas o aceite ligero.

La combinación de estos registros puede proporcionar más información acerca de la litología y del contenido de hidrocarburos, o fluidos en general contenidos en la formación que los que podrían proporcionar un sólo registro.

GRAFICAS CRUZADAS.

Las gráficas cruzadas de dos registros de porosidad son convenientes para obtener información de porosidad y litología. La fig. 1 es un ejemplo en el cuál el registro de Densidad y Sónico están graficados.

Las litologías puras son definidas por líneas, las cuáles son graduadas con unidades de porosidad.

Cuando existe una litología binaria por ejemplo, caliza o dolomía, los puntos caerán entre las dos líneas que definen dichas litologías.

Estas gráficas fueron hechas para formaciones saturadas de agua y con todos base agua.

GRAFICA CRUZADA DENSIDAD CONTRA SONICO. FIG.1.

Tal gráfica nos da una definición de arcillosidad, así como la definición de los valores de Δt_{sh} , y M_{sh} ; Una determinación de los minerales evaporíticos, anhidrita, halita y yeso, y tiene una resolución de la porosidad pobre.

La existencia de aceites ligeros, gas y yeso se puede ver debido a que los puntos en la gráfica tienden a desplazarse al Noroeste de la gráfica, los efectos de arcillosidad y compactación son definidos por desplazamiento de los puntos hacia el Este; en la porosidad secundaria los puntos se desplazan hacia el Oeste, y los efectos de rugosidad en el agujero y lavados de éste tienden a desplazar los puntos hacia el Norte.

GRAFICA CRUZADA DENSIDAD CONTRA NEUTRON. FIG.2.

La gráfica cruzada Densidad contra Neutrón nos da una resolución buena de porosidad, así como una buena idea de la litología como: Cuarzo, Dolomita y Calcita.

Los efectos de porosidad secundaria no se pueden detectar, pues ambos registros miden la porosidad total; permite la definición de los valores de ρ_{sh} , ρ_{Nsh} y N_{sh} .

En esta gráfica la existencia de yeso y arcilla es notoria, pues los puntos graficados son desplazados hacia el Este y Noreste; y la presencia de aceites ligeros y gas tienden a desplazar los puntos hacia el Noroeste.

GRAFICA CRUZADA NEUTRON CONTRA SONICO. FIG. 3.

En esta gráfica se tiene una buena resolución de porosidad y litología, cuarzo, calcita y dolomita, y una definición de los valores de Δt_{sh} y ρ_{Nsh} .

La existencia de lutita tenderá a desplazar los puntos graficados hacia el Este y Noreste de la gráfica; la compactación hacia el Oeste; la existencia de aceites ligeros y gas hacia el Sureste; el yeso, rugosidad del agujero y lavados de éste hacia el Norte y la porosidad secundaria hacia el Noroeste.

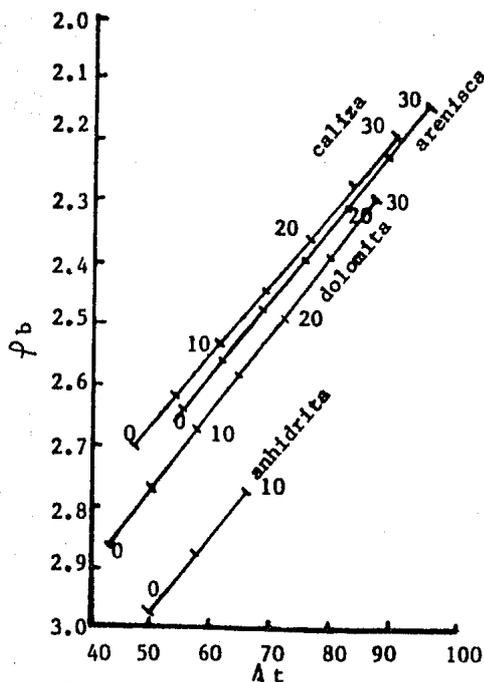


Fig. 1. Gráfica cruzada del registro sónico contra densidad.

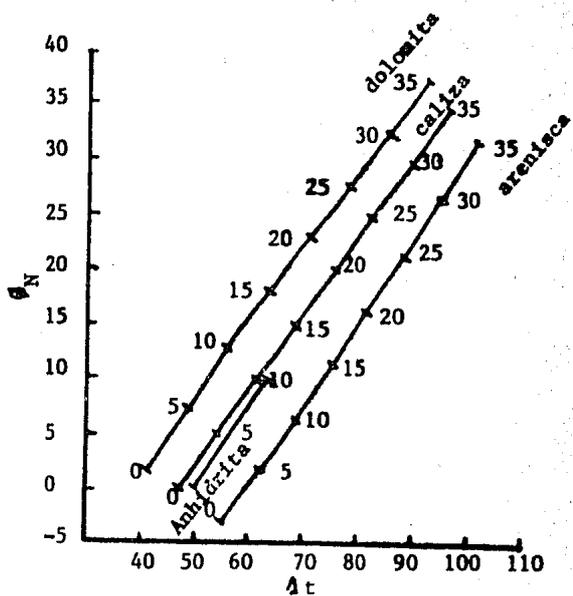


Fig. 2. Gráfica cruzada del registro sónico contra neutrón.

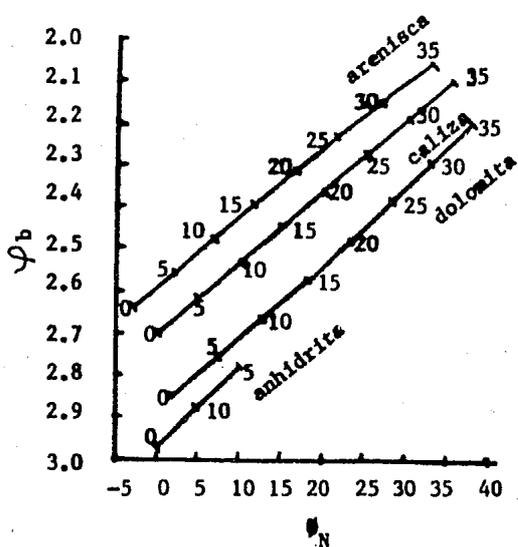


Fig. 3. Gráfica cruzada del registro de neutrón y densidad.

8.- METODO DE LITO-POROSIDAD.

INTRODUCCION.

Una practica común en la interpretación de registros es utilizar el método de gráficas cruzadas que nos ayuda a determinar la litología y calcular la porosidad.

Las gráficas cruzadas de los registros Sónico contra Densidad son usadas para la interpretación de arenas arcillosas, y para carbonatos generalmente se usan las gráficas de Densidad contra Neutrón.

Estas gráficas y los cálculos basados en ellas son muy útiles, pero cuando la litología es una mezcla compleja de minerales, la interpretación de los datos frecuentemente se hace difícil.

La gráfica de lito-porosidad se introduce para interpretar formaciones de litología compleja. Presenta simultáneamente la información de los 3 registros de índice de porosidad: Sónico, Densidad y Neutrón. De las lecturas de estos registros dos parámetros independientes de la porosidad son calculados, "M" y "N", "M" se obtiene de los datos de los registros Sónico y Densidad, y "N" se obtiene de los datos de los registros de neutrón y Densidad.

En la gráfica de M contra N, cada roca compuesta de un sólo mineral puro es representada por un punto único e independiente de la porosidad.

Para una formación compleja, el graficar los datos de los registros en la gráfica M-N con relación a los puntos de minerales puros es de gran ayuda para identificar varios minerales en la formación. De aquí se obtiene información litológica que se usará para calcular valores exactos de porosidad.

El método permite estudios a detalle y la correlación con otros pozos en poco tiempo, además mucha aplicación en la evaluación de formaciones.

En general, este método ayuda a calcular las características de las rocas, las cuáles incluye:

- (1) Cálculo de la porosidad en Carbonatos y Arenas Arcillosas, detección de la porosidad secundaria y la Saturación de gas Residual.
- (2) Determinación de la litología y estudios del medio.
- (3) Detección y evaluación de los minerales depositados tales como: Sulfuro, Potasio, Carbón, Lutita y cierta clase de minerales metálicos.

DEFINICION DE "M" Y "N".

Considerando la gráfica cruzada de los registros de Densidad contra el Sónico, Fig. 1. Un rango completo de porosidad es cubierto para un mineral A. La porosidad de cero por ciento está representada por el punto donde la matriz es 100% ($\Delta t_m, \rho_m$), y la porosidad del 100% está representada por el punto donde sólo existe fluido ($\Delta t_f, \rho_f$).

Describiendo el mineral A en términos de su pendiente M se tiene la siguiente ecuación:

$$M = \frac{\Delta t_f - \Delta t_m}{\rho_m - \rho_f} \times 0.01 \quad \text{-----} \quad (1)$$

Donde, Δt_f = Tiempo de tránsito de la onda en el fluido.

Δt_m = Tiempo de tránsito de la onda en la matriz.

ρ_m = Densidad de la matriz.

ρ_f = Densidad del fluido.

y 0.001 es un factor, el cuál es introducido arbitrariamente para hacer que los valores de M sean compatibles en magnitud con los valores de N.

La Fig. 2 muestra un gráfica cruzada de los registros de Neutrón y Densidad para el mismo mineral A. Y su pendiente N se define con la ecuación siguiente:

$$N = \frac{(\phi_N)_f - (\phi_N)_m}{\rho_m - \rho_f} \quad \text{-----} \quad (2)$$

Donde; $(\phi_N)_f$ = Respuesta del registro de neutrón en el fluido.

$(\phi_N)_m$ = Respuesta del registro de neutrón en la matriz.

En términos de la información dada por los registros las pendientes M y N también pueden ser calculadas por :

$$M = \frac{\Delta t_f - \Delta t}{\rho_b - \rho_f} \quad \text{-----} \quad (3)$$

$$N = \frac{(\phi_N)_f - \phi_N}{\rho_b - \rho_f} \quad \text{-----} \quad (4)$$

Donde, Δt = Tiempo de tránsito del sónico, respuesta dada por el registro sónico.

ϕ_N = Respuesta dada por el registro de Neutrón.

ϕ_b = Respuesta dada por el registro de Densidad.

Como podemos observar los valores de M y N son sólo dependientes de las características de la roca y matriz, e independiente de la porosidad.

Esto es cierto para el mineral A en las Fig's. 1 y 2 porque la respuesta de porosidad ha sido tomada ser lineal entre los puntos de matriz y fluidos (16).

EFFECTOS DE NO LINEALIDAD.

En algunos casos efectos de no linealidad tanto del registro Sónico y Neutrón deben ser considerados cuando se calculan los valores de M y N.

El registro Sónico responde al tipo de porosidad así como a su magnitud. Este efecto se usa con ventaja como se verá después.

Para algunos minerales, dolomita en particular el registro de Neutrón muestra no linealidad con la porosidad. Algunas aproximaciones son usadas en estos casos para dar valores representativos de $(\phi_N)_m$ para calcular N.

La Fig. 3 muestra la gráfica cruzada de los registros de Densidad y Neutrón, en la cuál el punto de fluido y las líneas usadas para determinar $(\phi_N)_m$ para la Arenisca y dolomita son mostrados.

Se ve también que los valores de $(\phi_N)_m$ para la arenisca igual a -0.035 e igual a +0.035 para la dolomita son aceptables aproximaciones de las lecturas de matriz para el registro de Neutrón, para rocas con más del 5% de porosidad. Los valores de dolomita (2) y (3) se dan generalmente cuando hay existencia de Carbonatos Densos.

GRAFICA DE LITO-POROSIDAD.

La Fig. 4 es un ejemplo de una gráfica de lito-porosidad para el caso de tener un lodo salado en el pozo.

Los valores de M son graficados en las ordenadas y los de N son graficados en las abscisas, como se muestra. Los puntos para los minerales puros tienen una localización definida en este sistema.

Los coeficientes de matrices, y los valores de M y N para los minera -

les comúnmente encontrados en los yacimientos se muestran en la tabla 1.

TRIANGULOS LITOLÓGICOS PREFERENCIALES.

En la Fig. 4, un triángulo litológico se ha graficado uniendo los puntos del Yeso-Dolomita y Anhidrita, otro uniendo los puntos de la Dolomita-Carbonato de Calcio y Arenisca y otro uniendo los puntos de Dolomita-Arenisca y Anhidrita. En esta figura se puede apreciar la existencia de las zonas en las que se puede detectar la existencia de la porosidad secundaria.

En general, muchos triángulos litológicos pueden ser dibujados usando los puntos de los minerales de la Fig. 4, aunque los triángulos A a E son los que tiene mayor probabilidad de ocurrencia.

En la tabla 1 no se incluye a las arcillas, pero se señala un área con las palabras "ZONA DE LUTITAS" debajo de la línea trazada del punto de Anhidrita a Arenisca.

Las lutitas están compuestas de varias mezclas de arcillas y asociadas con agua, arenisca, carbonatos y otros minerales, los cuáles tienden a variar sus características, así que un sólo punto denominado a las lutitas no existe en dicha gráfica.

DETERMINACION DE LAS CARACTERISTICAS DE LAS ROCAS.

POROSIDAD SECUNDARIA.

La gráfica de Lito-porosidad puede ser usada para hacer determinación del tipo de litología, y puede ser usada también para detectar porosidad secundaria en forma de fracturas. Esto se debe a el hecho que los registros de Densidad y Neutrón responden a la porosidad total de las formaciones, mientras que el Sónico sólo responde a la porosidad que está distribuida homogéneamente a través de la matriz.

La porosidad secundaria, ϕ_2 , no afecta los cálculos de N, pero incrementa los valores de M, este incremento no depende sólo de la magnitud de la porosidad secundaria, sino también de la primaria.

La Fig. 4 muestra una gráfica de Lito-porosidad. La porosidad secundaria se presenta en la región arriba de la línea de Dolomita-Carbonato de Calcio-Arenisca mostradas como las Area B, C, D y E.

La tabla 2 nos muestra los coeficientes de los fluidos para varios tipos de porosidad.

GENERACION DE LAS GRAFICAS DE LITO-POROSIDAD Y GRAFICAS CRUZADAS QUE SU MINISTRAN INFORMACION ADICIONAL.

Las gráficas de lito-porosidad son acompañadas por un juego de gráficas cruzadas: Densidad contra Neutrón, Densidad contra Sónico, y Neutrón contra Sónico.

Las gráficas cruzadas se adjuntan para verificar la interpretación de las gráficas de Lito-porosidad. El punto correcto de la dolomita puede ser estimado, los parámetros de arcillas pueden ser determinados y minerales desconocidos pueden ser identificados.

DETERMINACION DE LOS COEFICIENTES DE LUTITA.

Las Lutitas Puras son compuestos de una combinación de minerales arcillosos, arenisca, carbonatos y varios otros constituyentes. La técnica para la determinación de los coeficientes de lutitas es usar los puntos de los minerales, Dolomita, Carbonato de Calcio, Arenisca etc..., y los puntos de M y N graficados por la arcilla para obtener el punto de 100% de lutita.

Interpretaciones lógicas pueden ser hechas de los triángulos litológicos que cubren tales puntos.

LOS EFECTOS DEL GAS EN LAS GRAFICAS DE LITO-POROSIDAD.

En rocas consolidadas las respuestas del registro Sónico no es afectada por la saturación de gas. El coeficiente sónico para el gas, Δt_{gas} , es igual al coeficiente del fluido, Δt_f .

Los coeficientes para los registros de Densidad, ρ_{gas} , y Neutrón, HI_{gas} para un gas de gravedad específica de 0.6 varía dependiendo con la temperatura y presión. Los valores de ρ_{gas} y HI_{gas} se obtienen de la figura 5.

El efecto del gas en la gráfica de lito-porosidad es el de desplazar cualquier punto a lo largo de una línea dibujada, del punto de gas al punto que representa su matriz.

CALCULOS DE POROSIDAD.

POROSIDAD PRIMARIA.

Después de que un triángulo litológico ha sido seleccionado la porosi

dad y los porcentajes de mineral son calculados con las siguientes ecuaciones:

$$\Delta t = \phi \Delta t_f + v_1 \Delta t_{m1} + v_2 \Delta t_{m2} + v_3 \Delta t_{m3} \quad \text{-----}(5)$$

$$\phi_N = \phi(\phi_N)_f + v_1(\phi_N)_{m1} + v_2(\phi_N)_{m2} + v_3(\phi_N)_{m3} \quad \text{-----}(6)$$

$$\phi_b = \phi \phi_f + v_1 \phi_{m1} + v_2 \phi_{m2} + v_3 \phi_{m3} \quad \text{-----}(7)$$

$$1 = \phi + v_1 + v_2 + v_3 \quad \text{-----}(8)$$

Donde, ϕ = porosidad.

V = magnitud del volumen de los minerales analizados.

1, 2, 3 se refiere al mineral del triángulo litológico.

Cuando las ecuaciones 5, 6, 7, 8 se resuelven para puntos que se grafican dentro del triángulo litológico, todas las V 's calculadas tienen un valor positivo. La suma de V 's mas la porosidad, ϕ , será igual a la unidad. En otros casos, soluciones negativas de V son posibles.

POROSIDAD SECUNDARIA.

Se dijo previamente que la porosidad secundaria no afecta el valor de N de algún punto en particular en las gráficas de lito-porosidad.

También, la tabla 2 muestra los coeficientes para la Dolomita, Carbonato de Calcio y Arenisca.

