



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

“EL MANEJO DE DATOS PETROFISICOS  
PARA EL ESTUDIO DE YACIMIENTOS”

TESIS PROFESIONAL

Que para obtener el Título de  
INGENIERO PETROLERO

P r e s e n t a:

Mario Eusebio Aguilera Lazcano



México, D. F.

1985



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 está 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.

## C O N T E N I D O

T E M A S	PAG.
CAPITULO I.- INTRODUCCION	1
CAPITULO II.- PROPIEDADES PETROFISICAS	4
II.1.- Porosidad	4
1.- Definición	4
2.- Clasificación de la Porosidad	5
3.- Porosidad Absoluta y Porosidad Efectiva	7
4.- Arreglos de Porosidad	9
5.- Textura de las Rocas Sedimentarias	13
6.- Factores Geológicos que Influyen en la Porosidad	17
II.2.- Permeabilidad	22
1.- Definición	22
2.- Ley de Darcy	23
3.- Permeabilidad Absoluta y Permeabilidad Efectiva	30
4.- Factores que Afectan la Permeabilidad	33
II.3.- Resistividad	38
1.- Introducción	38
2.- Propiedades Eléctricas de las Rocas	39
3.- Definición	39
4.- Factor de Formación	41
5.- Factores Litológicos	45
6.- Índice de Resistividad	49
II.4.- Presión Capilar	54
1.- Introducción	54
2.- Tensión Superficial y Tensión Interfacial	54
3.- Mojabilidad	57
4.- Presión Capilar	60

T E M A S	PAG.
5.- Presión Capilar en Empacamientos de Esferas Uniformes-Arena no Consolidada	66
II.5.- Permeabilidades Relativas	72
1.- Introducción	72
2.- Definición	72
3.- Características Importantes de las Curvas de $k_r$	73
CAPITULO III.- METODOS DE MEDICION	79
III.1.- Planteamiento	79
III.2.- Métodos Directos	80
1.- Porosidad	80
2.- Permeabilidad	91
3.- Resistividad	105
4.- Presión Capilar	112
5.- Permeabilidades Relativas	117
III.3.- Métodos Indirectos	124
1.- Registros Geofísicos	124
2.- Pruebas de Presión	144
CAPITULO IV.- MANEJO DE DATOS PETROFISICOS	150
IV.1.- Valores Promedio de las Propiedades	150
IV.2.- Datos de Laboratorio	154
IV.3.- Datos de Registros Geofísicos	178
IV.4.- Datos de Pruebas de Presión	194
IV.5.- Observaciones	206
CAPITULO V.- CONCLUSIONES	211
CAPITULO VI.- NOMENCLATURA	217
REFERENCIAS	223

# C A P I T U L O I.

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

Por lo general las rocas con acumulación de fluidos contienen agua, aceite o gas o combinaciones de éstos. La Ingeniería de Yacimientos se interesa por las cantidades de estos fluidos dentro de las rocas, su transmisibilidad en el medio poroso y otras propiedades afines. A estas propiedades que dependen de la roca y de la distribución de fluidos a través de la misma se las conoce como propiedades petrofísicas, las cuales son: porosidad, permeabilidad, resistividad, presión capilar y permeabilidades relativas.

El espacio poroso proporciona el contenido de fluidos y dá a la roca habilidad para absorberlos y retenerlos. El conocimiento de las características físicas de los espacios porosos y de la roca misma es de vital importancia para entender la naturaleza del yacimiento.

El presente trabajo trata de exponer un procedimiento de análisis del yacimiento por medio de las propiedades petrofísicas obtenidas ya sea con pruebas de laboratorio o con registros geofísicos o pruebas de presión. El propósito perseguido no es el de hacer un estudio completo de los métodos directos (análisis de núcleos), ni de los métodos indirectos (registros geofísicos y pruebas de presión), sino más bien el de presentar

en forma general el manejo y procesamiento de las propiedades petrofísicas requerido para poder conocer adecuadamente al yacimiento.

La primera parte del trabajo, Capítulo II, se refiere a las propiedades petrofísicas, su definición y algunos parámetros que influyen en ellas. El Capítulo III describe los métodos con los cuales se obtienen los valores de las propiedades petrofísicas que como ya se mencionó se dividen en directos e indirectos.

En el siguiente Capítulo de este trabajo, se presenta la forma de procesar o manejar los valores de las propiedades petrofísicas para el estudio del yacimiento, con datos obtenidos de un campo petrolero como ejemplo. Ya con los valores de las propiedades se procede a realizar gráficas de correlación entre las propiedades y a calcular valores promedios en cada pozo para configurar planos de isoporosidades, isopermeabilidades, etc. Con esto se logra contar con los elementos necesarios para estudiar al yacimiento y de esta manera realizar apropiadamente la terminación de los pozos, el cálculo de reservas, la explotación del campo, etc. y por consecuencia, se deduce que la determinación de las propiedades petrofísicas es de vital importancia para planear el desarrollo de un yacimiento.

La obtención, interpretación y uso correcto de los datos petrofísicos de un yacimiento están entre las operaciones más importantes de la Ingeniería Petrolera. El éxito de un estudio dependerá de la calidad y cantidad (en menor grado) de ésta información, además de la exactitud en los cálculos.

Al trabajar con los datos petrofísicos se requiere de habilidad y criterio para obtener la solución más probable y lógica físicamente, para un problema específico del yacimiento. No existen recetas generales, - sino que cada yacimiento e incluso cada pozo presentan un problema específico particular. Por esto es necesario - comprender la magnitud e importancia de la apropiada obtención de los datos, su interpretación y los problemas - que se presentan para calcular los valores promedios.

Por tanto, es recomendable tener un conocimiento claro de las propiedades petrofísicas puesto que - esto podrá permitir una mejor planeación de las actividades relacionadas con el yacimiento así como de la optimización del aprovechamiento de las reservas.

## C A P I T U L O I I .

### PROPIEDADES      PETROFISICAS

#### II.1.- POROSIDAD.

##### II.1.1.- Definición.

La Porosidad, característica física que -- desde el punto de vista de Ingeniería de Yacimientos es -- una de las propiedades más importantes de la roca, representa una medida del espacio disponible para el almacenamiento de hidrocarburos o dicho en otras palabras, determina el volumen de gas y/o petróleo presentes en el yacimiento (para que una roca almacenadora contenga suficiente petróleo y/o gas, debe poseer una porosidad) y auxilia en todas las operaciones de recuperación, ya que dichas -- operaciones dependen de su valor.

La porosidad se puede expresar en fracción o porcentaje y su definición es la misma aunque cada investigador la exprese con diferentes palabras. A continuación se presentan algunas:

- la razón entre el espacio vacío de una roca y el



- volumen bruto de la misma,
- la fracción del volumen total de la roca no ocupada por el esqueleto mineral de la misma,
  - la medida del espacio vacío (hueco) en una roca,
  - el porcentaje del volumen total de la roca almacenadora ocupado por espacios vacíos (intersticios).

La relación con la cuál se cuantifica la porosidad es, por tanto:

$$\phi = \frac{V_b - V_s}{V_b} \quad ( 1 )$$

En esta ecuación el numerador ( $V_b - V_s$ ) representa el volumen de poros " $V_p$ ", por lo que, introduciendo dicho concepto en ( 1 ) queda:

$$\phi = \frac{V_p}{V_b} \quad ( 2 )$$

### II.1.2.- Clasificación de la Porosidad.

La porosidad es creada, alterada o destruida por procesos geológicos naturales y por tanto, de acuerdo al modo de origen, la porosidad de una roca sedi-

mentaria se clasifica en Primaria u Original y Secundaria o Inducida.

La POROSIDAD PRIMARIA U ORIGINAL es el resultado de la acumulación de material detrítico u orgánico en tal forma que queden huecos o aberturas entre los granos de arena o los fragmentos de conchas. De hecho, es imposible la depositación de tales materiales, en especial granos esferoidales sin que quede un espacio vacío interconectado. La porosidad primaria es de máxima importancia en areniscas y en resumen, es aquella porosidad desarrollada con la depositación de los sedimentos que componen la roca. La porosidad primaria está representada por la porosidad intergranular de areniscas y la porosidad intercristalina y oolítica de algunas calizas.

La POROSIDAD SECUNDARIA O INDUCIDA es el resultado de algún tipo de actividad geológica después de que los sedimentos se hayan convertido en roca. Los tipos más comunes son las cavidades por disolución, que pueden variar en tamaño desde la cabeza de un alfiler hasta cavernas muy grandes y las fisuras o fracturas producidas principalmente por el agrietamiento de la roca. Las aberturas de una roca frecturada rara vez son visibles en los fragmentos, pero pueden verse más fácilmente en los núcleos. La porosidad secundaria es de mucha importancia en rocas carbonatadas y es, en resumen, la desarrollada por algunos procesos geológicos subsecuentes al de depositación de la roca. La porosidad secundaria está representada por fracturas como las encontradas en algunas arcillas esquistosas y calizas y por las cavernas o formación de cavidades comunes en calizas (porosidad vulgar).

Las rocas que tienen porosidad primaria -- son más uniformes en sus características que aquellas rocas en las cuales una gran parte de su porosidad es secundaria.

El caracter de almacenamiento de una roca puede ser un rasgo original de dicha roca (porosidad intergranular de areniscas) o de un caracter secundario resultante de cambios químicos (porosidad por disolución en calizas) o cambios físicos (fracturamiento de cualquier tipo de roca quebradiza). Los cambios secundarios pueden simplemente aumentar la capacidad de almacenamiento de una roca originalmente almacenadora o pueden convertir en roca almacenadora una que originalmente no lo era.

### II.1.3.- Porosidad Absoluta y Porosidad Efectiva.

Para poder trabajar con una roca de yacimiento se hace necesario definir los conceptos de porosidad total o absoluta y porosidad efectiva, debido a que el material cementante tiende a obstruir algunos espacios vacíos y dejarlos aislados, para así, cerrar una parte del volumen de poros.

La POROSIDAD TOTAL O ABSOLUTA es la relación que existe entre el espacio vacío total de una roca y el volumen bruto de la misma, multiplicada por 100 para expresarla en por ciento. Esta relación incluye los espacios vacíos comunicados y los no comunicados. Debido a esto se dan casos en los que el valor de la porosidad absoluta de algunas rocas sedimentarias sea mucho muy gran-

de, pero puede no haber conductividad de fluidos dentro de ellas.

Como se mencionó anteriormente, el volumen de espacios vacíos total es el volumen de poros total de la roca, entonces analíticamente la porosidad absoluta se expresa como:

$$\phi_a = \frac{V_p \text{ total (comunicados y no comunicados)}}{V_b} \quad ( 3 )$$

La POROSIDAD EFECTIVA representa el porcentaje de espacios vacíos intercomunicados con respecto al volumen bruto de la roca. Esto indica que puede haber movimiento de fluidos, por tanto:

$$\phi_e = \frac{V_p \text{ (interconectados)}}{V_b} \quad ( 4 )$$

Obviamente, la porosidad efectiva es la -- que interesa para el flujo de los fluidos, ya que representa un valor cuantitativo del espacio que está ocupado por fluidos móviles.

Para materiales intergranulares, regularmente bien cementados donde la configuración de poros es compleja pero están distribuidos uniformemente, la porosidad absoluta es aproximadamente igual a la porosidad efectiva. Para materiales altamente cementados y calizas, pueden existir diferencias significativas entre estos dos

valores por haber poros aislados dentro de la roca que -- evitan el movimiento de los fluidos que contienen dentro de ellos, resultando la porosidad absoluta mayor que la - porosidad efectiva.

#### II.1.4.- Arreglos de Porosidad.

Algunos investigadores calcularon la pro- sidad de varios arreglos de empacamientos de esferas uni- formes. Las celdas unitarias de dos de los empacamien- tos estudiados se pueden observar en la figura No. 1. - La obtención de la porosidad para el empacamiento cúbico se describe a continuación: si se observa la figura, la celda unitaria es un cubo con lados iguales a  $2r$ , donde  $r$  es el radio de la esfera. El volumen bruto de roca será el volumen del cubo:

$$V_b = V \text{ cubo} = L^3 = (2r)^3$$

$$V_b = 8r^3$$

De la celda unitaria se puede comprobar -- que el volumen de granos es el volumen de una esfera, por lo que:

$$V_g = V \text{ esfera} = \frac{4\pi r^3}{3}$$

como el volumen de granos es el volumen de sólidos, entonces:

$$V_g = V_s$$

$$V_s = \frac{4\pi r^3}{3}$$

Recordando la ecuación ( 1 ) y substituyendo los valores de  $V_b$  y  $V_s$ :

$$\phi = \frac{V_b - V_s}{V_b} = \left[ \frac{8r^3 - \frac{4\pi r^3}{3}}{8r^3} \right]$$

$$\phi = \left[ 1 - \frac{1}{6}\pi \right] = (1-0.5235)$$

$$\phi = 0.4765 \quad \text{o} \quad \phi = 47.65 \%$$

De igual manera se obtienen los valores de porosidad para empaquetamientos exagonal y rómbico, que resultan ser 39.35 % y 25.9 %, respectivamente.

En estos desarrollos es interesante notar que el radio se cancela y la porosidad de empaquetamientos de esferas uniformes solamente es función del empaquetamiento.

to o arreglo de los granos.

El valor más grande obtenido corresponde - para el arreglo cúbico y esto debe interpretarse de la siguiente manera: Al trabajar en el laboratorio con esferas uniformes (entiéndanse con superficies lisas y de la misma dimensión) se obtienen valores ideales, que comparados con los valores reales (derivados de granos rugosos, de diferentes tamaños y formas e influenciados por diversos factores geológicos) indican alguna diferencia significativa, siendo menor el valor real. Por lo anterior, se concluye que el valor de porosidad de 47.65 % es el -- máximo que podría alcanzar determinada roca dependiendo de todas las circunstancias enunciadas antes. Si alguna vez, en la práctica profesional se llegara a obtener un valor de porosidad mayor al del arreglo cúbico (ejemplo - 65 %, 52 %, etc.), probablemente ese valor sea erróneo y, por tanto, se deberá revisar todo el procedimiento para encontrar el error y corregirlo.

Por otra parte, se ha demostrado que las - rocas están compuestas de una gran variedad de tamaños de partículas y que no solo el arreglo, sino que también la angularidad y distribución de esos tamaños de partículas afecta la porosidad. La angularidad y distribución de - las partículas en una arenisca dan la configuración del - espacio poroso que, es obviamente diferente a la obtenida del empacamiento de esferas uniformes. Además, una porción del espacio es llenado con arcilla y material cementante (ver figura No. 2).

Para visualizar más ampliamente lo ante-- rior, se presenta a continuación una descripción de la -- textura de las rocas sedimentarias, así como algunos fac-

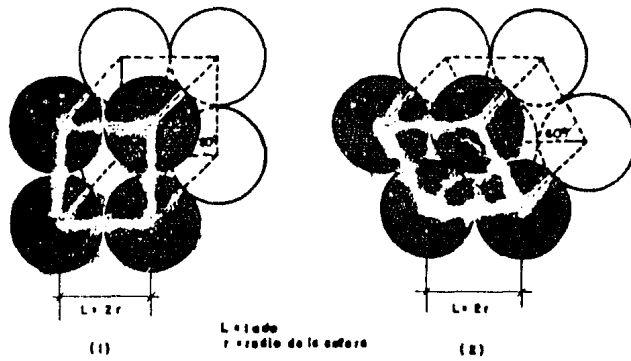


Figura No. 1. Celdas unitarias de 2 empaquetamientos de esferas uniformes. (1) empaquetamiento cúbico, (2) empaquetamiento exagonal.

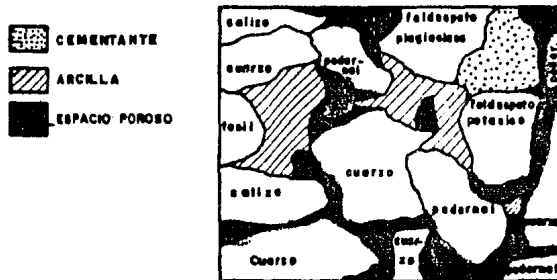


Figura No. 2. Ilustración de una lámina delgada de arenisca donde se aprecia la configuración de poros y algunos componentes minerales de la misma.



tores que influyen en el valor final de la porosidad de esas rocas.

#### II.1.5.- Textura de las rocas sedimentarias.

Los componentes que dan a una roca sus características de textura son tres: las partículas mismas, la matriz (de material más fino que llena los intersticios entre las partículas) y el cementante (que une a las partículas con la matriz y que es un precipitado químico desarrollado posterior al depósito de los sedimentos). Entre los cementantes más comunes se tiene al sílice, la calcita, la dolomita, etc.

Las rocas detríticas tienen comúnmente textura fragmentaria, que se caracteriza por la existencia de partículas rotas, desgastadas por abrasión o irregularidades en la superficie de contacto. Las rocas químicas -- tienen por lo general textura cristalina, caracterizada por la presencia de partículas entrelazadas, muchas de las cuales presentan caras o superficies cristalinas.

En los sedimentos acarreados mecánicamente (rocas clásticas y detríticas) se cuentan cuatro propiedades de las partículas con notoria influencia sobre la textura final del depósito:

- 1.- tamaño de los granos,
- 2.- forma de los granos: (a) esfericidad, (b) redondez,
- 3.- textura superficial y
- 4.- orientación.

Las partículas de rocas químicas también tienen las propiedades anotadas antes, pero pueden no tener el mismo significado en la interpretación de la roca.

a) Textura de Rocas Clásticas.

1.- Tamaño de los granos. Es este un elemento importante de la textura en las rocas clásticas, debido a su relación con las condiciones dinámicas del transporte y depósito. El método más común para medir el tamaño de partícula es el cribado, en donde al sacudir una muestra de arena disgregada dentro de un juego de cribas o tamices, las partículas se separan en diferentes grupos de acuerdo con las aberturas de cada criba. Otro procedimiento para determinar el tamaño de partículas pequeñas, consiste en determinar su velocidad de asentamiento. Las esferas pequeñas se asientan conforme a la ley de Stokes, la cual establece, que la velocidad de asentamiento es proporcional al cuadrado del diámetro de la partícula. Los procedimientos microscópicos se utilizan para medir partículas de tamaño similar al de la arena y menor.

Los métodos de medición se aplican según el tamaño de la partícula: las mediciones individuales se utilizan para tamaños grandes de guijarros y partículas, las cribas para tamaños comprendidos entre 30 y 0.05 mm. y los métodos de velocidad de asentamiento se utilizan tratándose de limos y arcillas, que es donde tiene aplicación la ley de Stokes. El microscopio tiene utilidad en tamaños comprendidos entre la arena mediana y la arcilla. En la Tabla I se presenta una clasificación del tamaño de los granos.

TABLA I. Clasificación del tamaño de grano para sedimentos, no consolidados.

MALLA	MILIMETROS	MICRONES	PHI (Ø)	CLASIFICACION SEGUN WENTWORTH	
TAMAÑO DE MALLA	4000		- 12	CONGLOMERADO (1-8 a -12 Ø)	GRAVA
	1024		- 10		
	250		- 8	GUIJARRO (1-6 a - 8 Ø)	
	64		- 6		
	16		- 4	GRAVA GRUESA (1-2 a - 6 Ø)	
5	4		- 2		
6	3.36		- 1.75	GRAVA MEDIA	
7	2.83		- 1.5		
8	2.38		- 1.25		
10	2.00		- 1.00		
12	1.68		- 0.75	ARENA MUY GRUESA	ARENA
14	1.41		- 0.50		
16	1.19		- 0.25		
18	1.00		0.0		
20	0.84		0.25	ARENA GRUESA	
25	0.71		0.5		
30	0.59		0.75		
35	0.50	500	1.0		
40	0.42	420	1.25	ARENA MEDIA	
45	0.38	350	1.5		
50	0.30	300	1.75		
60	0.25	250	2.0		
70	0.210	210	2.25	ARENA FINA	
80	0.177	177	2.5		
100	0.149	149	2.75		
120	0.125	125	3.0		
140	0.105	105	3.25	ARENA MUY FINA	
170	0.088	88	3.5		
200	0.074	74	3.75		
230	0.0625	62.5	4.0		
270	0.053	53.0	4.25	LIMO GRUESO	LODO
325	0.044	44.0	4.5		
	0.037	37.0	4.75		
	0.031	31.0	5.0		
	1/64	0.0156	15.6	LIMO MEDIO	
	1/128	0.0078	7.8	LIMO FINO	
	1/256	0.0039	3.9	LIMO MUY FINO	
Analiza do con pipeta o' hidrómetro.	0.0020	2.0	9.0	ARCILLA	
	0.00098	0.98	10.0		
	0.00049	0.49	11.0		
	0.00024	0.24	12.0		
	0.00012	0.12	13.0		
	0.00006	0.06	14.0		

2.- Forma de los granos. Es necesario utilizar diversos conceptos geométricos relacionados entre sí, para describir el aspecto o forma geométrica de una partícula. Estos conceptos son la esfericidad y la angularidad o redondez. La esfericidad de la partícula regula en parte su comportamiento durante el transporte y la deposición, mientras que la angularidad refleja la distancia y el rigor de su recorrido.

3.- Textura superficial de los granos. La textura superficial (rugosidad) de una partícula sedimentaria es el conjunto de los pequeños rasgos de su superficie. Estos rasgos reflejan la historia abrasiva de la partícula (estrías en guijarros acarreados por el hielo) o pueden reflejar cambios después de la depositación (disolución posterior al depósito).

4.- Orientación de los granos y trama sedimentaria. La trama sedimentaria representa la orientación de los agregados de partículas de un depósito. Es importante porque controla ciertos atributos del sedimento, como por ejemplo, el espacio ocupado por los poros. Si las partículas se encuentran sistemáticamente empaquetadas, el espacio ocupado por los poros puede ser mucho menor que cuando están acomodados al azar.

La trama sedimentaria constituye la respuesta de las partículas a la dinámica de las condiciones sedimentarias y se modifica por ciertos factores de forma de las partículas que aseguran en mayor o menor grado que han de resultar algunas orientaciones preferidas.

b) Textura de Rocas no Clásticas. Los elementos de -- textura de los sedimentos no clásticos (químicos, no de-- tríticos) llevan diferentes implicaciones procedentes de elementos de los sedimentos clásticos. Algunos componen-- tes de las rocas no clásticas pueden haberse formado en -- el estado redondeado, como en el caso de las oolitas. -- Algunas rocas carbonatadas, como las calizas fuertemente fosilíferas, pueden tener fragmentos de fósiles redondea-- dos, indicio de que estos materiales han sufrido cierto -- transporte antes de ser depositados en forma definitiva.

Las texturas de las rocas no clásticas, es-- pecialmente las de los carbonatos, la caliza y la dolomi-- ta, han sido objeto de considerable estudio durante la dé cada pasada a causa de la necesidad de disponer de una -- clasificación detallada, sobre todo en relación con la ex ploración del subsuelo en arrecifes y otros tipos de ro-- cas carbonatadas.

#### II.1.6.- Factores Geológicos que Influyen en la Porosi-- dad.

La configuración de poros proviene de la -- interacción de muchos factores en el medio ambiente geoló-- fico del depósito de sedimentos. Estos factores compren-- den el arreglo, la distribución del tamaño y la forma de las partículas, el tipo de material intersticial, el tipo y grado de cementación, etc.

Mientras más suelto sea el relleno por la orientación al azar de las partículas, más grande será el espacio de poros. Los sedimentos deficientemente clasificados son menos porosos que aquellos que lo están bien. Teóricamente, la porosidad es independiente del tamaño -- tratándose de esferas (ver inciso II.1.4). Las partículas de forma similar, con un arreglo y grado de clasificación dados, deben presentar la misma porosidad independientemente del tamaño medio del grano. En la práctica se suele encontrar que los sedimentos de grano fino tienen porosidades mayores que los de grano grueso, pero esto es en parte función de las diferencias en el relleno y orientación.

Las actividades geológicas que disminuyen e incluso pueden destruir la porosidad, son la compactación, la cementación, la recristalización y la granulación.

a) Compactación. Es el efecto de compresión provocado por el peso de la roca sobreyacente. La compactación de arcillas puede alcanzar hasta el 50 %, pero en arenas la disminución en volumen es mucho menor. La compresión de un sedimento produce un empaquetamiento más cerrado de los granos, expulsando al mismo tiempo el exceso de fluidos.

b) Cementación. Los granos sueltos de arena se convierten en areniscas por compactación y cementación. Si la cementación avanza hasta su último grado, la porosidad es destruida. Afortunadamente, esto ocurre rara vez y la mayoría de las areniscas tienen suficiente porosidad -

primaria para almacenar grandes cantidades de agua, petróleo o gas. Como regla general, la cementación disminuye el porcentaje de porosidad desde un valor inicial de la misma de 30 % ó 40 % hasta un valor de 10 % ó 20 %.

En las areniscas de cuarzo del paleozoico inferior de un yacimiento en Estados Unidos, se encontró que han sufrido pérdida de porosidad debido a la disolución de sílice entre los granos y la consecuente precipitación de ese sílice en los espacios de los poros como crecimientos de cuarzo. Estas areniscas no solo han estado profundamente enterradas en el pasado sino que también han estado comprimidas por diastrofismo. Otros investigadores determinaron que el volumen original de poros de muestras secas de areniscas sujetas a presiones hidrostáticas de 1000 atmósferas disminuía de un 3 % a un 7.5 %. Como podría esperarse, la mayor parte de la contracción tuvo lugar a presiones inferiores debido a la compactación.

c) Recristalización. La recristalización puede destruir cualquier porosidad preexistente al convertir la roca en un denso agregado de cristales entrelazados. Es un rasgo común del metamorfismo y una de las razones por la que las rocas metamórficas son característicamente impermeables.

d) Granulación. La granulación puede disminuir la porosidad por compresión de la roca. Las rocas que han estado profundamente enterradas en el pasado geológico y las que han sido comprimidas fuertemente por fuerzas diastróficas laterales han sufrido granulación en grados variables. El estudio de cinco areniscas de profundidades

entre 880 m y 2542 m en dos pozos de un yacimiento mostró un progresivo cambio con la profundidad desde una disposición original de granos sueltos hasta una textura compacta como resultado de la presión. Los efectos de la presión incluyen el aplastamiento y rotura de los granos minerales. Como la exploración petrolera traspasa ya los 6000 m., la persistencia de la porosidad con la profundidad se convierte en un tema de extrema importancia. Es posible que las areniscas conserven suficiente espacio vacío entre los granos, cualquiera que sea la profundidad hasta la que penetren en la corteza terrestre las cuencas sedimentarias. Puede concluirse que, en general, las porosidades de las rocas almacenadoras tienden a disminuir con la profundidad de sepultamiento.

e) Influencia de Otros Factores. La porosidad en las areniscas es de dos tipos, intergranular y por fracturas. La porosidad intergranular inicial depende principalmente del tamaño y forma de granos como se mencionó antes.

Los análisis de poros han mostrado que, -- aunque algunas areniscas no experimentaron otros cambios más que la cementación, que es posterior a la deposición, otras han sido lixiviadas en forma tal que los poros pueden ser incluso mayores que los granos más grandes. Aunque usualmente se relacionan las cavidades por solución con las rocas carbonatadas, evidentemente pueden también ser importantes en areniscas.

Por otro lado, la arenisca es una roca que bradiza y está sujeta a la fisuración como cualquier otra. Si una arenisca no es compacta y tiene una porosi



dad normal del 10 % al 20 %, puede poseer una porosidad real mayor debido a la presencia de fracturas.

Las rocas carbonatadas almacenadoras difieren en algunos aspectos de las areniscas. La porosidad es más probable que sea mayor en la dirección vertical -- dentro de la roca, aunque hay algunas excepciones donde -- poseen considerable porosidad a lo largo de la capa (horizontalmente). Dentro de una formación dada de carbonato, incluso aunque tenga varios cientos de metros de potencial, la porosidad está confinada en muchos lugares de los 8 a 15 m. superiores. Por otro lado, los poros pueden ser mucho mayores que en una arenisca.

Existen cuatro tipos de porosidad primaria en calizas. Estos son: 1) los ~~vacios~~ originales en las calizas oolíticas, 2) las coquinas, 3) las calizas arrecifales y 4) las zonas detríticas en los flancos de los -- arrecifes.

El mayor aumento de la porosidad en las rocas de carbonatos es debido a la disolución. Las cavidades resultantes varían en tamaño desde poros diminutos -- hasta cavernas gigantes. Sin tener en cuenta el tamaño, las cavidades resultantes están conectadas entre sí y son extremadamente irregulares. Cuando las cavidades -- son grandes es evidentemente imposible determinar el porcentaje de porosidad por los métodos usuales de análisis de núcleos; pero cuando es posible medirla en calizas y dolomitas petrolíferas, ésta varía entre 5 % y 20 %.

La porosidad por disolución está causada -- por las aguas que circulan en el subsuelo, las cuales -- agrandan los poros ya existentes.

Las rocas carbonatadas son quebradizas y - en muchos lugares están extensamente fracturadas. En algunos campos las fracturas aumentan la porosidad, pero en otros la caliza o la dolomita es completamente impermeable en el interior y todos los hidrocarburos están almacenados en grietas y otros tipos de fracturas.

Aunque la porosidad por fracturas, incluso en el mejor de los casos, cae por debajo de los máximos - valores alcanzados por areniscas y carbonatos, puede ser adecuada para la acumulación de hidrocarburos en cantidades comerciales.

## II.2.- PERMEABILIDAD.

### II.2.1.- Definición.

Una roca de yacimiento cuando posee porosidad efectiva (poros intercomunicados) implícitamente se supone que habrá movimiento de fluidos a través de ella. Este movimiento de fluidos es una propiedad del medio poroso que recibe el nombre de PERMEABILIDAD y se representa por medio de la letra "k". La permeabilidad, k, de una roca se define como la medida cuantitativa de la facilidad con la que un fluido puede moverse a través de su -

interior bajo la existencia de una diferencial de presión.

Como se mencionó en la sección referente a la porosidad, existen rocas de yacimiento completamente -porosas y saturadas con agua, aceite o gas, que son impermeables al movimiento de estos fluidos debido a que su porosidad es absoluta, o sea, que la mayoría de poros no tienen comunicación unos con otros y por tanto, están aislados y sin continuidad. Algunas de estas rocas son por ejemplo, las arcillas esquistosas, la anhidrita, algunas areniscas altamente cementadas, etc.

En la producción del petróleo la porosidad efectiva es la que determina la cantidad de hidrocarburos que puede ceder una roca de yacimiento por unidad de volumen, pero la permeabilidad es la que determina con que rapidez pueden extraerse dichos hidrocarburos.

## II.2.2.- Ley de Darcy.

En el año de 1856, el Ingeniero francés -- HENRY DARCY, después de muchos experimentos, desarrolló una ecuación que permite el estudio y la medición del flujo de fluidos a través de un medio poroso. Los experimentos de Darcy fueron hechos con agua fluyendo a través de capas de filtros de arena no consolidada y estableció una relación que indica que la velocidad a lo largo de una capa de arena es directamente proporcional a la presión aplicada y al área de sección transversal del filtro e inversamente proporcional al espesor del filtro y a la viscosidad del fluido (la viscosidad del agua es unita--

ria) (figura No. 3).