La mayoría de la porosidad secundaria se desarrolla en mezcla de minerales. Para calcular la cantidad de porosidad secundaria presente, es necesario considerar el Δt_f igual al Δt_m de la mezcla mineral. Por ejemplo una mezcla 50-50 de Dolomita-Carbonato de Calcio tiene un valor de $\Delta t_f = \Delta t_m = (0.5)(43.5) + (0.5)(47.6) = 45.5$.

Usando este valor como $\Delta t_{\phi 2}$ la porosidad primaria y secundaria se calcula con las siguientes ecuaciones:

$$\Delta t = \phi_1 \Delta t_f + \phi_2 \Delta t_{\phi 2} + v_1 \Delta t_{m1} + v_2 \Delta t_{m2} \quad \text{-----}(9)$$

$$\phi_N = \phi_1(\phi_N)_f + \phi_2(\phi_N)_{\phi 2} + v_1(\phi_N)_{m1} + v_2(\phi_N)_{m2} \quad \text{-----}(10)$$

$$\phi_b = \phi_1 \phi_f + \phi_2 \phi_{\phi 2} + v_1 \phi_{m1} + v_2 \phi_{m2} \quad \text{-----}(11)$$

$$1 = \phi_1 + \phi_2 + v_1 + v_2 \quad \text{-----}(12)$$

Donde, ϕ_1 = Porosidad primaria.

ϕ_2 = Porosidad secundaria.

v_1 y v_2 se refiere a la magnitud de volúmenes de los mi-

nerales 1 y 2.

La porosidad total, $\phi_T = \phi_1 + \phi_2$.

MINERAL	COEFICIENTES DE MATRICES.			LODO SALADO		LODO DULCE	
	Δt_{ma}	ϕ_{ma}	$\phi_{SNP_{ma}}$	$\Delta t_f = 185$		$\Delta t_f = 189$	
				$\phi_b = 1.1$		$\phi_b = 1.0$	
			M	N	M	N	
Arenisca(1) Vma=18,000	55.5	2.65	-0.035	0.835	0.669	0.810	0.628
Arenisca(2) Vma=19,500	51.2	2.65	-0.035	0.862	0.669	0.835	0.628
Caliza	47.6	2.71	0.000	0.854	0.621	0.827	0.585
Dolomita(1) $\phi=5.5$ a 30%	43.5	2.87	0.035	0.800	0.544	0.778	0.513
Dolomita(2) $\phi=1.5$ a 5.5% y mayor que 30%.	43.5	2.87	0.020	0.800	0.554	0.778	0.524
Dolomita(3) $\phi=0.0$ a 1.5%	43.5	2.87	0.005	0.800	0.561	0.778	0.532
Anhidrita	50.0	2.98	0.000	0.718	0.532	0.702	0.505
Yeso	52.0	2.35	0.490	1.060	0.408	1.015	0.378
Sal	67.0	2.05	0.040	1.240	1.010	1.160	0.914

TABLA 1.

COEFICIENTES DE FLUIDOS PARA VARIOS TIPOS DE POROSIDADES.			
FLUIDOS	Δt_f	ϕ_f	$(\phi_N)_f$
POROSIDAD PRIMARIA			
Lodo dulce.....	189.0	1.00	1.00
Lodo Salado.....	185.0	1.10	1.00
POROSIDAD SECUNDARIA			
En Dolomitas:			
Lodo Dulce.....	43.5	1.00	1.00
Lodo Salado.....	43.5	1.10	1.00
En CaCO ₃ :			
Lodo Dulce.....	47.6	1.00	1.00
Lodo Salado.....	47.6	1.10	1.00
En Arenisca(1):			
Lodo Dulce.....	55.5	1.00	1.00
Lodo Salado.....	55.5	1.10	1.00

TABLA 2.

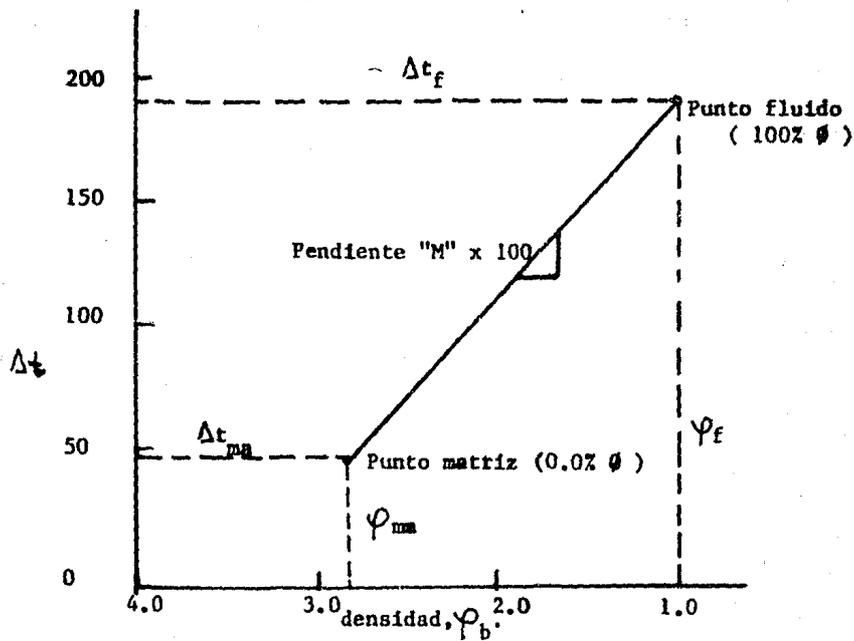


Fig. 1. Gráfica cruzada de los registros de densidad y sónico.

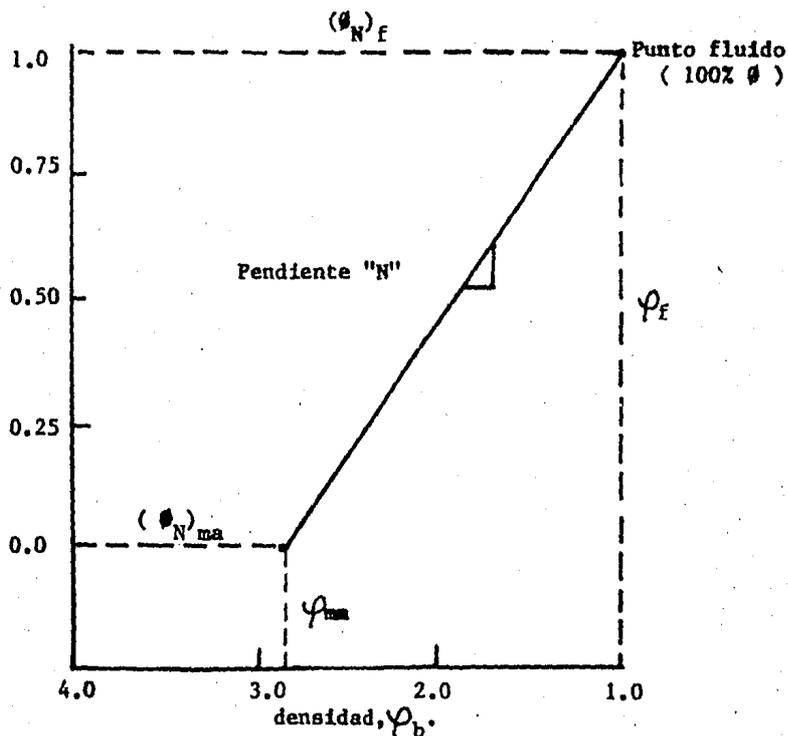
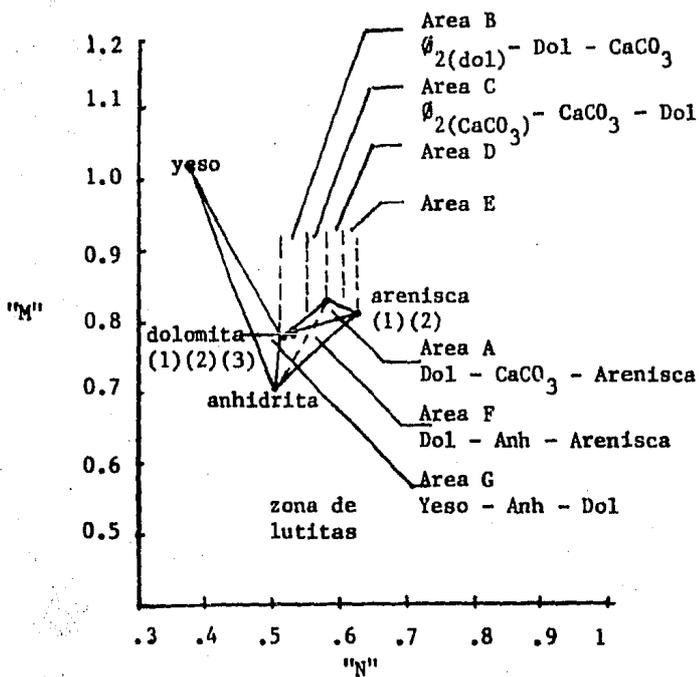
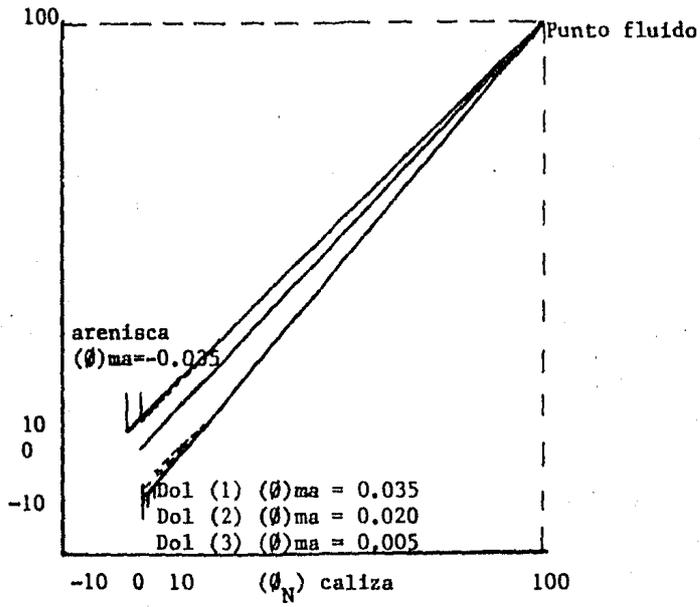


Fig. 2 Gráfica cruzada de los registros de densidad neutrón.



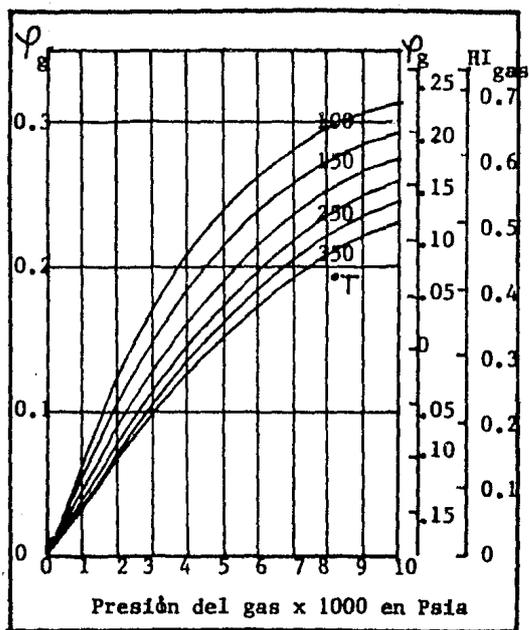


Fig.5.

9.- METODO DE POUPON.

INTRODUCCION.

Este método es presentado para evaluar el contenido de Arcilla basado en la información de registros. La solución de este problema se basa en la consideración de varios "Indicadores de Arcillas", evaluados estadísticamente para cada intervalo del pozo que se interpreta. Entre los indicadores de un registro están: Curva SP, Rayos Gamma o Neutrón; y de la combinación de curvas tenemos: las de los registros de Neutrón y Densidad, las de los registros Sónico y Densidad, y las de el Sónico y Neutrón.

La existencia de arcillas es muy común, no sólo en estratos arcillosos donde son el mayor constituyente, sino también en muchas formaciones porosas-permeables. Consecuentemente, la evaluación cuantitativa de la formación de interés requiere una confiable estimación del contenido de Arcilla.

INDICADORES DE ARCILLA.

DE UNA SOLA CURVA:

Curva de Resistividad: La resistividad de una mezcla de arcilla con minerales no conductores como el cuarzo, dependerá sólo de la resistividad de la arcilla y su contenido, si la mezcla no es porosa. Esto puede ser expresado por la fórmula:

$$R_t = \frac{R_{cl}}{(V_{cl})^b} \quad \text{----- (1)}$$

Si existe porosidad, y en ella existe agua, la resistividad será menor

$$y: V_{cl} \leq \left[\frac{R_{cl}}{R_t} \right]^{1/b} \quad \text{----- (2)}$$

Donde, R_{cl} = Resistividad de la lutita.

V_{cl} = Volumen de lutita.

b = 1 ó 2.

Una modificación se puede realizar en esta fórmula de una manera que en formaciones limpias saturadas de hidrocarburos donde la resistividad, R_{lim} es máxima, el contenido de lutita debe ser cero:

$$V_{cl} \leq \left[\frac{R_{cl} \cdot R_{lim} - R_t}{R_t \cdot R_{lim} - R_{cl}} \right]^{1/b} \quad \text{----- (3)}$$

Donde, R_t = Resistividad verdadera de la formación.

En la práctica, el registro que nos sirve como mayor indicador de arcilla son los registros de investigación profunda: DLL, IL etc...

Curva de Rayos Gamma: Si la radioactividad de la arcilla es constante, y si no pueden ser expresadas como una función lineal del contenido de arcilla, $GR = A + B Vcl$, esto es, tomando en consideración que se ha llevado a cabo la corrección por agujero descubierto.

Esta función puede ser escrita también como:

$$Vcl = \frac{GR - GR1}{GR2 - GR1} \quad \text{-----} (4)$$

- Donde, $GR1$ = Lectura del registro frente a una formación limpia.
 $GR2$ = Lectura del registro frente a una formación arcillosa.
 GR = Lectura del registro frente a formación cuyo contenido de lutita se quiere determinar.
 Vcl = Fracción o Volumen de Lutita.

Registro Neutrón: El índice de porosidad del Registro de Neutrón puede ser expresado:

$$\phi_N = \phi_e \phi_{Nf1} + Vcl \phi_{Ncl} \quad \text{-----} (5)$$

- Donde, ϕ_e = Porosidad efectiva.
 ϕ_{Nf1} = Respuesta del Registro de neutrón en el fluido.
 ϕ_{Ncl} = Respuesta del Registro de neutrón en la lutita.

La porosidad del registro de Neutrón del fluido, ϕ_{Nf1} , es siempre positiva por lo que:

$$Vcl \leq \frac{\phi_N}{\phi_{Ncl}} \quad \text{-----} (6)$$

Este indicador de arcilla nos da una buena aproximación del Vcl , cuando la porosidad es baja (lutitas, margas, etc...), y, en formación porosas, cuando ϕ_{Nf1} es baja (saturación de gas es alta)

COMBINACION DE CURVAS

NEUTRON Y DENSIDAD: Primero se considerará el problema de arenas arcillosas

En un intervalo limpio saturado de gas, la porosidad aparente, ϕ_N , tomada por el registro de Neutrón es baja, mientras la porosidad aparente tomada del registro de densidad es muy alta, la correspondiente relación puede ser escrita como:

$$\phi_N = \phi_e \phi_{Nf1} \quad \text{-----} (7)$$

Con ϕ_{Nf1} mucho menor que 1,

$$\phi_D = \phi_e \frac{\rho_{ma} - \rho_{f1}}{\rho_{ma} - \rho_{mf}} = A \phi_e \quad \text{----- (8)}$$

Donde, ρ_{mf} = Densidad del filtrado del lodo.

ρ_{f1} = Densidad del fluido.

ρ_{ma} = Densidad de la matriz.

Con A mayor que 1, pues ρ_{f1} es menor que la ρ_{mf} .

Similarmente, en formaciones arcillosas saturadas de gas:

$$\phi_N = \phi_e \phi_{Nf1} + V_{cl} \phi_{Ncl} \quad \text{----- (9)}$$

$$\phi_D = \phi_e A + V_{cl} \phi_{Dcl} \quad \text{----- (10)}$$

Donde, ϕ_{Dcl} = Porosidad de la formación arcillosa calculada del registro de Densidad.

Combinando estas 2 ecuaciones:

$$V_{cl} = \frac{\phi_N A / \phi_{Nf1} - \phi_D}{\phi_{Ncl} A / \phi_{Nf1} - \phi_{Dcl}} \quad \text{----- (11)}$$

El valor más alto observado en arenas limpias es seleccionado como A/ϕ_{Nf1} y entonces V_{cl} puede ser calculado.

El coeficiente A/ϕ_{Nf1} depende de la naturaleza del fluido que satura la formación, gas aceite o agua. Así que, para obtener indicaciones de V_{cl} , será necesario seleccionar los intervalos dependiendo del contenido de fluidos y el valor de A/ϕ_{Nf1} para cada intervalo.

El cálculo anterior daría el mismo resultado que si se construyera una gráfica cruzada de Densidad contra Neutrón en la que se definiera un punto de matriz y mostraría el efecto de los hidrocarburos, así como, se definiría un punto de lutita.