Este relación es conocida como la Ley de Darcy, la cual, generalizada para cualquier fluido mientras las condiciones de flujo sean viscosas, representa la expresión que permite cuantificar la permeabilidad. En forma diferencial se escribe de la siguiente manera:

$$v = - \frac{k}{\mu} \frac{dp}{dL} \quad ( 5 )$$

Analizando la ecuación debe notarse que son necesarias algunas condiciones. Primero, las condiciones de flujo viscoso significan que la velocidad de flujo debe ser suficientemente baja para ser directamente proporcional al gradiente de presión; segundo, se supone que el medio poroso es llenado totalmente con el fluido fluyente y solo con ese fluido; tercero, la velocidad de flujo,  $v$ , que se utiliza en la ecuación no es la velocidad real sino la aparente. Esta velocidad aparente equivale a la razón  $q/A$ . Por lo anterior, el flujo ocurre solo a través del área de poros y no en toda el área,  $A$ , deduciéndose entonces que la velocidad aparente,  $v$ , es más pequeña que la velocidad real; cuarto, el signo negativo indica que si se toma el flujo en la dirección positiva de  $L$ , la presión disminuye en esa dirección y la pendiente  $\frac{dp}{dL}$  es negativa (figura No. 4) y como la velocidad, la permeabilidad y la viscosidad son siempre positivas, se tiene que usar el mismo signo del gradiente para que se cumpla la ley. Esto quiere decir que  $v$  es positiva cuando el fluido está fluyendo hacia valores crecientes de  $L$  (figura No. 5).

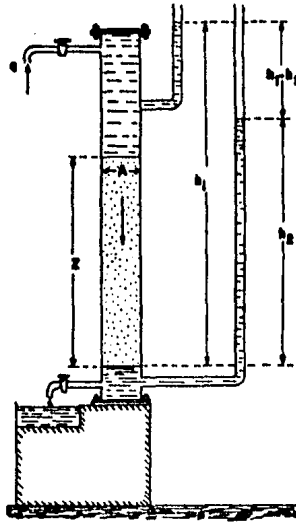


Figura No. 3. Diagrama esquemático de los experimentos de HENRY DARCY, sobre flujo de agua a través de arena.

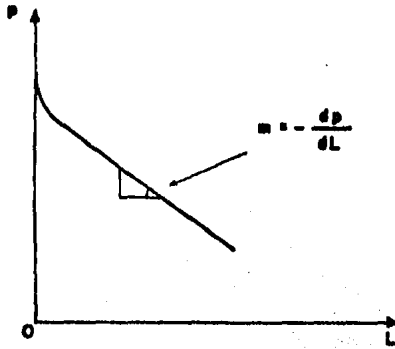


Figura No. 4. Gráfica de presión contra distancia de la ecuación de Darcy.

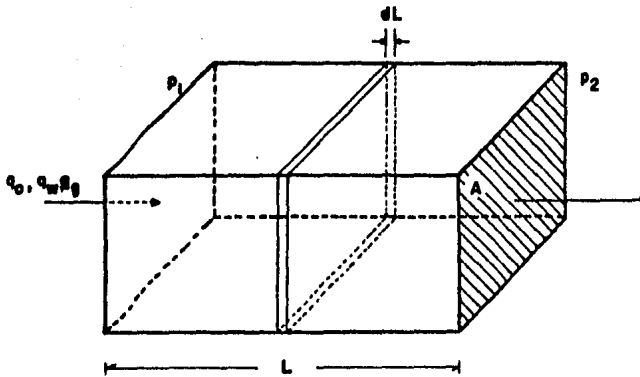


Figura No. 5. Representación física de la ecuación de flujo de Darcy. Flujo lineal.

La unidad de permeabilidad es el DARCY en honor al responsable del desarrollo de la teoría de flujo a través de medios porosos. Se dice que una roca tiene la permeabilidad de un Darcy "cuando un fluido con una -- viscosidad de un centipoise, fluye a una velocidad de un centímetro por segundo, bajo un gradiente de presión de -- una atmósfera por centímetro".

Despejando k de la ecuación ( 5 ):

$$k = \frac{\mu \cdot v}{\frac{dp}{dL}} \quad ( 6 )$$

substituyendo las unidades de cada término:

$$1(\text{Darcy}) = \frac{(1 \text{ centipoise}) \times (1 \text{ cm/seg})}{(1 \text{ atm/cm})}$$

Para tener una descripción física de esta unidad, se puede hacer un análisis dimensional de todos -- los términos que intervienen en la ecuación ( 6 ).

Por definición se tiene que:

$$\mu = \frac{\frac{F}{A}}{\frac{dv}{dL}} = \frac{F \left[ M \frac{L}{t^2} \right]}{A \left[ L^2 \right]} = \mu \left[ \frac{\frac{M L}{L^2 t^2}}{\frac{L}{t L}} \right]$$

$$= \mu \left[ \frac{\frac{M}{L t^2}}{\frac{1}{t}} \right] = \mu \left[ \frac{M}{L t} \right]$$

$$v = v \left[ \frac{L}{t} \right]$$

$$dp = \frac{F}{A} = \frac{F \left[ M \frac{L}{t^2} \right]}{A \left[ L^2 \right]} = dp \left[ \frac{M}{L t^2} \right]$$

$$dL = dL \left[ L \right]$$



substituyendo en la ecuación ( 6 ):

$$k = \frac{\mu \left[ \frac{M}{L t} \right] v \left[ \frac{L}{t} \right]}{\frac{dp \left[ \frac{M}{L t^2} \right]}{dL [L]}}$$

$$= k \left[ \frac{\frac{M L}{t^2 L}}{\frac{M}{t^2 L^2}} \right]$$

$$= k \left[ \frac{M t^2 L^3}{M t^2 L} \right]$$

$$= k [L^2]$$

por tanto:  $k [L^2]$

De este análisis se puede observar que la permeabilidad tiene dimensiones de longitud elevada al cuadrado o sea de área.

Como un Darcy es una unidad muy alta para las rocas de yacimiento, la permeabilidad generalmente se expresa en milidarcys que equivalen a milésimas de darcy ( $10^{-3}$  darcy).

Como la permeabilidad es una propiedad del medio poroso, éste debe estar 100 % saturado con el fluido fluyendo cuando se hace su determinación. Esto implica también que el fluido y el medio poroso no deben reaccionar, es decir, que si un fluido reactivo fluye, los poros se alteran y su permeabilidad cambiará.

### II.2.3.- Permeabilidad Absoluta y Permeabilidad Efectiva.

En un yacimiento petrolero no necesariamente está presente un solo fluido sino varios e inclusive aunque se tenga un solo fluido en principio (ejemplo: aceite), conforme pase el tiempo y avance su vida productiva, la presión bajará y dará paso a la liberación del gas disuelto en el aceite (siempre y cuando la presión inicial del yac. sea mayor a la presión de burbujeo) para así tener ya dos fluidos saturando al medio poroso. En otras ocasiones coexistirán tres fluidos (agua, aceite y gas) dentro de las rocas porosas, que pueden fluir simultáneamente. Es por eso que se necesita clasificar la permeabilidad en absoluta y efectiva.

a) Permeabilidad Absoluta: Es la existente cuando la saturación del medio poroso consiste del 100 % de un solo fluido homogéneo en movimiento.

b) Permeabilidad Efectiva: Es la propiedad que tiene ésta para permitir el paso de un fluido particular, cuando la saturación de este fluido dentro de la roca es menor del 100 %.

Si un núcleo está saturado con un 25 % de agua connata y un 75 % de aceite, la permeabilidad al aceite se verá reducida debajo de la permeabilidad absoluta (medida con el núcleo saturado al 100 % de aceite). -- Cuando la saturación de una fase particular decrece, la permeabilidad para esta fase también decrece.

Si la velocidad es igual al gasto sobre el área ( $q/A$ ) y si se substituye en la ecuación ( 6 ), se obtiene la expresión para la permeabilidad:

$$k = \frac{q \mu dL}{A dp} \quad ( 7 )$$

A partir de esta expresión se pueden calcular las permeabilidades efectivas para cada tipo de fluidos según corresponda (figura No. 5).

$$k_o = \frac{q_o \mu_o dL}{A dp} \quad ( 8 )$$

$$k_g = \frac{q_g \mu_g \partial L}{A \partial p} \quad (9)$$

$$k_w = \frac{q_w \mu_w \partial L}{A \partial p} \quad (10)$$

La permeabilidad efectiva puede variar entonces desde cero cuando la saturación de la fase medida es cero, hasta el valor de la permeabilidad absoluta que es cuando la saturación de la fase medida es igual al --- 100 %.

Puede observarse que la suma de las permeabilidades efectivas de los fluidos que contiene una roca es menor que la permeabilidad absoluta, ésto indica que los valores de las permeabilidades efectivas pueden variar desde cero hasta llegar al valor de la permeabilidad absoluta, con excepción de la permeabilidad efectiva al gas la cual puede alcanzar valores más grandes que el de la permeabilidad absoluta cuando la muestra se encuentra 100 % saturada de gas, debido a su mayor facilidad para moverse a través de los poros (efecto de resbalamiento). Por tanto, el rango de variación de las permeabilidades efectivas al aceite y al agua será:

$$0 \leq (k_o, k_w) \leq k$$

Cuando se estudian las permeabilidades --- efectivas también es necesario tener presente si un flui-

do determinado ocupa la fase mojante en un sistema, ya -- que esto influye de manera determinante sobre las permeabilidades efectivas. En la figura No. 6 se tienen las -- curvas de permeabilidades efectivas para un sistema ---- agua-aceite en un medio poroso mojado por agua. Esto -- quiere decir que el agua moja las paredes de los poros y el aceite ocupa las partes centrales de los mismos; por -- esta razón, el agua ocupa las partes menos favorables para poder moverse, en tanto que el aceite está contenido -- en las partes más favorables.

Por esta razón, con una pequeña reducción en la saturación de agua, la permeabilidad efectiva a ésta, baja considerablemente. Las formas de las curvas -- dan una evidencia directa acerca de las relaciones de mojabilidad prevaletientes. Así, por ejemplo, para una sa turación de aceite o agua del 50 %, se tiene que la permeabilidad efectiva a la fase mojante (agua) es considera blemente menor que la correspondiente a la fase no mojan- te (aceite). Este mismo fenómeno ocurre de igual manera para un sistema gas-aceite en un medio poroso en donde la fase mojante es el aceite y la fase no mojante se encuentra a cargo del gas (figura No. 7).

#### II.2.4.- Factores que afectan la Permeabilidad.

El hecho de que una roca sea porosa no indica necesariamente que sea permeable, ya que la capaci-- dad de tal roca en permitir el movimiento de fluidos de-- pende también de la continuidad de los poros y del grado de interconexión.

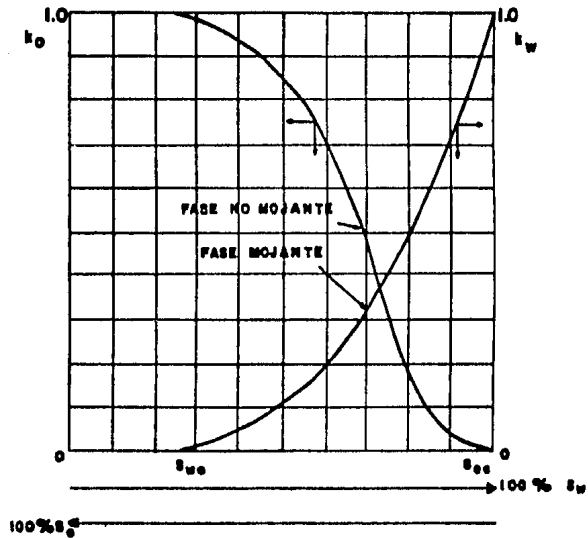


Figura No. 6. Gráfica típica de las permeabilidades efectivas al aceite y al agua contra saturaciones de aceite y agua. La fase mojante es el agua.

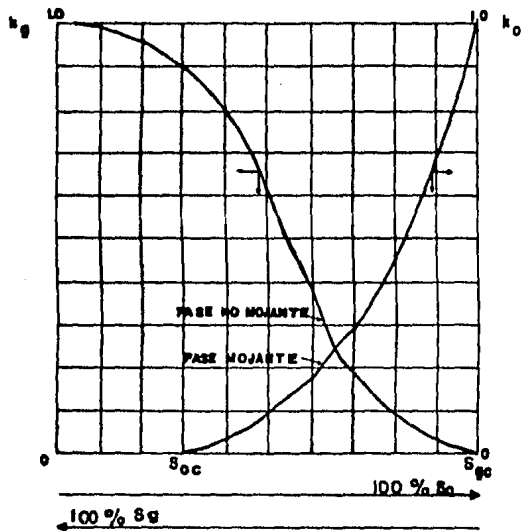


Figura No. 7. Gráfica típica de permeabilidades efectivas al aceite y al gas contra saturaciones de aceite y gas. La fase mojanete es el aceite.

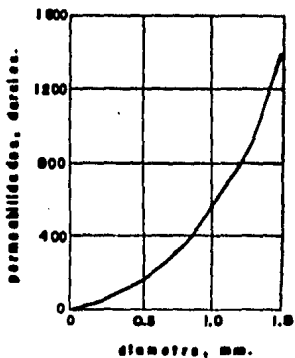


Figura No. 8. Variación de la permeabilidad en relación con el tamaño medio y arreglo de los granos.

Los factores que influyen en la porosidad efectiva también influyen en la permeabilidad, es decir, el tamaño, el arreglo y la forma de los granos, su distribución, el grado de cementación y consolidación y la cantidad, distribución y tipo de arcillas presentes en la roca del yacimiento.

La forma y el tamaño de los granos de arena son rasgos importantes que determinan el tamaño de las aberturas entre los granos. Los datos experimentales de la figura No. 8 muestran cuán rápidamente aumenta la permeabilidad al aumentar el diámetro del grano si la clasificación permanece constante. La mala distribución en arenas del mismo diámetro promedio de grano causa una disminución de la permeabilidad. En general, para un tamaño de grano dado, las rocas más porosas tienen mayor permeabilidad que las menos porosas. Los sedimentos de grano fino pueden tener elevada porosidad, pero la finura de sus poros reduce la permeabilidad y retarda el paso del fluido. Esto quiere decir que la permeabilidad generalmente es más baja cuando el tamaño de grano es pequeño -- mientras que otros factores no lleguen a influenciar. Los canales de los poros son pequeños cuando el tamaño de los granos es reducido y es más difícil para el fluido moverse a través de los canales pequeños (figura No. 9).

Las areniscas son compactadas y cementadas a un tiempo con arcillas y minerales. La permeabilidad de una arenisca es afectada por la cantidad de cementante presente en los poros. El cementante reduce la permeabilidad porque conecta los poros abiertos solamente, en donde una pequeña cantidad puede reducir drásticamente la permeabilidad.



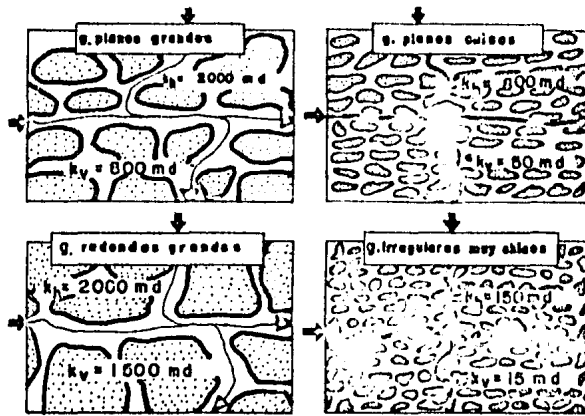


Figura No. 9. Efecto de la forma y tamaño de los granos sobre la permeabilidad.

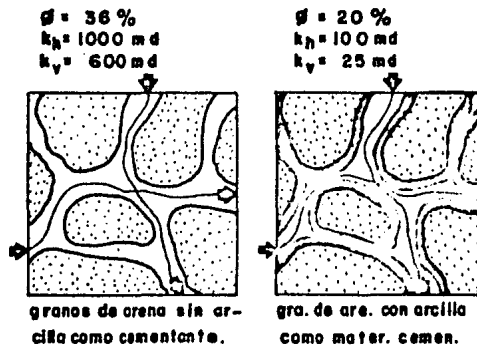


Figura No. 10. Efecto del material cementante (arcilla) sobre la porosidad y la permeabilidad.

Las arcillas tienen un efecto considerable sobre la permeabilidad a líquidos, especialmente si el fluido reacciona con éstas. Las aguas dulces son las causantes de que ciertas arcillas (como la montmorillonita) sufran hidratación y se hinchen, resultando una obstrucción parcial o total de las aberturas de los poros (figura No. 10). Las aguas saladas no afectan a las arcillas cuando se ponen en contacto.

### II.3.- RESISTIVIDAD.

#### II.3.1.- Introducción.

Cuando se estudia un yacimiento se deben medir algunas propiedades físicas de los materiales y fluidos que lo componen como un auxiliar en el análisis de núcleos y por tanto del mismo yacimiento. Dentro de estas mediciones se encuentran ciertas propiedades eléctricas que se utilizan como una herramienta muy importante para la investigación de las condiciones del yacimiento a través de registros eléctricos de pozos. También, la medición de las propiedades eléctricas se hace con el propósito de correlacionar datos, aunque todavía no se han establecido correlaciones exactas.

### II.3.2.- Propiedades Eléctricas de las Rocas.

En este Capítulo solamente se consideran rocas sedimentarias porosas. La estructura o esqueleto sólido de estas rocas (granos, matriz y cementante) consiste de minerales como cuarzo, silicatos, óxidos, carbonatos, etc., que generalmente no son conductores de electricidad. Sin embargo, estas rocas conducen electricidad debido a que son porosas y dentro de esos poros interconectados están contenidos fluidos que son conductores de electricidad, como lo es el agua de formación.

Existen también algunos minerales que se encuentran en los sedimentos y que son conductores pero éstos no ocurren con frecuencia. Cuando están presentes se encuentran dispersos y discontinuos (pirita, magnetita, etc.) y tienen poco efecto sobre la resistividad de la roca, con excepción de la glauconita que muchas veces ocurre en gran cantidad.

Las propiedades eléctricas de una roca dependen de la geometría de los poros y los fluidos que los llenan. Dentro de un yacimiento, el aceite y el gas no son conductores, pero el agua si lo es cuando contiene sales disueltas.

### II.3.3.- Definición.

a) Resistencia: La resistencia de un material poroso al flujo de electricidad se mide de acuerdo a la ley de Ohm, aplicando una diferencia de voltaje,  $E$ , entre dos lugares dentro del material por donde fluye una corriente,

I;

$$r = \frac{E}{I} \quad (11)$$

Como la corriente es conducida por el agua, si el material está seco la resistencia eléctrica es muy alta, pero si la saturación es completa con una solución salina conductora la resistencia es mínima.

b) Resistividad: La resistividad de un material es el recíproco de la conductividad y se usa comúnmente para definir la habilidad de un material para conducir corriente. En forma de ecuación se expresa de la siguiente manera:

$$R = \frac{rA}{L} \quad (12)$$

En el estudio de la resistividad de sólidos y rocas, ésta puede expresarse en (ohm-m). En la práctica de campo la resistividad es comúnmente representada por el símbolo R con un subíndice apropiado para definir las condiciones a las cuales se aplica. Así,  $R_w$  es la resistividad del agua de formación y  $R_o$  es la resistividad de la roca saturada con esa agua.

### II.3.4.- Factor de Formación.

Resistividad de Rocas Saturadas al 100 % - con Agua de Formación. En la figura No. 11 se tiene un recipiente de L metros de largo y una sección transversal de A metros cuadrados lleno completamente con agua salada de resistividad  $R_w$ . La resistencia al flujo de corriente eléctrica se calcula despejando r de la ecuación (12):

$$r = \frac{R_w L}{A} \quad (13)$$

substituyendo r de la ecuación (11) en la (13):

$$\frac{E}{I} = R_w \frac{L}{A}$$

despejando E:

$$E = R_w \frac{L}{A} I \quad (14)$$

despejando ahora I de la ecuación anterior:

$$I = \frac{A E}{R_w L} \quad (15)$$

Esta última expresión es análoga a la de

Darcy para flujo de fluidos bajo un gradiente de presión.

En la figura No. 12 el recipiente está ahora lleno con arena limpia y agua salada de resistividad igual a la anterior. La resistencia del recipiente aumenta considerablemente en un factor llamado "factor de resistividad de la formación, F," mayor a la unidad. La corriente que fluye,  $I'$ , es más pequeña y se tiene entonces que la resistencia  $r$  es:

$$F r = \frac{E}{I'}$$

$$\therefore E = F r I'$$

pero como  $r = \frac{R_w L}{A}$ , ecuación (13):

$$E = F R_w \frac{L}{A} I' \quad (16)$$

Introduciendo el concepto de  $R_o$  en la ecuación anterior al considerar una unidad volumétrica del recipiente, se tiene que:

$$E = R_o \frac{L}{A} I' \quad (17)$$

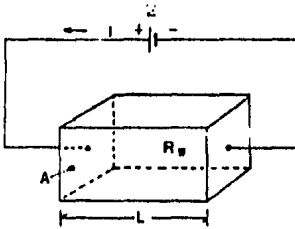


Figura No. 11. Resistencia de un paralelepípedo completamente lleno de agua salada.

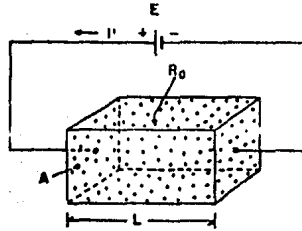
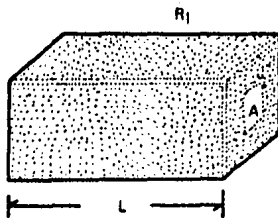
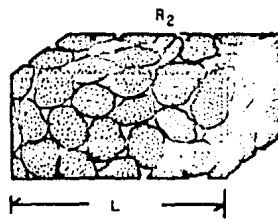


Figura No. 12. Resistencia de un paralelepípedo lleno con arena y agua salada.



Bloque de líquido. La corriente se conduce por toda el área  $A$  y por la distancia  $L$ .



Bloque de un medio poroso con líquido. La corriente se conduce en un área menor que  $A$  y por una distancia promedio mayor que  $L$ .

Figura No. 13. Ilustración de la diferencia de resistividades de un material homogéneo y un medio poroso lleno con agua. Aquí  $R_2 > R_1$ .

igualando (16) con (17) y reduciendo:

$$FR_w \frac{L}{A} I' = R_o \frac{L}{A} I'$$

$$FR_w = R_o \quad (18)$$

$$\therefore F = \frac{R_o}{R_w} \quad (19)$$

que es conocida como "fórmula de Archie".

Puesto que la corriente es conducida a través de los poros por el líquido contenido, la resistividad de la muestra de roca,  $R_o$ , es más alta que la resistividad del fluido contenido (figura No. 13). Es por eso que  $F$  siempre es mayor que la unidad.

De cualquier modo,  $F$  describe la relación entre la resistividad de un material poroso saturado completamente con un líquido y la resistividad del líquido saturante.

Cuando se interpretan registros eléctricos, esta relación es muy importante, puesto que si se conocen  $R_w$  y  $F$  de una formación de interés en el perfil eléctrico, es posible calcular entonces la resistividad,  $R_o$ , de la roca cuando está completamente saturada de agua de formación.

Si se trata de obtener la resistividad de



algún sistema uniforme como un alambre de cobre o una solución, A y L se pueden medir directamente, pero cuando se trabaja con un sistema poroso, A se refiere únicamente al área expuesta al flujo (poros) y L es la longitud de ellos. Esto sucede debido a que la electricidad se transmite solamente a través del agua que llena dichos poros y no por toda la roca. De aquí que, la tortuosidad de los canales de flujo influye grandemente en la resistividad de rocas porosas.

### II.3.5.- Factores Litológicos.

Anteriormente se explicó que el esqueleto mineral de la roca no conduce electricidad y solo el agua de formación que contiene en sus poros puede hacerlo. Es por ésto que el volumen total de los poros por unidad de volumen total de roca (es decir, la porosidad) sea el factor principal que controla el paso de la corriente. En otras palabras, se da a entender que cuando una formación tuvo sus poros completamente llenos con agua, la cantidad de ese fluido presente está expresada por la porosidad,  $\phi$ . Ahora, como la resistividad de la formación saturada al 100 % con un fluido conductor (agua) está dada por el factor, F, entonces es razonable que exista una relación entre F y  $\phi$ .

Mientras la porosidad controla el volumen de fluido por medio del cual puede fluir electricidad, la dureza de la roca (cementación) y la distribución del tamaño de granos controlan el tamaño de los poros interconectados y su tortuosidad. Varias fórmulas han sido propuestas para relacionar F con los factores litológicos de

porosidad y cementación. Algunas de ellas son mostradas en la Tabla II. La tabla III permite obtener, con la descripción litológica de la roca en estudio, el valor apropiado del factor de cementación,  $m$ , usado en la fórmula de Archie:

$$F = \frac{1}{\phi^m} = \phi^{-m} \quad (20)$$

Para un sistema de capilares rectos horizontales,  $m$  tiene el valor especial de 1, pero para sistemas resles de rocas,  $m$  varía entre 1.3 y 2.5 aproximadamente.

La ecuación (20) puede expresarse en forma logarítmica como:

$$\log F = -m \log \phi \quad (21)$$

la cual indica una gráfica lineal de  $F$  contra  $\phi$  en papel log-log. La figura No. 14 es una gráfica de esta relación para varios valores de  $m$ .

Todas las fórmulas de la Tabla II son buenas, pero en algunos casos una es mejor que las otras. Las más recomendables son:

- Para formaciones blandas (arenas): Humble o Schlumberger,
- Para formaciones duras (areniscas): Archie con el  $m$  apropiado,

TABLA II. Resumen de fórmulas que relacionan a F con Ø y m.

-investigador-	- fórmula -
ARCHIE	$F = \frac{1}{\phi^m} = \phi^{-m}$
HUMBLE	$F = \frac{0,62}{\phi^{2,15}}$
SLUMBERGER	$F = \frac{0,81}{\phi^2}$
GULF	$F = \frac{1,25}{\phi^{1,61}}$
TIXIER	$F = \frac{0,75}{\phi^2}$
PARK JONES	$\log F = \frac{46 - \phi}{19}$

TABLA III. Obtención del m apropiado a partir de la descripción litológica de la roca.

- tipo de formación -	-valor de 'm':
NO CEMENTADAS (arena suelta, caliza calcifica)	1.3
ESCASAMENTE CEMENTADAS	1.4
	1.5
LIGERAMENTE CEMENTADAS (la mayoría de las arenas con porosidad de 20 % o más)	1.6
	1.7
NORMALMENTE CEMENTADAS (arenas consolidadas con porosidad de 15 % o menos)	1.8
	1.9
MUY CEMENTADAS (arenas con baja porosidad; calizas, dolomitas de porosidad intergranular, etc.)	2.0
	2.1
	2.2
	2.3
CALIZAS NO FRACTURADAS (de baja porosidad; en este rango se debe utilizar: $m = 1,87 + \frac{0,019}{\phi}$ )	2.4
	2.5
	2.6
	2.7
	2.8

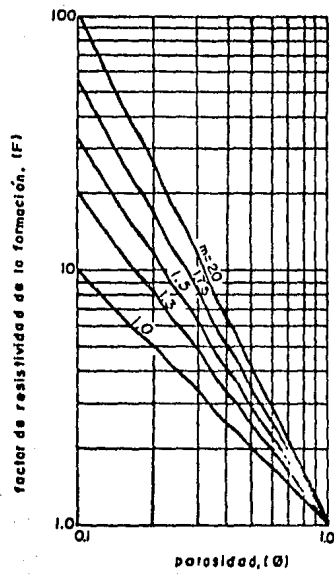


Figura No. 14. Variación entre F y  $\emptyset$  para varios valores de m.

- Para calizas no fracturadas ( $\phi$  baja) : Archie con la ecuación siguiente:

$$m = 1.87 + \frac{0.019}{\phi} \quad (22)$$

De cualquier modo, se tiene una fórmula general para la relación entre el factor de resistividad de la formación, la porosidad y el factor de cementación, -- que es la siguiente:

$$F = C_1 \phi^{-m} \quad (23)$$

### II.3.6.- Índice de Resistividad.

Resistividad de rocas parcialmente saturadas con agua. Una roca que contiene agua e hidrocarburos, tiene una resistividad más alta que cuando está saturada sólo con agua. La resistividad de rocas parcialmente saturadas con agua,  $R_t$ , es una función de la  $S_w$  solamente, ya que los hidrocarburos no ayudan en la transmisión de la corriente eléctrica pero sí reducen el espacio de mayor cantidad de agua, permitiendo un flujo de corriente  $I$  más pequeño que con 100 % de  $S_w$  (figura No. - 15).

Puede entonces concluirse con seguridad -- por todo lo que hemos visto anteriormente, que  $R_0$  es la resistividad mínima que una roca puede tener, ya que es la ocasión en que contiene el máximo de electrolito posi-

ble (agua salada). Ahora bien, si una parte de esa agua se substituye por otro fluido no conductor de la corriente eléctrica, prácticamente se ha disminuido la cantidad de electrolito en dicha roca, como consecuencia de lo --- cual, su conductividad también habrá disminuido, o su resistividad habrá aumentado con respecto a  $R_o$  en una forma proporcional a la cantidad de agua que haya sido substituida, por lo que se establece que:

$$R_o \leq R_t$$

Una forma de que se dispone para comparar las variaciones de  $R_t$  con respecto a  $R_o$ , es la relación de ambas, relación tal que depende desde luego de la cantidad de electrolito que haya quedado en la roca, o sea:

$$I_R = \frac{R_t}{R_o} \quad (24)$$

El índice de resistividad,  $I_R$ , de una roca es función de la  $S_w$  y la longitud de trayectoria; por tanto, existe una ecuación general obtenida de desarrollos teóricos y que es la siguiente:

$$I_R = C_2 S_w^{-n} \quad (25)$$

Fórmula de Archie. Para encontrar el valor de la función antes expresada, se procedió a efectuar una serie de

experimentos por varios investigadores, siendo los resultados obtenidos por Archie los generalmente aceptados y que en forma gráfica se ofrecen en la figura No. 16.

Puede verse en la gráfica, que la función que liga a las dos variables en papel logarítmico, se acerca mucho a una línea recta si es que no es tal y por tanto, puede considerarse, con la seguridad de no cometer un error apreciable, que la función que se busca sigue la ley logarítmica representada en la gráfica, y por tanto:

$$\log I_R = -n \log S_w \quad (26)$$

substituyendo la ecuación (24) en la ecuación (26):

$$\log \frac{R_t}{R_o} = -n \log S_w \quad (27)$$

sacando antilogaritmos se tiene:

$$\frac{R_t}{R_o} = S_w^{-n} = \frac{1}{S_w^n}$$

despejando  $S_w$ :

$$S_w^n = \frac{R_o}{R_t}$$

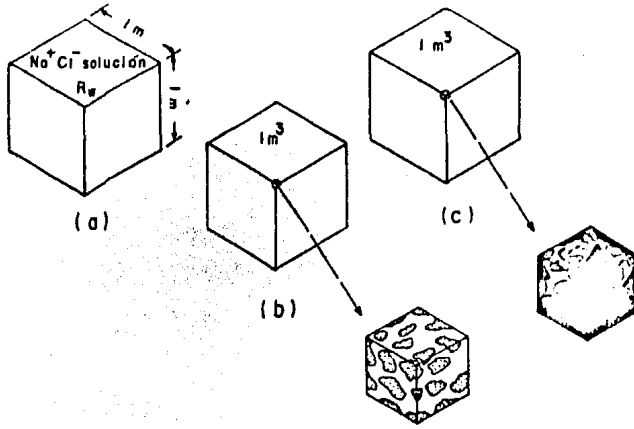


Figura No. 15. Distribución de saturaciones idealizadas para determinar las resistividades. (a) Cubo de solución de Na Cl, (b) cubo de roca 100 % saturada con agua y (c) cubo de roca saturada con agua e hidrocarburos.

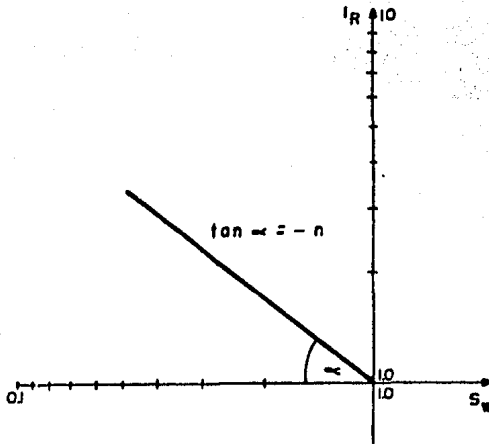


Figura No. 16. Grafica de  $I_R$  contra  $S_w$  obtenida de los resultados en los experimentos de Archie.



$$S_w = \sqrt[n]{\frac{R_o}{R_t}}$$

si  $R_o = FR_w$ , ecuación (18):

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{F R_w}{R_t}} \quad (28)$$

El exponente,  $n$ , como se mencionó, se conoce con el nombre de "exponente de saturación" y generalmente se le ha asignado el valor de 2, por lo que la fórmula de Archie es conocida como:

$$S_w = \sqrt{\frac{F R_w}{R_t}} \quad (29)$$

y como  $F = \phi^{-m}$ , ecuación (20):

$$S_w = \sqrt{\frac{R_w \phi^{-m}}{R_t}} \quad (30)$$

Tanto el factor de resistividad de la formación,  $F$ , como el índice de resistividad,  $I_R$ , dependen de relaciones de la trayectoria de longitud (tortuosidad). Las mediciones directas de esta longitud son imposibles, por lo que es necesario el uso de correlaciones empíricas basadas en mediciones de laboratorio.

## II.4.- PRESION CAPILAR.

### II.4.1.- Introducción.

Como se mencionó en la Sección II.2, en -- los yacimientos petroleros comúnmente están presentes dos fluidos y algunas veces, tres fluidos son los involucrados. La existencia simultánea de dos o más fluidos en -- una roca porosa requiere de la definición de términos tales como el de presión capilar,  $p_c$ , mojabilidad y permeabilidades relativas. Se trata aquí la presión capilar y la mojabilidad, y posteriormente se discutirán las permeabilidades relativas.

En los casos en que existe un solo fluido en los espacios porosos, se considera un arreglo de fuerzas entre la atracción de la roca y el líquido; pero si -- están presentes dos o más fluidos, habrá por lo menos --- tres arreglos de fuerzas actuando y que afectan a la presión capilar y a la mojabilidad.

Para comprender lo que es la presión capilar se necesita definir brevemente otros conceptos como -- son la tensión superficial y la tensión interfacial, comúnmente conocidas como fuerzas de superficie.

### II.4.2.- Tensión Superficial y Tensión Interfacial.

Cuando se trata con sistemas multifásicos

## II.4.- PRESION CAPILAR.

### II.4.1.- Introducción.

Como se mencionó en la Sección II.2, en los yacimientos petroleros comúnmente están presentes dos fluidos y algunas veces, tres fluidos son los involucrados. La existencia simultánea de dos o más fluidos en una roca porosa requiere de la definición de términos tales como el de presión capilar,  $p_c$ , mojabilidad y permeabilidades relativas. Se trata aquí la presión capilar y la mojabilidad, y posteriormente se discutirán las permeabilidades relativas.

En los casos en que existe un solo fluido en los espacios porosos, se considera un arreglo de fuerzas entre la atracción de la roca y el líquido; pero si están presentes dos o más fluidos, habrá por lo menos tres arreglos de fuerzas actuando y que afectan a la presión capilar y a la mojabilidad.

Para comprender lo que es la presión capilar se necesita definir brevemente otros conceptos como son la tensión superficial y la tensión interfacial, comúnmente conocidas como fuerzas de superficie.

### II.4.2.- Tensión Superficial y Tensión Interfacial.

Cuando se trata con sistemas multifásicos

es necesario considerar el efecto de las fuerzas que actúan en la interfase si dos fluidos inmiscibles están en contacto. Una molécula en el interior de uno de los fluidos es atraída uniformemente en todas las direcciones por las moléculas que la rodean, siendo nula la fuerza resultante.

Pero si la molécula se encuentra en la interfase, ésta tendrá actuando sobre ella fuerzas desde el fluido situado inmediatamente arriba de la interfase y de las moléculas del fluido abajo de la misma. Estas fuerzas de cohesión crean una superficie de membrana en donde la resultante es perpendicular a la superficie creada.

La tensión superficial y la tensión interfacial se definen, por tanto, como la fuerza por unidad de longitud requerida para crear una nueva superficie y están comúnmente expresadas en dinas/cm que es numéricamente igual a la energía libre de superficie del fluido en ergs/cm<sup>2</sup>. Esto queda mejor comprendido efectuando un análisis de las unidades: De la definición de tensión interfacial,  $\sigma$  ;

$$\sigma = \frac{\text{fuerza}}{\text{longitud}} \left[ \frac{\text{dinas}}{\text{cm}} \right] \quad (31)$$

de la definición de energía libre de superficie:

$$\text{E.l.s.} = \frac{\text{trabajo}}{\text{área}} \left[ \frac{\text{ergs}}{\text{cm}^2} \right] \quad (32)$$

como  $\sigma$  y E.l.s. son numéricamente iguales:

$$\sigma = \text{E.l.s.} \quad (33)$$

substituyendo las unidades de (31) y (32) en (33):

$$\frac{\text{dinas}}{\text{cm}} = \frac{\text{ergs}}{\text{cm}^2}$$

Además,

$$\text{trabajo [ergs]} = \text{fuerza [dinas]} \times \text{distancia [cm]}$$

$$\text{ergs} = \text{dinas} \times \text{cm}$$

substituyendo:

$$\frac{\text{dinas}}{\text{cm}} = \frac{\text{dinas} \times \text{cm}}{\text{cm}^2}$$

finalmente:

$$\frac{\text{dinas}}{\text{cm}} = \frac{\text{dinas}}{\text{cm}} \quad \text{l.q.q.d.}$$

El término tensión superficial es usado para la tensión en la superficie de un líquido que está en

contacto con un gas o aire, mientras que el término tensión interfacial se usa cuando las superficies en contacto son las de dos líquidos o entre líquido y sólido.

#### II.4.3.- Mojabilidad.

El concepto de tensión superficial o interfacial es insuficiente para definir las fuerzas capilares porque solo caracterizan el contacto entre dos fluidos. - Al tratar con sistemas de hidrocarburos es necesario considerar la manera en la cual los fluidos se comportan -- cuando están en contacto con una superficie sólida. La variable adicional necesaria para describir este comportamiento es el ángulo de contacto,  $\theta$ , que los fluidos forman con la superficie del sólido. La figura No. 17 ilustra la condición estática de un líquido contenido en un capilar. La fuerza total que retiene el líquido a ese nivel en el capilar es:

$$F \text{ hacia arriba} = 2\pi r \sigma \cos \theta \quad (34)$$

Esta fuerza está equilibrada con el peso de la columna de líquido que es equivalente a una fuerza hacia abajo debida a la aceleración de la gravedad:

$$F \text{ hacia abajo} = \pi r^2 \rho gh \quad (35)$$

Cuando las condiciones son estáticas las dos fuerzas deben ser iguales. Igualando (34) y (35) y

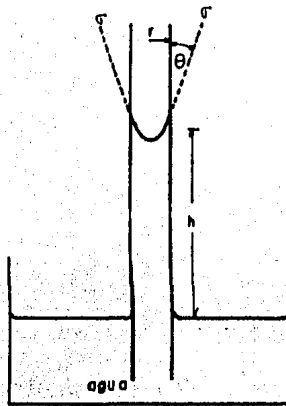


Figura No. 17. Elevación de agua en un tubo capilar.

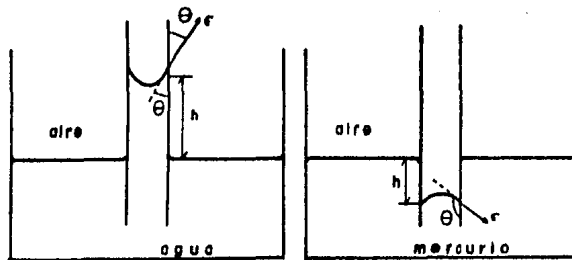


Figura No. 18. Comparación de efectos de fluidos con densidades diferentes en tubos capilares.

separando a  $\sigma$  :

$$2\pi r \sigma \cos \theta = \pi r^2 \rho gh$$

$$\sigma = \frac{\pi r^2 \rho gh}{2\pi r \cos \theta}$$

$$\sigma = \frac{r \rho gh}{2 \cos \theta} \quad (36)$$

En la figura No. 18 se tienen dos casos de acción capilar o mojabilidad opuestos. En el primero se dice que el agua moja al capilar de vidrio y en el otro se muestra la depresión del mercurio en el capilar y por tanto, no lo moja.

Si un líquido dado baja o sube en un capilar (ésto es, que el líquido presente cohesión o adhesión a las paredes del capilar), puede describirse por el ángulo de contacto. Este ángulo está definido como aquel me dido a través del líquido entre el plano de la superficie sólida y el plano de la superficie líquida, en el punto de contacto con el sólido. De aquí que, para elevaciones de líquido como el agua en el capilar, el valor de  $\theta$  es menor de  $90^\circ$  y para la depresión del mercurio en el capilar su valor es mayor de  $90^\circ$  (figura No. 18). En este último caso los valores del coseno entre  $90^\circ$  y  $180^\circ$  son negativos y por tanto,  $h$  debe ser negativa en la ecuación (36).

La tensión de adhesión ( $\sigma \cos \theta$ ) que es fun



ción de la tensión interfacial, determina qué fluido moja preferentemente el sólido. La figura No. 19 muestra a los líquidos, aceite y agua, en contacto con un sólido. Aquí, el ángulo de contacto,  $\theta$ , se mide a través de la fase líquida densa.

Por lo anterior se entiende que para un sistema sólido-agua-aceite, es posible que se tenga una superficie mojada por agua o por aceite, dependiendo de la composición química de los fluidos y también del sólido (figura No. 20).

#### II.4.4.- Presión Capilar.

La presión capilar se define como la caída de presión existente en la interfase de dos fluidos cualesquiera que están en contacto y distribuidos en equilibrio estático en un medio poroso (en un yacimiento los contactos pueden ser agua-aceite, aceite-gas y agua-gas), o en otras palabras, la  $p_c$  es igual a la diferencia de presiones de un lado y otro de la interfase.

La figura No. 21a representa las condiciones que existen cuando se sumerge un capilar en un recipiente con agua. La presión en el aire inmediatamente arriba de la interfase en el tubo capilar (punto A) debe ser igual a la presión inmediatamente arriba del nivel de agua del recipiente (punto B). Esta presión es la presión atmosférica,  $p_a$ . En el punto B', dentro del capilar, la presión es la misma que en el punto B afuera del capilar y por tanto, ésta será  $p_a$ . Debido a que el agua tiene mayor densidad, la presión en el punto A' difiere -

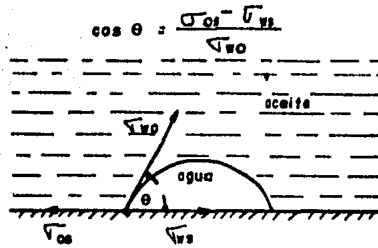


Figura No. 19. Equilibrio de fuerzas en una interfase agua-aceite-sólido.

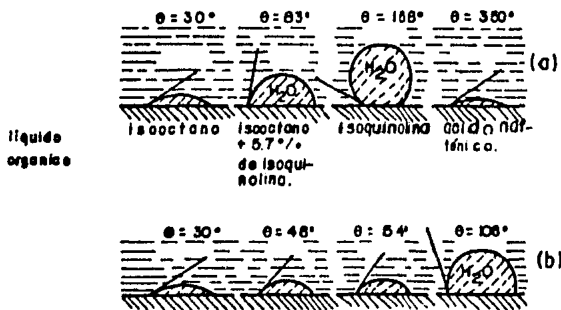


Figura No. 20. Angulos de contacto interfaciales: (a) superficie de sílice; (b) superficie de calcita.

de acuella presentada en el punto B'. En el punto A' -- justamente abajo del menisco dentro del capilar, la  $p_c$  es igual a la diferencia entre la presión en B' ( $p_a$ ) menos la altura de agua ( $\rho_w gh$ ).

La presión en A' será por tanto:

$$p_w = p_a - \rho_w gh \quad (37)$$

Ahora, en el punto A arriba del menisco la presión es  $p_a$  como ya se había dicho. La caída de presión a través de la interfase o  $p_c$  es entonces por definición:

$$p_c = p_a - p_w \quad (38)$$

de la ecuación (37):

$$p_a - p_w = \rho_w gh \quad (39)$$

substituyendo (39) en (38):

$$p_c = \rho_w gh \quad (40)$$

Como la presión arriba del menisco es  $p_a$  e igual a la presión en la superficie del líquido en el recipiente, se debe obtener una expresión para la altura de

elevación,  $h$ , del fluido en el capilar haciendo un balance de fuerzas hacia arriba y hacia abajo de la interfase. Este balance de fuerzas se consideró anteriormente representada por la ecuación (36), de donde despejando  $h$ :

$$h = \frac{2\sigma \cos\theta}{r \rho g} \quad (41)$$

substituyendo (41) en (40) y como el líquido es agua, --  
 $\rho = \rho_w$ :

$$p_c = \rho_w g \frac{2\sigma \cos\theta}{r \rho_w g}$$

reduciendo y ordenando:

$$p_c = \frac{2\sigma \cos\theta}{r} \quad (42)$$

Se observa que la presión es más pequeña - en la fase agua y el agua es el fluido que moja al capilar.

La figura No. 21b considera el tubo capilar sumergido en un recipiente con agua en donde el aceite es el otro fluido para formar la interfase. Por supuesto que la presión del aceite en C es igual a la presión en D menos la columna de aceite, porque la densidad del aceite no es despreciable comparada con la densidad - del aire. Si el recipiente es grande la interfase del -

agua y el aceite en el punto D, es un plano de interfase: por tanto, la  $p_c$  en ese plano es cero y la presión en el punto D es igual a la del punto D' ( $p_{OD} = p_{WD'}$ ).

La presión del aceite en C es:

$$p_{OC} = p_{OD} - \rho_o gh \quad (43)$$

La presión del agua en el punto C' es:

$$p_{WC'} = p_{WD'} - \rho_w gh \quad (44)$$

La diferencia de presión a través de la interfase es por tanto:

$$p_{OC} - p_{WC'} = (p_{OD} - \rho_o gh) - (p_{WD'} - \rho_w gh)$$

$$p_{OC} - p_{WC'} = p_{OD} - \rho_o gh - p_{WD'} + \rho_w gh$$

como  $p_{OD} = p_{WD'}$

$$p_{OC} - p_{WC'} = \rho_w gh - \rho_o gh$$

Entonces:

$$p_{C(w-o)} = (\rho_w - \rho_o) gh \quad (45)$$

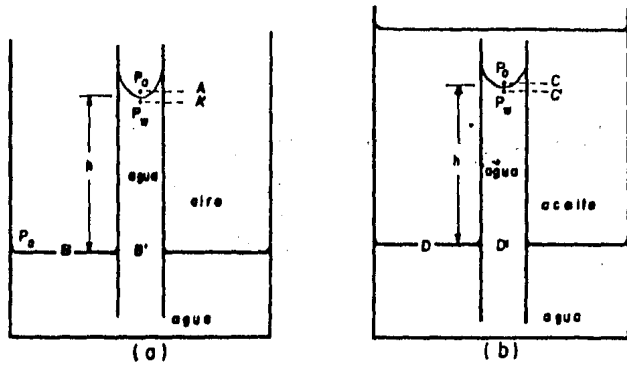


Figura No. 21. Condiciones existentes en un tubo capilar sumergido: (a) en un recipiente con agua; (b) en un recipiente con aceite y agua.

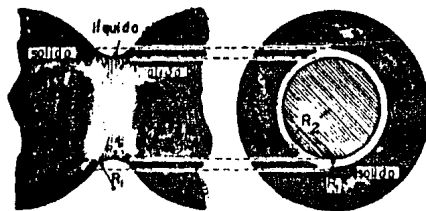


Figura No. 22. Configuración ideal de poros. Arena no consolidada.

Como la presión capilar debe estar en equilibrio con las fuerzas gravitacionales siempre y cuando los fluidos estén en equilibrio y no fluyan, la expresión de  $p_c(w-o)$  en términos de las fuerzas de superficie se obtiene de la misma manera como aquella para la interfase aire-agua, resultando:

$$p_{c(w-o)} = \frac{2 \sigma_{w-o} \cos \theta_{w-o}}{r} \quad (46)$$

Varias cosas se observan de la ecuación anterior: la presión capilar es función de la tensión de adhesión ( $\sigma_{w-o} \cos \theta_{w-o}$ ) y es inversamente proporcional al radio del capilar; mientras más pequeño es el radio del tubo, más alta será la columna  $h$  de líquido dentro del capilar y la  $p_c$  será mayor; mientras más pequeño es el ángulo de contacto  $\theta$  más fuerte es la tensión de adhesión y la altura  $h$  será más grande; mientras más grande es la afinidad de la fase densa con el sólido, más grande será la  $p_c$  a través de la interfase.

#### II.4.5.- Presión Capilar en Empacamientos de Esferas -- Uniformes-Arena no Consolidada.

Como el tubo capilar es un sistema simple e ideal, se requiere de una expresión cuantitativa para el comportamiento capilar en materiales porosos. Esta expresión es:

$$p_c = \sigma \left( \frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_2} \right) \quad (47)$$

La configuración ideal de poros seleccionada para llegar a la ecuación (47) es un conjunto de partículas esféricamente uniformes y de tamaño definido (arena no consolidada) (figura No. 22).

Los radios  $r_1$  y  $r_2$  son medidos en planos perpendiculares pero como prácticamente es imposible medirlos, comúnmente son referidos al radio medio,  $r_m$ :

$$\frac{1}{r_m} = \left( \frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_2} \right) \quad (48)$$

Si comparamos la ecuación (48) con las ecuaciones (45) y (46) de presión capilar, se tiene que  $\frac{1}{r_m}$  está definido como:

$$\frac{1}{r_m} = \frac{2\cos\theta}{r} = \frac{\Delta\rho gh}{\sigma} \quad (49)$$

La distribución de los fluidos en un sistema poroso depende de las características de mojabilidad. Es necesario determinar cuál es el fluido mojanante para saber qué fluido ocupa los espacios porosos pequeños; y por tanto, la presión capilar se puede expresar como una función de la saturación de la roca cuando hay dos fases inmiscibles dentro de la misma.

Los datos de  $p_c$  se pueden convertir en una gráfica de  $h$  o  $p_c$  contra  $S_w$  (figura No. 23). De aquí se observa que no existe un contacto de fluidos, dentro de una roca porosa, que sea representativo linealmente, sino



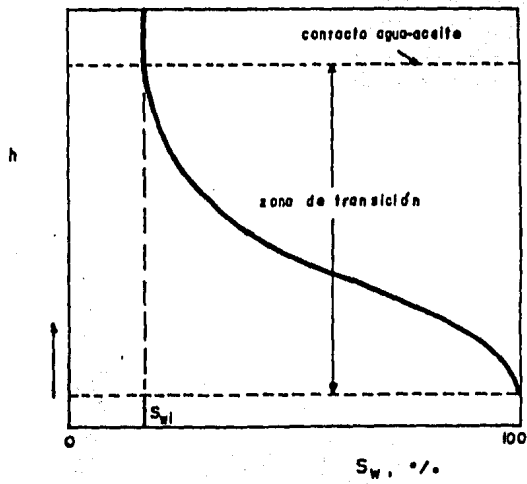


Figura No. 23. Grafica de  $p_c$  ó  $h$  contra  $S_w$ .

que se trata de una zona de transición gradual, desde -- 100 % de saturación de agua hasta una saturación máxima -- de aceite. De ésto se puede definir al contacto agua-a- -- ceite como el punto más bajo en el yacimiento que produci -- rá 100 % de aceite. En la zona de transición se produci -- rá tanto aceite como agua en cantidades substanciales, de -- pendiendo del punto donde se encuentre terminado el pozo. El espesor de la zona de transición puede ser de 2 ó 3 -- pies en algunos yacimientos, pero en otros puede tener -- hasta varios cientos de metros.

Los cambios en el tamaño de poro y en las densidades de los fluidos del yacimiento alteran la forma de la curva de presión capilar y el espesor de la zona de transición (figura No. 24). En un yacimiento de gas -- con un contacto agua-gas, el espesor de la zona de transi -- ción debe ser un mínimo desde un punto de vista práctico. Cuando el yacimiento tenga un tamaño de poro pequeño la -- zona de transición debe ser grande. El tamaño de poro -- puede estar relacionado con la permeabilidad y entonces -- un yacimiento con permeabilidad alta tendrá una zona de -- transición pequeña y viceversa (figura No. 25). La figu -- ra No. 26 muestra cómo un cambio en la permeabilidad pue -- de causar una variación en la posición del contacto --- agua-aceite.

En el caso del tubo capilar se mostró que la presión más alta está siempre en el lado cóncavo de la interfase (fluido no mojante), así que la curvatura de la interfase es tal que la presión en la fase no mojante es más grande que la presión en la fase mojante (ver figura No. 22).

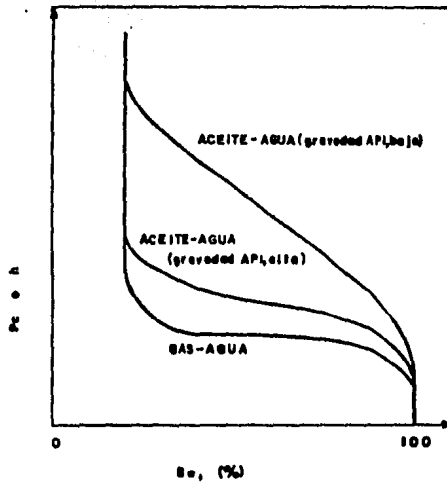


Figura No. 24. Variación de  $p_c$  contra  $S_w$  para un mismo sistema de rocas con fluidos diferentes.

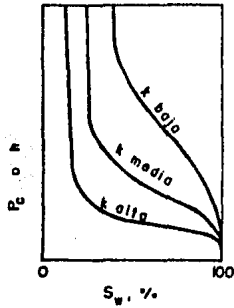


Figura No. 25. Variación de la curva de  $p_c$  por efecto de la permeabilidad.

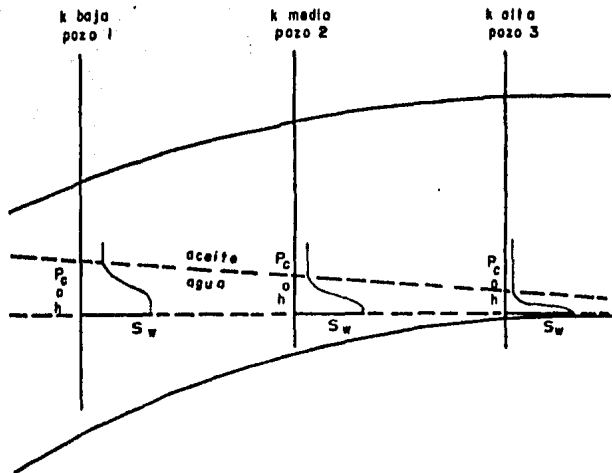


Figura No. 26. Variación en la posición del contacto agua-aceite debida a cambios en la permeabilidad.

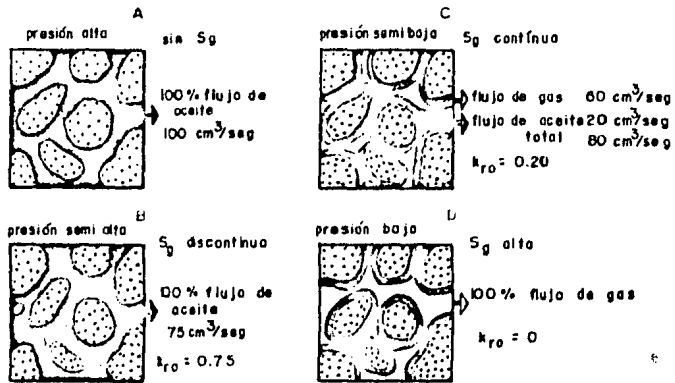


Figura No. 27. Concepto de permeabilidad relativa. El aumento de saturación de un fluido en los poros influye en el movimiento de los otros fluidos.

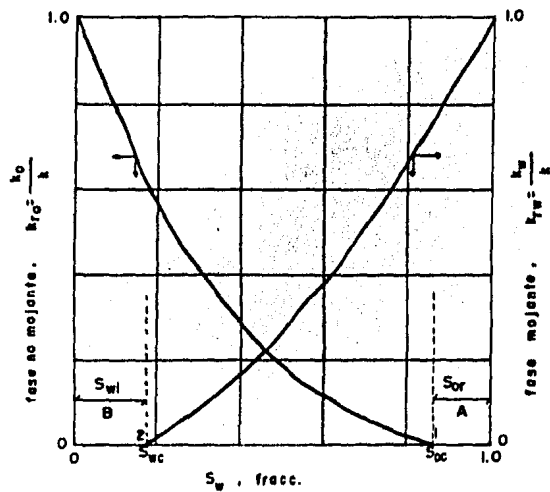


Figura No. 28. Curvas típicas de permeabilidades relativas para un medio poroso que contiene agua y aceite.

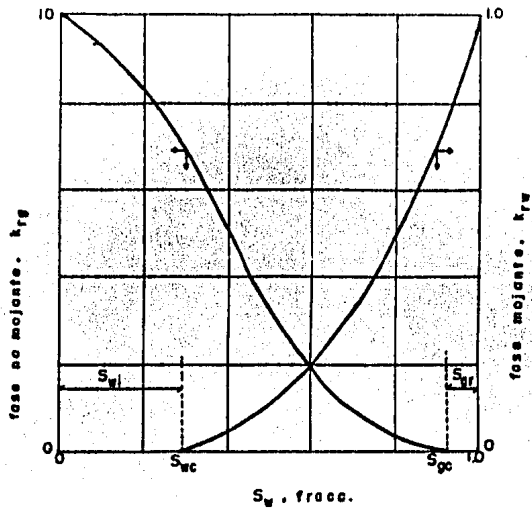


Figura No. 29. Curvas típicas de permeabilidades relativas para un medio poroso que contiene gas y agua.

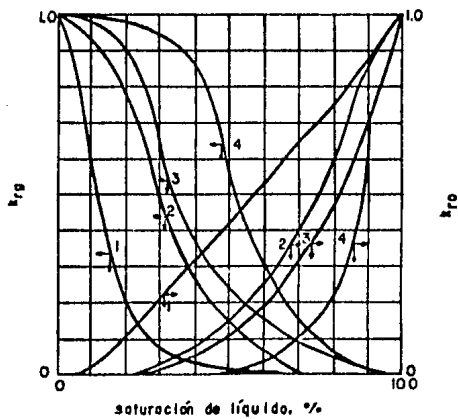


Figura No. 30. Permeabilidades relativas para varios tipos de medios: 1.- tubos capilares; 2.- dolomita; 3.- arena no consolidada; 4.- arena consolidada.

ción de agua crítica ( $S_{wc}$ ), respectivamente. La  $S_{oc}$  es la mínima saturación de aceite que debe desarrollar para que comience a fluir al formar una fase continua a medida que su saturación se incrementa y la  $S_{wc}$  se refiere al mismo concepto pero para el agua.

La zona A representa la saturación de aceite residual,  $S_{or}$ , que es el valor por debajo del cual no puede reducirse la saturación de aceite o en otras palabras, cuando un fluido inmisible desplaza a otro, es imposible reducir a cero la saturación del fluido desplazado. Esto es porque a una saturación pequeña, que se supone sea la saturación a la cual la fase desplazada ya no es continua, cesa el flujo de la fase desplazada. La zona B se refiere a la saturación de agua intersticial,  $S_{wi}$ .

La permeabilidad relativa a un fluido varía entre 0 y 1, que corresponden a valores de la más baja saturación (mayor de cero) y 100 % de fluido, respectivamente. Esto se visualiza en la figura No. 28 en donde la permeabilidad relativa de cero al aceite existe a una saturación de aceite definida y la  $k_{ro} = 1$  corresponde al punto de  $S_o = 100\%$ . También debe notarse que la suma de las permeabilidades relativas de los fluidos que comparten el medio poroso a un valor de saturación dado no alcanza el valor de 1, debido a que son varios fluidos y que se dificultan el movimiento dentro del mismo.

Por otro lado, una pequeña saturación de la fase mojanete no disminuye la permeabilidad relativa de la fase no-mojante tan drásticamente como una pequeña cantidad de la fase no-mojante reduce la permeabilidad rela-

tiva de la fase mojante, debido a la distribución de fluidos en el medio poroso como ya se había mencionado. -- Igualmente se observa que la fase no-mojante principia a fluir a una saturación relativamente baja con respecto a la de la fase mojante.

Estas observaciones se aplican generalmente a la mayoría de las curvas de permeabilidad relativa - incluyendo a las del gas en donde sólo es necesario hacer una corrección llamada de Klinkenberg.

El gas es considerado no-mojante, por tanto, cuando se requieran las curvas típicas de permeabilidades relativas de un yacimiento que contenga gas y agua o gas y aceite, el agua y el aceite serán entonces los -- fluidos mojantes (figura No. 29).