Este método es válido también si existen cambios de litología, pero los resultados podrían no ser tan buenos. Por ejemplo, en el caso de una formación de arenisca, caliza y lutita saturada con agua la línea de $V_{cl} = 0$, en la gráfica cruzada de Densidad contra Neutrón, atravesaría los puntos de arena limpia. Los puntos de calizas limpias tendera a caer entre la línea de $V_{cl} = 0$ y el punto de lutita; por consiguiente, la indicación de existencia de arcilla obtenida de los registros de Neutrón y Densidad para calizas limpias será muy alta. Por lo que será preferible dividir la formación en intervalos tomando en cuenta la litología, y definir para intervalo una línea de $V_{cl} = 0$.

SONICO Y DENSIDAD: Está combinación puede ser usada de la misma manera que la gráfica cruzada Neutrón y Densidad. Una ventaja substancial de esta combinación es que la posición de la línea de $V_{cl} = 0$ es menos dependiente de la litología y del contenido de fluidos. Como en el caso anterior, es preferible utilizar este indicador sólo cuando las condiciones del agujero son favorables.

NEUTRON Y SONICO: Es el mejor indicador en el caso de formaciones saturadas de gas. El registro GNT con sónico es el que debe utilizarse para evaluar V_{cl} , debido a que el GNT es mayormente afectado por la arcilla.

EVALUACION DE V_{cl} .

Como se vio, cada indicador de arcilla nos da un valor, el cuál es una buena aproximación del V_{cl} , si las condiciones son favorables. El menor valor de estos indicadores de arcilla es el que tiene mayor probabilidad de ser el valor verdadero de contenido de arcilla.

Este método se puede hacer manualmente, pero para evitar un número grande de cálculos, por lo que se pueden realizar en una calculadora o computadora.

Para los cálculos, todos los parámetros de la arcilla deben ser determinados (resistividad, radioactividad, densidad, etc...), ya sea de gráfica - cruzadas o directamente de los registros, aunque también la gráfica de lito-porosidad nos puede facilitar la determinación de algunos de los parámetros.

CAPITULO III.- PROGRAMAS Y DIAGRAMAS DE FLUJO DE LOS METODOS DE INTERPRETACION.

INTRODUCCION.

Los programas que aquí se presentan fueron realizados con el fin de economizar tiempo en la obtención de los resultados para la interpretación, - fueron realizados con una Hewlett Packard HP-97, la cual como se verá posteriormente cuenta, con algunas restricciones tales como: capacidad de memorias y tener un tiempo de operación muy grande; esto es más notorio principalmente al aplicar el programa realizado para la interpretación del método de lito-porosidad.

Ahora bien, si se posee una máquina con menor tiempo de operación y mayor número de memorias, la interpretación será llevada a cabo en un tiempo menor, entre estas máquinas o calculadoras se tienen: Hewlett Packard 41-CV, Texas Instrument TI-59, Texas Instrument CC-40, TRS-80 Radio Shack PC-Iy PC-II, entre otras.

Esto se menciona, para que las personas que deseen obtener la información en menor tiempo, utilice cualquiera de la máquinas o calculadoras mencionadas o alguna otra que se posea.

A continuación, se presentarán los diagramas de flujos, listados de programas y explicación de su uso para cada uno de los métodos explicados en el capítulo anterior.

Aunque los programas que aquí se presentan sólo son válidos para la Hewlett Packard HP-97; tomando como base los diagramas de flujo aquí presentados, se pueden desarrollar programas para cualquier tipo de máquina.

GENERALIZACIONES.

Para cargar cualquiera de los listados aquí presentados, esto sólo para los que posean HP-97, será necesario que se realicen las siguientes pasos:

- 1.- Encender la máquina.
- 2.- Colocar el selector PRGM-RUN en PRGM.
- 3.- Teclar el programa deseado, como se presenta en el listado.

Una vez grabado el programa en la calculadora, debido a que la HP-97 no tiene memoria continua, al apagar la calculadora éste es borrado, el programa puede quedar grabado permanentemente en una tarjeta magnética llevando a cabo los siguientes pasos:

- 1.- Manteniendo el selector PRGM-RUN en PRGM.
- 2.- Haciendo pasar la tarjeta a través de la lectora de tarjetas, cui

dando que sea el lado 1 el que pase primero.

- 2.1.- Si en la pantalla aparece el mensaje Crd, esto significa que el programa no quedo totalmente grabado en el lado 1, esto sucede cuando el programa está constituido por más de 112 pasos de programación, por lo que la tarjeta se tendrá que hacer pasar por la lectora de nuevo, por el lado 2.

Una vez registrado el programa en una tarjeta magnética, éste puede ser utilizado de nuevo cuantas veces se desee, sólo volviéndolo a cargar en la calculadora, como se indica a continuación:

- 1.- Encender la calculadora.
- 2.- Colocar el selector PRGM-RUN en RUN.
- 3.- Hacer pasar la tarjeta por la lectora de tarjetas por el lado 1, si aparece el mensaje Crd, es que no quedó totalmente grabado y se hará pasar el lado 2 por la lectora de tarjetas.
- 4.- Una vez cargado el programa, se procede a la ejecución del mismo.

PROGRAMA 1. METODO DE COMPARACION DE Rwa.

Una vez cargado el programa en la calculadora como se explicó anteriormente, el uso del programa se lleva a cabo de la siguiente manera:

1.- Como se puede observar en el diagrama de flujo, el cálculo de Rwa se puede realizar de dos maneras: una calculando F, por medio del uso de la fórmula de Archie y la otra por medio del uso de la fórmula de Humble.

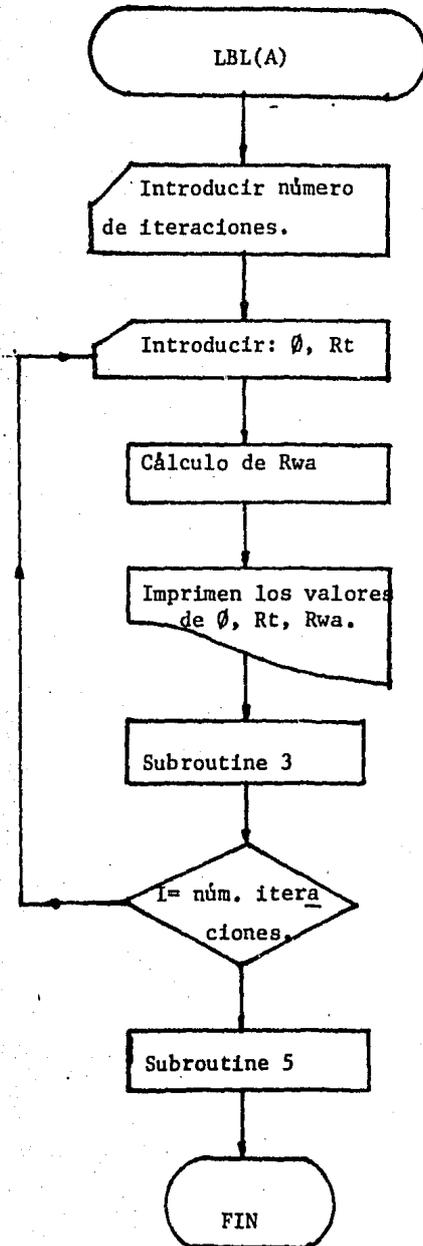
Por lo que para facilitar la selección, si se desea obtener F por medio de la fórmula de Archie, oprimir la tecla B, de lo contrario oprimir la tecla A, y aparecerá un 1000 en la pantalla, continuando con los siguientes pasos:

Proceda a:	Presione:	Aparece:
2.- Introducir el número de intervalos a analizar, que será el número de iteraciones que se realizarán.	R/S	Número de intervalos o iteraciones.
3.- Introducir el valor de m, sólo si se oprimió la tecla B en el paso (1), de lo contrario no se efectuará este paso.	R/S	Valor de m.
4.- Introducir el valor de la porosidad para el intervalo que se analiza.	R/S	Valor de porosidad.
5.- Introducir el valor de Rt, para el mismo intervalo.	R/S	Valor de Rt.
6.- Se imprimen los valores de porosidad, Rt y Rwa automáticamente para el intervalo analizado y se repite el programa desde el paso (4) hasta haber analizado todos los intervalos. Una vez analizado todos los intervalos el valor que se imprime es el de Rwa mín.		

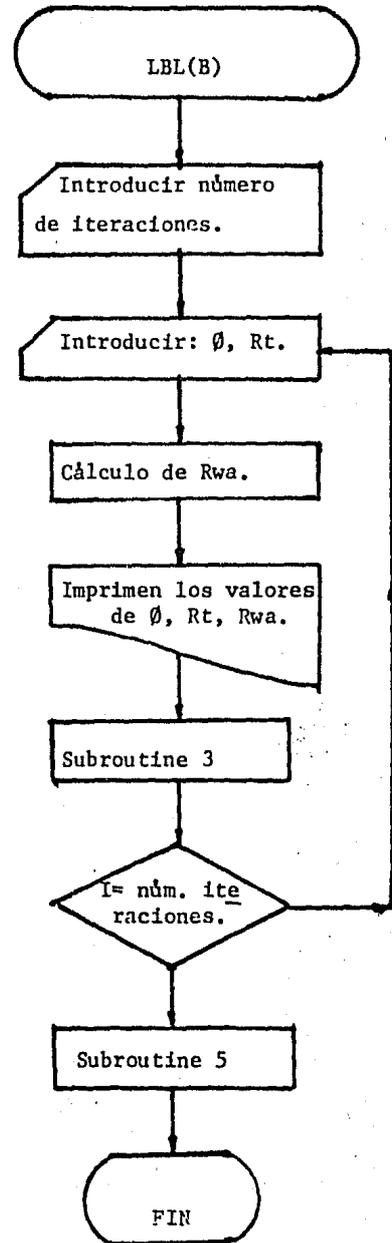
Proceda a:	Presione:	Aparece:
7.- Introducir el valor de Rwa para cada intervalo.	R/S	Valor de Rwa.
8.- Se imprimen los valores de Rwa y Sw del intervalo analizado, y se repite el programa desde el paso (6), hasta haber analizado todos los intervalos.		

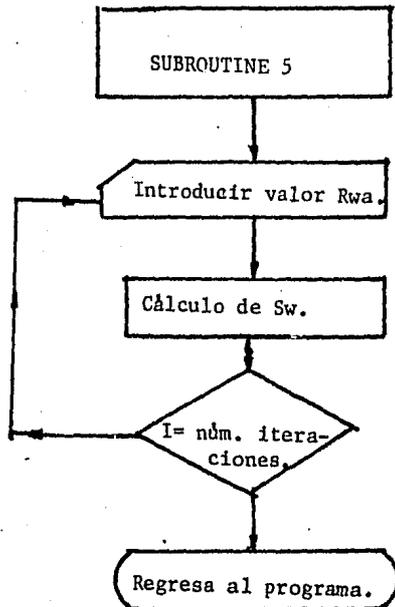
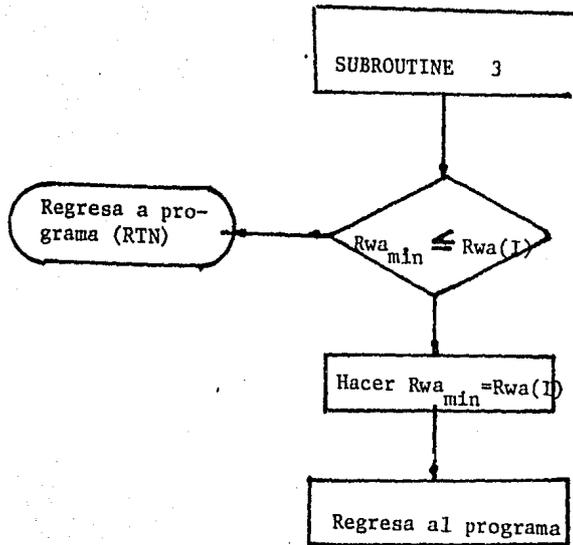
METODO DE Rwa PARA EL CALCULO DE Sw.

Cálculo de Rwa usando
Fórmula de Humble.



Cálculo de Rwa usando
Fórmula de Archie.





METODO DE Rwa PARA EL CALCULO DE Sw.

001	*LELA	21 11	057	ST03	35 03
002	1	01	058	RCL2	36 02
003	0	00	059	RCL1	36 01
004	0	00	060	Y*	31
005	0	00	061	RCL3	36 03
006	ST05	35 05	062	X	-35
007	R/S	51	063	ST04	35 04
008	STG1	35 46	064	SPC	16-11
009	ST00	35 00	065	SFC	16-11
010	*LBL1	21 01	066	RCL2	36 02
011	R/S	51	067	PRTX	-14
012	ST02	35 02	068	RCL3	36 03
013	R/S	51	069	PRTX	-14
014	ST03	35 03	070	RCL4	36 04
015	RCL2	36 02	071	PRTX	-14
016	2	02	072	GSB3	23 03
017	.	-62	073	DSZ1	16 25 46
018	1	01	074	GT02	22 02
019	5	05	075	RCL5	36 05
020	Y*	31	076	PRTX	-14
021	RCL3	36 03	077	GSB5	23 05
022	X	-35	078	RTN	24
023	.	-62	079	*LBL3	21 03
024	6	06	080	RCL5	36 05
025	2	02	081	RCL4	36 04
026	÷	-24	082	X≠Y?	16-35
027	ST04	35 04	083	ST05	35 05
028	SFC	16-11	084	RTN	24
029	SPC	16-11	085	*LBL5	21 05
030	RCL2	36 02	086	RCL0	36 00
031	PRTX	-14	087	ST01	35 46
032	RCL3	36 03	088	*LBL4	21 04
033	PRTX	-14	089	RCL5	36 05
034	RCL4	36 04	090	R/S	51
035	PRTX	-14	091	ST06	35 06
036	GSB3	23 03	092	÷	-24
037	DSZ1	16 25 46	093	JX	54
038	GT01	22 01	094	ST07	35 07
039	RCL5	36 05	095	1	01
040	SFC	16-11	096	X≠Y	-41
041	PRTX	-14	097	GSB7	23 07
042	SPC	16-11	098	RCL6	36 06
043	GSB5	23 05	099	PRTX	-14
044	RTN	24	100	RCL7	36 07
045	*LBLB	21 12	101	PRTX	-14
046	1	01	102	SPC	16-11
047	ST05	35 05	103	DSZ1	16 25 46
048	R/S	51	104	GT04	22 04
049	ST01	35 46	105	RTN	24
050	ST00	35 00	106	*LBL7	21 07
051	R/S	51	107	X≠Y?	16-35
052	ST01	35 01	108	RTN	24
053	*LBL2	21 02	109	1	01
054	R/S	51	110	ST07	35 07
055	ST02	35 02	111	RTN	24
056	R/S	51	112	R/S	51

PROGRAMA 2.- METODO DE COMPARACION DE Fr/Fs.

1.- El cálculo de Fs, también puede ser realizado por medio de la fórmula de Archie o Humble, por lo que para facilitar la selección, se programó el cálculo de Fs en diferentes niveles dependiendo de la manera de calcularlo.

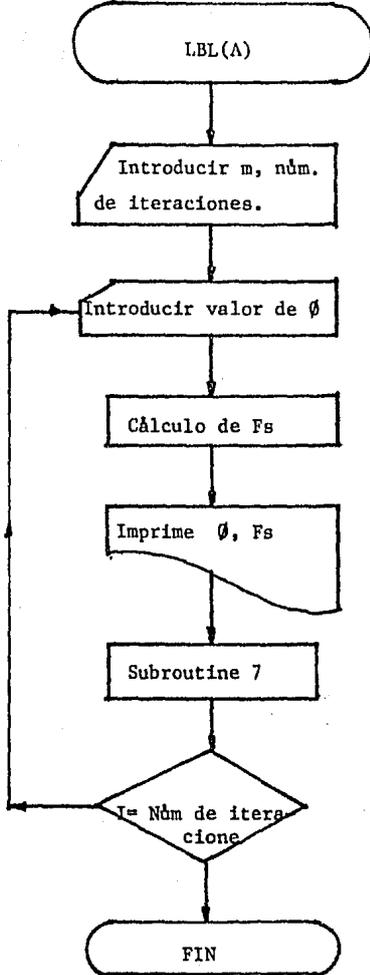
Si se desea calcular Fs, utilizando fórmula de Archie oprimir la tecla A, de lo contrario oprimir la tecla B, para Humble.

Proceda a:	Presione:	Aparece:
2.- Introducir el valor de m, sólo si se oprime la tecla A, de lo contrario, no se realice esto, y prosiga con el paso (3).	R/S	Valor de m.
3.- Introducir número de intervalos a analizar, que es el número de iteraciones que se realizarán.	R/S	Número de iteraciones.
4.- Introducir el valor de la porosidad.	R/S	Valor de la porosidad.
5.- Se imprimen los valores de Porosidad y Fs para el intervalo analizado.		

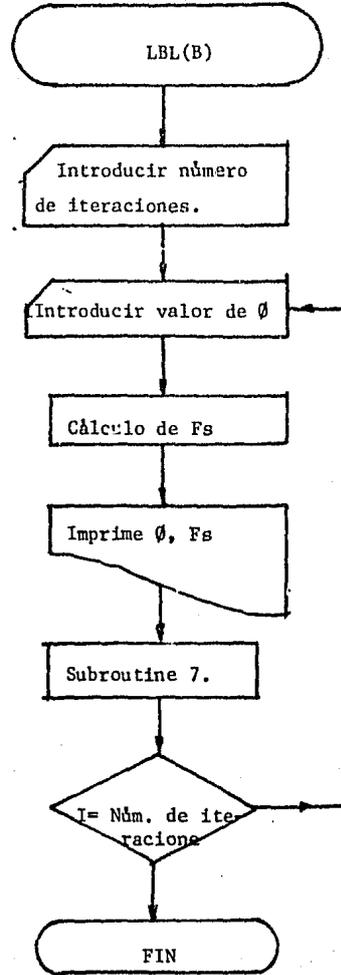
Proceda a:	Presione:	Aparece:
6.- Introducir valores de:		
Rxo	R/S	Valor de Rxo.
Rmf @ c.y.	R/S	Valor de Rmf.
7.- Se imprimen los valores de Rxo, Rmf, Fr y después de dos espacios el valor de Fr/Fs, esto es, para cada intervalo estudiado y se repite el programa desde el paso (4), esto se hace hasta haber cubierto el número de intervalos analizados.		

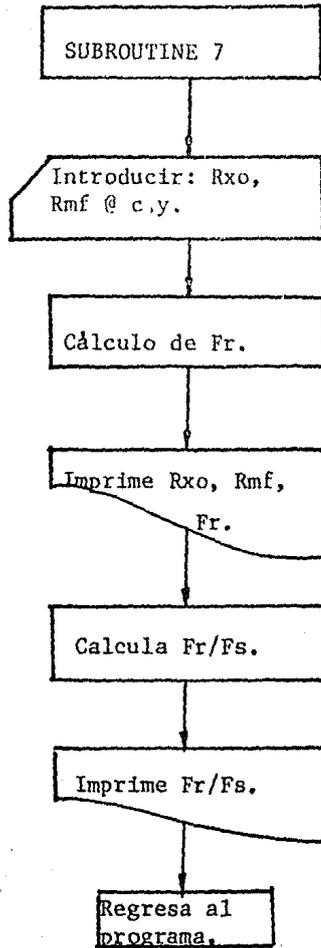
METODO DE COMPARACION DE Fr/Fs.

Cálculo de Fs por fórmula de Archie.



Cálculo de Fs por fórmula de Humble.





METODO DE COMPARACION DE Fr/Fs.

001	*LBLA	21 01	036	6	06
002	DSP3	-63 03	037	2	02
003	R/S	51	038	x	-35
004	ST00	35 00	039	ST02	35 02
005	R/S	51	040	SPC	16-11
006	ST01	35 46	041	RCL1	36 01
007	*LBL1	21 01	042	PRTX	-14
008	R/S	51	043	RCL2	36 02
009	ST01	35 01	044	PRTX	-14
010	RCL0	36 00	045	GSB7	23 07
011	Y*	31	046	DSZI	16 25 46
012	1/X	52	047	GT02	22 02
013	ST02	35 02	048	RTN	24
014	SPC	16-11	049	*LBL7	21 07
015	RCL1	36 01	050	R/S	51
016	PRTX	-14	051	ST03	35 03
017	RCL2	36 02	052	R/S	51
018	PRTX	-14	053	ST04	35 04
019	GSB7	23 07	054	=	-24
020	DSZI	16 25 46	055	ST05	35 05
021	GT01	22 01	056	SPC	16-11
022	RTN	24	057	RCL3	36 03
023	*LBLB	21 12	058	PRTX	-14
024	R/S	51	059	RCL4	36 04
025	ST01	35 46	060	PRTX	-14
026	*LBL2	21 02	061	RCL5	36 05
027	R/S	51	062	PRTX	-14
028	ST01	35 01	063	RCL5	36 05
029	2	02	064	RCL2	36 02
030	.	-62	065	=	-24
031	1	01	066	ST06	35 06
032	5	05	067	SPC	16-11
033	Y*	31	068	SPC	16-11
034	1/X	52	069	RCL6	36 06
035	.	-62	070	PRTX	-14
			071	RTN	24

PROGRAMA 3.- METODO DE ARCHIE.

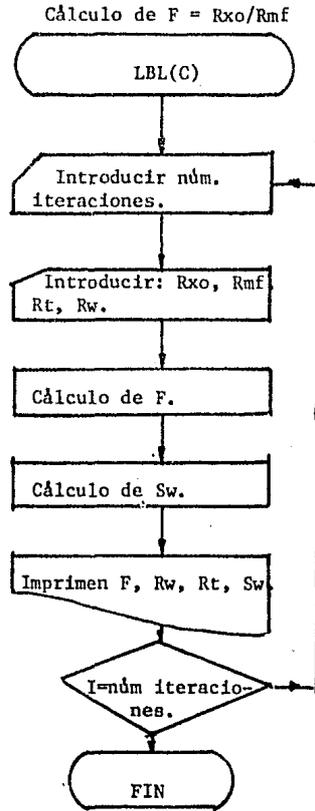
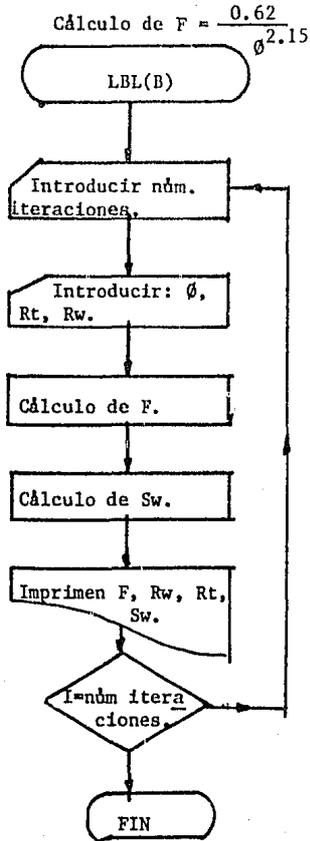
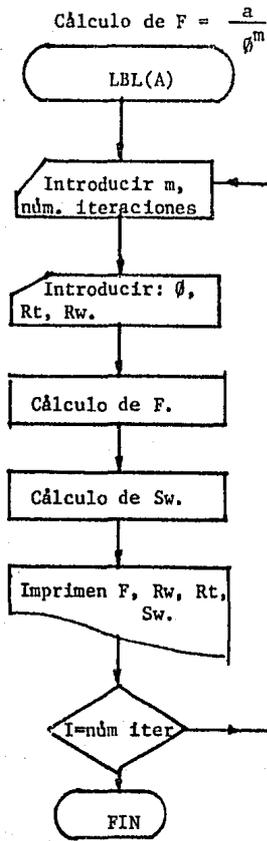
1.- En este método el cálculo de F, se puede llevar a cabo de formas y para facilitar la selección del método, el programa se ha dividido en 3 niveles.

Si se desea calcular F por la fórmula de Archie se oprime la tecla A, - se se usa la fórmula de Humble se oprime la tecla B y si se obtiene F de la relación R_{xo}/R_{mf} se oprime la tecla C.

Proceda a:	Presione:	Aparece:
2.-		
a) Introduzca : Número de iteraciones	R/S	Número de iter.
Valor de m.	R/S	Valor de m.
esto si se oprime la tecla A.		
b) Introduzca: Número de iteraciones	R/S	Número de iter.
esto si se oprimen las teclas B o C.		
3.-		
a) Introduzca: Porosidad	R/S	Porosidad.
Rt	R/S	Rt
Rw	R/S	Rw
Si se oprimió la tecla A o B.		
b) Introduzca: R _{xo}	R/S	R _{xo}
R _{mf}	R/S	R _{mf}
Rt	R/S	Rt
Rw	R/S	Rw
Si se oprimió la tecla C.		

4.- Se imprimen los valores de F, R_w, R_t y S_w para el intervalo analizado y se repite el programa desde el paso (3), hasta haber analizado todos los intervalos.

METODO DE ARCHIE.

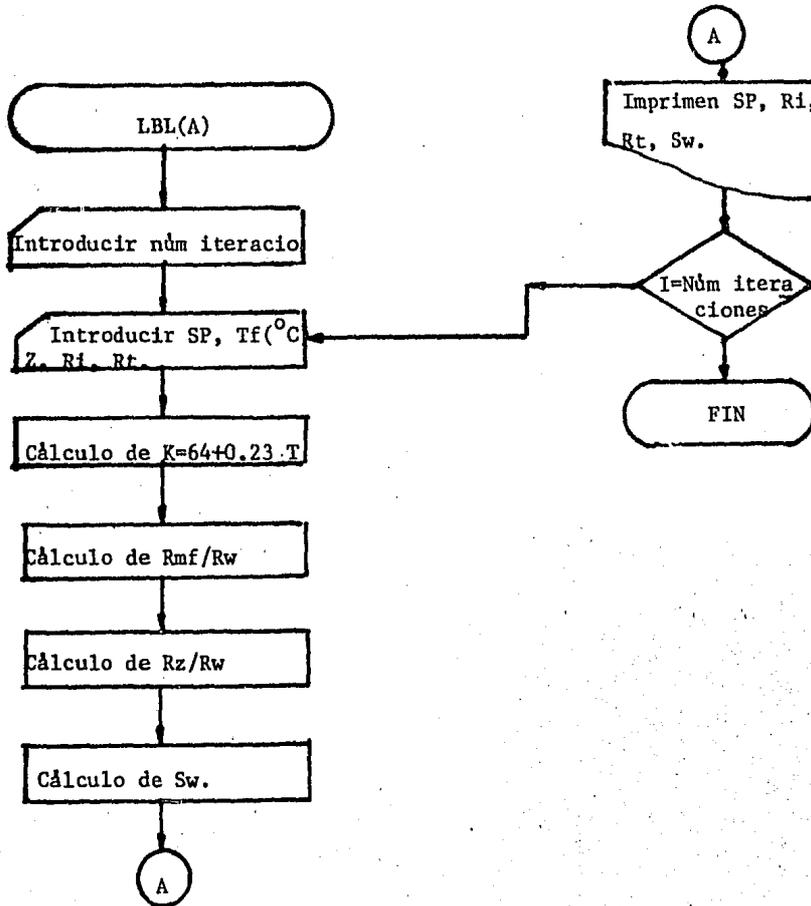


METODO DE ARCHIE.

001	*LBLA	21	11	055	ST04	35	04
002	DSP3	-63	03	056	GSB4	23	04
003	R/S		51	057	SPC	16-11	
004	ST00	35	00	058	SPC	16-11	
005	R/S		51	059	RCL4	36	04
006	ST01	35	46	060	PRTX		-14
007	*LBL1	21	01	061	RCL3	36	03
008	R/S		51	062	PRTX		-14
009	ST01	35	01	063	RCL2	36	02
010	R/S		51	064	PRTX		-14
011	ST02	35	02	065	RCL5	36	05
012	R/S		51	066	PRTX		-14
013	ST03	35	03	067	DSZI	16	25 46
014	RCL1	36	01	068	GT02	22	02
015	RCL0	36	00	069	RTN		24
016	Y*		31	070	*LBLC	21	13
017	1/X		52	071	R/S		51
018	ST04	35	04	072	ST01	35	46
019	GSB4	23	04	073	*LBL3	21	03
020	SPC	16-11		074	R/S		51
021	SPC	16-11		075	ST00	35	00
022	RCL4	36	04	076	R/S		51
023	PRTX		-14	077	ST01	35	01
024	RCL3	36	03	078	R/S		51
025	PRTX		-14	079	ST02	35	02
026	RCL2	36	02	080	R/S		51
027	PRTX		-14	081	ST03	35	03
028	RCL5	36	05	082	RCL0	36	00
029	PRTX		-14	083	RCL1	36	01
030	RTN		24	084	÷		-24
031	DSZI	16	25 46	085	ST04	35	04
032	GT01	22	01	086	GSB4	23	04
033	RTN		24	087	SPC	16-11	
034	*LBLB	21	12	088	SPC	16-11	
035	R/S		51	089	RCL4	36	04
036	ST01	35	46	090	PRTX		-14
037	*LBL2	21	02	091	RCL3	36	03
038	R/S		51	092	PRTX		-14
039	ST01	35	01	093	RCL2	36	02
040	R/S		51	094	PRTX		-14
041	ST02	35	02	095	RCL5	36	05
042	R/S		51	096	PRTX		-14
043	ST03	35	03	097	DSZI	16	25 46
044	RCL1	36	01	098	GT03	22	03
045	2		02	099	RTN		24
046	.		-62	100	*LBL4	21	04
047	1		01	101	RCL4	36	04
048	5		05	102	RCL3	36	03
049	Y*		31	103	x		-35
050	1/X		52	104	RCL2	36	02
051	.		-62	105	÷		-24
052	6		06	106	√X		54
053	2		02	107	ST05	35	05
054	x		-35	108	RTN		24

PROGRAMA 4. METODO DE LAS MONTAÑAS ROCALLOSAS.

Proceda a:	Presione:	Aparece:
1.- Introducir el número de iteraciones	R/S	Número de itera.
2.- Introducir:		
SP	R/S	SP
Tf (°C)	R/S	Tf (°C)
Z (generalmente 0.075)	R/S	Z
Ri	R/S	Ri
Rt	R/S	Rt
3.- Se imprimen los valores de SP, Ri, Rt y Sw para cada intervalo analizado repitiendo el programa desde el paso (2), hasta cubrir todos los intervalos analizados.		



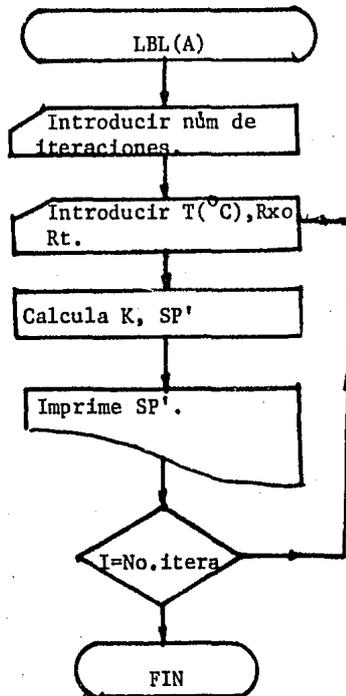
METODO DE LAS MONTAÑAS ROCALLOSAS.

001	*LBLA	21	11
002	DSP3	-63	03
003	R/S		51
004	STOI	35	46
005	*LELI	21	01
006	R/S		51
007	ST00	35	00
008	R/S		51
009	ST01	35	01
010	R/S		51
011	ST02	35	02
012	R/S		51
013	ST03	35	03
014	R/S		51
015	ST04	35	04
016	RCL1	36	01
017	.		-62
018	2		02
019	3		03
020	x		-35
021	6		06
022	4		04
023	+		-55
024	1/X		52
025	RCL0	36	00
026	x		-35
027	1		01
028	0		00
029	X*Y		-41
030	Y*		31
031	ST05	35	05
032	1		01
033	RCL2	36	02
034	-		-45
035	ENT↑		-21
036	RCL2	36	02
037	RCL5	36	05
038	x		-35
039	+		-55
040	1/X		52
041	RCL5	36	05
042	x		-35
043	ST06	35	06
044	RCL3	36	03
045	RCL4	36	04
046	=		-24
047	RCL6	36	06
048	=		-24
049	ST07	35	07
050	1		01
051	X*Y		-41
052	GSB3	23	03
053	SPC	16-11	
054	RCL0	36	00
055	PRTX		-14
056	RCL3	36	03
057	PRTX		-14
058	RCL4	36	04
059	PRTX		-14
060	RCL7	36	07
061	PRTX		-14
062	DSZI	16 25	46
063	GT01	22	01
064	RTN		24
065	*LBL3	21	03
066	X*Y?	16-35	
067	RTN		24
068	1		01
069	ST07	35	07
070	RTN		24

PROGRAMA 5. METODO DE R_{xo}/R_t .

Este método es uno de los más sencillos de realizar, y el programa no necesita que se haga en una calculadora muy sofisticada.

Proceda a:	Presione:	Aparece:
1.- Inicializar el programa	Tecla A	-----
2.- Introducir número de iteraciones	R/S	Número de itera.
3.- Introducir:		
$T (^{\circ}C)$	R/S	$T (^{\circ}C)$
R_{xo}	R/S	R_{xo}
R_t	R/S	R_t
4.- Se imprimen los valores de SP' para cada intervalo, repitiendo el programa desde el paso (3), hasta haber cubierto todos los intervalos.		



METODO DE Rxo/Rt.

001	*LELA	21	11
002	R/S		51
003	STCI	35	46
004	*LEL1	21	01
005	R/S		51
006	STO1	35	01
007	R/S		51
008	STO2	35	02
009	R/S		51
010	STO3	35	03
011	0		00
012	.		-62
013	2		02
014	3		03
015	RCL1	36	01
016	x		-35
017	6		06
018	4		04
019	+		-55
020	STO4	35	04
021	RCL2	36	02
022	RCL3	36	03
023	=		-24
024	LOG	16	32
025	RCL4	36	04
026	x		-35
027	CHS		-22
028	PRTX		-14
029	SPC		16-11
030	DSEI	16	25 46
031	GT01	22	01
032	RTN		24

PROGRAMA 6. METODO DE AGUILERA.