La cantidad de fluido presente en el espacio poroso, controla la facilidad de movimiento del fluido y de este modo la forma de la curva de permeabilidades relativas del yacimiento. Entonces estas curvas son una función, como se mencionó, de la distribución de fluidos en el espacio poroso de las características de mojabilidad de los fluidos y superficies de la roca y del tipo de roca mismo (figura No. 30).

Una de las razones por las cuales es recomendable el estudio y el buen entendimiento de las curvas de permeabilidades relativas es porque los yacimientos -- contienen por lo menos dos fluidos.

Es por esto que el aumento en la producción y de que se produzca una fase determinada de fluido no solamente depende de la permeabilidad de la roca, sino



también de la saturación de cada una de las fases presentes.

Las permeabilidades relativas también son muy importantes para estudiar la relación entre las saturaciones medidas en los análisis de laboratorio de las -- muestras y las saturaciones reales existentes en el yacimiento.

## C A P I T U L O I I I .

### MÉTODOS DE MEDICIÓN.

#### III.1.- FIANTEAMIENTO.

En la explotación petrolera intervienen muchos factores importantes como son las propiedades petrofísicas, las cuales influyen grandemente en el comportamiento del yacimiento desde las condiciones iniciales hasta su agotamiento. Por tanto, se han desarrollado varios métodos, ya sea DIRECTOS o INDIRECTOS, que tienen como finalidad cuantificar las propiedades aludidas lo más preciso posible y hacer de esta manera que la explotación racional sea completa y verdadera.

El control de los parámetros petrofísicos es de vital importancia para el buen desarrollo de un campo petrolero.

Este Capítulo tiene como objetivo, describir el procedimiento general de medición de las propiedades petrofísicas en el laboratorio o su obtención por medio de registros geofísicos y de pruebas de presión.

### III.2.- MÉTODOS DIRECTOS.

#### III.2.1.- Porosidad.

a) Rocas con Porosidad Intergranular. Regularmente -- todos los métodos utilizan muestras muy pequeñas de nú-- cleos. La muestra debe estar consolidada y además que - su porosidad sea de tipo intergranular. Es preferible - obtenerlas del centro o corazón del núcleo original.

La porosidad de una roca de dimensiones -- grandes se representa estadísticamente por los resultados obtenidos con numerosas muestras de dimensiones pequeñas.

Existen tres parámetros que son básicos pa -- ra la determinación de la porosidad en el laboratorio y - de los cuales por lo menos dos de ellos se deben obtener convenientemente. Estos parámetros son el VOLUMEN BRUTO o TOTAL de la roca, el VOLUMEN DE GRANOS y el VOLUMEN DE POROS.

Como se mencionó en el Capítulo anterior, la porosidad puede ser total o efectiva, lo cual indica - que algunos métodos de laboratorio conducen al valor de - la porosidad total y otros al de la porosidad efectiva. Por esto, y para evitar confusiones se mencionará en cada caso el tipo de porosidad del que se trate.

VOLUMEN BRUTO O TOTAL. El volumen bruto " $V_b$ ", se puede obtener de varias maneras. Si la muestra es homogénea - (uniforme), el volumen bruto se calcula con solo medir -- las dimensiones de la misma.

Por lo regular la muestra se sumerge en un líquido y se observa el volumen desplazado de fluido. - Para que no exista error, la muestra debe estar revestida con parafina (o substancia similar) o saturada con el mismo líquido en el cual se introducirá. Otras veces la -- muestra se sumerge en Hg, ya que debido a su tensión superficial alta, éste no penetra dentro del espacio poroso de la roca.

El  $V_b$  también se obtiene observando la pérdida en peso de la muestra (revestida o saturada) cuando se sumerge en un fluido u observando la pérdida en peso - de un picnómetro primero lleno con Hg y luego con Hg y la muestra, (figura No. 31).

Cuando se trata del volumen desplazado de fluido, el método es VOLUMETRICO y cuando se trata de la pérdida en peso de la muestra, el método es GRAVIMETRICO.

Dentro de los métodos volumétricos se utilizan una gran variedad de volúmetros como el volúmetro - Russell (figura No. 32) y dentro de los métodos gravimétricos se encuentra el de la Balanza Westman (figura No. 33).

VOLUMEN DE GRANOS. El volumen de granos " $V_g$ ", se obtiene dividiendo el peso de la muestra seca entre  $2.65 \text{ gr/cm}^3$  - que es el valor promedio de la densidad de los granos de cuarzo. Esto es para trabajos donde no se requiere --

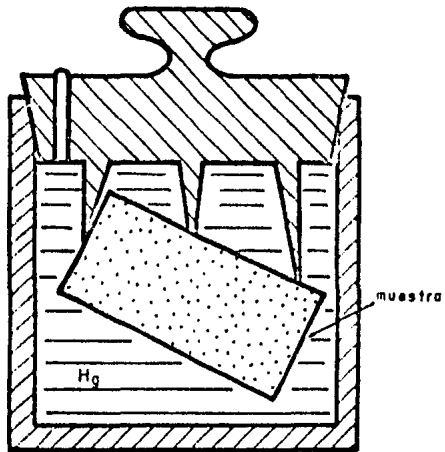
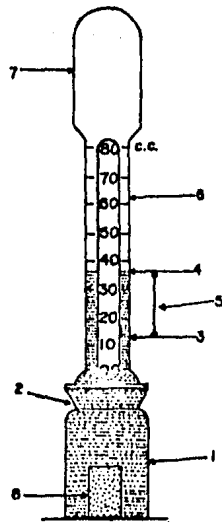


Figura No. 31. Picnómetro de acero.



- 1) recipiente.
- 2) Union o junta de vidrio.
- 3) Nivel original de fluido.
- 4) Nivel final de fluido.
- 5) Volumen del nucleo.
- 6) Bureta graduada.
- 7) Bulbo.
- 8) Investra.

Figura No. 32. Volúmetro Russell para la determinación del volumen de granos y volumen bruto de muestras de núcleo.

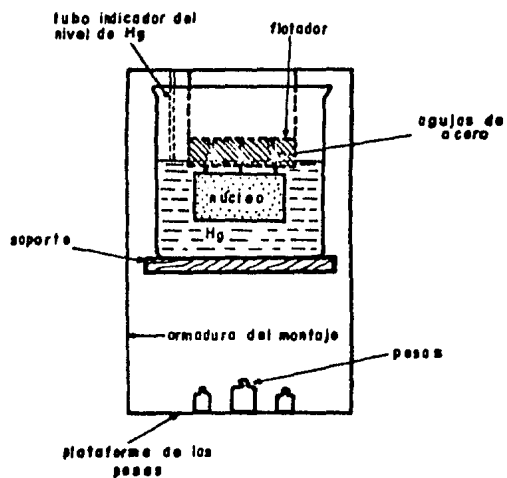


Figura No. 33. Aparato para la obtención del volumen total por desplazamiento de mercurio- (Balanza Westman).

mucha exactitud. De aquí se obtiene el valor de la porosidad total o absoluta.

En determinaciones más precisas, se mide el  $V_b$  y luego se tritura la muestra para obtener el  $V_g$ . Como ejemplos se pueden citar el método de Melcher Nutting en donde las mediciones son gravimétricas y el de Russell, en el cual se utiliza un volúmetro especial. De aquí se determina el valor de la porosidad total. Con estos dos métodos se determina también la densidad de los granos en arenas uniformes. Con la densidad de los granos, el peso de la muestra y el  $V_b$  se calcula la porosidad mencionada que puede servir para correlación de muestras adyacentes de la misma litología.

El volumen de granos también se puede obtener por desplazamiento volumétrico con un gas o un líquido.

Se conocen métodos como el del Porosímetro Stevens que mide el volumen de granos efectivo para estimar el valor de la porosidad efectiva, al igual que el porosímetro de Expansión de Gas del Bureau of Mines (figura No. 34).

VOLUMEN DE POROS. Todos los métodos que miden el volumen de poros dan la porosidad efectiva. Estos métodos están basados en la introducción o extracción de un fluido en el espacio poroso de la roca, midiéndose claro está, el volumen de fluido necesario para saturarla o desaturarla.

Como ejemplos de estos métodos se tienen el porosímetro Washburn-Bunting (figura No. 35), el de --



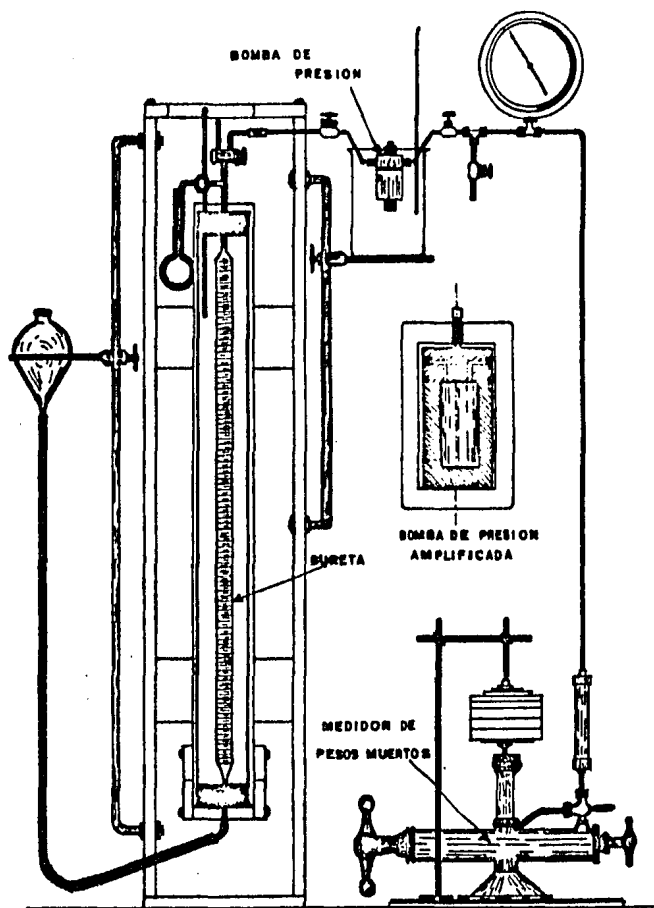


Figura No. 34. Porosímetro del BUREAU OF MINES de expansión de gas.

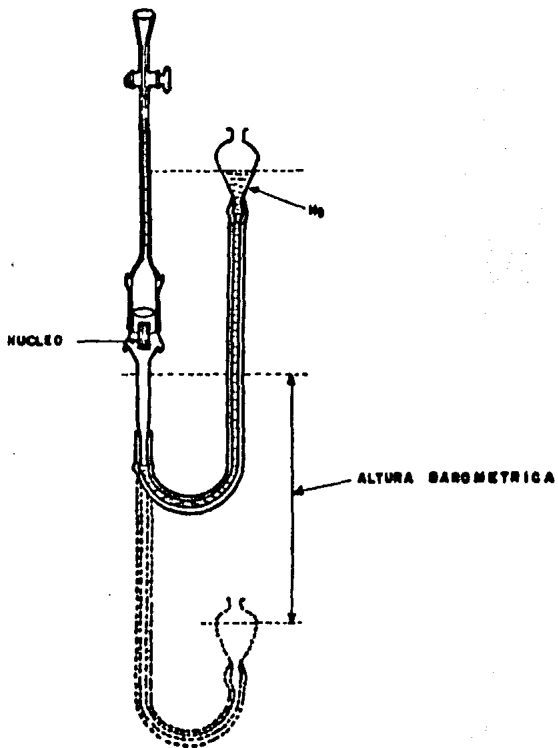


Figura No. 35. Porosímetro WASHBURN-BUNTING para-  
medir el volumen de poros.

Stevens (la diferencia entre estos dos porosímetros estriba en que el segundo es especial para evitar la contaminación de la muestra), el Porosímetro Kobe (figura No. 36), etc.

Para saber el grado de confiabilidad en -- las mediciones se realizó una prueba donde, después de muchos experimentos, se obtuvo que todos los métodos comúnmente usados para determinar la porosidad efectiva producen resultados con un grado de exactitud muy bueno, claro está si se desarrollan con mucho cuidado.

Para determinar la porosidad absoluta se -- deben considerar todos los poros ya sea que estén inter--conectados o no y la extracción de fluidos o hidrocarburos, que la roca contenga inicialmente, se puede omitir. Los pasos generales son los siguientes:

- Seleccionar una muestra y limpiar los residuos de lodo de perforación sobre su superficie,
- Determinar el volumen bruto con cualquiera de los métodos descritos anteriormente,
- Triturar la muestra, lavar los granos con un sol--vente apropiado (acetona por ejemplo) para elimi--nar hidrocarburos y agua,
- Determinar el volumen de granos secos, con un picnómetro o volúmetro usando como fluido kerosena, - tetracloroetano, etc.

En la Tabla IV se presenta un resumen de -- los diferentes tipos de mediciones que es posible reali--zar para determinar la porosidad.

b) Rocas Carbonatadas (Calizas y Dolomitas). Con este

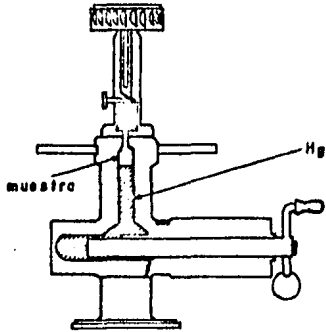


Figura No. 36. Diagrama esquemático del porosímetro KOBE.

TABLA IV. Resumen de mediciones para determinar la porosidad.

parámetro	método	equipo	porosidad
VOLUMEN BRUTO	GRAVIMETRICO	PICNOMETRO DE ACERO	TOTAL Y EFECTIVA
		BALANZA WESTMAN	
	VOLUMETRICO	RUSSELL	
VOLUMEN DE GRANOS	GRAVIMETRICO	MELCHER NUTTING	TOTAL
	VOLUMETRICO	RUSSELL	
	DESPLAZAMIENTO DE UN GAS O UN LIQUIDO	STEVENS	EFECTIVA
BUREAU OF MINES			
VOLUMEN DE POROS	INTRODUCCION O EXTRACCION DE UN LIQUIDO	WASHBURN BUNTING	EFECTIVA
		STEVENS	
		KOBE	

tipo de rocas, los métodos como el de saturación para determinar el volumen de poros y el volumen bruto, no tienen buenos resultados porque las muestras pequeñas con los que se trabaja no alcanzan a reproducir el efecto de cavernas, ni el de solución de cavidades. Por eso se hace necesario usar núcleos grandes y obtener el  $V_b$  por las dimensiones de los mismos. Para el  $V_g$  se usa un Porosímetro de "Expansión de Gas", pero grande.

Para rocas fracturadas no existe alguna técnica satisfactoria que dé buenos resultados. Esto se debe a que al muestrear, el núcleo frecuentemente se rompe a lo largo de los planos naturales de fractura, variando las condiciones iniciales de porosidad (su valor es menor).

### III.2.2.- PERMEABILIDAD.

La permeabilidad de un medio poroso se puede determinar por pruebas de laboratorio con núcleos provenientes del yacimiento, de dos maneras:

- A - Con muestras cilíndricas uniformes pequeñas,
- B - Con núcleos completos.

En cualquiera de las dos formas, los métodos usados utilizan como fluido de prueba al gas, aire o algún líquido que no reaccione con el medio poroso.

A. Muestras pequeñas. En estas mediciones de permeabilidad es común utilizar las mismas muestras de núcleo usadas para medir la porosidad, siempre y cuando no estén contaminadas pues deben estar limpias de fluido y -

secas.

En algunos métodos la superficie cilíndrica del núcleo se sella con cera u otro material similar para evitar que el fluido de prueba se escape por los lados; por tanto, este material no debe ser frágil para evitar que se fracture mientras se realiza la prueba.

Los datos que se deben tener en cuenta para la medición de la permeabilidad son:

L = longitud,

A = área de la sección transversal,

$\mu$  = viscosidad del fluido de medición a temperatura de la prueba.

La longitud y el área se obtienen midiendo las dimensiones directamente de la muestra y la viscosidad en caso de que se use aire, se puede calcular con la siguiente fórmula:

$$\mu_{\text{aire}} = 0.01808 + 4.9 \times 10^{-5} (T - 20) \quad (53)$$

Esta relación es válida para temperaturas entre 10 y 50°C.

La viscosidad del gas se determina con la temperatura de las mediciones utilizando gráficas como la de la figura No. 37.

Generalmente se usa aire y se establece -- flujo dentro del núcleo desde un extremo a otro del mismo por medio de una presión diferencial.

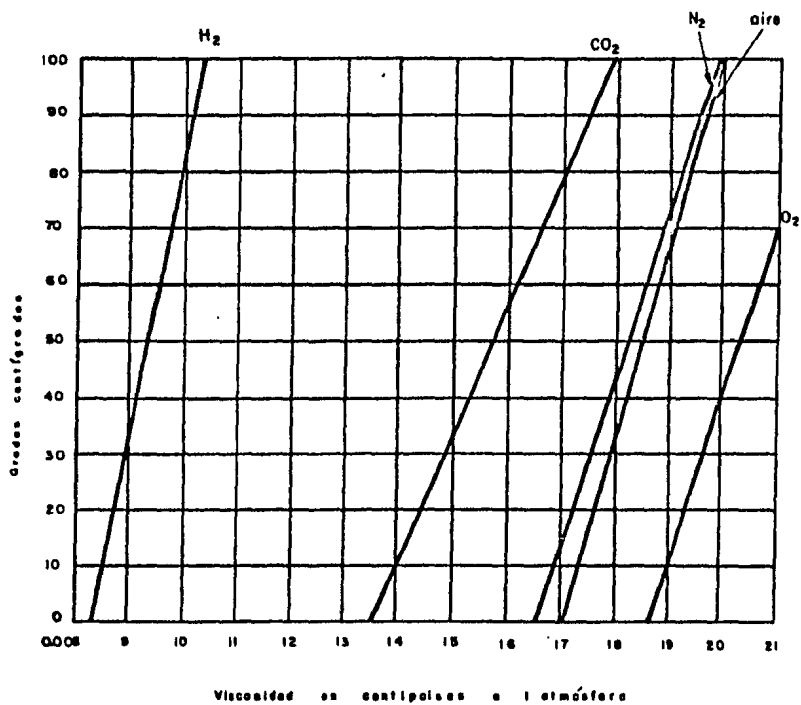


Figura No. 37. Viscosidades de distintos gases contra la temperatura.



Las muestras se montan en un retenedor de núcleos o portamuestras de cualquier aparato para medir permeabilidad en tal forma que los lados laterales de forma cilíndrica queden sellados y así poder aplicar la presión diferencial y que el flujo a través de la muestra se realice.

El flujo o gasto de fluido se mide fácilmente utilizando un Flujoímetro capilar calibrado (medidor de orificio), o midiendo el volumen de fluido recogido durante un período de tiempo en un tubo graduado (si se usa aire, éste se puede recibir en un gasómetro).

Se deben medir las presiones de entrada " $p_e$ " y de salida " $p_s$ ". Con estas presiones y el gasto de fluido se calcula el gasto medio por:

$$q_m = q_s \frac{2 p_s}{p_e + p_s} \quad (54)$$

Cuando se emplea gas o aire la permeabilidad absoluta de la muestra se puede calcular con la siguiente expresión:

$$k = \frac{q_m \mu L}{A (p_e - p_s)} \quad (55)$$

que es la ecuación de Darcy para flujo lineal.

Si  $q_m$  está en ( $\text{cm}^3/\text{seg}$ ),  $\mu$  en (cp),  $A$  en ( $\text{cm}^2$ ),  $L$  en (cm) y  $(p_e - p_s)$  en (atm), entonces la permea

bilidad está dada en (Darcys). Si se cambian las unidades de  $\mu$  a poises y  $(p_e - p_g)$  a dinas/cm<sup>2</sup>, manteniendo -- las otras iguales, la permeabilidad estará ahora en cm<sup>2</sup>. De aquí se establece que 1 cm<sup>2</sup> de área de sección transversal del espacio poroso es equivalente a  $1.013 \times 10^{11}$  -- md que es la relación entre la permeabilidad y el área -- fraccional de sección transversal disponible para el flujo de fluidos en un yacimiento.

La obtención de núcleos del yacimiento es una operación muy costosa, hecho que se ha tomado en cuenta para desarrollar algunos métodos en los cuales solo se utilizan fragmentos extraídos durante la perforación de los pozos. En estos métodos las muestras son de hasta -- media pulgada a las cuales se les da una forma cilíndrica para luego introducir las al retenedor de núcleos.

Cuando el fluido utilizado en la medición de permeabilidad es agua la muestra debe estar bien saturada con esa agua.

Durante la prueba el flujo de fluido debe ser lo suficientemente bajo (viscoso) para evitar que se produzca turbulencia dentro del espacio poroso. Esto -- tiende a ocurrir con gradientes de presión altos en muestras de permeabilidad alta.

Generalmente los valores de permeabilidad de laboratorio se determinan con presiones cercanas a la atmosférica y aire seco que fluye en dirección paralela u horizontal al plano de estratificación en muestras secas. En ciertos casos es necesario determinar la permeabilidad en dirección perpendicular o vertical a dicho plano, como por ejemplo en estudios de filtración de agua y gas, en --

estudios de drene por gravedad, etc. Por lo regular la permeabilidad vertical siempre es menor a la permeabilidad horizontal.

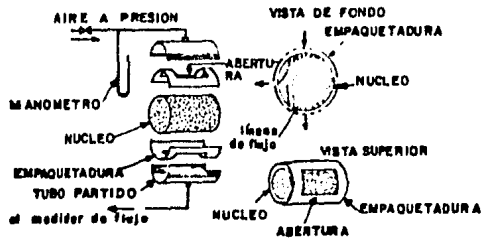
Es obvio que la permeabilidad obtenida --- hasta el momento es la absoluta, puesto que se utiliza un sólo fluido y se requiere entonces que junto con ese valor se especifique la forma en que se realizó la prueba, si fue con gas o aire, agua u otro líquido, gas con extrapolación de la permeabilidad a una presión infinita, etc. Con esta última se obtiene la permeabilidad corregida por el efecto de Klinkenberg interpretada como la permeabilidad equivalente al líquido.

B. Núcleos Completos. En este procedimiento el núcleo se monta en aparatos especiales y todo el proceso es casi igual que al del inciso A, sólo en los cálculos difiere un poco.

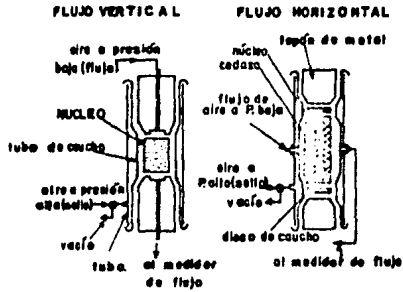
Al igual que con la porosidad, los análisis en núcleos grandes producen valores más reales de la permeabilidad cuando se trabaja con calizas (figura No. 38).

Si las rocas tienen fracturas, al muestrear se rompen a lo largo de los planos naturales de las mismas fracturas, por lo que, la conductividad de esas fracturas no son incluidas en los resultados de laboratorio.

a) Factores que afectan las mediciones de Permeabilidad. La permeabilidad de un medio poroso debe ser una propiedad física invariable que depende únicamente de la textura del medio y también debe ser independiente del ---



(a)



(b)

Figura No. 38. Permeametros especiales para análisis de muestras de núcleo grandes. (a) tipo a--brazadera; (b) tipo Hassler.

fluido que circula a través de los poros; sin embargo, se ha encontrado que las condiciones en que se realizan las pruebas en el laboratorio son las causantes de considerables diferencias en los resultados.

- Algunos investigadores consideran que las permeabilidades medidas varían según el fluido y la temperatura. Encontraron que la temperatura la afecta aproximadamente en 8 md. por cada °C.
- Otros factores que también influyen son la tensión superficial, la capacidad de adsorción de los sólidos para con el líquido que fluye (estos dos efectos son despreciables), la salinidad de la salmuera, el radio capilar promedio y la viscosidad.
- Igualmente, la generación de un efecto eléctrico, llamado "Potencial de Electrofiltración", se opone al flujo.
- La salinidad de la salmuera y el PH también la afectan (al aumentar estos dos la permeabilidad se incrementa).

Quando se determina la permeabilidad con salmuera el valor disminuye mientras continúa el flujo, hasta que se estabiliza. Si se emplea salmuera de menor salinidad se obtiene otro valor estabilizado más bajo. Esto es a causa del hinchamiento de las arcillas y otras reacciones superficiales al ponerse en contacto el agua y las arcillas.

b) Precauciones para obtener buenos resultados.

PREJATURACION. Quando se va a utilizar un líquido para

la medición, la muestra se debe saturar completamente con ese líquido antes de la prueba. La saturación incompleta deja aire entrampado en forma de burbujas (fase discontinua) que afectará grandemente los resultados.

**EFEECTO DE KLINKENBERG.** Cuando se usa gas como fluido de medición, se deben hacer correcciones por el efecto de resbalamiento del gas.

Klinkenberg observó variaciones en la permeabilidad cuando las pruebas se realizaban con aire o gases como fluido de medición y cuando se hacían con algún líquido no reactivo. Si se usa aire la permeabilidad es mayor a la del líquido. Entonces postuló que los líquidos tienen una velocidad nula en la superficie de los granos de la roca porosa, mientras que los gases muestran una cierta velocidad finita en la superficie de esos granos. Dicho en otras palabras, los gases presentan el fenómeno de resbalamiento o deslizamiento molecular en las superficies de los granos. Este efecto es función del gas usado en la prueba. El gas con más bajo peso molecular produce una línea recta con la pendiente más grande y por tanto, el resbalamiento es muy alto (figura No. 39). Para una misma caída de presión, este resbalamiento provoca un gasto mayor de gas que el obtenido en casos donde se usa líquido.

Si se grafica la permeabilidad medida contra el recíproco de la presión media usada en la prueba ( $1/p_m$ ), se obtiene una línea recta que extrapolada hasta el punto donde  $p_m$  tiene un valor infinito ( $1/p_m = 0$ ), interseca al eje de permeabilidades en un punto que es la permeabilidad absoluta al líquido. De la figura No. 40 se puede observar que mientras la  $p_m$  se incrementa la ---

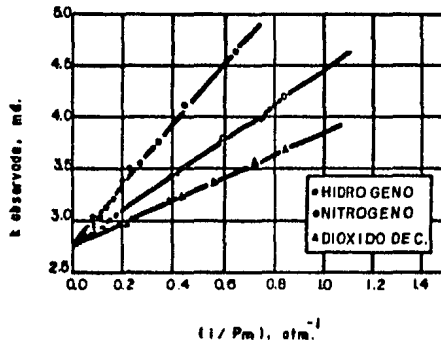


Figura No. 39. Permeabilidad al Hidrógeno,--  
 Nitrógeno y Dioxido de Carbono de varias mues-  
 tras a diferentes presiones (Klinkenberg).

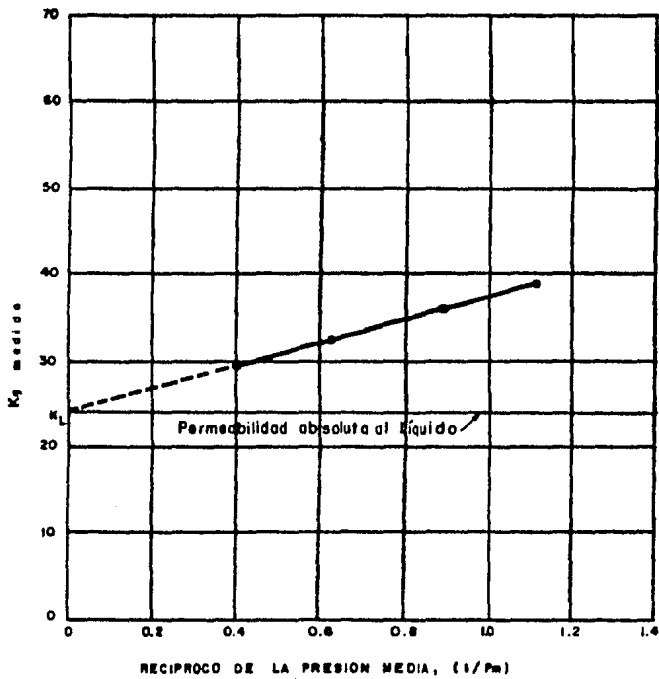


Figura No. 40. Gráfica de permeabilidad al gas ( $k_g$ ) contra el recíproco de la presión media. Efecto de Klinkenberg en las mediciones de  $k_g$ .



permeabilidad calculada decrece. La relación lineal de la gráfica de esa figura es:

$$k_L = \frac{k_g}{1 + \frac{b}{P_m}} \quad (56)$$

$$k_L = k_g - m \frac{1}{P_m} \quad (57)$$

$$b = \frac{m}{k_L} \quad (58)$$

$$P_m = \frac{P_e + P_s}{2} \quad (59)$$

La trayectoria media del gas es función -- del tamaño molecular y su energía cinética, por eso se dice que el efecto de Klinkenberg es función del gas.

La constante "b" depende también de la trayectoria media del gas, además de la forma y tamaño de -- los poros. Como la permeabilidad es función de la forma y tamaño de los poros, se concluye que b es función de la permeabilidad.

El efecto de resbalamiento es más grande -- en aberturas pequeñas (núcleos con permeabilidades muy ba

jas) (figura No. 41).

Usualmente es más conveniente medir la permeabilidad en el laboratorio usando aire como fluido de medición, ya que éste rara vez reacciona con el material de la roca.

Con el objeto de corregir la permeabilidad por el efecto de recubrimiento, se deben hacer mediciones a más de un valor de presión para después extrapolar a -- una presión de valor infinito.

Si no se pueden hacer varias mediciones, -- entonces una buena aproximación de  $b$  es:

$$b = 0.777 (k)^{-0.39} \quad (60)$$

aquí la permeabilidad está en md.

**LIQUIDOS REACTIVOS.** Cuando se usa líquido se debe ver -- que éste no reaccione con los sólidos de la roca y que no se altere, por tanto, el medio poroso.

El agua, que por lo regular se encuentra -- dentro del yacimiento, es considerada como reactivo en el medio poroso porque reacciona con las arcillas hidratando las y variando la estructura inicial o la geometría interna de los poros y las determinaciones de permeabilidad se rán erróneas. El grado de hidratación de las arcillas -- es función de la salinidad del agua. Se debe hacer, por tanto, una corrección de salinidad al agua para que ésta sea similar en composición a la de la formación.

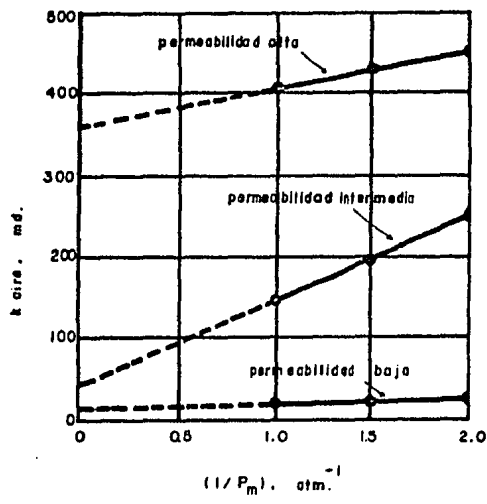


Figura No. 41. Variación de la permeabilidad en la magnitud del efecto de Klinkenberg.

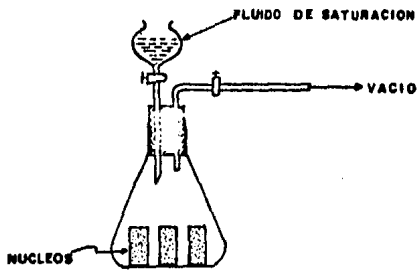
PRESION DE SOBRECARGA. Al extraer el núcleo de la formación todas las fuerzas que actuaban sobre él (de confinamiento) sufren cambios. La matriz se expande en todas direcciones variando parcialmente los caminos tortuosos en la roca. La compresión del núcleo debido a la presión de sobrecarga puede causar aproximadamente el 60 % de reducción en la permeabilidad de varias formaciones dependiendo de lo compresible que sea cada una. Por esto se necesitan desarrollar correlaciones empíricas que permitan corregir a la permeabilidad medida en el laboratorio por presiones de sobrecarga.

### III.2.3.- RESISTIVIDAD.

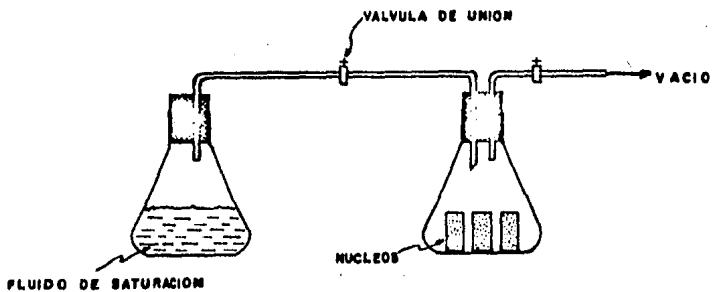
Es necesario conocer las dimensiones de las muestras (iguales a las usadas para porosidad y permeabilidad), su saturación y la resistividad del agua contenida, además de requerir una celda de resistividad para hacer la medición.

Para realizar la medición de la resistividad, inicialmente se satura la muestra al 100 % con salmuera de resistividad  $R_w$  conocida (figura No. 42). Después se mide el Factor de Formación (F), el Índice de Resistividad ( $I_R$ ), el Exponente de Saturación (n) y la Tortuosidad ( $\tau$ ).

a) Factor de Formación (F). El factor de formación se puede determinar utilizando un Resistivímetro. Este método indica que la muestra después de saturada, se coloca



(a)



(b)

Figura No. 42. Aparatos para saturar muestras de núcleo.

entre dos placas circulares (electrodos de corriente) cubiertas con una superficie porosa saturada de agua. Sobre la superficie cilíndrica de la muestra se colocan dos electrodos de medición a una distancia " $\lambda$ " uno de otro. Se aplica una corriente por los electrodos de corriente y se mide la caída de potencial entre los electrodos de medición por medio de un voltímetro (figura No. 43). La resistividad  $R_0$  de la muestra saturada se obtiene por la ley de Ohm:

$$R_0 = \frac{E A}{I \lambda} \quad (61)$$

La caída de potencial también se puede medir entre los electrodos de corriente, caso en el cual se debe utilizar la distancia  $L$  de la muestra en lugar de  $\lambda$ .

El factor de Formación se calcula con la ecuación (19).

b) Relación entre  $F$  y Factores Litológicos. Como se mencionó anteriormente, las rocas generalmente no conducen electricidad y cuando la conducen es por causa del agua salada que las satura. Entonces el factor principal que regula el paso de la corriente es la porosidad. La porosidad controla el volumen de fluido por donde fluye la electricidad, y la cementación y distribución del tamaño de los granos controlan el tamaño de los poros interconectados y su tortuosidad.

De varias ecuaciones desarrolladas para relacionar a  $F$  con la porosidad y la cementación solamente

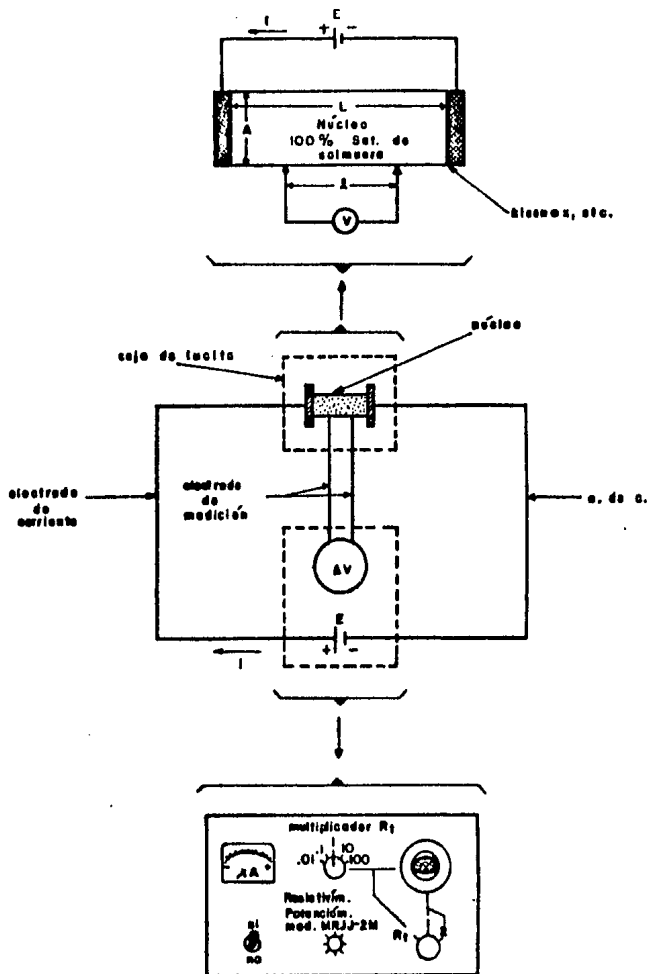


Figura No. 43. Resistivímetro. Método de 4 electrodos para medir la resistividad.

dos son de valor práctico; la ecuación (20) que es la ---  
ecuación de Archie y la ecuación de Humble enunciada a ---  
continuación:

$$F = 0.62 \phi^{-2.15} \quad (62)$$

En la ecuación de Archie, "m" es llamado -  
factor de cementación y varía de acuerdo con el grado de  
consolidación de las rocas (Tabla III). De esta tabla -  
se obtiene el valor de m apropiado y con la porosidad  $\phi$  -  
la figura No. 44 se obtiene F.

La ecuación de Humble, tiene la ventaja de  
no manejar m e incluye una observación empírica de que ---  
las rocas con porosidad alta tienen valor bajo de m y las  
de porosidad baja tienen un valor de m alto (figura No. -  
44).

c) Exponente de Saturación (n) e Índice de Resistividad  
( $I_R$ ). Para obtener el exponente de saturación se necesi-  
ta que la muestra esté a una saturación parcial que repre-  
sente la distribución de fluidos en la roca del yacimiento.  
Consiste en utilizar el resistivímetro y la misma -  
técnica usada para la determinación de F, con la diferen-  
cia de que la desaturación de la muestra se hace por eta-  
pas, antes y después de las cuales se pesa la muestra pa-  
ra registrar cualquier reducción en la saturación por eva-  
poración. Después de cada etapa de desaturación se ha-  
cen las mediciones en el resistivímetro.

El índice de resistividad se calcula con -  
la ecuación (24). De esta ecuación solo falta el valor



de  $R_t$ , que se obtiene con el resistivímetro. Este dato tiene que tomarse desaturando la muestra poco a poco. - En cada decremento de saturación, el núcleo se pesa y se coloca en el resistivímetro para tener los valores de  $R_t$  a las saturaciones de agua respectivas. Posteriormente se calcula el índice de resistividad para cada saturación y se grafica  $\log I_R$  contra  $\log S_w$  (figura No. 45). La ecuación (25) representa el comportamiento de la curva anterior.

d) Tortuosidad ( $\tau$ ). Se obtienen en el laboratorio medidas de porosidad y de  $F$  y se aplica la ecuación siguiente:

$$\tau^2 = F \phi \quad (63)$$

El uso del potencial de electrofiltración también permite determinar la tortuosidad con la siguiente ecuación:

$$\tau^2 = \frac{\phi A E_s}{L q R_w \Delta p} \times 10^7 \quad (64)$$

Todas las cantidades del segundo término - se pueden medir en el laboratorio.

El potencial de electrofiltración se calcula con la ecuación de Ferrin:

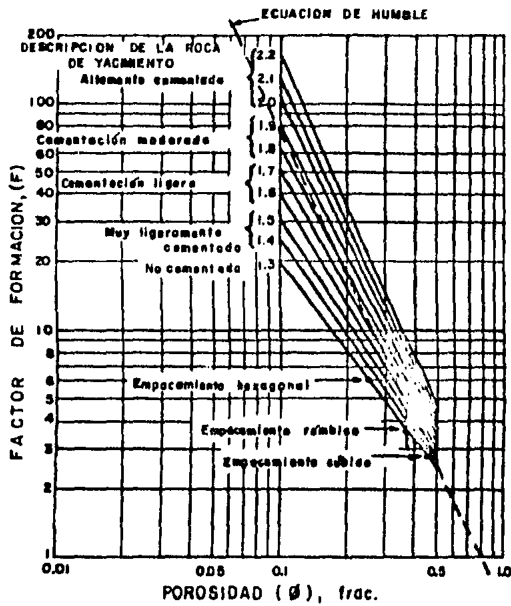


Figura No. 44. Gráfica del factor de formación contra porosidad.

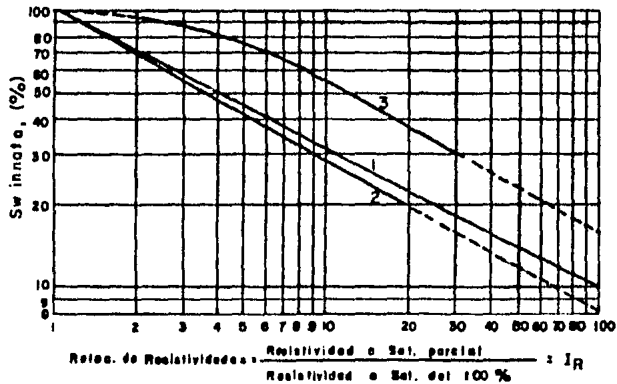


Figura No. 45. Gráfica de saturación de agua innata contra relación de resistividades. 1.- Datos de Wyckoff, Leveret, Jakosky y Martin; 2.- desplazamiento de salmuera con aire (Morse); 3.- resultados de desplazamiento de aceite con salmuera.

$$E_g = \frac{D^2 R_w \Delta p}{4 \pi M} \times 10^{-7} \quad (65)$$

### III.2.4.- PRESION CAPILAR.

Se requieren muestras pequeñas para las mediciones de Presión Capilar en el laboratorio. Existen varios métodos para este fin, de los cuales algunos se -- enuncian a continuación.

METODO DE ESTADO RESTAURADO (figura No. 46). Se trata - de un proceso de desaturación en etapas por medio de in- crementos de presión que ocasionan el desplazamiento de - fluido dentro de la muestra y también a través de una mem- brana o diafragma poroso situado en el fondo del aparato. Este diafragma es permeable, pero debido a sus poros uni- formes de tamaño pequeño, sólo permite el paso del agua y no del aire que se utiliza como fluido desplazante duran- te la prueba, ni aún con los incrementos de presión apli- cados. Además, tiene la particularidad de permitir ser preferentemente mojado por agua. La porcelana y el celo- fán son dos de los materiales que se han utilizado satis- factoriamente como diafragmas.

Como primer paso del método, se satura la muestra al 100 % con agua de composición similar a la de la formación. De igual manera se satura el diafragma -- con la misma agua. Luego se coloca la muestra sobre el diafragma cuidando de poner en medio un material (klee---

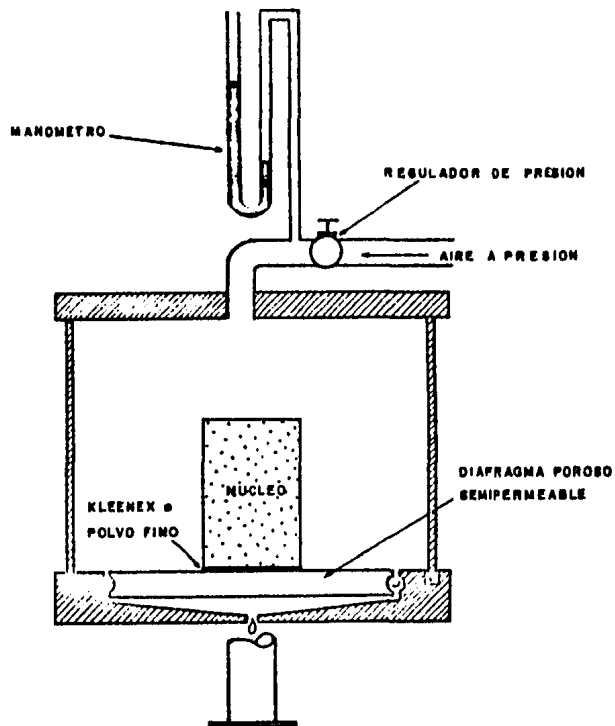


Figura No. 46. Equipo para obtener la presión capilar llamado de estado restaurado o del diafragma.

nex, polvo fino, etc.) que auxilie en el buen contacto en tre las dos superficies.

Se cierra la celda y se permite la entrada de aire aplicando un incremento de presión a valor cons-- tante. Con esto se origina un desplazamiento de agua -- dentro y a través de la muestra y del diafragma. El des-- plazamiento se realiza disminuyendo conforme transcurre - el tiempo hasta que se estabiliza o equilibra el sistema de fuerzas capilares en la muestra. Esto quiere decir - que cada vez que se aplique un incremento de presión se - debe mantener constante por el tiempo que ocupe el siste-- ma en llegar a un equilibrio estático (que ya no ocurra - desplazamiento). Cuando el flujo se ha detenido la pre-- sión en ambas fases aire y agua se conocen. En la fase aire se trata de la presión aplicada y en la fase agua se rá la presión atmosférica (presión debajo del diafragma) menos la altura "h", medida desde el fondo del diafragma hasta el centro de la muestra. Como por definición, la presión capilar es la diferencia de presiones entre las - dos fases, entonces se aplica la ecuación (38).

La saturación de agua de la muestra se pue de obtener ya sea midiendo el volumen de agua extraído o pesando la muestra fuera de la celda. Este peso menos - el peso cuando estaba seca, nos da el peso del agua pre-- sente y consecuentemente la saturación.

Después de estas mediciones se introduce - nuevamente el núcleo en la celda y se aplica otra presión más alta que la anterior. Con cada incremento de pre-- sión se repite el mismo procedimiento hasta que la satura-- ción de agua sea reducida al mínimo (saturación de agua - connata o irreductible).

Este método es muy tardado debido a que el tiempo de espera para que se obtenga el equilibrio estático en cada incremento de presión varía de algunas horas - hasta varios días y la prueba completa puede durar inclusive semanas.

Con todos los datos de  $p_c$  y  $S_w$  se hace una gráfica (ver figura No. 23) obteniéndose una curva.

Los datos de presión del experimento se -- pueden emplear como datos de presión capilar porque en ca da etapa la presión requerida para desplazar la fase mo-- jante en la muestra es igual a las fuerzas capilares que retienen el agua residual dentro de la misma, luego que - se ha alcanzado el equilibrio.

Los resultados más correctos se obtienen - haciendo la prueba con muchos pequeños incrementos de pre sión en vez de sólo algunos incrementos amplios.

**METODO DE INYECCION DE MERCURIO (figura No. 47).** Los aparatos con los que trabaja este método hacen más rápido el desarrollo de la prueba. La muestra, sin saturación alguna, se coloca en la cámara de Hg que como sabemos es un fluido no mojante y el cual se inyecta con incrementos de presión. El volumen de Hg inyectado cada vez, determina la saturación de la fase no-mojante. El procedi-- miento se repite con cada incremento de presión hasta que se alcanza una presión de inyección determinada o hasta - que la muestra se sature con Hg.

Existen algunas ventajas en este método co mo la de minimizar el tiempo de la prueba a unos minutos

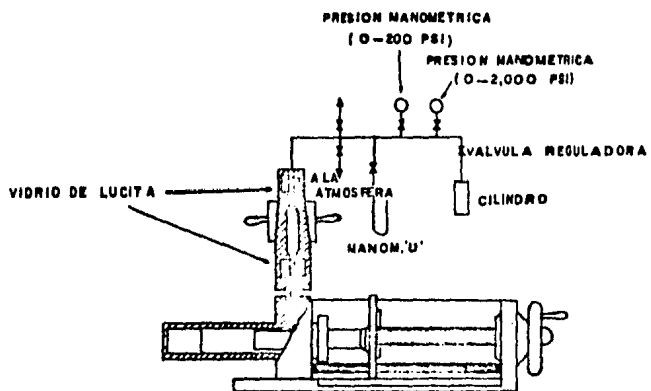


Figura No. 47. Celda de presión capilar por  
 inyección de mercurio.

pero también hay desventajas debidas a las propiedades de mojabilidad y al daño que se le causa a la muestra al contaminarla con el Hg.

METODO CENTRIFUGO (figura No. 48). Se sujeta la muestra saturada con agua al aparato. Las altas aceleraciones - incrementan el campo de fuerza en el fluido y cuando la muestra es girada a varias velocidades constantes, se obtiene una curva completa de  $p_c$ . La velocidad de rotación se convierte a unidades de fuerza en el centro de la muestra y el fluido removido se lee visualmente. Con este método la prueba se realiza con mucha rapidez y en --- unas horas la curva de  $p_c$  estará definida.

METODO DINAMICO (figura No. 49). Las curvas de Presión Capilar contra Saturación también se pueden obtener con - este método que establece flujo simultáneo de dos fluidos sobre la muestra. Se mide la presión de los dos fluidos dentro de la muestra gracias al uso de discos húmedos especiales y su diferencia será la presión capilar. La saturación se varía regulando la cantidad de cada fluido -- que entra a la muestra.

### III.2.5.- PERMEABILIDAD RELATIVA.

a) PROCESO DE FLUJO UNIFORME. Existen muchos métodos - dentro de este proceso pero la técnica general consiste - en preparar una muestra pequeña para la prueba que se monta en una manga de caucho presionada (figures Nos. 50 a -



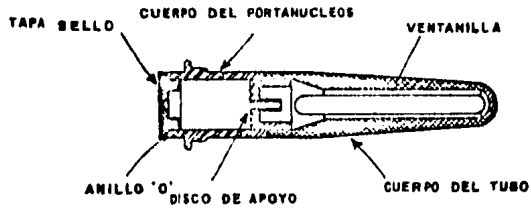


Figura No. 48. Aparato CENTRIFUGO para la determinación de propiedades capilares de las rocas.

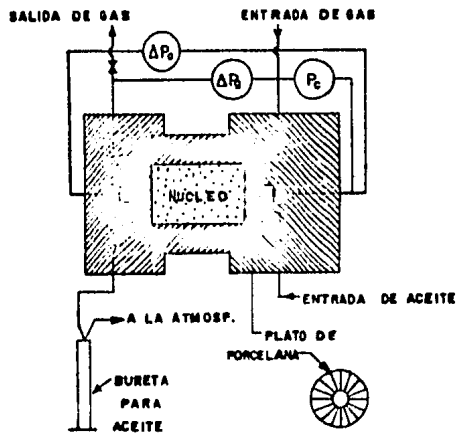


Figura No. 49. Aparato DINAMICO para la obtención de presión capilar. (principio de Hassler).

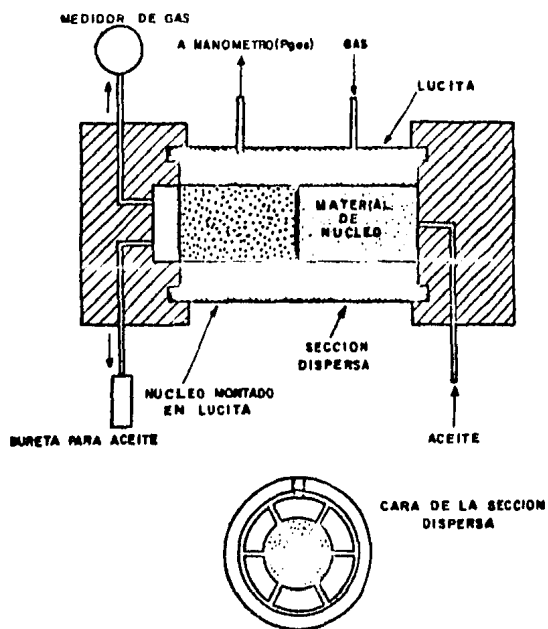


Figura No. 50. Aparato para medir permeabilidades relativas.

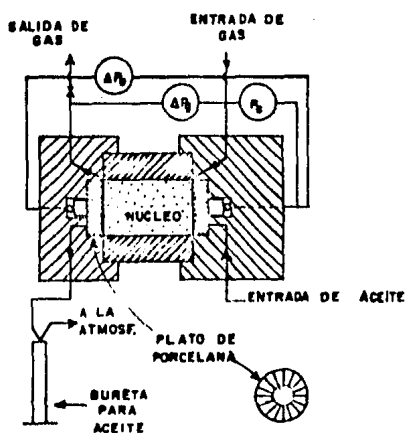


Figura No. 51. Aparato para medir permeabilidades relativas (principio de Hassler).

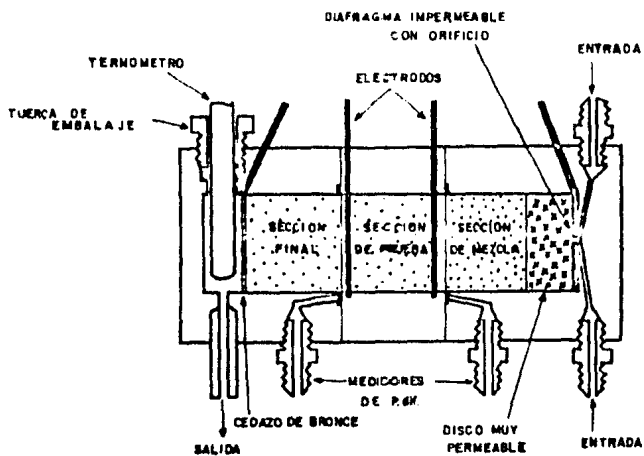


Figura No. 52. Aparato para medir permeabilidades relativas.

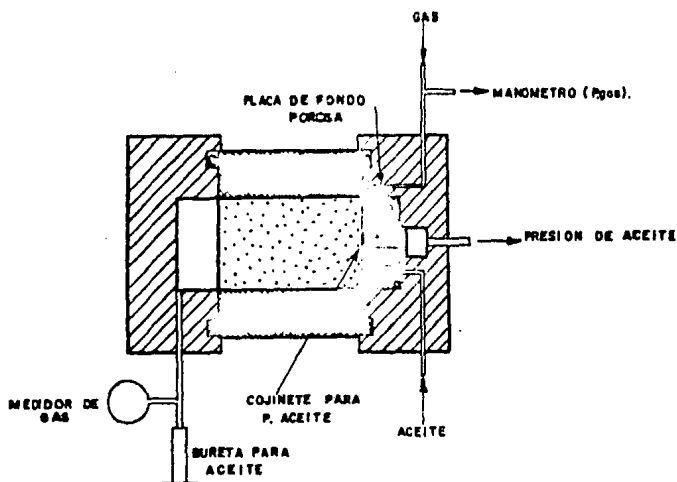


Figura No. 53. Aparato HAFORD para medir permeabilidades relativas.

53) colocando en cada extremo una membrana semipermeable para que los efectos de los extremos sean reducidos al mínimo. Regularmente se trabaja con diferenciales de presión altos ya que de esta manera dichos efectos se minimizan. La muestra debe estar 100 % saturada con la fase -mojante, así que las pruebas se realizan por desatura----ción.

Las dos fases de fluidos (aceite-gas, aceite-agua o gas-agua) se introducen simultáneamente aunque en forma separada por el extremo de entrada, a una rela-ción predeterminada. Estos fluidos se mezclan en el núcleo y fluyen a través de él hasta que la relación producida sea igual a la inyectada, momento en el cual, el sigtema de flujo se considera uniforme y las saturaciones --existentes son estables.

Las saturaciones se obtienen por medio de electrodos (midiendo la resistividad de la muestra) o sacando la muestra del aparato para pesarla o por un balan-ce volumétrico de los fluidos inyectados y producidos. -  
Teniendo las saturaciones, las presiones, etc., las perme-abilidades relativas de las dos fases se puede calcu---lar, claro está, a esas condiciones de saturación.

Posteriormente, se incrementa la relación inyectada removiendo más la fase mojante hasta que el sigtema nuevamente fluya en estado uniforme. El proceso se repite hasta obtener la curva completa de permeabilidad -relativa.

Hay otros métodos que usan el proceso de -resaturación, donde la muestra primero está saturada ----

100 % con la fase no-mojante, la cual declina aumentando la fase mojante. Los resultados obtenidos cuando se usan estos dos procedimientos producen un efecto de HYSTERESIS.

Para núcleos grandes (figura No. 54) el procedimiento es similar, midiendo la presión diferencial a través del núcleo, la saturación de fluidos y los gastos de cada uno.

b) PROCESO DE DESPLAZAMIENTO. Se utiliza un sólo fluido de inyección, que puede ser un gas. De la muestra seleccionada se determina su porosidad, permeabilidad y volumen bruto, y se monta en el aparato apropiado (figuras Nos. 50 a 54). Una vez saturada al 100 % con la fase mojante se inyecta el gas por un extremo, aplicando presión, de tal manera que los gastos de flujo sean altos para reducir los efectos de los extremos.

Para desaturar la muestra, solo un fluido entra pero ya dentro de ella dos son los que fluyen y se producen por el otro extremo. Se miden las presiones, los gastos de fluidos y las saturaciones. El proceso depende del concepto de avance frontal de flujo de fluidos y de la relación de permeabilidades relativas  $K_{rg}/K_{ro}$ ; por tanto, se debe obtener el valor de  $K_{rg}$  o  $K_{ro}$  de manera independiente (por ejemplo, datos de  $p_o$ , pruebas de laboratorio, etc.).

Se deben satisfacer tres condiciones: 1) diferenciales de presión grandes para reducir los efectos de extremos, 2) la saturación de gas se indica a presión media ( $p_m = (p_e + p_g)/2$ ), y 3) el flujo es hori

zontal, la muestra debe ser pequeña y el tiempo de prueba corto para que las fuerzas gravitacionales sean despreciables y no influyan en los resultados.

c) EMPUJE POR GAS EN SOLUCION. La muestra debe contener aceite con gas en solución. Se baja la presión para liberar el gas hasta una saturación deseada y se inyecta aceite muerto (sin gas) a gasto lento. Se mide este gasto y se obtiene la permeabilidad relativa. Terminando las mediciones, el aceite muerto se desplaza con aceite vivo y se repite el procedimiento pero a una presión menor.

Hay otro método para núcleos grandes (carbonatos) que deben saturarse con aceite vivo (a una presión de burbujeo igual a  $200 \text{ lb/pg}^2$ ) para después reducir la presión en la salida del núcleo hasta obtener producción de aceite y gas.

d) EFECTO DE HYSTERESIS. La historia de saturación influye grandemente en los resultados de laboratorio obtenidos, debido al diferente arreglo de fluidos en los poros durante el desplazamiento en las dos direcciones.

DRENE O DESATURACION. Es cuando la muestra se satura -- inicialmente con la fase mojante y se desplaza (reduce) -- con la fase no-mojante hasta una saturación irreductible.

IMBIBICION O RESATURACION. Es cuando la saturación de la fase mojante se incrementa de menos a más pasando por la saturación crítica.

La diferencia entre estos dos procesos de

saturación (figura No. 55) recibe el nombre de Hystéresis.

Las mediciones de permeabilidades relativas en laboratorio requieren de un alto grado de habilidad técnica; y los métodos, procedimientos y equipo empleado son complicados.

### III.3.- MÉTODOS INDIRECTOS.

#### III.3.1.- Registros Geofísicos.

Los registros geofísicos son perfiles gráficos que se toman de los pozos petroleros para obtener información de una o más de las propiedades físicas o químicas de las formaciones geológicas encontradas durante la perforación.

El objetivo más importante de los registros geofísicos es realizar la evaluación de las formaciones porosas, permeables y saturadas con hidrocarburos. También sirven para realizar correlaciones geológicas, para localizar fallas, etc.

Los registros geofísicos se clasifican de

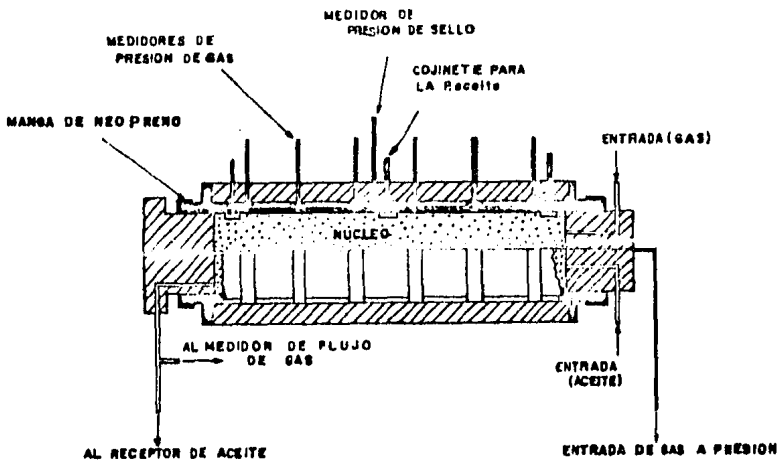


Figura No. 54. Aparato para permeabilidades relativas de núcleos grandes.

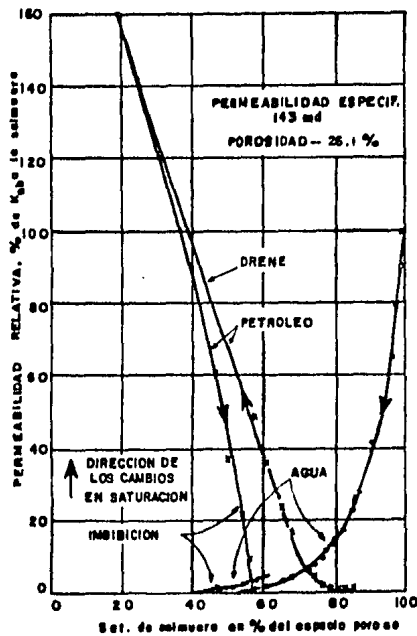


Figura No. 55. Características del flujo de aceite y agua en una arena (Drene e Imbibición). Efecto de Hysteresis.



la siguiente manera:

- 1.- Potencial Espontáneo (SP),
- 2.- Resistivos:
  - a.- eléctricos no enfocados (convencionales),
  - b.- eléctricos de corriente enfocada (conductivos e inductivos),
- 3.- Radioactivos:
  - a.- de radioactividad natural,
  - b.- de radioactividad inducida,
- 4.- Acústicos,
- 5.- Mecánicos.