Debido a la necesidad de dividir el programa en partes, para su mejor realización, fue necesario colocar estas partes en diferentes niveles y oprimiendo las teclas A, B, C o D, se selecciona el cálculo que se desee realizar. Al oprimirse la tecla A, se calculan los valores de $\Delta t - \Delta t_{ma}$ o $\varphi_{ma} - \varphi_b$, como se explica a continuación.

Proceda a:	Presione:	Aparece:
1.- Introducir número de iteraciones	R/S	Número de itera.
2.- Introducir Δt_{ma} o φ_{ma}	R/S	t_{ma} o ma .
3.- Introducir Δt o φ_b	R/S	t o b .
4.- Se imprimen los valores de $\Delta t - \Delta t_{ma}$ o $\varphi_{ma} - \varphi_b$ para cada intervalo analizado hasta cubrirlos todos, por lo que el programa en cada iteración regresará al paso (3).		

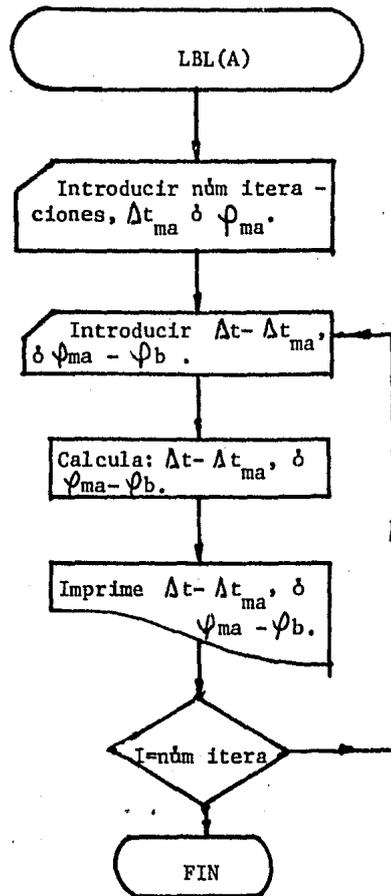
Al oprimirse la tecla B, se calculan los valores de $P_{\frac{1}{2}}$ y P_H para el caso en que se tenga información directa de la porosidad se inicializa el programa tecleando B, pues el cálculo de $\Delta t - \Delta t_{ma}$ o $\varphi_{ma} - \varphi_b$ no será necesario, para el cálculo de $P_{\frac{1}{2}}$ y P_H , pues se puede realizar con sólo la porosidad, aquí se ve la ventaja de dividir el programa en partes.

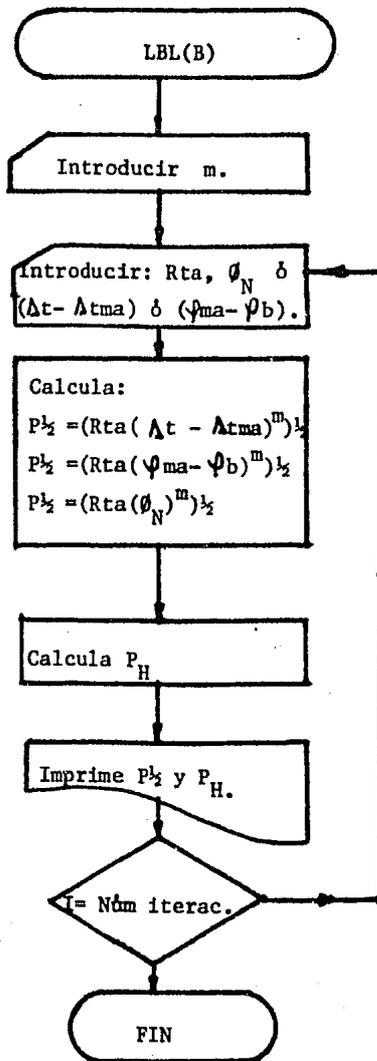
Proceda a:	Presione:	Aparece:
5.- Introducir el valor de m.	R/S	Valor de m.
6.- Introducir: Valor de Rta	R/S	Rta
$\Delta t - \Delta t_{ma}$ o $\varphi_{ma} - \varphi_b$ o \emptyset	R/S	Cualquiera.
7.- Se imprimen los valores de $P_{\frac{1}{2}}$ y P_H hasta cubrir todos los intervalos analizados repitiendo el programa a partir del paso (6). Para continuar con los cálculos se oprime la tecla C, y se realiza el cálculo de la frecuencia y frecuencia acumulativa para los diferentes rangos de $P_{\frac{1}{2}}$.		

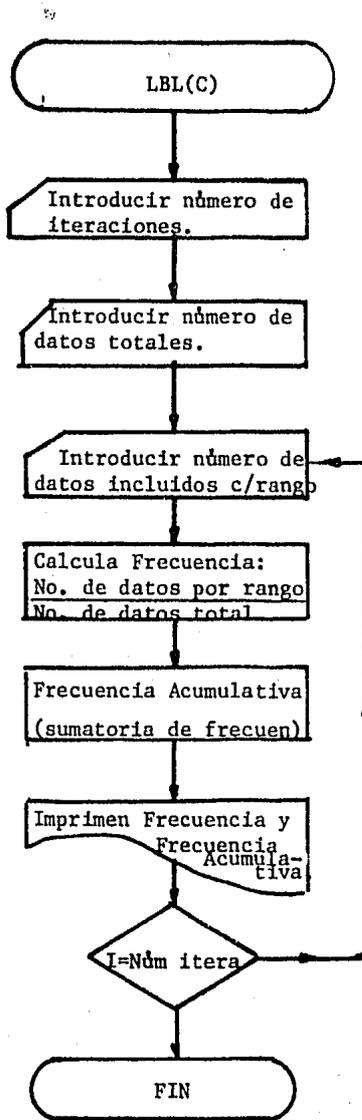
Proceda a:	Presione:	Aparece:
8.- Introducir número de iteraciones	R/S	Número de itera.
9.- Introducir número total de datos analizados	R/S	N° total de datos
10.- Introducir número de datos incluidos en cada rango.	R/S	N° datos c/rango.
11.- Se imprimen los valores de frecuencia y frecuencia acumulativa, hasta cubrir todos los intervalos analizados, repitiendo el programa a partir del paso (10).		

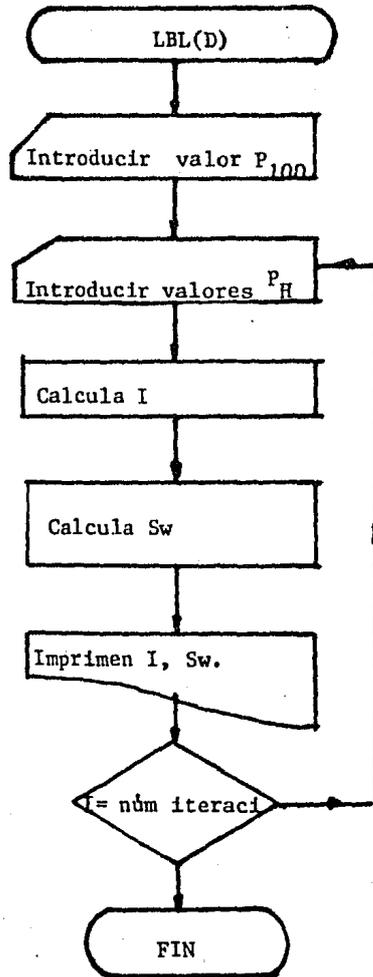
Para finalizar, se oprime la tecla D, y se obtienen los valores de I y Sw.

- | Proceda a: | Presione: | Aparece: |
|---------------------------------------|-----------|-----------|
| 12.- Introducir el valor de P_{100} | R/S | P_{100} |
| 13.- Introducir los valores de P_H | R/S | P_H |
- 14.- Se imprimen los valores calculados de I y Sw, para cada intervalo analizado, repitiendo el programa desde el paso (13), hasta cubrir todos los intervalos.









METODO DE AGUILERA.

001	*LBLA	21	11
002	R/S		51
003	STO0	35	00
004	STOI	35	46
005	R/S		51
006	STOI	35	01
007	*LBL1	21	01
008	R/S		51
009	ENT↑		-21
010	RCL1	36	01
011	-		-45
012	PRTX		-14
013	DSZI	16	25 46
014	GT01	22	01
015	RTN		24
016	*LBLB	21	12
017	RCL0	36	00
018	STOI	35	46
019	R/S		51
020	STOI	35	01
021	*LBL2	21	02
022	R/S		51
023	ENT↑		-21
024	R/S		51
025	ENT↑		-21
026	RCL1	36	01
027	YX		31
028	x		-35
029	SPC	16-11	
030	JX		54
031	PRTX		-14
032	X ²		53
033	PRTX		-14
034	DSZI	16	25 46
035	GT02	22	02
036	RTN		24
037	*LBLC	21	13
038	R/S		51
039	STOI	35	46
040	R/S		51
041	STO2	35	02
042	0		00
043	STO3	35	03
044	*LBL3	21	03
045	R/S		51
046	ENT↑		-21
047	RCL2	36	02
048	÷		-24
049	PRTX		-14
050	STO4	35	04
051	STO3	35	03
052	+		-55
053	STO3	35	03
054	PRTX		-14
055	SPC		16-11
056	DSZI	16	25 46
057	GT03		22 03
058	RTN		24
059	*LBLD	21	14
060	RCL0	36	00
061	STOI	35	46
062	R/S		51
063	STO2	35	02
064	*LBL4	21	04
065	R/S		51
066	ENT↑		-21
067	RCL2	36	02
068	÷		-24
069	PRTX		-14
070	ENT↑		-21
071	RCL1	36	01
072	1/X		52
073	CHS		-22
074	YX		31
075	STO4	35	04
076	1		01
077	X*Y		-41
078	GSB5		23 05
079	RCL4	36	04
080	PRTX		-14
081	SPC		16-11
082	DSZI	16	25 46
083	GT04		22 04
084	RTN		24
085	*LBL5	21	05
086	X*Y*		16-35
087	RTN		24
088	1		01
089	STO4	35	04
090	RTN		24

PROGRAMA 7.- METODO DE LITO-POROSIDAD.

Debido a la poca capacidad de memorias y pasos de programación, el programa fue separado en dos, por lo que se recomienda grabarlo en dos tarjetas magnéticas, por la poca capacidad de la máquina y trabajalos por separado.

El desarrollo de este programa se dificultó debido a las restricciones que presenta la calculadora, como se mencionó al principio de este capítulo, sin embargo, logró llevarse a cabo pero se recomienda usar cualquiera de las máquinas o calculadoras antes mencionadas.

PROGRAMA 7-A

1.- Para realizar el cálculo de M y N, se teclea A, una vez cargado el programa para iniciarlo.

Procede a:	Presione:	Aparece:
2.- Introducir número de iteraciones	R/S	Número de itera.
3.- Introducir: Δt_f	R/S	Δt_f
ψ_f	R/S	ψ_f
$(\phi_N)_f$	R/S	$(\phi_N)_f$
4.- Introducir: Δt	R/S	Δt
ψ_b	R/S	ψ_b
(ϕ_N)	R/S	(ϕ_N)
5.- Se imprimen los valores de M y N para cada intervalo, y regresa el programa al paso (4), hasta haber cubierto todos los intervalos.		

PROGRAMA 7-B

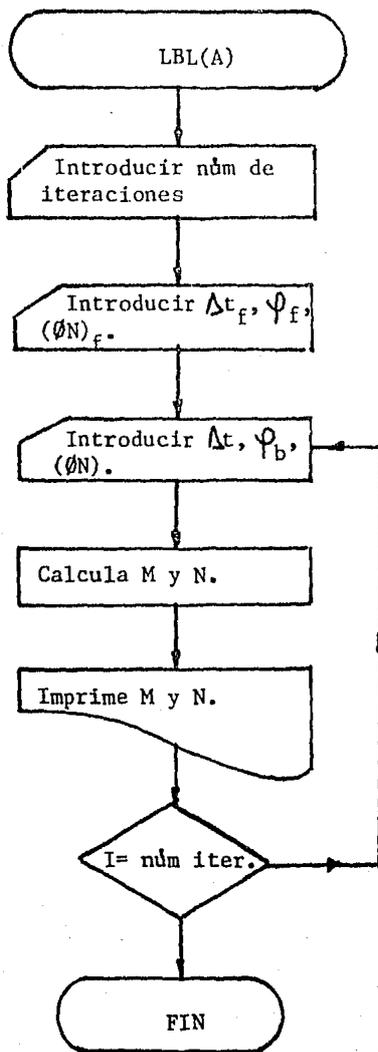
La segunda parte del programa se basa en la solución de sistemas de ecuaciones para cada intervalo, para obtener porcentajes de los Volúmenes de minerales y porosidad, primaria o secundaria, o ambas, para tal fin se usa el método de Gauss-Seidel⁽²⁰⁾.

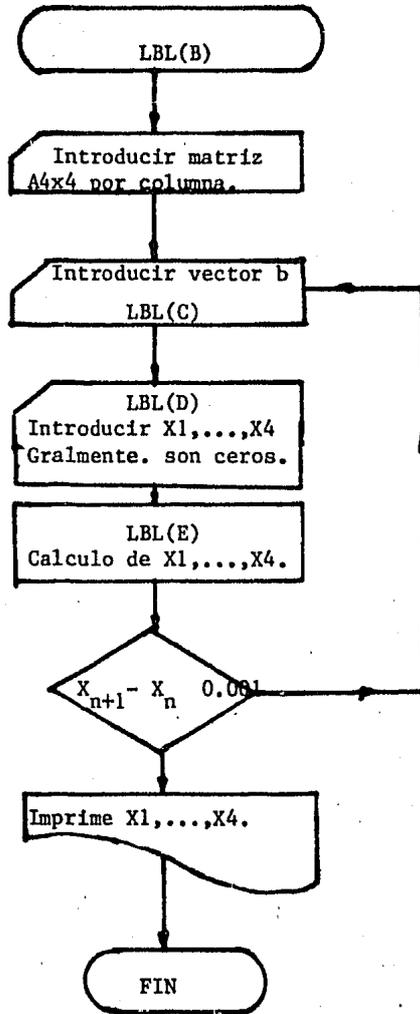
Antes de iniciar el programa, el usuario debe tener la precaución de checar que en la matriz, los elementos de mayor valor absoluto queden sobre la diagonal principal, esto se hace intercambiando renglones o aplicando cualquier operación válida de eliminación, un ejemplo de como manipular la matriz se presenta en el Apéndice I.

Esto se hace para que el método converga con mayor facilidad. Una vez realizadas todas las operaciones necesarias se inicia el programa.

Procede a:	Presione:	Aparece:
1.- Inicializa el programa tecleando B	B	-----
2.- Introducir la matriz $A_{4 \times 4}$ por columna:		
a_{11}	R/S	a_{11}
a_{21}	R/S	a_{21}
:	:	:
.	.	.
a_{12}	R/S	a_{12}
a_{22}	R/S	a_{22}
:	:	:
.	.	.
3.- Introducir el vector \bar{b} , oprimiendo <u>prime</u> ro la tecla C y después introdúzcalo:		
b_1	R/S	b_1
:	.	:
b_4	R/S	b_4
4.- Introduzca el vector \bar{X} incógnita, opri - miendo primero la tecla D, y después in - troduzca X_1	R/S	X_1
:	.	:
X_4	R/S	X_4
<p>generalmente, los valores valores de X_1 a X_4 son cero al iniciar el programa.</p>		
<p>5.- Para iniciar los cálculos de las incógnitas se oprime la tecla E. Una vez que se hayan obtenido los resultados, porcentajes de volúmenes de minerales y de porosidad, se imprimen para el intervalo analizado, el programa regresa al paso (3) para analizar otro intervalo, hasta haberlos cubiertos todos.</p>		

METODO DE LITO-POROSIDAD.





METODO DE LITO-POROSIDAD.