Uno de los factores más importantes que influyen en los perfiles eléctricos (SP y resistivos) es la distribución de saturaciones de fluidos en la roca que el filtrado de lodo altera éstas saturaciones hasta una determinada distancia dentro de la formación. En la figura No. 56 se aprecia la distribución de saturaciones de fluidos en una formación con agua y otra con aceite y gas.

Existen varias diferencias entre los registros mencionados, las cuales indican qué registros deben tomarse en un pozo. Por ejemplo, los registros eléctricos sólo se pueden correr en agujero descubierto y lleno con lodo conductor, mientras que con los radioactivos el pozo puede estar ademado e inclusive tener o no fluido de perforación.

a) Registro de Potencial Espontáneo (SP). Con este tipo de registro se determina el decrecimiento de la porosidad y la permeabilidad, el valor de  $R_w$ , etc.

El perfil registra valores relativos a la línea base de lutitas, los cuales son la suma de los diferentes potenciales que componen el SP. Las deflexiones del SP en condiciones ideales presentan una configuración bien marcada y recibe el nombre de SP estático o SSP mientras que la curva del registro se refiere al SP dinámico (figura No. 57).

La ecuación general que da el valor del -- SSP es:

$$SSP = - B \log \frac{R_{mf}}{R_w} \quad (66)$$

B está en °C y varía directamente con la temperatura.

La ecuación:

$$\frac{a}{b} = \sqrt{\frac{R_t}{R_{sh}}} \quad (67)$$

da el valor de los puntos de inflexión. (figura No. 58). En ésta ecuación  $a + b$  representa la deflexión total del SSP:

$$a + b = SSP \quad (68)$$

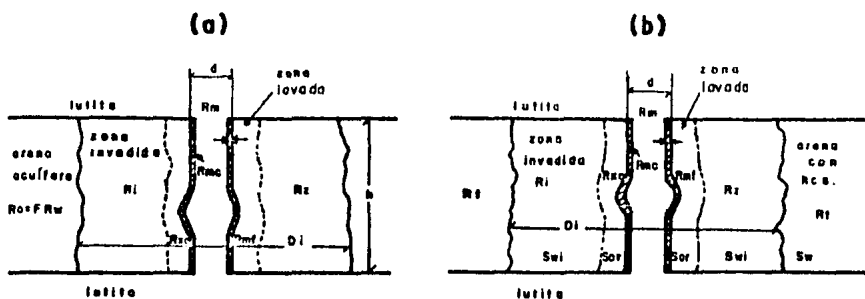


Figura No. 56. Distribución de saturaciones de fluidos:  
 (a) arena acuífera, (b) arena petrolífera.

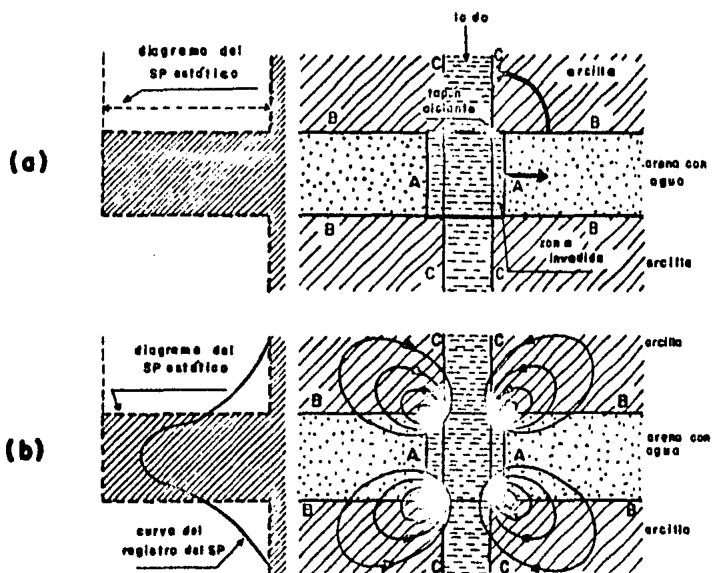


Figura No. 57. Comparación entre el potencial espontáneo estático y el leído en el registro.

Si es necesario se corrige el valor del SP por espesor de formación, diámetro del pozo, inversión del filtrado y resistividad verdadera de la formación para -- después obtener el valor de  $R_w$  aplicando la ecuación --- (66).

La figura No. 59 muestra cómo los cambios de la curva dan una idea de las formaciones tratadas, y - la figura No. 60 es un ejemplo de curva del SP.

b) Registros de Resistividad. Estos registros se divi den en convencionales (corriente dispersa) y de corriente enfocada, los cuales se diferencian porque en el segundo la corriente se dirige casi horizontalmente hacia la formación permitiendo un diámetro mayor de investigación (fi gura No. 61).

La resistividad es un parámetro valioso en la evaluación de formaciones. Para medirla existen dos métodos, el conductivo y el inductivo. En el método con ductivo la medición se lleva a cabo con electrodos y con lodo conductor dentro del pozo, mientras que en el método inductivo el proceso es por medio de bobinas y el pozo -- puede estar lleno con cualquier tipo de fluido (gas, aire o cualquier lodo).

Con los registros de corriente no enfocada se utilizan dos tipos de arreglos de electrodos, denomina dos arreglo normal y arreglo lateral. El arreglo normal se divide en normal corta (espaciamento de 16") y normal larga (espaciamento de 64"). En la tabla V se da una - clasificación general de los registros resistivos.

El registro eléctrico convencional de re--

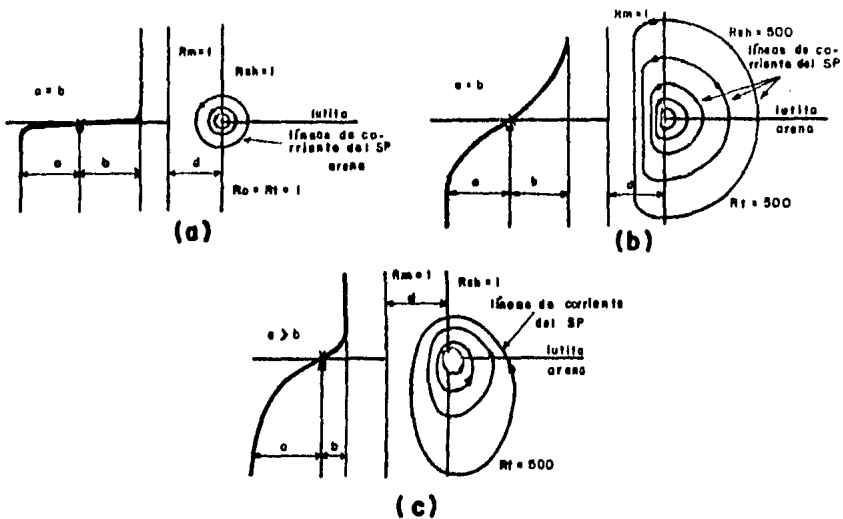


Figura No. 58. Ejemplos de la localización de los puntos de inflexión. Influencia de las resistividades de las formaciones en contacto.

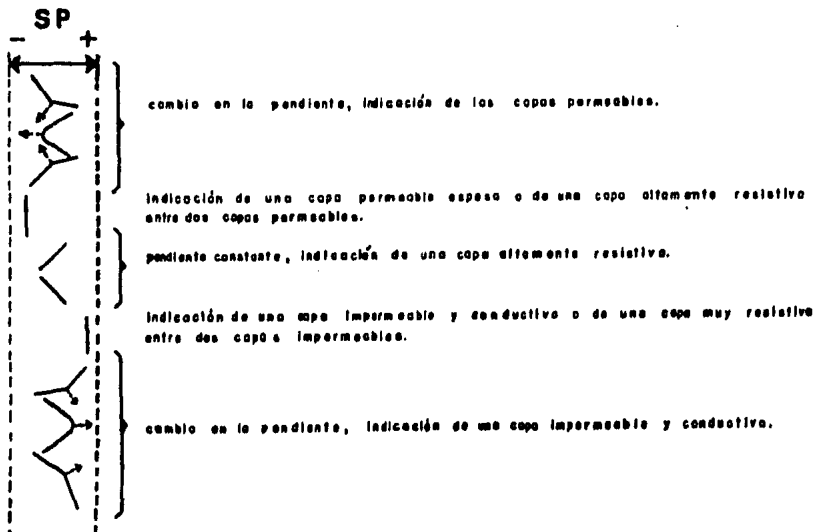


Figura No. 59. Análisis de las formas características del SP.

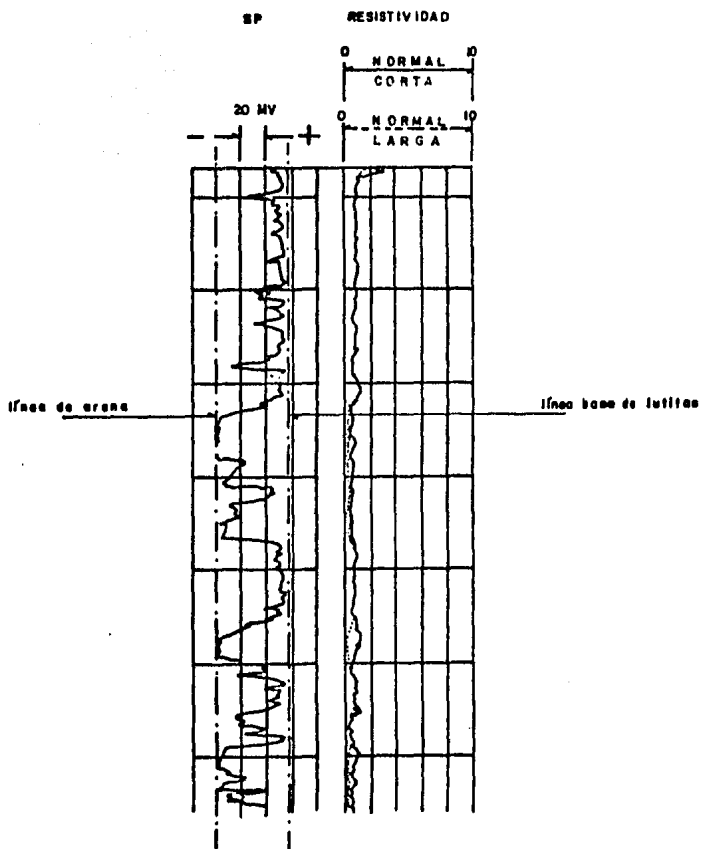


Figura No. 60. Ejemplo de una curva de SP para una secuencia de areniscas-lutitas, ilustrando la línea base de lutitas y la de arenas.

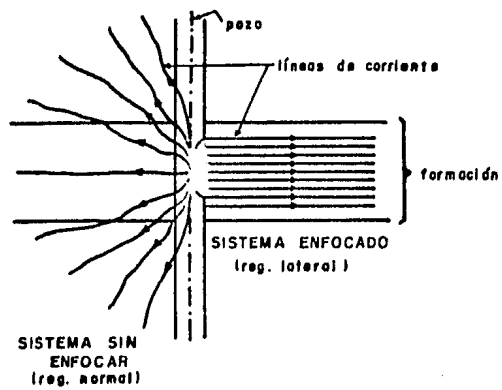


Figura No. 61. Distribución de las líneas de corriente para los registros normal y lateral en una capa delgada.

TABLA V. Clasificación de los registros de resistividad.

TPO DE REGISTRO	METODO	PERFIL
Convencionales	Conductivo (electrodos)	Normal corto
		Normal largo
		Lateral
Corriente Enfocado	Conductivo (electrodos)	Microlateral
		Microesférico
		LL3 y LL7
		Doble enfocado
	Inductivo (bobinas)	De inducción



sistividad permite calcular la resistividad de la zona in-  
 vedida,  $R_t$ , y la resistividad verdadera de la formación,  
 $R_t$ . Como este cálculo debe hacerse en una formación lim-  
 pia y saturada 100 % con agua, entonces  $R_o = R_t$  y se pue-  
 de aplicar la ecuación (19) del factor de formación.

Posteriormente, se obtiene la porosidad --  
 despejandola de la ecuación (20) o de la ecuación (62) y  
 la saturación de agua de formación con la ecuación (29).

Por influencia de algunos factores, la cur-  
 va de resistividad del registro (resistividad aparente) --  
 se desvía de la curva de resistividad verdadera de la for-  
 mación. Aún así las dos curvas están relacionadas de --  
 tal forma que con algunas correcciones se tiene el valor  
 de  $R_t$ .

Los registros conductivos de corriente en-  
 focada dan  $R_{xo}$ ,  $R_t$  o  $R_t$  dependiendo del tipo de registro  
 que se trate. Con esta información se puede calcular la  
 porosidad con las ecuaciones (20) y (62) o con las si---  
 guientes:

$$\phi = \left[ \frac{R_{mf}}{R_{xo}} \right]^{\frac{1}{m}} \quad (69)$$

$$\phi = \left[ \frac{0.62 R_{mf}}{R_{xo}} \right]^{\frac{1}{2.15}} \quad (70)$$

para formaciones con agua, y:

$$\phi = \left[ \frac{\left[ \frac{R_{mf}}{R_{xo}} \right]}{(1-S_{or})^2} \right]^{\frac{1}{m}} \quad (71)$$

$$\phi = \left[ \frac{0.62 \left[ \frac{R_{mf}}{R_{xo}} \right]}{(1-S_{or})^2} \right]^{\frac{1}{2.15}} \quad (72)$$

para formaciones con hidrocarburos.

Con los registros inductivos generalmente las lecturas directas pueden suponerse como valores de resistividad verdadera. Solo se hacen correcciones cuando los diámetros de los pozos sean muy grandes y en formaciones demasiado delgadas o altamente invadidas.

En la figura No. 62 (a) se tienen ejemplos de algunos de los registros de resistividad mientras que en la figura No. 62 (b) se hace una comparación de varios de ellos.

c) Registros Radioactivos. Estos registros miden la radioactividad natural de las rocas o la radioactividad inducida provocada por otros medios.

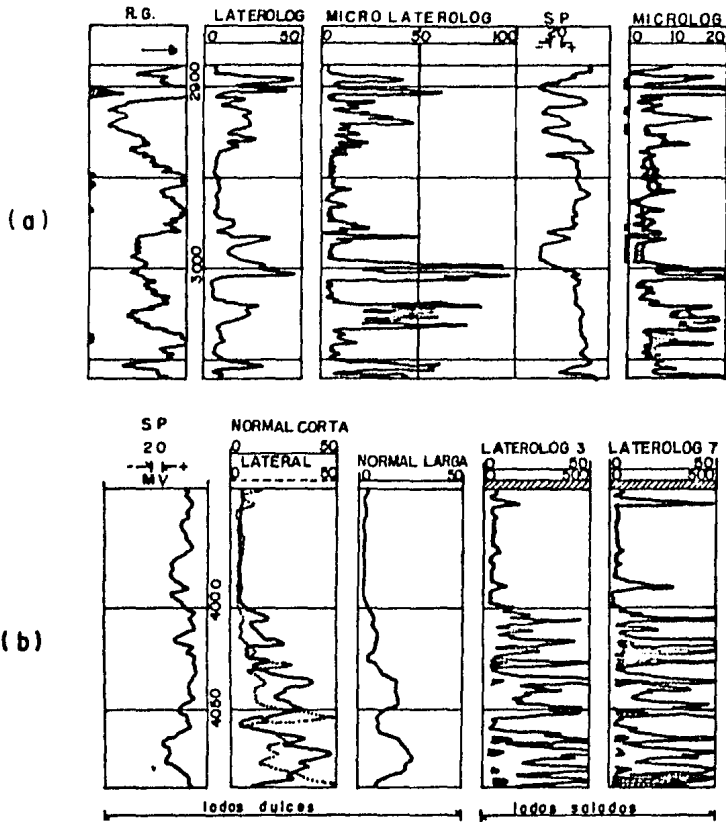


Figura No. 62. Perfiles típicos de algunos registros importantes en la industria petrolera.

El perfil de rayos gamma representa la intensidad (intensidad relativa, no la cantidad absoluta de material radioactivo) de la radioactividad natural de las formaciones contra profundidad. Esta intensidad varía de acuerdo con la composición de los sedimentos; por tanto, el perfil indica la litología de las formaciones. Define los cambios estratigráficos registrando calizas y arenas con valores mínimos de radioactividad (figura No. 63).

Las curvas son similares a las del SP y se puede trazar una línea base de lutitas, las cuales presentan radioactividad alta. Las calizas y arenas arcillosas tienen radioactividad intermedia, mientras que las calizas y arenas limpias tienen poca radioactividad (figura No. 63).

El perfil del registro de neutrón (radioactividad inducida) indica el contenido de hidrógeno de las formaciones. Como el hidrógeno está presente en el agua y en los hidrocarburos y éstos a su vez se encuentran en los espacios vacíos de la roca, entonces el perfil de -- neutrón localiza zonas porosas,

Los perfiles de neutrón investigan la presencia de fluidos en las formaciones, por tanto, la intensidad de la curva registrada en formaciones porosas saturadas es menor que la intensidad de la curva en formaciones densas que no contienen fluidos. A mayor cantidad de hidrógeno dentro de la formación, menor es el valor registrado en la curva. Arenas y calizas porosas con fluidos aparecen generalmente con valores intermedios entre los de lutita y las formaciones densas (figura No. 64).

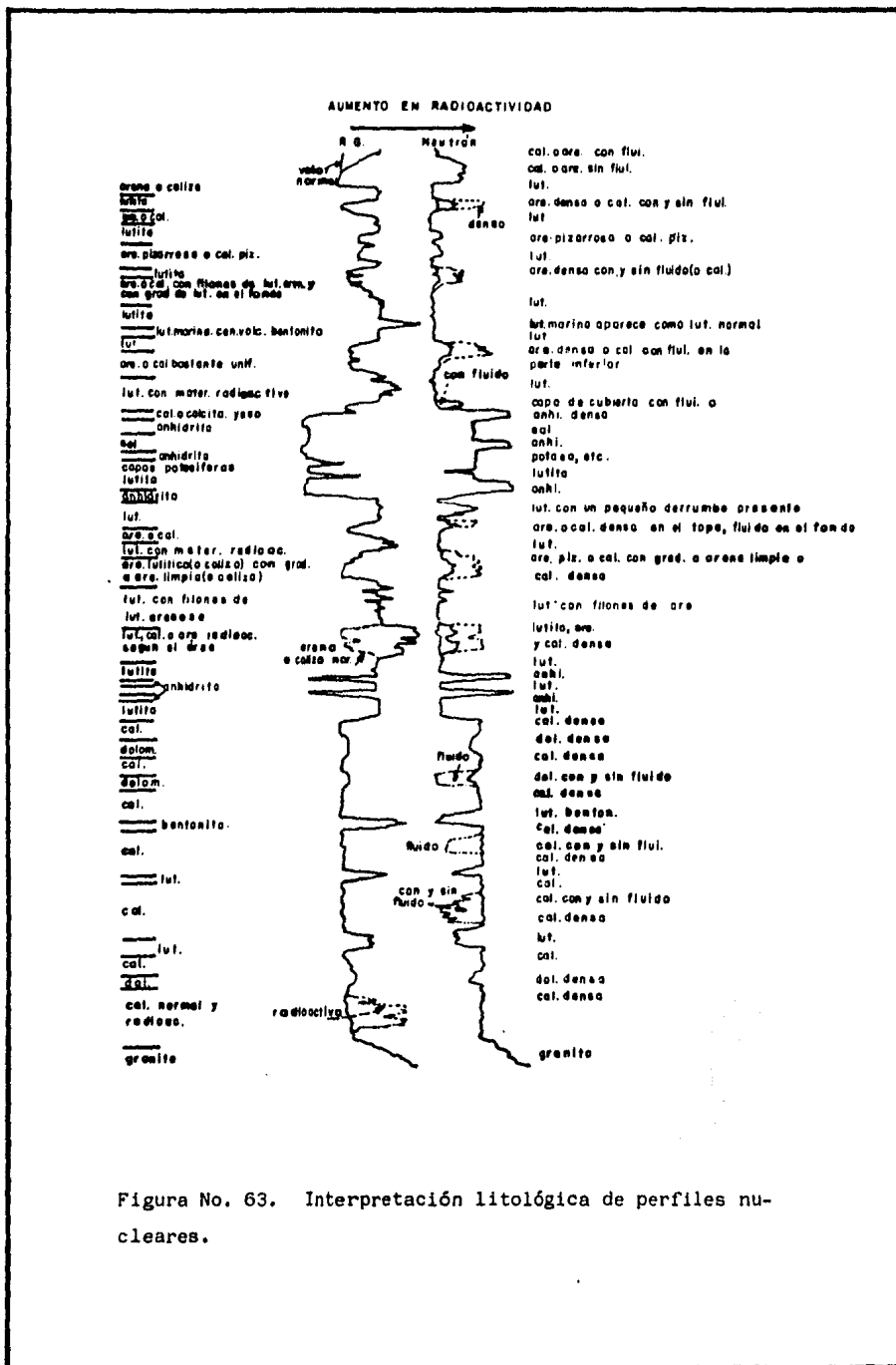


Figura No. 63. Interpretación litológica de perfiles nucleares.

La curva de neutrón es similar a la de resistividad.

El perfil de densidad (radioactividad inducida) se emplea para determinar las zonas porosas y no porosas. Mientras más baja es la densidad del medio, mayor es la cantidad de rayos gamma registrados. Investiga con mayor exactitud las formaciones con porosidad alta.

d) Registros Acústicos. El perfil sónico registra el tiempo que tarda una onda sonora en recorrer una determinada distancia dentro de la formación. A mayor porosidad, la velocidad de onda es menor y ocupa más tiempo de recorrido. Esto quiere decir que la presencia de hidrocarburos causa una reducción en la velocidad de onda (figuras Nos. 65 y 66).

e) Breve Análisis de la Interpretación de Registros. - La litología (localización e identificación) de las formaciones geológicas atravesadas por el pozo y en especial las zonas porosas, se puede obtener con los registros del SP, de resistividad y con algunos radioactivos como el de rayos gamma (figuras Nos. 67 y 68).

Regularmente se deben comparar dos de los registros anteriores para que la litología sea la más --- real posible, ya que existen casos en que hay confusión --- en una sola curva para designar algunas formaciones con --- exactitud, si no es con ayuda de otras curvas. Por ejem--- plo, la curva de rayos gamma diferencia entre las forma--- ciones porosas de las no porosas y se pueden verificar o eliminar determinadas zonas de la curva de neutrones con ella.

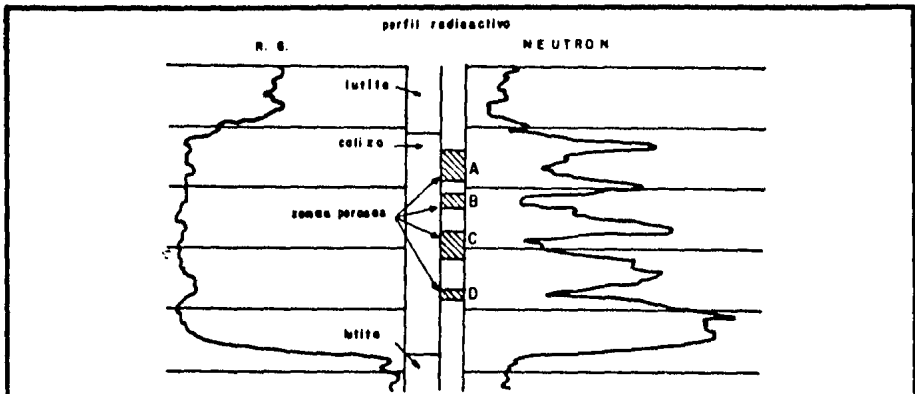


Figura No. 64. Empleo de las curvas de neutrón y rayos gamma para determinar las zonas porosas.

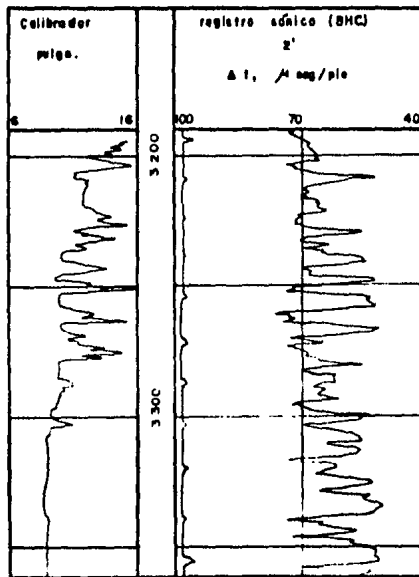


Figura No. 65. Presentación del registro sónico.

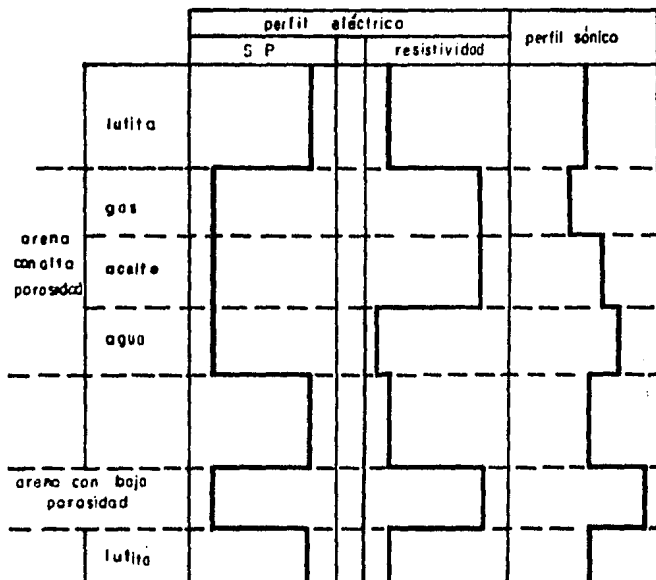


Figura No. 66. Comparación de las curvas de los perfiles sónicos y eléctricos para distinguir los diferentes fluidos que se encuentran en las formaciones.



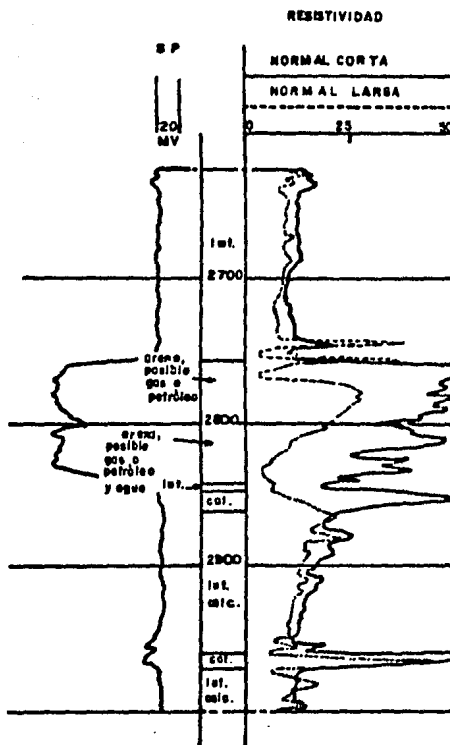


Figura No. 67. Perfil eléctrico de una arena saturada con hidrocarburos.

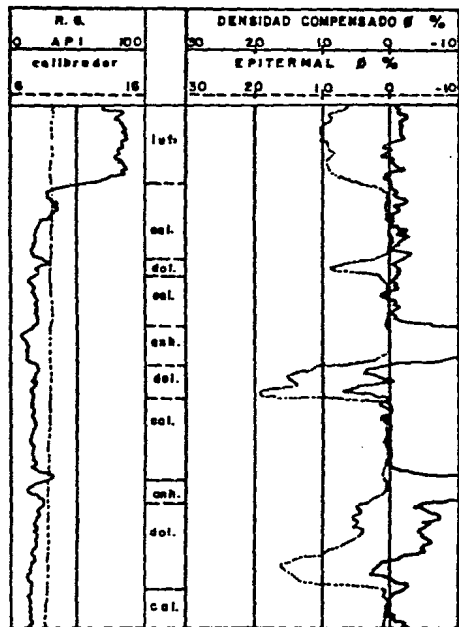


Figura No. 68. Interpretación litológica de los registros de densidad compensado y epitermal.

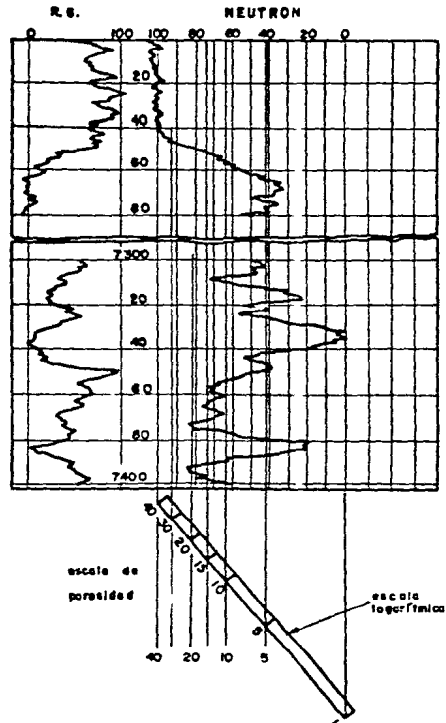


Figura No. 69. Determinación de la porosidad de un perfil de neutrón del proceso  $\gamma$ -neutrón.

Existen muchos métodos para interpretar -- los registros geofísicos entre los que están algunos de -- fácil manejo y otros más sofisticados. Unos de ellos -- dan la saturación de agua de formación, otros la porosi-- dad, otros la permeabilidad y el factor de formación, --- etc.

Los registros radioactivos indican también la porosidad. La curva del proceso gamma-neutrón es un ejemplo (figura No. 69).

La porosidad se obtiene directamente con -- el registro de densidad y también casi directamente con -- el sísmico.

La porosidad y la litología también se calculan por método de gráficas cruzadas. El valor de porosidad calculado con este método es el más representativo.

### III.3.2.- PRUEBAS DE PRESION.

Son pruebas que se realizan en los pozos y que consisten en generar y medir variaciones de presión. Su objetivo es obtener información del sistema roca-fluidos y de los mismos pozos. El análisis de las variaciones de presión proporcionan entre otras cosas la porosi-- dad, la permeabilidad, el factor de daño, la presión estática del yacimiento, etc.

Escencialmente las pruebas son de los ti-- pos siguientes: decremento, incremento, inyectividad, --

falloff e interferencia (figura No. 70).

Para un análisis adecuado de estas variaciones de presión se recomienda usar gráficas log-log (de  $P_i - p_{wf}$  contra  $\Delta t$ ) y semilog (de  $p_{wf}$  contra  $\log t$ ) (figuras Nos. 71 y 72).