001	*LBLA	21 11
002	DSP4	-63 04
003	P/S	51
004	ST01	35 46
005	R/S	51
006	ST01	35 01
007	R/S	51
008	ST02	35 02
009	R/S	51
010	ST03	35 03
011	*LBL2	21 02
012	R/S	51
013	ST04	35 04
014	R/S	51
015	ST05	35 05
016	R/S	51
017	ST06	35 06
018	RCL1	36 01
019	RCL4	36 04
020	-	-45
021	ENT↑	-21
022	RCL5	36 05
023	RCL2	36 02
024	-	-45
025	÷	-24
026	.	-62
027	0	00
028	1	01
029	x	-35
030	PRTX	-14
031	RCL3	36 03
032	RCL6	36 06
033	-	-45
034	ENT↑	-21
035	RCL5	36 05
036	RCL2	36 02
037	-	-45
038	÷	-24
039	PRTX	-14
040	SPC	16-11
041	DSZ1	16 25 46
042	GT02	22 02
043	RTH	24

001	*LBLB	21 12
002	R/S	51
003	ST01	35 46
004	R/S	51
005	ST00	35 00
006	R/S	51
007	ST01	35 01
008	R/S	51
009	P#S	16-51
010	ST06	35 06
011	P#S	16-51
012	R/S	51
013	ST02	35 02
014	R/S	51
015	ST03	35 03
016	R/S	51
017	ST04	35 04
018	R/S	51
019	P#S	16-51
020	ST07	35 07
021	P#S	16-51
022	R/S	51
023	ST05	35 05
024	R/S	51
025	ST06	35 06
026	R/S	51
027	ST07	35 07
028	R/S	51
029	P#S	16-51
030	ST08	35 08
031	P#S	16-51
032	R/S	51
033	ST08	35 08
034	R/S	51
035	ST09	35 09
036	R/S	51
037	ST0A	35 11
038	R/S	51
039	P#S	16-51
040	ST09	35 09
041	P#S	16-51
042	RTN	24
043	*LBLC	21 13
044	P#S	16-51
045	R/S	51
046	ST01	35 01
047	R/S	51

048	ST02	35 02
049	R/S	51
050	ST03	35 03
051	P/S	51
052	ST04	35 04
053	P#S	16-51
054	RTN	24
055	*LBLD	21 14
056	R/S	51
057	ST08	35 12
058	R/S	51
059	ST0C	35 13
060	R/S	51
061	ST0D	35 14
062	R/S	51
063	ST0E	35 15
064	RTN	24
065	*LBL E	21 15
066	DSP4	-63 04
067	*LBL1	21 01
068	RCL6	36 12
069	P#S	16-51
070	ST05	35 05
071	RCL1	36 01
072	P#S	16-51
073	RCL2	36 02
074	RCLC	36 13
075	x	-35
076	-	-45
077	RCL5	36 05
078	RCLD	36 14
079	x	-35
080	-	-45
081	RCL8	36 08
082	RCLE	36 15
083	x	-35
084	-	-45
085	RCLI	36 46
086	÷	-24
087	ST0B	35 12
088	PSE	16 51
089	RCLC	36 13
090	P#S	16-51
091	ST00	35 00
092	RCL2	36 02
093	P#S	16-51
094	RCL0	36 00

095	RCLB	36 12
096	x	-35
097	-	-45
098	RCL6	36 06
099	RCLD	36 14
100	x	-35
101	-	-45
102	RCL9	36 09
103	RCLE	36 15
104	x	-35
105	-	-45
106	RCL3	36 03
107	÷	-24
108	STOC	35 13
109	PSE	16 51
110	PzS	16-51
111	RCL3	36 03
112	PzS	16-51
113	RCL1	36 01
114	RCLB	36 12
115	x	-35
116	-	-45
117	RCL4	36 04
118	RCLC	36 13
119	x	-35
120	-	-45
121	RCLA	36 11
122	RCLC	36 15
123	x	-35
124	-	-45
125	RCL7	36 07
126	÷	-24
127	STOD	35 14
128	PSE	16 51
129	PzS	16-51
130	RCL4	36 04
131	RCL6	36 06
132	PzS	16-51
133	RCLB	36 12
134	x	-35
135	-	-45
136	FzS	16-51
137	RCL7	36 07
138	PzS	16-51
139	RCLC	36 13
140	x	-35
141	-	-45

142	PzS	16-51
143	RCL8	36 08
144	PzS	16-51
145	RCLD	36 14
146	x	-35
147	-	-45
148	PzS	16-51
149	RCL9	36 09
150	FzS	16-51
151	÷	-24
152	STOE	35 15
153	PSE	16 51
154	RCLB	36 12
155	PzS	16-51
156	RCL5	36 05
157	PzS	16-51
158	-	-45
159	ABS	16 31
160	.	-62
161	0	00
162	0	00
163	1	01
164	XzY?	16-35
165	GTO1	22 01
166	RCLC	36 13
167	PzS	16-51
168	RCL0	36 00
169	PzS	16-51
170	-	-45
171	ABS	16 31
172	.	-62
173	0	00
174	0	00
175	1	01
176	XzY?	16-35
177	GTO1	22 01
178	RCLB	36 12
179	PRTX	-14
180	RCLC	36 13
181	PRTX	-14
182	RCLD	36 14
183	PRTX	-14
184	RCLE	36 15
185	PRTX	-14
186	RTN	24
187	RTN	24
188	RzS	51

CAPITULO IV.- APLICACION DE LOS METODOS AL POZO KU - 407.

INTRODUCCION.

En este capítulo se aplicarán dos de los métodos explicados en el pozo petrolero KU- 407, los métodos de lito-porosidad y Aguilera, localizado en el Golfo de México a unos Kms. de Cd. del Carmen, Camp.

Fue analizado un tramo de 125 mts., de 2950 mbmr a 3075 mbmr, el cuál fue dividido en 42 intervalos, para los cuáles se determinaron: la litología, - porosidad primari y/o secundaria y las saturaciones de agua.

Toda la aplicación se basó principalmente en la información dada ;or 4 registros: Sónico (BHC), Densidad (FDC), Neutrón (CNL) y Doble enfocado (DLL).

Para agilizar loa cálculos se utilizó una TRS-80 Radio Shack PC-II, con la que se redujo el tiempo de cálculo considerablemente.

DETERMINACION DE LA LITOLOGIA Y POROSIDAD.

Para la determinación de estos parámetros se usó el método de lito-porosidad y los resultados obtenidos fueron los siguientes:

N ^o	Intervalo	Δt (mseg/pie)	ρ_b (gr/cc)	ϕN (fracc.)	M	N
1.-	2950 - 2956	53.0	2.64	0.075	0.8293	0.5640
2.-	2956 - 2959	61.0	2.64	0.075	0.7805	0.5640
3.-	2959 - 2961	64.0	2.63	0.06	0.7669	0.5767
4.-	2961 - 2964	57.0	2.63	0.06	0.8098	0.5767
5.-	2964 - 2969	57.0	2.63	0.06	0.8098	0.5767
6.-	2969 - 2973	57.5	2.65	0.08	0.7970	0.5576
7.-	2973 - 2976	57.5	2.65	0.08	0.7970	0.5576
8.-	2976 - 2979	56.0	2.50	0.105	0.8867	0.5967
9.-	2979 - 2982	56.0	2.50	0.105	0.8867	0.5967
10.-	2982 - 2985	56.0	2.69	0.07	0.7870	0.5503
11.-	2985 - 2989	58.5	2.69	0.07	0.7722	0.5503
12.-	2989 - 2993	52.0	2.67	0.075	0.8204	0.5539
13.-	2993 - 2995	52.0	2.67	0.075	0.8204	0.5539
14.-	2995 - 2998	50.0	2.73	0.055	0.8035	0.5462
15.-	2998 - 3000	55.0	2.55	0.09	0.8645	0.5871
16.-	3000 - 3002	66.0	2.55	0.09	0.7935	0.5871
17.-	3002 - 3005	55.5	2.67	0.07	0.7994	0.5569
18.-	3005 - 3008	55.5	2.62	0.085	0.8241	0.5648
19.-	3008 - 3010	75.0	2.62	0.085	0.7037	0.5648

No.	Intervalo	Δt (mseg/pie)	ρ_b (gr/cc)	ϕ_N (fracc.)	M	N
20.-	3010 - 3013	88.0	2.61	0.115	0.6273	0.5497
21.-	3013 - 3017	79.0	2.61	0.115	0.6832	0.5497
22.-	3017 - 3019	117.0	2.52	0.13	0.4737	0.5724
23.-	3019 - 3022	95.0	2.52	0.13	0.6184	0.5724
24.-	3022 - 3025	58.0	2.56	0.11	0.8397	0.5705
25.-	3025 - 3028	68.5	2.56	0.135	0.7724	0.5545
26.-	3028 - 3031	62.0	2.52	0.16	0.8355	0.5526
27.-	3031 - 3036	62.0	2.52	0.16	0.8355	0.5526
28.-	3036 - 3040	62.0	2.47	0.165	0.8639	0.5680
29.-	3040 - 3043	60.0	2.52	0.155	0.8487	0.5559
30.-	3043 - 3045	93.5	2.52	0.155	0.6283	0.5559
31.-	3045 - 3047	93.5	2.57	0.13	0.6083	0.5541
32.-	3047 - 3050	57.5	2.57	0.13	0.8376	0.5541
33.-	3050 - 3054	57.5	2.65	0.09	0.7970	0.5515
34.-	3054 - 3056	57.5	2.65	0.09	0.7970	0.5515
35.-	3056 - 3059	56.0	2.625	0.105	0.8185	0.5508
36.-	3059 - 3062	58.5	2.625	0.105	0.8031	0.5508
37.-	3062 - 3065	57.0	2.65	0.09	0.8000	0.5515
38.-	3065 - 3067	57.0	2.67	0.10	0.7904	0.5389
39.-	3067 - 3069	59.0	2.67	0.10	0.7784	0.5389
40.-	3069 - 3071	52.5	2.67	0.07	0.8174	0.5569
41.-	3071 - 3073	100.0	2.4	0.19	0.6357	0.5786
42.-	3073 - 3075	65.0	2.4	0.19	0.8857	0.5786

TABLA 1.

Los parámetros M y N fueron graficados para cada intervalo en la gráfica de lito-porosidad notándose que las áreas denotadas con las letras B y D, Fig4, fueron las más concurridas, así como la zona de lutitas. También se graficaron los intervalos en las gráficas cruzadas para corroborar la información obtenida. Fig's 1,2 y 3.

Los intervalos 1,8,9,12,13,15,18,24,26,27,28,29,32,35,40 y 42 fueron graficados en el área B delimitada por, ϕ_2 -caliza-dolomita, y se obtuvieron los los porcentajes de ϕ_1 , ϕ_2 y litología para cada uno de ellos.

La matriz utilizada para el análisis de estos intervalos fue:

Agua dulce, pozo lleno de liquido

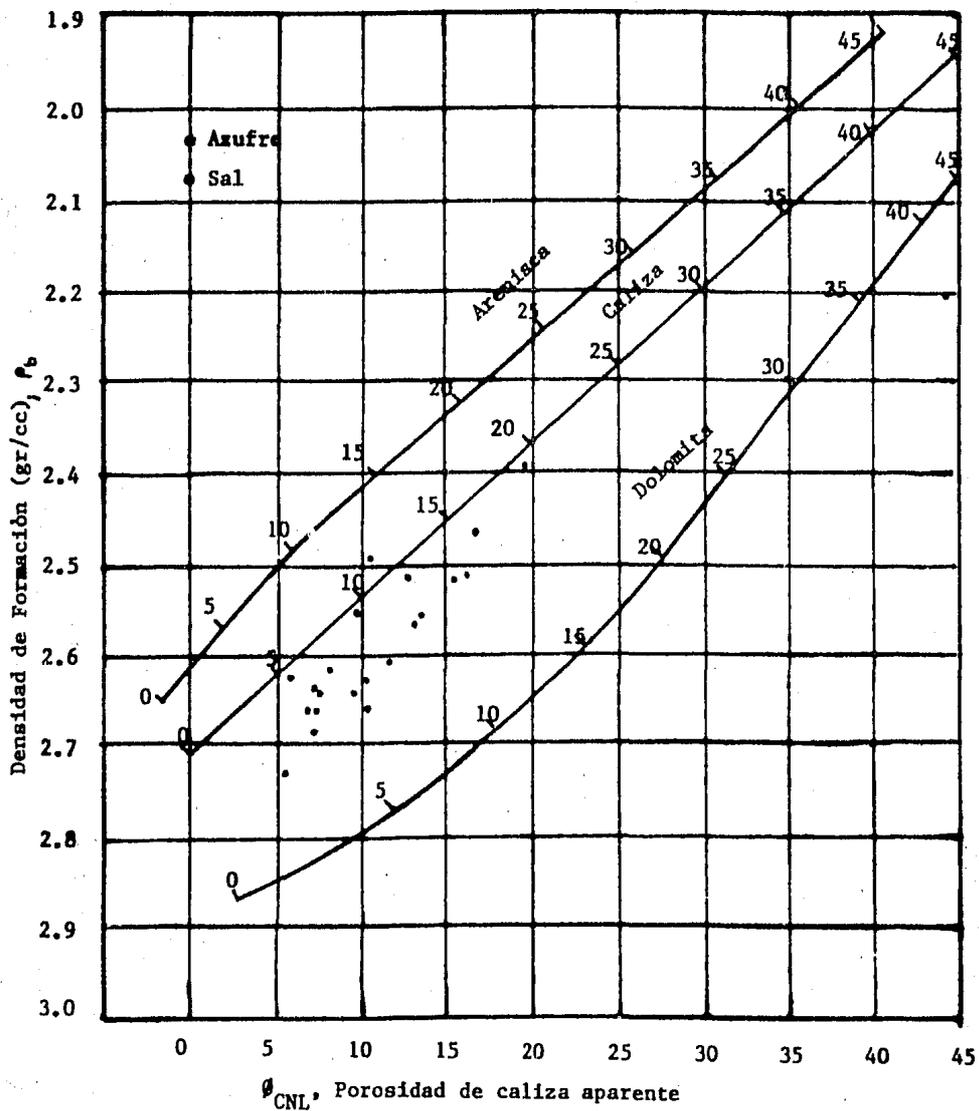


Fig.1. Gráfica para litología y porosidad de los registros CNL y FDCL

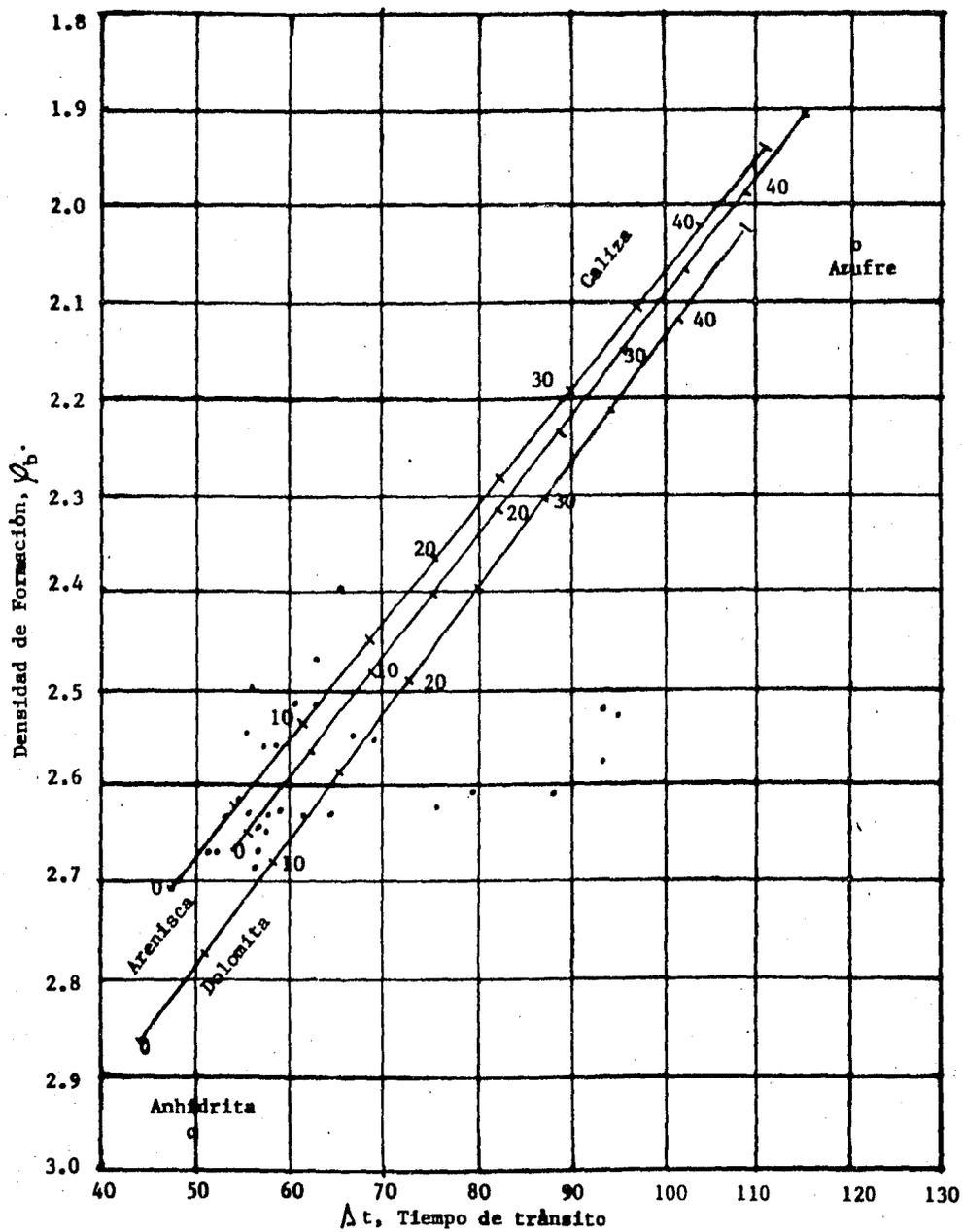


Fig.2. Identificación de litología y porosidad del registro de densidad y sónico.

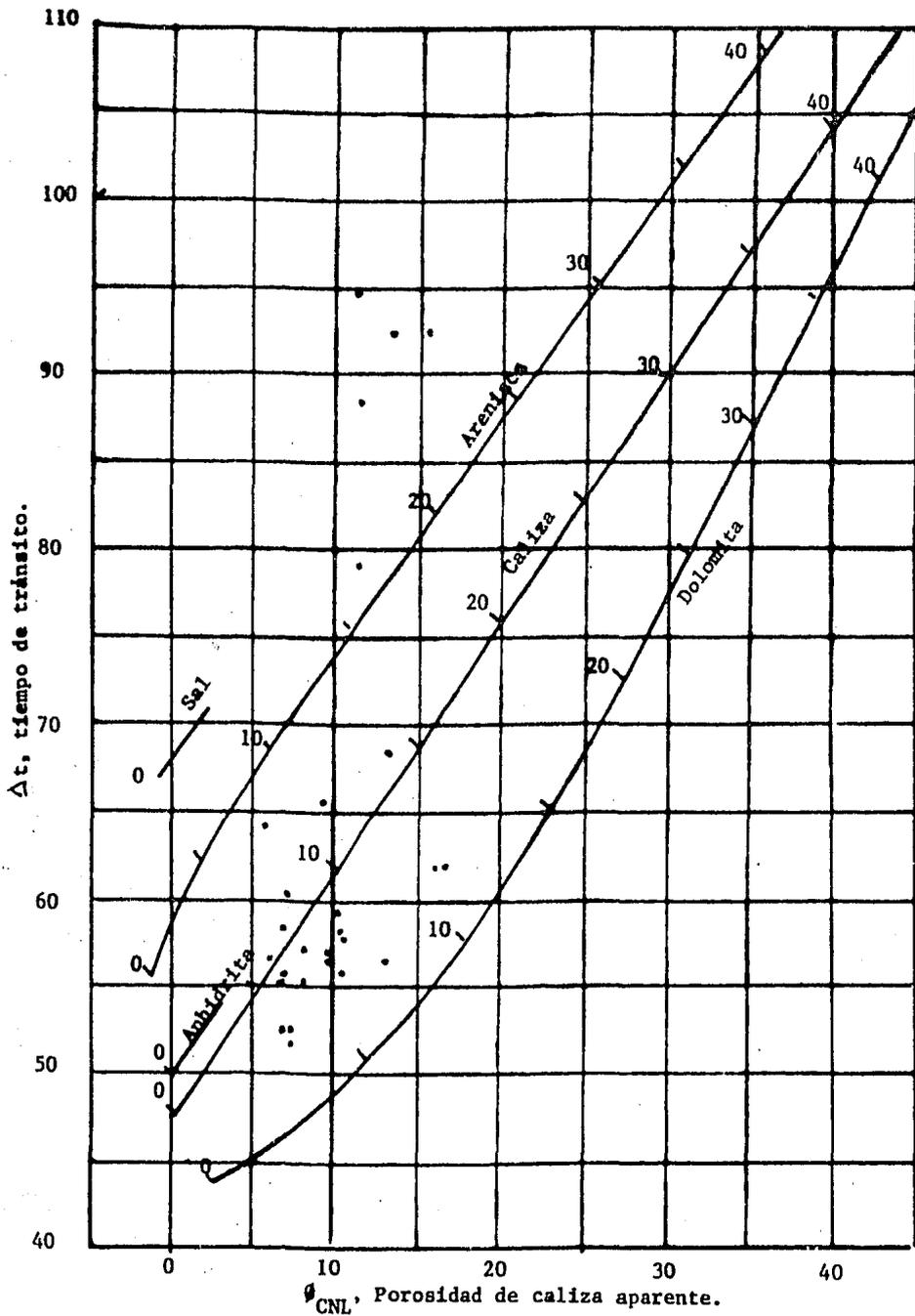


Fig.3. Gráfica para determinar litología y porosidad de los registros CNL y BHC

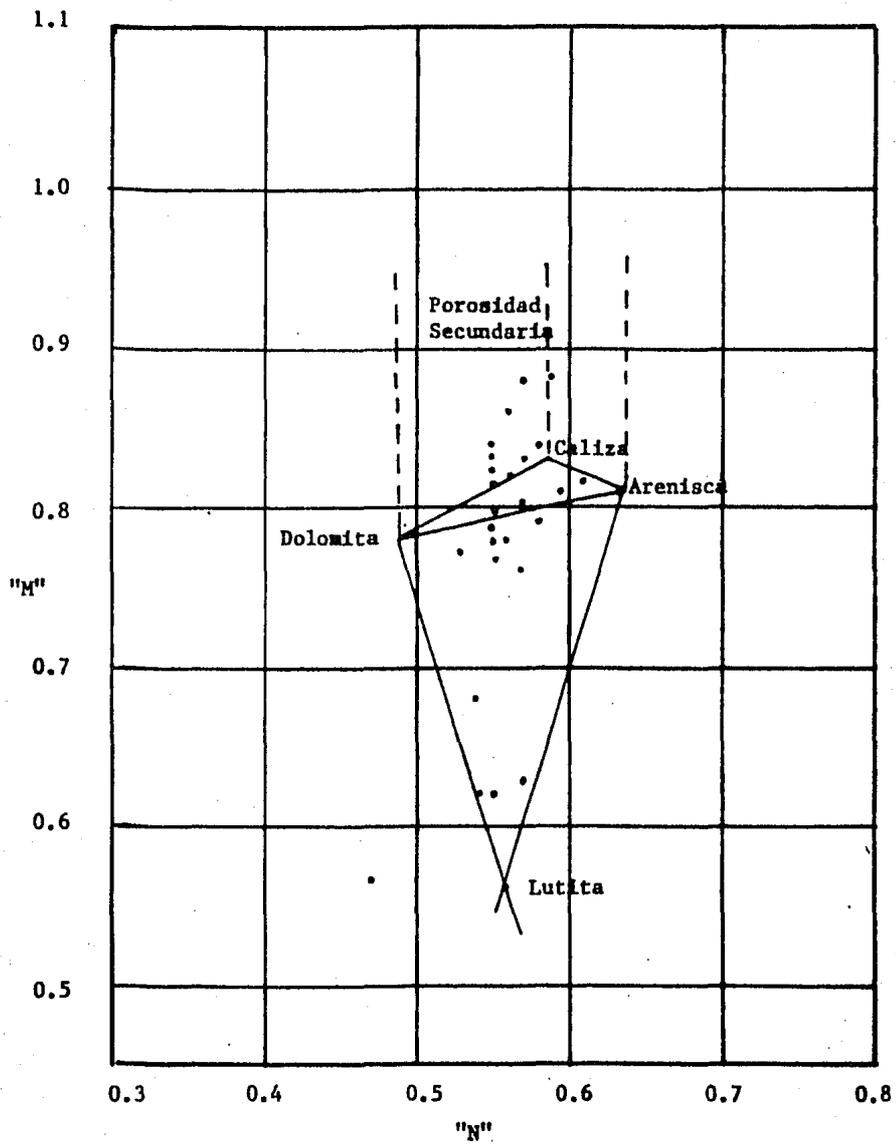


Fig.4. Gráfica de Lito - porosidad.

No.	ϕ_1	ϕ_2	V1	V2	V3	ϕ_t
10.-	0.0573	----	D=0.6240	A=0.3145	L=0.0040	0.0573
11.-	0.0097	----	D=0.5889	A=0.2885	L=0.1130	0.0097
12.-	0.0420	0.0192	C=0.5492	D=0.3902	----	0.0612
13.-	0.0420	0.0192	C=0.5492	D=0.3902	----	0.0612
14.-	0.0690	----	C=0.6433	D=0.4901	A=0.0000	0.0690
15.-	0.0472	0.0321	C=0.9191	D=0.0000	----	0.0803
16.-	0.0008	----	D=0.3741	A=0.4024	L=0.2046	0.0008
17.-	0.0707	----	D=0.5642	A=0.3651	L=0.0000	0.0707
18.-	0.0624	0.0141	C=0.6845	D=0.2397	----	0.0765
19.-	0.0000	----	D=0.2234	A=0.2204	L=0.5560	0.0000
20.-	0.0000	----	D=0.0592	A=0.0000	L=0.9403	0.0000
21.-	0.0000	----	D=0.2928	A=0.0505	L=0.6562	0.0000
22.-	0.0000	----	D=0.0000	A=0.0000	L=1.0000	0.0000
23.-	0.0000	----	D=0.0000	A=0.0000	L=1.0000	0.0000
24.-	0.0778	0.0265	C=0.7350	D=0.1614	----	0.1043
25.-	0.0793	----	D=0.5099	A=0.3011	L=0.1098	0.0793
26.-	0.1121	0.0349	C=0.4853	D=0.3684	----	0.1470
27.-	0.1121	0.0349	C=0.4853	D=0.3684	----	0.1470
28.-	0.1066	0.0519	C=0.6616	D=0.1805	----	0.1585
29.-	0.0968	0.0465	C=0.5273	D=0.3300	----	0.1433
30.-	0.0000	----	D=0.0554	A=0.0000	L=0.9394	0.0000
31.-	0.0000	----	D=0.0000	A=0.0000	L=1.0000	0.0000
32.-	0.0801	0.0371	C=0.5210	D=0.3625	----	0.1171
33.-	0.0867	----	D=0.6002	A=0.3129	L=0.0000	0.0867
34.-	0.0867	----	D=0.6002	A=0.3129	L=0.0000	0.0867
35.-	0.0711	0.0192	C=0.4918	D=0.4187	----	0.0903
36.-	0.0800	----	C=0.5261	D=0.3940	A=0.0000	0.0800
37.-	0.0760	----	C=0.4291	D=0.4457	A=0.0498	0.0760
38.-	0.0840	----	C=0.2393	D=0.6203	A=0.0608	0.0840
39.-	0.0634	----	D=0.6955	A=0.1976	L=0.0434	0.0634
40.-	0.0444	0.0132	C=0.5915	D=0.3516	----	0.0576
41.-	0.0000	----	D=0.0000	A=0.1361	L=0.8636	0.0000
42.-	0.1243	0.0636	C=0.7560	D=0.0568	----	0.1879

TABLA 2.

A=Arenisca, C=Caliza, D=dolomita, L=lutita, ϕ_1 =porosidad primaria, ϕ_2 =porosidad secundaria, ϕ_t =porosidad total.

DETERMINACION DE LA SATURACION DE AGUA, Sw.

Para la determinación de la saturación de agua, se utilizó el Método de Aguilera.

Para la determinación del exponente de porosidad, m, se graficó en una gráfica log-log, Rta contra ϕ_t , obteniéndose el valor de $m = [-1.53] = 1.53$. Fig5.

$$m = \frac{\log x_2 - \log x_1}{\log y_2 - \log y_1} = \frac{\log 500 - \log 130}{\log 0.025 - \log 0.06} = -1.53$$

Con el exponente de porosidad, m, conocido los siguientes valores de saturaciones de agua fueron calculados utilizando el método:

No.	Rta	ϕ_t	P_H	$P_{1/2}$	I	Sw
1.-	450	0.0659	2.649	7.016	121.80	0.0433

No.	Rta	ϕ_t	P_H	$P_{\frac{1}{2}}$	I	Sw
2.-	370	0.0382	1.585	2.511	43.59	0.0848
3.-	150	0.0000	0.000	0.000	0.00	1.0000
4.-	1100	0.0603	3.869	14.972	259.93	0.0264
5.-	130	0.0603	1.330	1.769	30.71	0.1066
6.-	500	0.0791	3.211	10.308	178.95	0.0336
7.-	70	0.0791	1.201	1.443	25.05	0.1218
8.-	70	0.0244	0.489	0.238	4.13	0.3956
9.-	500	0.0244	1.306	1.705	29.60	0.1092
10.-	650	0.0573	2.861	8.183	142.06	0.0391
11.-	650	0.0097	0.735	0.540	9.37	0.2315
12.-	1000	0.0612	3.731	13.923	241.71	0.0276
13.-	570	0.0612	2.817	7.936	137.77	0.0399
14.-	570	0.0690	3.088	9.535	165.53	0.0354
15.-	570	0.0803	3.468	12.025	208.76	0.0304
16.-	390	0.0008	0.092	0.008	0.13	1.0000
17.-	390	0.0707	2.602	6.771	117.55	0.0443
18.-	1050	0.0765	4.535	20.568	357.08	0.0214
19.-	770	0.0000	0.000	0.000	0.00	1.0000
20.-	470	0.0000	0.000	0.000	0.00	1.0000
21.-	750	0.0000	0.000	0.000	0.00	1.0000
22.-	250	0.0000	0.000	0.000	0.00	1.0000
23.-	570	0.0000	0.000	0.000	0.00	1.0000
24.-	700	0.1043	4.694	22.033	382.50	0.0205
25.-	500	0.0793	3.217	10.348	179.65	0.0336
26.-	590	0.1470	5.603	31.394	545.03	0.0162
27.-	60	0.1470	1.787	3.193	55.43	0.0724
28.-	300	0.1585	4.232	17.913	310.98	0.0234
29.-	400	0.1433	4.524	20.470	355.38	0.0215
30.-	290	0.0000	0.000	0.000	0.00	1.0000
31.-	170	0.0000	0.000	0.000	0.00	1.0000
32.-	170	0.1171	2.527	6.388	110.90	0.0460
33.-	110	0.0867	1.615	2.610	45.31	0.0886
34.-	65	0.0867	1.242	1.542	26.77	0.1166
35.-	65	0.0903	1.281	1.641	28.48	0.1120
36.-	300	0.0800	2.509	6.293	109.25	0.0465
37.-	300	0.0760	2.412	5.818	101.00	0.0489
38.-	70	0.0840	1.216	1.480	25.69	0.1198
39.-	28	0.0634	0.641	0.411	7.13	0.2768
40.-	160	0.0576	1.425	2.030	35.24	0.0974
41.-	60	0.0000	0.000	0.000	0.00	1.0000
42.-	60	0.1879	2.156	4.648	80.69	0.0567

TABLA 3.

Se presentan también las gráficas en papel probabilístico de los rangos de $P_{\frac{1}{2}}$ para todas las zonas, con hidrocarburos y agua, contra frecuencia acumulativa, fig 6; y también la de los rangos de $P_{\frac{1}{2}}$ para zonas saturadas de agua 100% contra frecuencia acumulativa, fig 7.

Los valores utilizados para desarrollar las figuras 5, 6, y 7 se encuentran enlistados en las tablas 3,4, y 5 respectivamente.

Rango $P\frac{1}{2}$	Datos	Frecuencia	Frecuencia Acumulativa
1.- 0.0 - 0.25	10	0.238	0.238
2.- 0.25- 0.5	1	0.024	0.262
3.- 0.5 - 0.75	2	0.048	0.310
4.- 1.0 - 1.25	3	0.071	0.381
5.- 1.25- 1.5	4	0.095	0.476
6.- 1.5 - 1.75	2	0.048	0.524
7.- 1.75- 2.0	1	0.024	0.548
8.- 2.0 - 2.25	1	0.024	0.571
9.- 2.25- 2.5	1	0.024	0.595
10.- 2.5 - 2.75	4	0.095	0.690
11.- 2.75- 3.0	2	0.048	0.738
12.- 3.0 - 3.25	3	0.071	0.810
13.- 3.25- 3.5	1	0.024	0.833
14.- 3.5 - 3.75	1	0.024	0.857
15.- 3.75- 4.0	1	0.024	0.881
16.- 4.0 - 4.25	1	0.024	0.905
17.- 4.5 - 4.75	3	0.071	0.976
18.- 5.5 - 5.75	1	0.024	1.000

TABLA 4.

1.- 0.0 - 0.25	10	0.5	0.5
2.- 0.25- 0.5	1	0.05	0.55
3.- 0.5 - 0.75	2	0.10	0.65
4.- 1.0 - 1.25	3	0.15	0.80
5.- 1.25- 1.5	4	0.20	1.0

$P\frac{1}{2}$
media = 0.24

$P_{100} = 0.0576$

TABLA 5

$$n = \frac{\log 500 - \log 130}{\log 0.025 - \log 0.06} = -1.53$$

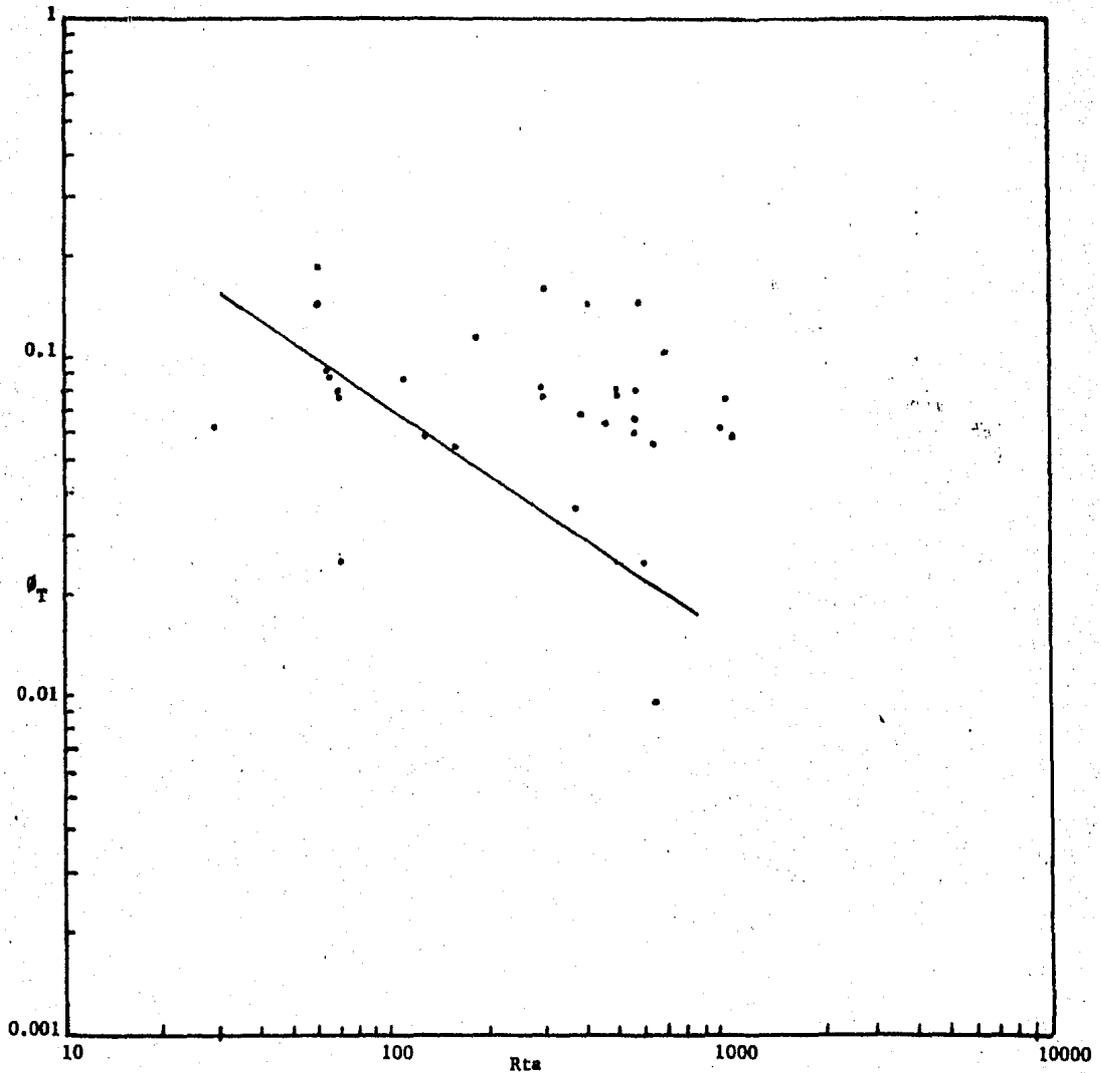


Fig.5. Gráfica de Rta contra θ_t .