La gráfica log-log se usa para estimar el tiempo a partir del cual ya son despreciables los efectos de almacenamiento  $c$ , que afectan al principio de la prueba. Cuando los datos en esta gráfica se empiezan a desviar de la recta de pendiente unitaria será una indicación de que los efectos de la formación empiezan a sentirse hasta que coinciden con los datos de la curva de  $c = 0$ , tiempo en que desaparecen los efectos de almacenamiento. Con el método de curvas tipo se puede obtener información del yacimiento en dicho período, aunque no -- con el grado de confiabilidad que con los métodos semilogarítmicos.

Los datos ajustados por el método de curvas tipo se usan para estimar las propiedades de la formación como  $\phi$  y  $k$ . Este método se usa cuando los datos no son suficientes para usar el método semilog.

La Tabla VI indica algunos de los métodos de análisis de pruebas de presión.

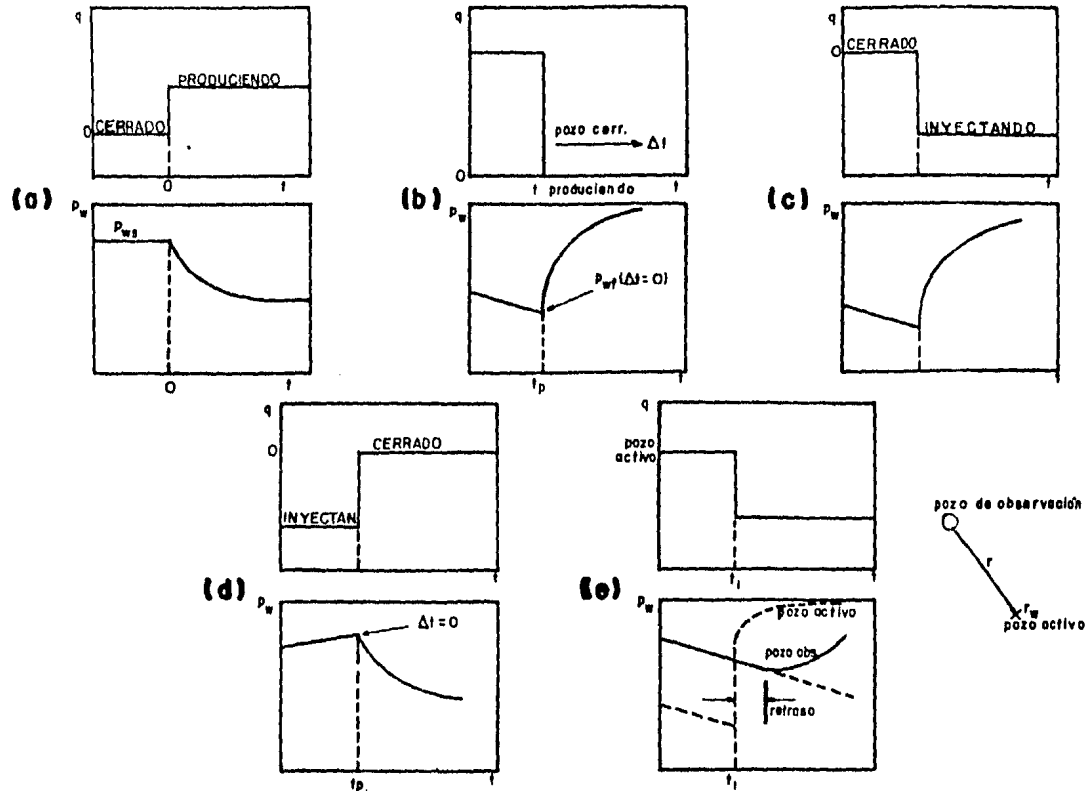


Figura No. 70. Gasto y respuesta de la presión en las pruebas de: (a) decremento, (b) incremento, (c) inyectividad, (d) decremento en pozos inyectoros (falloff) y (e) interferencia.

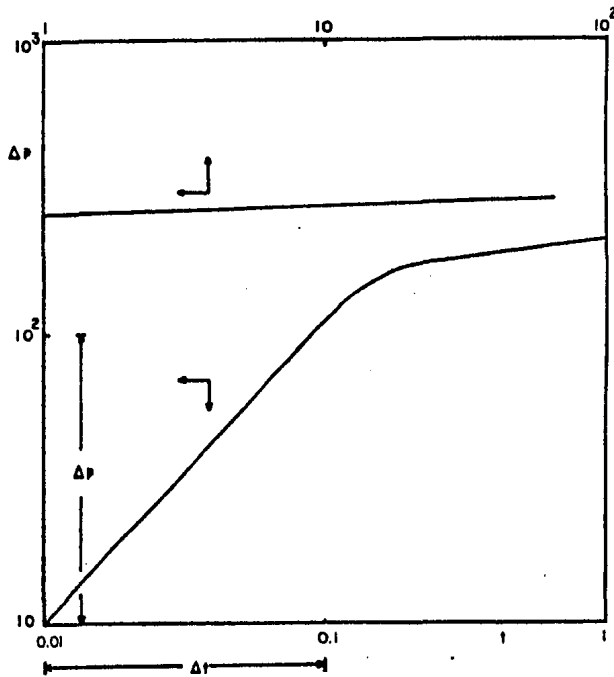


Figura No. 71. Gráfica log-log típica, usada en pruebas de presión.

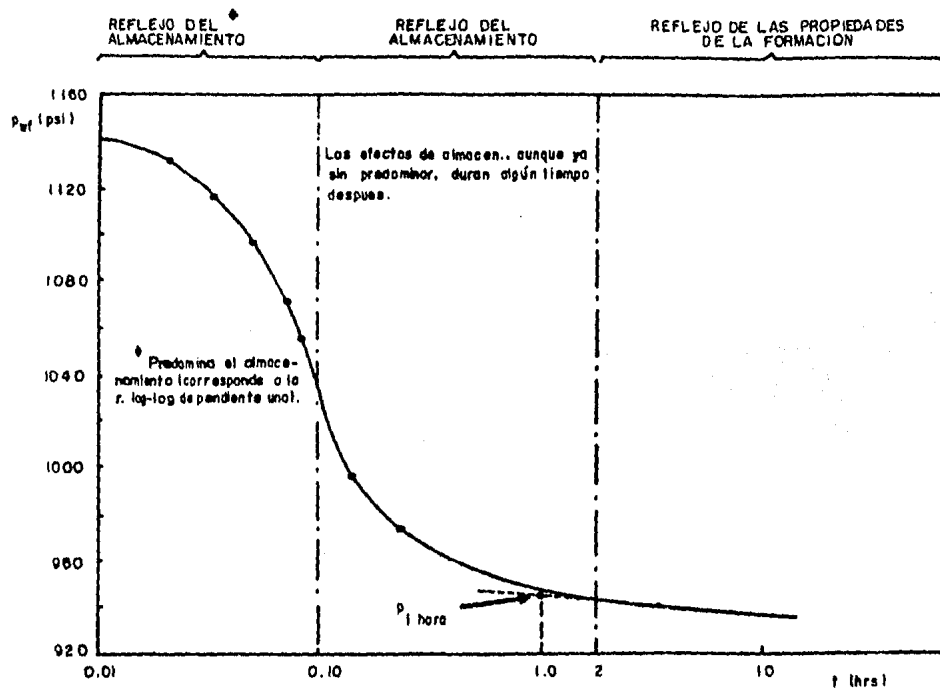


Figura No. 72. Gráfica semilog típica, usada en pruebas de presión.

**TABLA VI. Clasificación de pruebas de presión y métodos de análisis.**

TIPO DE PRUEBA	METODO DE ANALISIS
decremento	curvas tipo
	semilog
incremento	curvas tipo
	Horner
	MDH
inyectividad	semilog
falloff	MDH
interferencia	curvas tipo



## C A P I T U L O I V

### MANEJO DE DATOS PETROFISICOS.

#### IV.1.- VALORES PROMEDIO DE LAS PROPIEDADES.

Para realizar una evaluación de yacimientos es indispensable tener, de un pozo petrolero, la mayor información posible sobre los parámetros petrofísicos. Si se tienen suficientes datos, el conocimiento del yacimiento está sujeto entonces a la exactitud de las operaciones realizadas, es decir, a los procedimientos empleados para calcular los valores más representativos.

Al disponer de valores para las propiedades petrofísicas, se configuran gráficas de las propiedades para comprender el comportamiento del yacimiento. Los análisis de núcleos en el laboratorio son muy importantes en esta etapa.

Combinada la información de núcleos con la de los registros geofísicos y pruebas de presión se tendrá que los resultados dependerán entonces de la calidad de los datos obtenidos.

El conocer las características del yacimiento implica trabajar con valores promedio de las propiedades petrofísicas para cada pozo y posteriormente, para todo el yacimiento. Los métodos con los cuales se ob

tienen los valores promedio son el aritmético, el armónico, el geométrico y el ponderado. Las expresiones que utiliza cada uno de ellos son las siguientes:

a) Promedio Aritmético:

$$\bar{X} = \frac{\sum_{i=1}^n X_i}{n} \quad (73)$$

b) Promedio Armónico:

$$\bar{X} = \frac{n}{\sum_{i=1}^n \frac{1}{X_i}} \quad (74)$$

c) Promedio Geométrico:

$$\bar{X} = \sqrt[n]{\sum_{i=1}^n X_i} \quad (75)$$

d) Promedio Ponderado:

$$\bar{X} = \frac{\sum_{i=1}^n X_i h_i}{\sum_{i=1}^n h_i} \quad (76)$$

En estas expresiones,  $\bar{X}$  se refiere a la -- propiedad petrofísica promedio para cada pozo o el yaci-- miento, según se trate. Cuando se obtenga el valor pro-- medio para un pozo,  $n$  será el número de intervalos consi-- derados;  $X_i$  será el valor de la propiedad petrofísica en cada intervalo y  $h_i$  el espesor de cada uno de ellos. Si se trata del valor promedio para el yacimiento,  $n$  será el número de pozos;  $X_i$  el valor promedio de la propiedad pe-- trofísica en cada pozo y  $h_i$  el espesor total de la forma-- ción productora en cada pozo (figura No. 73).

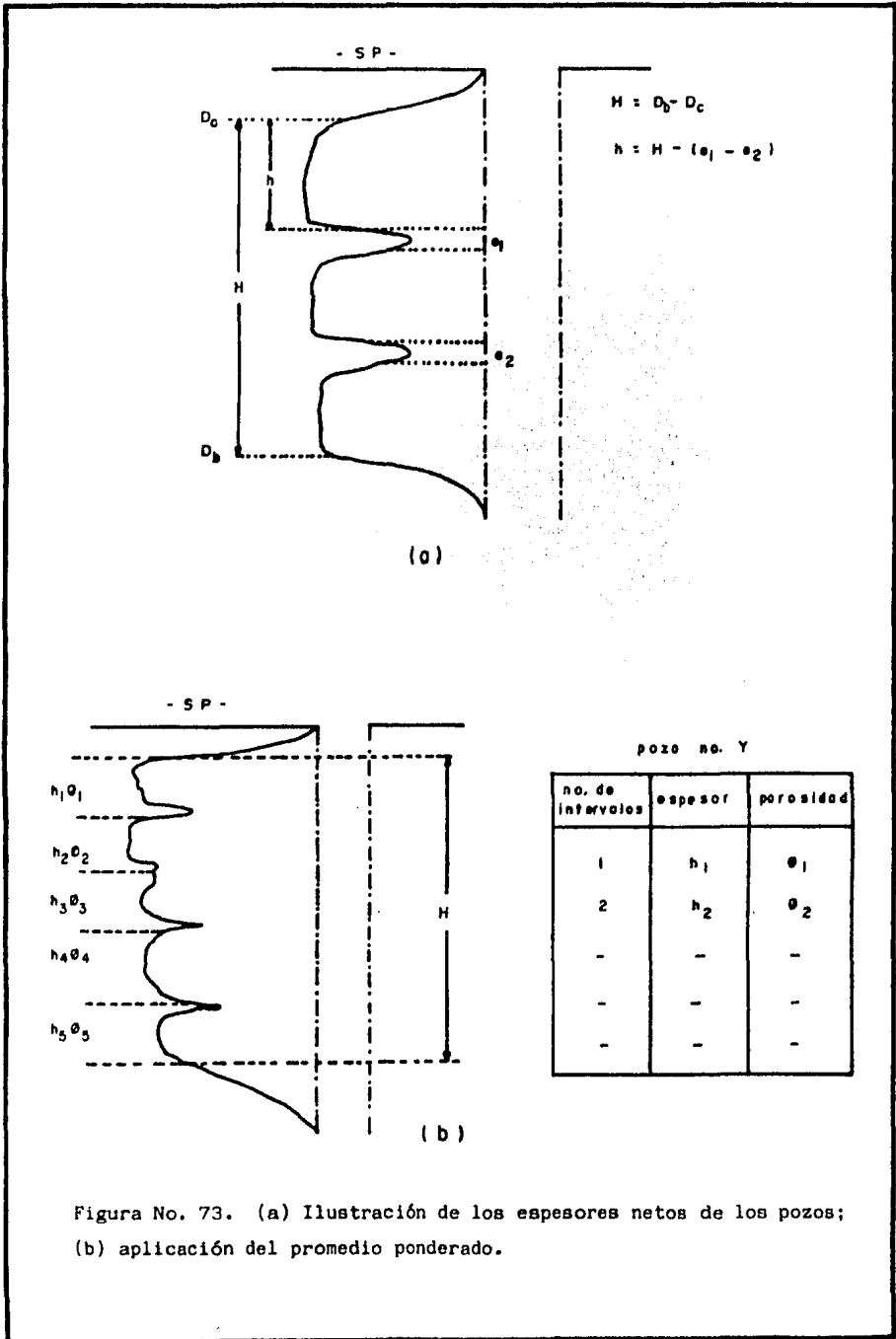
Para el cálculo de las permeabilidades re-- lativas promedio se debe incluir la saturación,  $S_1$ , exis-- tente en cada capa o espesor. Entonces, el promedio pon-- derado será:

$$\bar{K}_r = \frac{\sum_{i=1}^n k_{ri} S_1 h_i}{\sum_{i=1}^n S_1 h_i} \quad (77)$$

El promedio aritmético se utiliza sólo si los valores de las propiedades permanecen casi constantes por todo el yacimiento, pero es muy raro encontrar este - caso ideal.

El promedio armónico se da cuando las pro-- piedades de las capas varían hacia los límites del yaci-- miento, o sea lateralmente.

El promedio ponderado considera que las -- propiedades varían tanto en el sentido vertical como ---



arealmente; por tanto, los valores de las propiedades petrofísicas se obtienen ponderando con respecto a los espesores de los intervalos considerados o a los espesores de la formación productora en cada pozo.

Normalmente el valor geométrico dá la --- correlación más satisfactoria, pero el ponderado es igualmente correcto porque incluye los espesores de las capas.

Para los planos de isoporosidades, isopermeabilidades, etc. se manejan valores calculados de los - registros geofísicos debido a que son más representativos puesto que son valores promedio de cada espesor registrado. Otra de las razones es que los núcleos no pueden representar correctamente al pozo o al yacimiento porque -- comprenden porciones muy pequeñas.

Los planos también se obtienen con datos - de núcleos, siempre y cuando todos o la mayoría de los pozos del yacimiento hayan sido muestreados. Planos de -- distribución de porosidades o permeabilidades se pueden - conocer igualmente con valores obtenidos por medio de --- pruebas de presión.

#### IV.2.- DATOS DE LABORATORIO.

A partir del análisis de núcleos de los po

zos Nos. 25 y 85 de un campo B (figura No. 74) se obtuvieron algunas propiedades de la formación como se indica a continuación.

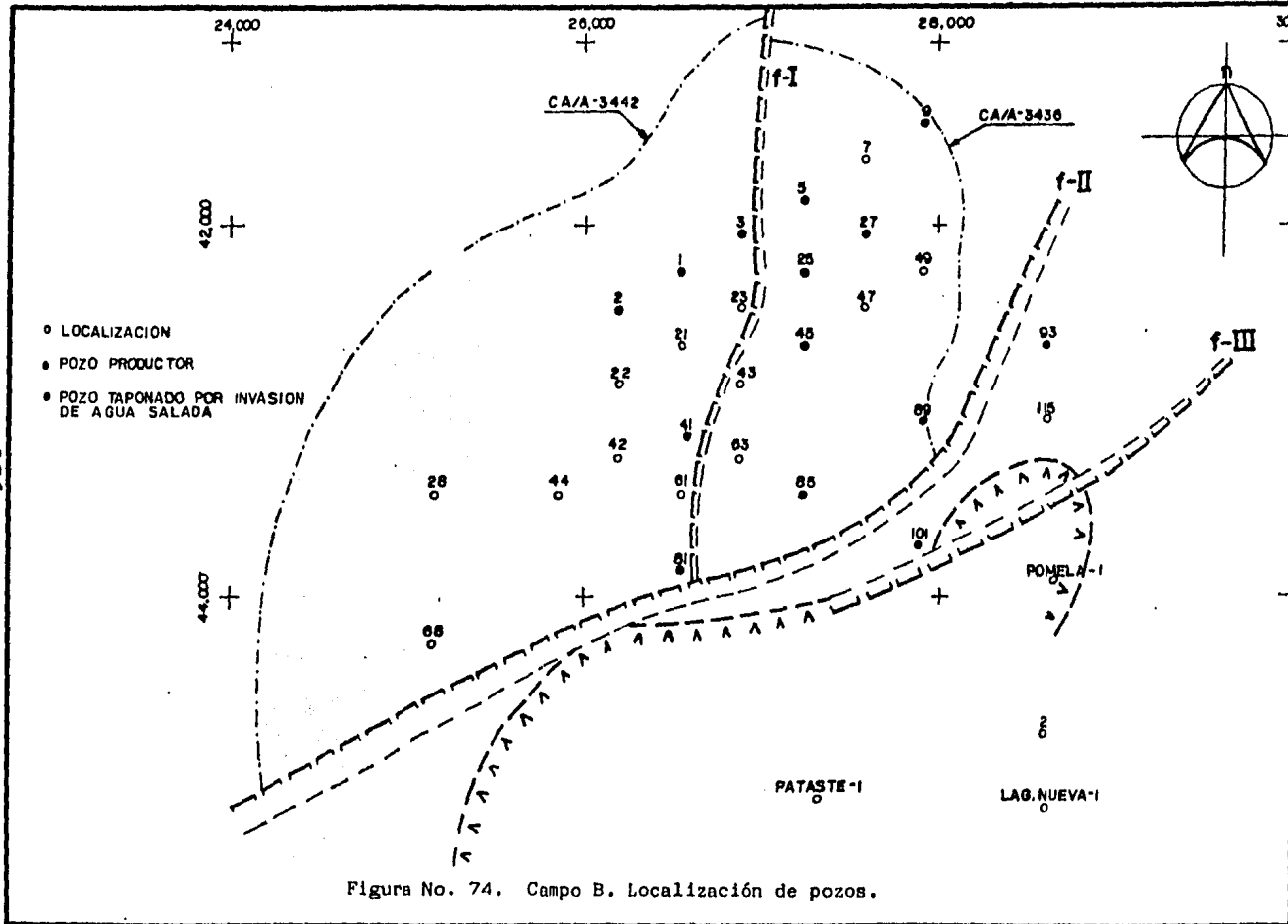
Se realizaron análisis petrofísicos a muestras del núcleo No. 1 (3450-3457 mbmr) perteneciente al pozo No. 25 y del núcleo 1 (3465-3474) perteneciente al pozo No. 85.

Los análisis comprendieron determinaciones de porosidad efectiva y permeabilidad al líquido. También se hicieron mediciones de resistividad a muestras saturadas total y parcialmente con agua salada de 180 000 ppm de Na Cl a partir de las cuales se definieron los factores de formación y cementación, el índice de resistividad y el exponente de saturación.

Además, se efectuó la granulometría a varias muestras para obtener el tamaño medio de grano y su grado de clasificación, así como también el probable ambiente de depósito en el que se originaron estos sedimentos.

Preparación de muestras.- A diferentes profundidades se obtuvieron 24 muestras cilíndricas del núcleo No. 1 del pozo No. 25 y 5 muestras del núcleo No. 1 del pozo No. 85. Además, se tomaron porciones de forma irregular a las mismas profundidades.

Las muestras cilíndricas fueron de 1.5 pulgadas de diámetro y de longitudes variables. Todas las muestras se sometieron a un tratamiento de limpieza con tolueno en un equipo centrífugo.



En la figura No. 75 se muestra el plano de isopacas totales del campo con impregnación de hidrocarburos y en la Tabla VII se dan datos generales del yacimiento.

a).- Porosidad.

La porosidad efectiva de cada una de las muestras se obtuvo utilizando un porosímetro de presión constante, con una bomba de desplazamiento de mercurio (figura No. 76). Los valores de porosidad variaron de 16.7 a 22.3 % y de 14.9 a 18.2 % para los pozos No. 25 y 85, respectivamente Tabla VIII.

b).- Permeabilidad.

Las permeabilidades se determinaron utilizando Nitrógeno en un permeámetro de gas (figura No. 77), y se corrigieron los resultados por efecto de Klinkenberg, obteniéndose los valores de permeabilidad correspondientes a un líquido no reactivo.

En el pozo No. 25 los valores de permeabilidad estuvieron entre 228 y 590 md, exceptuando dos muestras (la 1-S-8H y la 1-S-9V) cuyas permeabilidades fueron de 59 y 33 md. Las permeabilidades de las muestras del pozo No. 85 variaron entre 1.23 y 5.10 md.

En la figura No. 78 se presenta la relación porosidad-permeabilidad, en la cual se incluyen los datos correspondientes al pozo No. 2<sup>(18)</sup>.

c).- Resistividad.



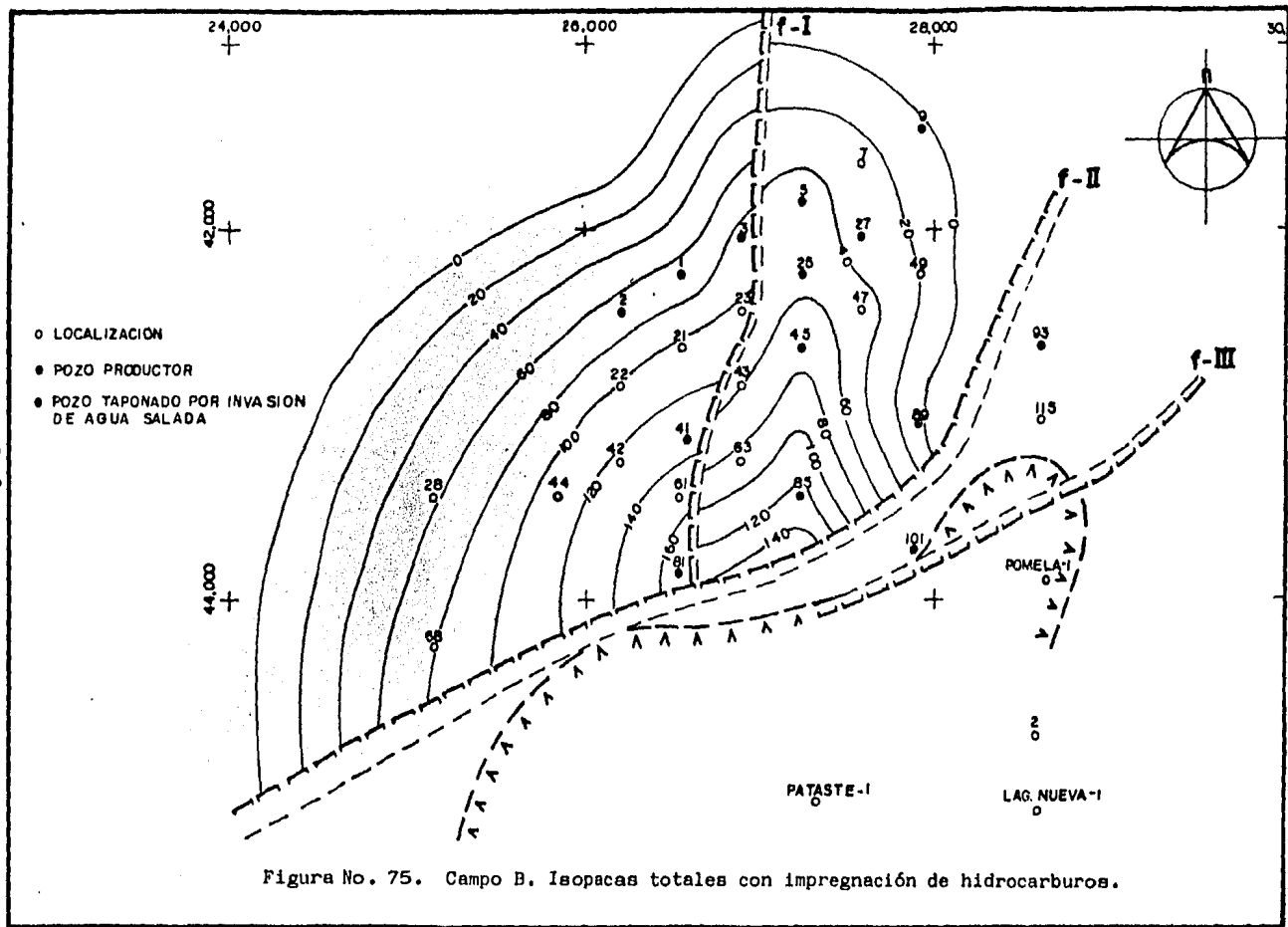


TABLA VII. Campo B. Datos generales del yacimiento.

NO. DE POZO	M. R. ( m )	PROFUNDIDAD DE LA CIMA ( m b n m )	PROFUNDIDAD DE LA BASE ( m b n m )	ISOPA CA TOTAL ( m )	INTERVALO PRODUCTOR ( m b m r )	OBSERVACIONES
1	9.1	3382.90	3450.90	68.0	3395.00-3405.00	
2	8.5	3377.50	3443.50	66.0	3390.00-3410.00	
3	10.2	3353.80	3440.80	87.0	3364.00-3384.00	
5	14.3	3388.70	3435.70	47.0	3405.00-3425.00	
9	8.9	3431.10				Invadido
25	15.7	3383.30	3438.30	55.0	3400.00-3410.00	
27	18.7	3407.30	3436.30	29.0		
41	10.7	3303.30	3434.30	131.0	3345.00-3360.00	
45	18.9	3368.10	3441.10	73.0	3385.00-3430.00	
81	16.0	3208.00	3374.00	166.0		
85	22.2	3315.80	3437.80	122.0	3340.00-3390.00	
89	20.0	3432.00				Invadido
93	22.0	3315.00				Invadido
101	27.2	3315.80				Invadido

- 1 DEPOSITO DE Hg,
  - 2 MANOMETRO,
  - 3 REGULADOR DE PRESION,
  - 4 MANOMETRO BOURDON, 0- 100 kg/cm<sup>2</sup>,
  - 5 " " " " , 0- 20 " ,
  - 6 " " " " , 0- 2 " ,
  - 7 CONTACTO ELECTRODO-TRANSDUCTOR,
  - 8 CELDA DE PRESION DIFERENCIAL (CAMARA DEL TRANSDUCTOR)
  - 9 CELDA PORTAMUESTRAS,
  - 10 CELDA DE INTERFASE,
  - 11 BOMBA DE DE SPLAZAMIENTO DE Hg,
  - 12 MANOMETRO,
  - 13 LINEA PARA PURGA O VACIO,
- A VALVULA PARA REGULAR PRESION,  
B " DE ENTRADA AL EQUIPO,  
C " QUE AISLA AL MANOMETRO 5,  
D " " " " " " " " ,  
E " DE ENTRADA DE GAS AL TRANSDUCTOR,  
F " " " " " " A C. PORTAMUESTRAS,  
G " QUE COMUNICA A 8 CON 10,  
H " DE ENTRADA DE Hg A CELDA,  
J " PARA PURGAR Hg A ATMOSFERA,  
K " QUE CONECTA AL VACIO,  
L " " " AISLA A LA BOMBA DE Hg.

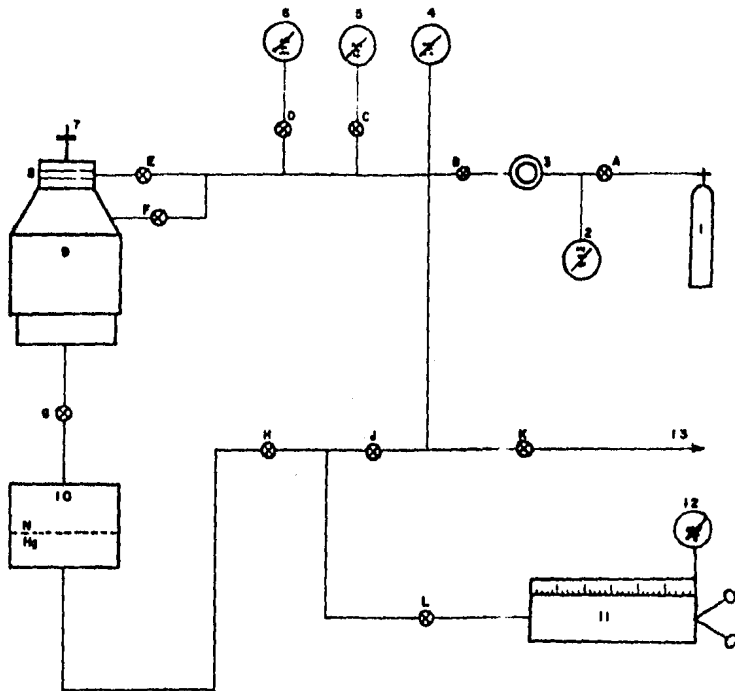


Figura No. 76. Diagrama del aparato para la medición de porosidad, basado en la ley de Boyle.  
(Presión alta).

TABLA VIII. Resumen de propiedades petrofísicas y mineralógicas del campo B.

Pozos Nos. 25 y 85.