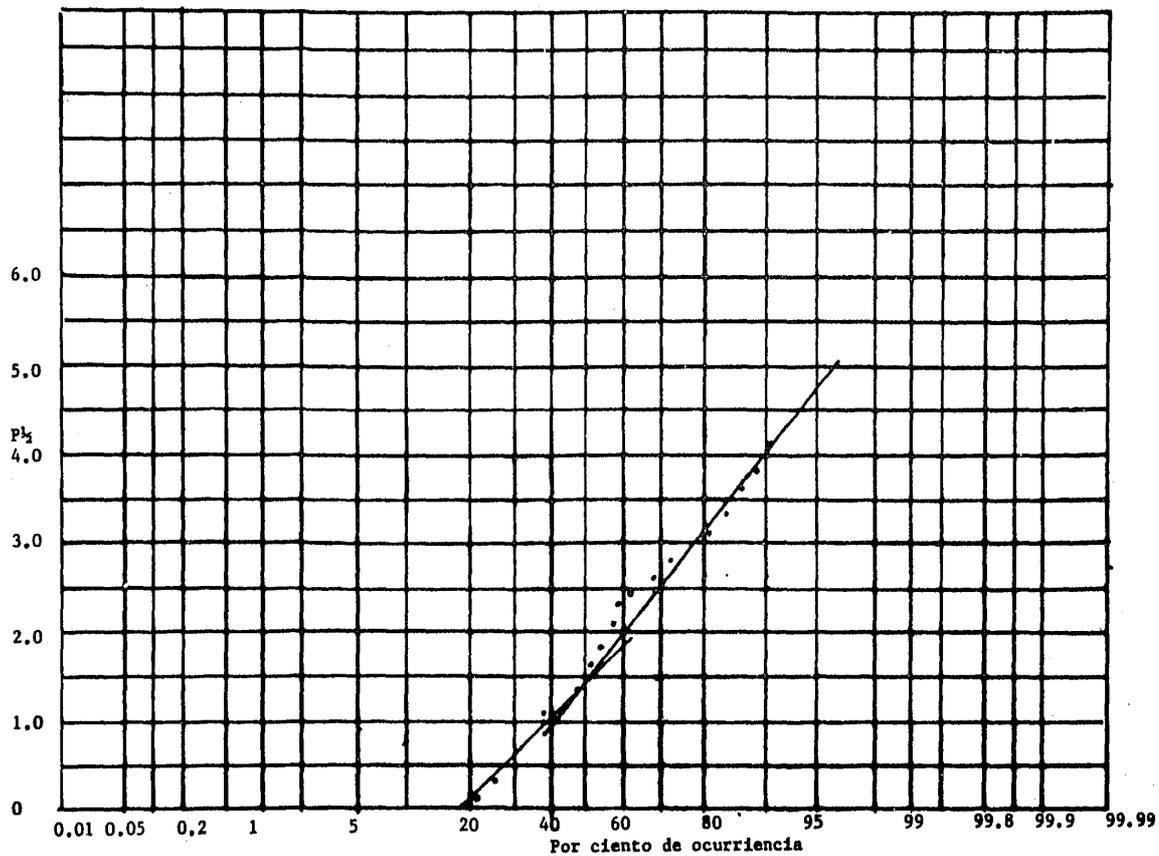
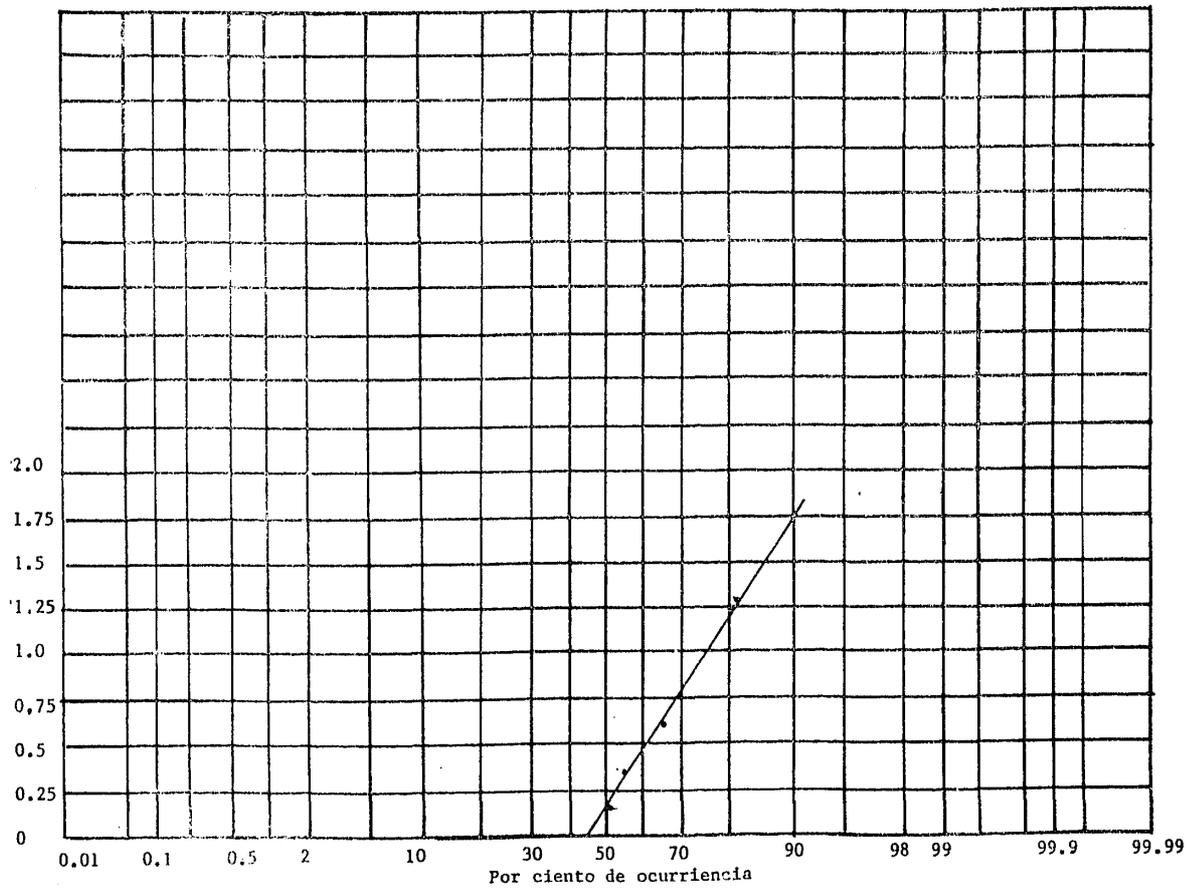


Fig.6. Tendencia de Zonas de Agua y de Hidrocarburos.

Fig. 7. Gráfica para determinar $P_{1/2}$

CAPITULO V.- CONCLUSIONES.

Ninguno de los métodos aquí expuestos es más o menos eficiente que otro, puesto que cada uno de ellos se puede aplicar para diferentes condiciones, y obtener resultados confiables.

Por ejemplo, el Método estadístico de Comparación de Rwa, puede ser utilizado cuando no se tiene conocimiento de la R_w y existen porosidades mayores de 30% en el yacimiento, el Método de Aguilera da muy buenos resultados en yacimiento fracturados de litología compleja cuyas porosidades sean bajas o intermedias, el Método de Archie es confiable en los casos de yacimientos con porosidades altas; y así, cada método es confiable y aplicable para diferentes condiciones.

El principal objetivo de este trabajo es poner al alcance de todos estos métodos en forma computarizada para facilitar la interpretación, así como hacer una aplicación en algún pozo, ésta última puede ser comparada aplicando 2 ó más métodos en ese mismo pozo, y así corroborar la interpretación.

La palabra "Ingeniería", viene de la palabra ingenio, y en ingeniero debe ser capaz de simplificar el trabajo que realiza y hacerlo más eficiente. Esta simplificación se puede realizar si el ingeniero está familiarizado con el uso de calculadoras programables y computadoras, las cuáles son unas herramientas rápidas y eficientes.

Ahora bien, gracias al advenimiento de calculadoras y computadoras pequeñas, lo tedioso y sofisticado de las técnicas de interpretación se pueden simplificar, desarrollando pequeños programas que nos ayuden a la realización de los cálculos necesarios. De aquí, la necesidad y empeño en realizar los programas y diagramas de flujo que aquí se presentan.

Con estos programas, el tiempo de interpretación para la toma de decisiones se reduce considerablemente, por lo que se espera, que cualquiera que esté familiarizado con estas técnicas programadas las ponga en práctica.

Una ventaja importante que se puede observar en los programas, es que, en los métodos descritos, en algunos casos se puede contar con varias opciones de cálculo, dependiendo de la información disponible.

Con el fin de ejemplificar el uso de los programas, se aplicaron 2 de los métodos expuestos, Lito-porosidad y Aguilera, al pozo KU - No.407 a un tramo de 125 mts. dividido en 42 intervalos.

Ahora bien, haciendo un análisis rápido, el tramo estudiado en su mayor longitud tiene una porosidad que está en el rango de 6 a 15%, aunque no podemos decir lo mismo de la permeabilidad, debido a la existencia de lutita en muchos intervalos del tramo estudiado.

Sabemos, que la presencia de lutita en una formación, no permite que exista flujo en ésta, por lo que se puede decir que aunque la porosidad sea buena y exista una buena saturación de hidrocarburos la producción de ese intervalo será prácticamente nula.

Los resultados obtenidos con las técnicas aplicadas fueron verificados -- con resultados de análisis de muestras de núcleos y estudios realizados en la zona, así como para verificar la presencia de arcilla se utilizó el registro de espectroscopía de Rayos Gamma naturales (NGT) (22).

Esperamos que las técnicas aquí expuestas y desarrolladas sean utilizadas en un futuro para una evaluación rápida y eficiente de las formaciones, y así tomar las mejores decisiones en las operaciones de terminación de los pozos petroleros.

APENDICE I

En este apéndice se da un ejemplo de algunas operaciones que pueden ser aplicadas sobre una matriz A, para que cumpla con una condición importante de método utilizado, esto es, que se deben colocar en la diagonal principal los elementos de mayor valor absoluto, antes de que ésta sea introducida a la calculadora.

La matriz utilizada para ilustrar este ejemplo, es la matriz usada en el área D, en la cuál fueron graficados los intervalos 4,5,14,36,37 y 38 en la aplicación del método de lito-porosidad al pozo KU-407.

Tales operaciones son:

$$\begin{array}{c} \text{Matriz original} \\ \left(\begin{array}{cccc} 189.0 & 47.6 & 43.5 & 55.5 \\ 1.0 & 0.0 & 0.035 & -0.035 \\ 1.0 & 2.71 & 2.87 & 2.65 \\ 1.0 & 1.0 & 1.0 & 1.0 \end{array} \right) \end{array}$$

$$\begin{array}{c} \text{Intercambiando R2 y R4.} \\ \left(\begin{array}{cccc} 189.0 & 47.6 & 43.5 & 55.5 \\ 1.0 & 1.0 & 1.0 & 1.0 \\ 1.0 & 2.71 & 2.87 & 2.65 \\ 1.0 & 0.0 & 0.035 & -0.035 \end{array} \right) \end{array}$$

$$\begin{array}{c} \text{Multiplicando } 1/189 \times R1 \text{ y } 1/2.87 \times R3. \\ \left(\begin{array}{cccc} 1.0 & 0.251 & 0.230 & 0.293 \\ 1.0 & 1.0 & 1.0 & 1.0 \\ 0.348 & 0.944 & 1.0 & 0.923 \\ 1.0 & 0.0 & 0.035 & -0.035 \end{array} \right) \end{array}$$

$$\begin{array}{c} \text{y por último } -1 \times R1 + R4. \\ \left(\begin{array}{cccc} 1.0 & 0.251 & 0.230 & 0.293 \\ 1.0 & 1.0 & 1.0 & 1.0 \\ 0.348 & 0.944 & 1.0 & 0.923 \\ 0.0 & -0.251 & -0.195 & -0.328 \end{array} \right) \end{array}$$

Estas operaciones deben también de ser aplicadas a cada uno de los vectores \bar{b} antes de ser introducidos a la calculadora, o de lo contrario los resultados obtenidos serán erróneos.

REFERENCIAS

- 1.- "The Rwa Comparison Method", Schlumberger Log Interpretation, 1972.
- 2.- "The Fr/Fs Comparixon Method", Schlumberger Log Interpretation, 1972.
- 3.- Archie, G.E. "The Electrical Resistivity as an Aid in Determining - Some Reservoir Characteristics", Trans, AIME (1942) 146, 54-67.
- 4.- Pirson, S.J. "Hand Book of Well Log Analysis", Prentice - Hall, Inc.
- 5.- Tixier, M.P. "Electric Log Analysis in the Rocky Mountains", Oil and Gas Journal. (6/23/49) 143.
- 6.- Tixier, M.P. "Porosity Balance Verifies Water Saturation Determined from Logs", JPT (7/58).
- 7.- Pirson, S.J. "Quick Quantitative Wellsite Log Evaluation with the -- Rxo/Rt Curve", The Log Analyst. November - December, 1978.
- 8.- Towle, G. "An Analysis of the Formation Resistivity Factor Porosity Relationship of Some Assumed Pore Characteristics", SPWLA, May 1962.
- 9.- Pickett, G.R. "Pattern Recognition as a Means of Formation Evaluation", paper presented at the 14th Annual Logging Symposium, SPWLA, May, 1973
- 10.- Porter, C.R., Pickett, G.R. and Whitman, W.W. "A statistical Method - for Determination of Water Saturation from Logs", paper presented at the 10th Annual Logging Symposium, SPWLA, May, 1969.
- 11.- Aguilera, R. "Analysis of Naturally Fractured Reservoirs From Sonic - and Resistivity Logs", JPT (Nov. 1974) 1233 -1238.
- 12.- Aguilera, R. "Analysis of Naturally Fractured Reservoirs From Conventional Well Logs", JPT (Jul. 1976) 764 - 771.
- 13.- Pirson, S.J. "Petrophysics Interpretation of Formation Tester Pressure Build-up Records", SPWLA, May 17 - 18, 1962.
- 14.- "Schlumberger Log Interpretation", Edition Limited, 1972.
- 15.- Fertl, Walter H. "Openhole Crossplot Concepts - A powerful Technicque in Well Log Analysis", JPT (March 1981) 535 - 548.
- 16.- Burke, J.A., Campbell, R.L., Jr. and Schmidt, A.W. "The Litho-Porosity Crossplot", The Log Analyst (Nov - Dec, 1969).
- 17.- Burke, J.A., Curtis, M.R. and Cox, J.T. "Computer Processing of Log Data Improves Production In Chavero Field", JPT (July - 1967).
- 18.- Poupon, A., Hoyle, W.R., Schmidt, A.W., "Log Analysis in Formations -- with Complex Lithologies", JPT (Oct-1970).
- 19.- William, A.R., Vaughn, A.J., "Improved Simultaneous Determination of Formation Properties from Well Logs", JPT (July-1969) 827-835.
- 20.- Luthé, R. Olivera, A., Schutz, F., "Métodos Numéricos", Limusa, 1980.
- 21.- Poupon, A. and Gaymard, R. "The Evaluation of Clay Content from Logs", - SPWLA Symposium, 1970.
- 22.- Hernández Cano, I.A., "Determinación de las principales características físicas de un pozo petrolero de la Sonda de Campeche Aplicando Registros Geofísicos", Tesis, UNAM 1983.