No. DE POZO Y MUESTRA	PROF. (mbmr)	POROS. (%)	K <sub>L</sub> (md)	R <sub>o</sub> (ohm-m)	F	TAMAÑO MEDIO DE GRANO			DESV. ESTANDAR	
						( $\mu$ , $\phi$ )	(mm)	(clase)	(un. $\phi$ )	(clase)
25-1-S-1H	3450,08	17,1	320,00	1,00	19,87	o	o	o	o	o
25-1-S-2H	3450,10	17,7	270,00	0,96	18,97	1,4133	0,3755	arena media	1,3520	mala
25-1-S-3V	3450,15	16,7	59,00	0,78	15,42	1,1987	0,8358	arena media	0,9943	moderada
25-1-S-4H	3450,20	17,9	405,00	o	o	1,2087	0,4071	arena media	0,9946	moderada
25-1-S-5V	3450,25	19,3	380,00	0,77	15,18	o	o	o	o	o
25-1-S-6H	3450,30	19,7	325,00	o	o	2,7033	0,1835	arena fina	1,7580	mala
25-1-S-7V	3450,40	19,2	315,00	o	o	o	o	o	o	o
25-1-S-8H	3450,45	18,9	59,00	o	o	2,2200	0,2146	arena fina	1,1860	mala
25-1-S-9V	3450,50	20,3	33,00	o	o	o	o	o	o	o
25-1-M-1H	3453,50	22,3	390,00	0,68	13,36	1,2800	0,4118	arena fina	1,3735	mala
25-1-M-2V	3453,60	20,9	395,00	0,95	18,77	o	o	o	o	o
25-1-M-3H	3453,65	20,3	o	o	o	o	o	o	o	o
25-1-M-4H	3453,70	19,2	o	0,74	14,66	o	o	o	o	o
25-1-M-5V	3453,80	19,7	228,00	o	o	o	o	o	o	o
25-1-1-1H	3456,40	19,9	250,00	0,74	14,66	o	o	o	o	o
25-1-1-2V	3456,50	19,9	475,00	o	o	o	o	o	o	o
25-1-1-3H	3456,60	17,2	455,00	o	o	1,6333	0,3224	arena media	1,0985	mala
25-1-1-4H	3456,65	17,8	455,00	0,91	17,98	o	o	o	o	o
25-1-1-5H	3456,70	17,2	350,00	0,80	16,72	1,7867	0,2898	arena media	1,2172	mala
25-1-1-6V	3456,80	18,9	240,00	0,88	17,39	o	o	o	o	o
25-1-1-7H	3456,85	19,6	445,00	o	o	o	o	o	o	o
25-1-1-8H	3456,90	19,1	340,00	o	o	o	o	o	o	o
25-1-1-9H	3456,95	18,9	368,00	0,79	15,61	o	o	o	o	o
25-1-1-10V	3457,00	19,7	305,00	o	o	o	o	o	o	o
85-1-S-1H	3466,30	16,1	3,22	1,19	23,54	3,2667	0,1039	arena muy fina	0,8829	moderada
85-1-M-1H	3469,50	14,9	o	o	o	3,4533	0,0913	arena muy fina	1,0890	mala
85-1-1-1H	3473,70	15,1	3,42	1,04	20,60	3,3733	0,0905	arena muy fina	1,5964	mala
85-1-1-1H	3473,70	18,2	8,10	1,08	20,88	3,4667	0,0905	arena muy fina	0,8598	moderada
85-1-1-1V	3473,70	16,3	1,23	1,19	23,59	3,4933	0,0888	arena muy fina	0,9528	mala

o : no se determina

R<sub>w</sub> = 0,051 ohm-m

- 1 GASOMETRO,
- 2 CONEXION DE 2 PASOS (SALIDA DEL GAS Y MANOMETRO DE AGUA),
- 3 MANOMETRO DE AGUA,
- 4 PORTAMUESTRAS TIPO "HASSLER",
- 5 MANOMETRO BOURDON,
- 6 VALVULA QUE AISLA AL MANOMETRO DE Hg,
- 7 MANOMETRO DE Hg,
- 8 REGULADOR DE PRESION,
- 9 MANOMETRO BOURDON,
- 10 REGULADOR DE PRESION,
- 11 VALVULA DE LA BALA,
- 12 FUENTE DE GAS,
- 13 VALVULA QUE COMUNICA AL SISTEMA CON LA MANGA,
- 14 " " " " AL VACIO " " " " ,
- 15 BOMBA DE VACIO,
- 16 VALVULA A LA ATMOSFERA,

PORTAMUESTRAS HASSLER

- A SALIDA DE FLUIDOS (gas),
- B COMUNICACION AL MANOMETRO DE AGUA,
- C CUERPO,
- D COMUNICACION AL EXTERIOR DE LA MANGA,
- E MANGA DE NEOPRENO,
- F VASTAGO SUPERIOR,
- G ENTRADA DE FLUIDOS (gas),
- H COMUNICACION AL MANOMETRO DE Hg,
- J TORNILLO OPRESOR,
- K MUESTRA,
- L VASTAGO INFERIOR.

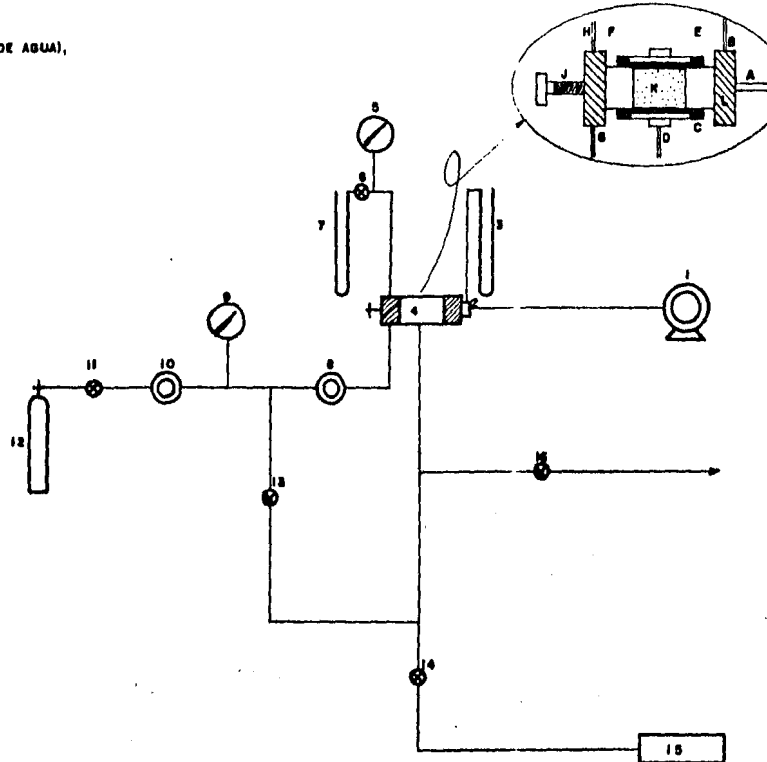


Figura No. 77. Dibujo esquemático del PERMEAMETRO de gas.

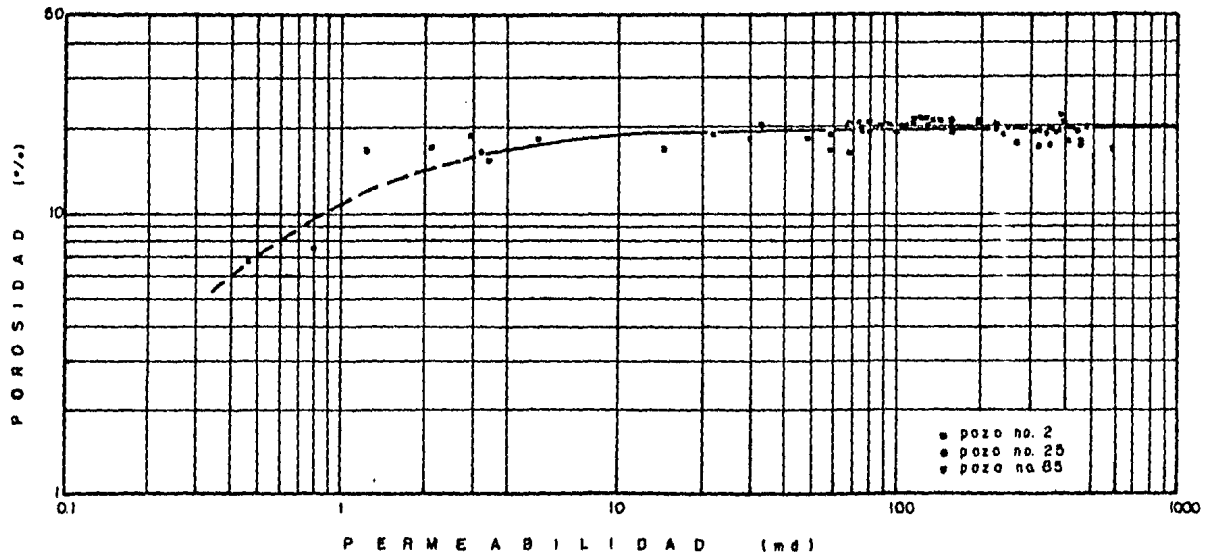


Figura No. 78. Campo B. Relación porosidad-permeabilidad.

Se realizaron mediciones de resistividad a 12 muestras -- del pozo No. 25 y a 4 muestras del pozo No. 85, saturadas 100 % con agua salada de 180 000 ppm. para determinar el factor de formación (F) y el exponente de cementación -- (m). Los valores de  $R_0$  y F se encuentran en la Tabla -- VIII.

En la figura No. 79 se presenta la rela--- ción porosidad-factor de formación, valores enriquecidos con datos correspondientes al pozo No. 2<sup>(18)</sup>. La ecua--- ción que satisface a la recta ajustada a esta relación es la siguiente:

$$F = 0.75 \phi^{-1.86} \quad (78)$$

De igual manera, se obtuvo la relación per--- meabilidad-factor de formación presentada en la figura -- No. 80, siendo la ecuación de la recta:

$$F = 24 k^{-0.073} \quad (79)$$

También se hicieron mediciones de resisti--- vidad a varias muestras del pozo No. 25 para diferentes - saturaciones de agua salada, determinándose el índice de resistividad ( $I_R$ ) (Tabla IX), y el exponente de satura--- ción (n). Complementando con los datos del pozo No. -- 2<sup>(18)</sup> se construyó la relación saturación de agua-índice de resistividad, figura No. 81 a partir de la cual se obtuvo la siguiente ecuación:

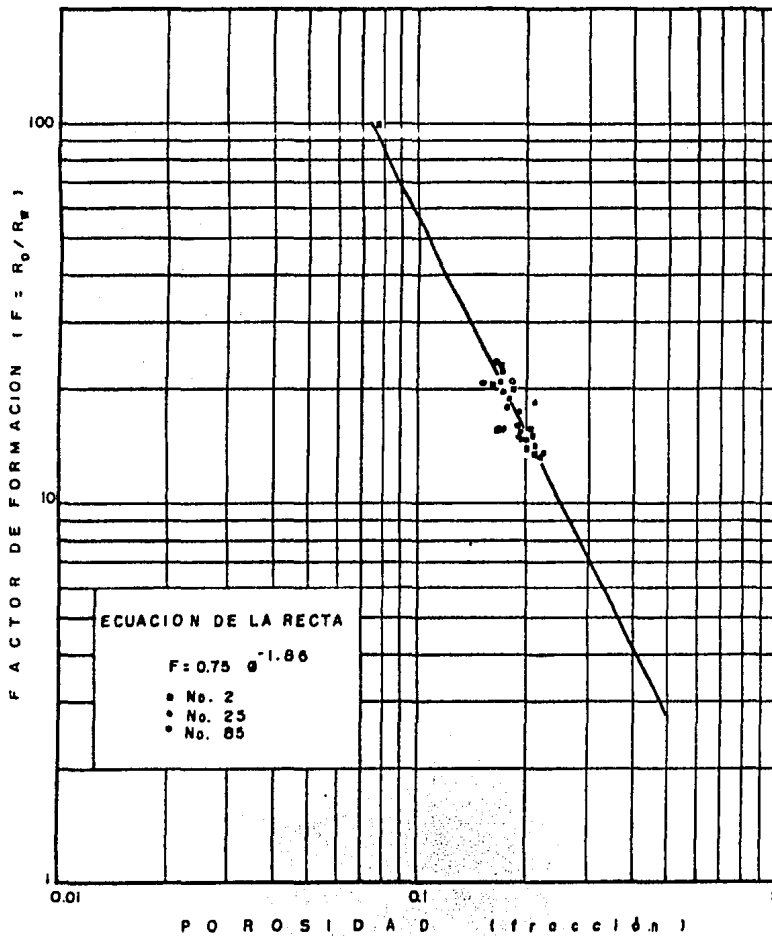


Figura No. 79. Campo B. Relación factor de formación-porosidad.



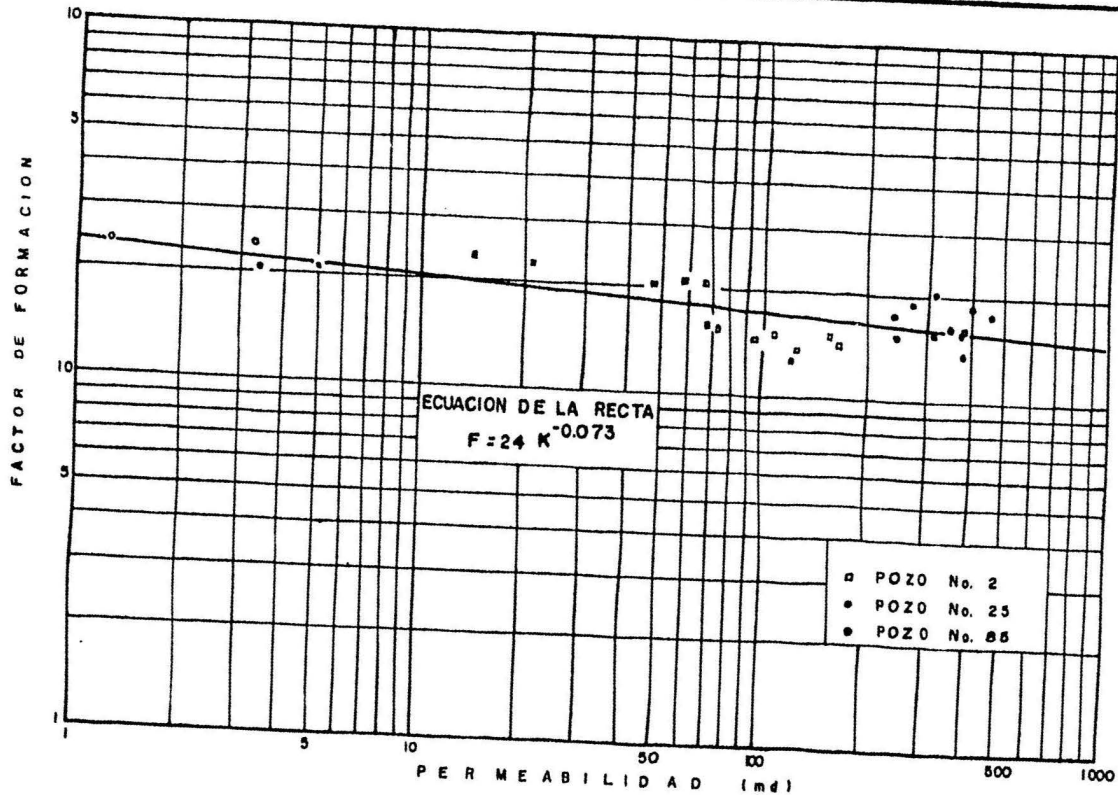


Figura No. 80. Campo B. RELación permeabilidad-factor de formación.

TABLA IX. Campo B. Propiedades petrofísicas, pozos Nos. 25 y 85.

No. DE POZO Y MUESTRA	PROFUNDIDAD (mbmr)	$R_o$ (ohm-m)	$S_w$ (f racción)	$R_t$ (ohm-m)	$R_t = \frac{R_t}{R_o}$
25-I-S-2H	3450.10	0.96	0.505	2.78	2.89
25-I-S-3V	3450.15	0.78	0.457	2.53	3.24
25-I-M-2V	3453.60	0.95	0.461	3.13	3.28
25-I-I-1H*	3456.40	0.74	0.910	0.83	1.12
			0.860	0.95	1.28
			0.827	0.95	1.29
			0.730	1.29	1.73
			0.520	2.70	3.64
			0.350	3.82	5.15
25-I-I-4H	3456.65	0.91	0.511	2.62	2.90
25-I-I-6V	3456.80	0.88	0.499	3.80	4.30
25-I-I-9H	3456.95	0.79	0.498	2.39	3.03
85-I-I-IV*	3473.70	1.19	0.740	1.68	1.41
			0.676	1.95	1.63
			0.570	2.53	2.12

\* Las resistividades de estas muestras se midieron a diferentes saturaciones.

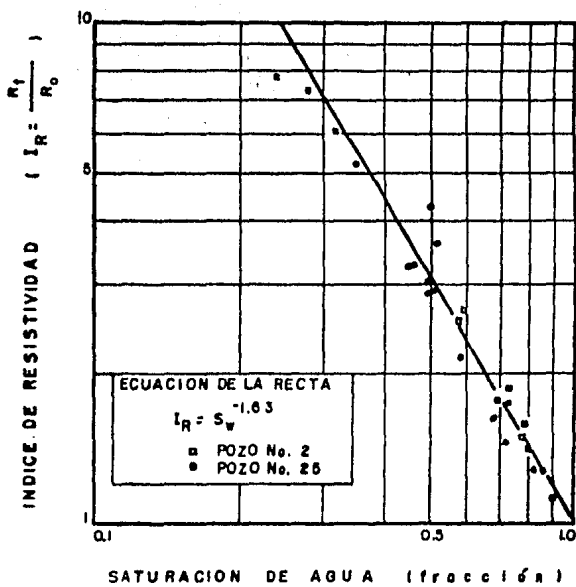


Figura No. 81. Campo B. Relación índice de resistividad-saturación de agua.

$$I_R = S_w^{-1.63} \quad (80)$$

d).- Presión Capilar.

A dos muestras del pozo No. 25 y a una del No. 85, se les determinó una curva completa de presión capilar por inyección de mercurio. Los valores de saturación de agua irreductible observados se presentan en la Tabla VIII. - En las figuras Nos. 82 y 83 se muestran las curvas de presión capilar y la distribución vertical de fluidos en equilibrio capilar (altura sobre el contacto agua-aceite)

Se obtuvieron también los volúmenes de poros de las muestras. Relacionando los volúmenes de agua y aceite recuperados a los volúmenes de poros, se obtuvieron las saturaciones correspondientes. Las saturaciones de gas se calcularon por diferencia. Estos datos se presentan en la Tabla X.

e).- Análisis Granulométrico.

Varias de las muestras irregulares fueron disgregadas, preparadas y cribadas por medio de tamices. Los datos de granulometría se encuentran tabulados en las Tablas XII y XIII. A partir de la granulometría se obtuvieron parámetros estadísticos como el de tamaño medio de grano. El tamaño medio de grano se graficó contra la permeabilidad obteniéndose la relación de la figura No. 84. También se consideró en la relación porosidad-permeabilidad de la figura No. 85.

Con los parámetros estadísticos se identificó el probable ambiente de depósito al que pertenecen -

P O Z O B No. 25

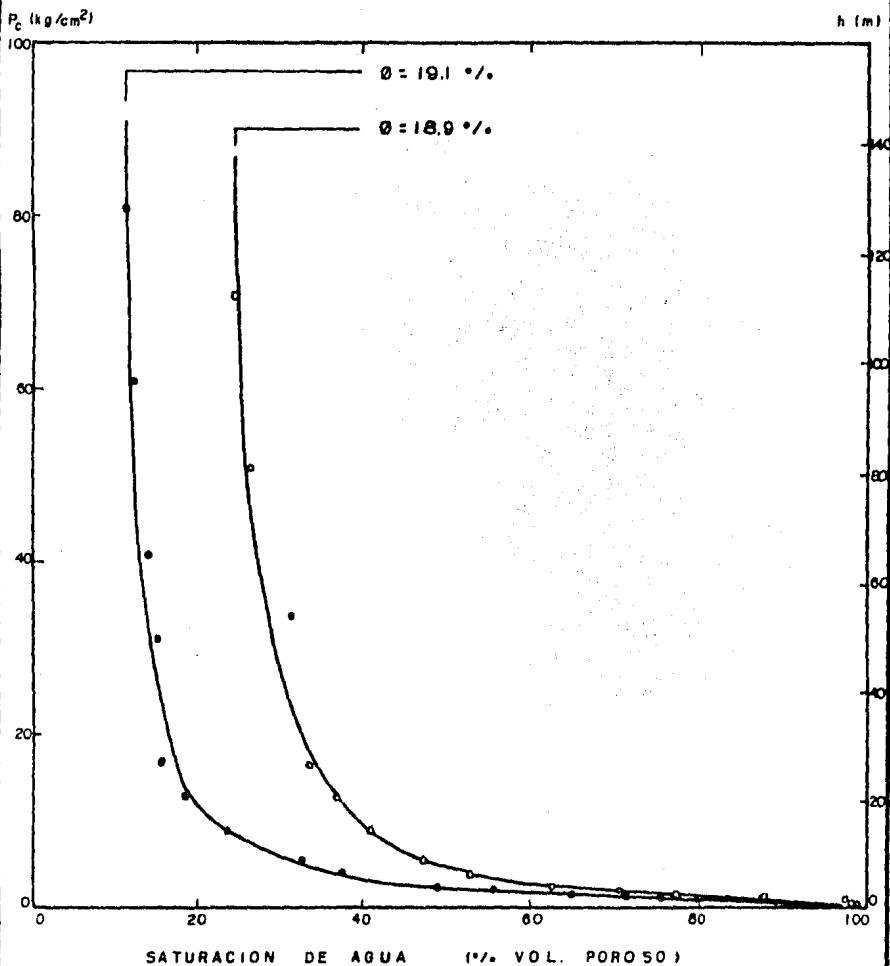


Figura No. 82. Campo B. Curvas de presión capilar y distribución de fluidos vertical en equilibrio capilar (altura sobre el contacto agua-aceite) contra saturación de agua. Pozo No.(25).

POZO B No. 85

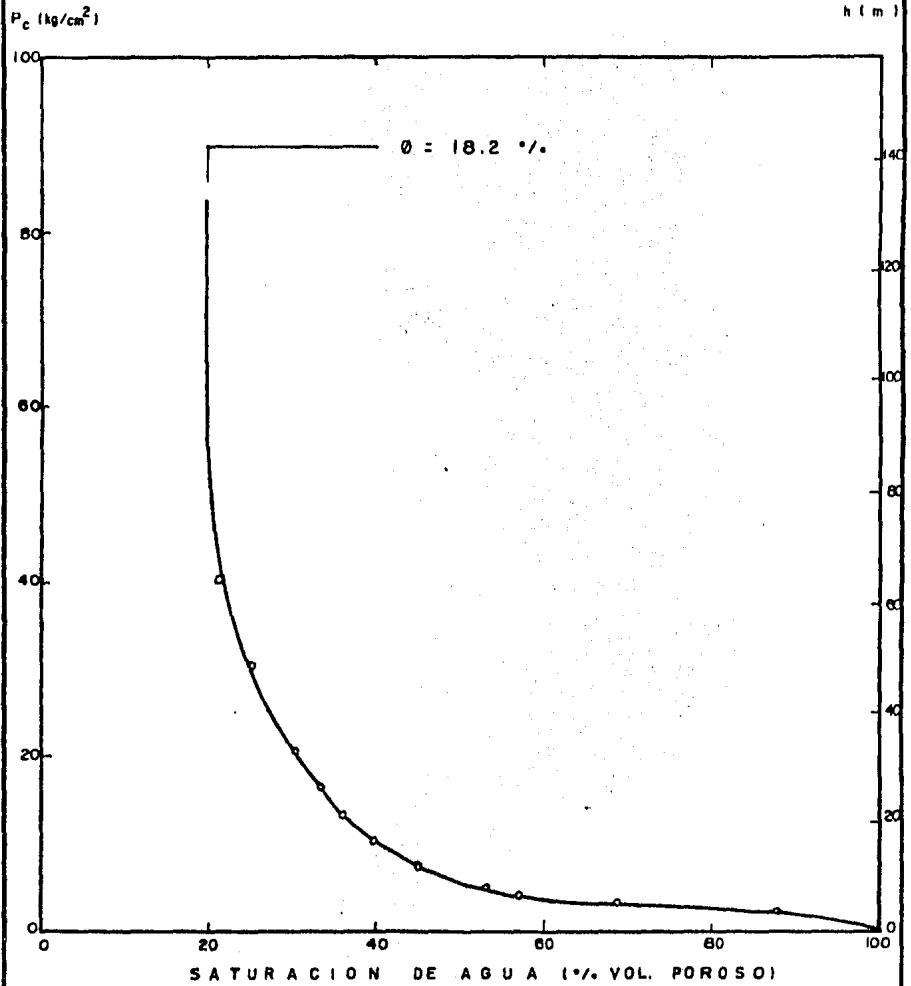


Figura No. 83. Campo B. Curvas de presión capilar y distribución de fluidos vertical en equilibrio capilar (altura sobre el contacto agua-aceite) contra saturación de agua. Pozo No. (85).

TABLA X. Campo B. Saturación de fluidos, pozos Nos. 25 y 85.

No. DE POZO Y MUESTRA	PROFUNDIDAD (mbmr)	POROSIDAD (fracción)	S <sub>w</sub> (%)	S <sub>o</sub> (%)	S <sub>g</sub> (%)
25-I-S-IH	3450.05	17.1	1.08	5.43	93.49
25-I-S-6H	3450.30	19.7	4.05	6.75	89.20
25-I-S-9V	3450.50	20.3	2.62	3.37	94.01
25 I M 2V	3453.60	20.9	2.31	7.20	90.49
25-I-I-IH	3456.40	19.9	3.65	8.03	88.32
25-I-I-5H	3456.70	17.2	3.93	11.52	84.55
25-I-I-10V	3457.00	19.7	4.15	8.66	87.19
85-I-S-IH	3465.30	16.1	19.00	0.00	81.00
85-I-M-IH	3469.50	14.9	17.10	0.00	82.90
85-I-I-IH	3473.70	15.1	24.20	0.00	75.80

TABLA XI. Campo B. Análisis granulométrico de la muestra 1-M-1H, pozo No. 25.

MATE- RIAL	GRADOS GRANULOMETRICOS			%. PARCIAL	%. ACUMULATIVO				
	GRANO	$\phi$	DIAMETRO (mm)						
A R E N A S	MUY GRUESO	-1	0	-0.75	2	0	1.08		
		-0.75	0	-0.50	1.08	0	1.41		
		-0.50	0	-0.25	1.41	0	1.19		
	GRUESO	-0.25	0	0	1.19	0	1.0		
		0	0	0.25	1	0	0.84	12.59	12.59
		0.25	0	0.50	0.84	0	0.71	5.75	18.34
		0.50	0	0.75	0.71	0	0.59	11.75	30.09
	MEDIO	0.75	0	1.0	0.59	0	1/2	28.32	58.41
		1.0	0	1.25	0.50	0	0.42	2.46	60.87
		1.25	0	1.50	0.42	0	0.35	4.04	64.91
		1.50	0	1.75	0.35	0	0.30	7.71	72.62
	FINO	1.75	0	2.0	0.30	0	1/4	5.75	78.37
		2.0	0	2.25	0.25	0	0.21	3.23	81.60
		2.25	0	2.50	0.21	0	0.177	2.80	84.40
		2.50	0	2.75	0.177	0	0.149	1.64	86.04
	MUY FINO	2.75	0	3.0	0.149	0	1/8	1.58	87.62
		3.0	0	3.25	0.125	0	0.105	0.84	88.46
		3.25	0	3.50	0.105	0	0.088	2.14	90.60
		3.50	0	3.75	0.088	0	0.074	0.04	90.64
	L I M O S	GRUESO	3.75	0	4.0	0.074	0	1/16	0.72
4.0			0	4.25	0.0625	0	0.053	0.00	91.36
4.25			0	4.50	0.053	0	0.044	1.97	93.33
4.50			0	4.75	0.044	0	0.037	0.30	93.63
4.75		0	5.0	0.037	0	1/32	0.17	93.80	
MEDIO		5.0	0	5.0	1/32	0	1/64	0.30	94.10
FINO		5.0	0	7.0	1/64	0	1/128	0.62	94.72
MUY FINO	7.0	0	8.0	1/128	0	1/256	0.52	95.29	
ARCILLAS		8.0	0	14.0	<	0	1/256	4.76	100.00



TABLA XII. Campo B. Análisis granulométrico de la muestra 1-I-1H, pozo No. 85.

MATERIAL	GRADOS GRANULOMETRICOS			%. PARCIAL	%. ACUMULATIVO				
	GRANO	#	DIAMETRO (mm)						
A R E N A S	MUY GRUESO	-1	a	-0,75	2	a	1,68		
		-0,75	a	-0,50	1,08	a	1,41		
		-0,50	a	-0,25	1,41	a	1,19		
		-0,25	a	0	1,19	a	1,0		
	GRUESO	0	a	0,25	1	a	0,64	1,09	1,09
		0,25	a	0,50	0,64	a	0,71	0,00	1,09
		0,50	a	0,75	0,71	a	0,59	0,10	1,19
		0,75	a	1,0	0,59	a	1/2	0,29	1,48
	MEDIO	1,0	a	1,25	0,50	a	0,42	0,09	1,57
		1,25	a	1,50	0,42	a	0,35	0,14	1,71
		1,50	a	1,75	0,35	a	0,30	1,92	3,63
		1,75	a	2,0	0,30	a	1/4	2,62	6,25
	FINO	2,0	a	2,25	0,25	a	0,21	6,49	12,74
		2,25	a	2,50	0,21	a	0,177	7,16	19,90
		2,50	a	2,75	0,177	a	0,149	9,40	29,30
		2,75	a	3,0	0,149	a	1/8	10,93	40,23
MUY FINO	3,0	a	3,25	0,125	a	0,105	19,50	59,73	
	3,25	a	3,50	0,105	a	0,088	2,45	62,18	
	3,50	a	3,75	0,088	a	0,074	9,85	72,03	
	3,75	a	4,0	0,074	a	1/16	9,60	76,63	
L I M O S	GRUESO	4,0	a	4,25	0,0525	a	0,053	0,00	76,63
		4,25	a	4,50	0,053	a	0,044	6,80	83,43
		4,50	a	4,75	0,044	a	0,037	1,50	84,93
		4,75	a	5,0	0,037	a	1/32	0,86	85,79
	MEDIO	5,0	a	6,0	1/32	a	1/64	2,91	88,70
	FINO	6,0	a	7,0	1/64	a	1/128	1,29	89,99
	MUY FINO	7,0	a	8,0	1/128	a	1/256	1,40	91,39
ARCILLAS		8,0	a	14,0	<	a	1/256	8,61	100,00

TABLA XIII. Campo B. Datos granulométricos de los pozos números 25 y 85.

No. DE POZO Y MUESTRA	PROF. (mbmr)	TAMAÑO MEDIO DE GRANO			DESVIACION ESTANDAR	
		(unidades Ø)	( mm )	(clase )	(unidades Ø)	(clasificación)
25-I-S-2H	3450,10	1.4133	0.3765	arena media	1,3520	mala
25-I-S-4H	3450,20	1.2967	0.4071	arena media	0,9946	moderada
25-I-S-6H	3450,30	2.7033	0.1535	arena fina	1.7580	mala
25-I-S-8H	3450,45	2.2200	0.2146	arena fina	1.1880	mala
25-I-M-1H	3453,50	1.2800	0.4118	arena media	1.3735	mala
25-I-M-2V	3453,60	1.1400	0.4588	arena media	1,2095	mala
25-I-I-1H	3456,40	1.4333	0.3703	arena media	1,2295	mala
25-I-I-3H	3456,60	1.6333	0.3224	arena media	1,0985	mala
25-I-I-7H	3456,85	1.7567	0.2959	arena media	1,2621	mala
25-I-I-10V	3457,00	1.2333	0.4253	arena media	1,3326	mala
85-I-S-1H	3465,30	3.2667	0.1039	arena muy fina	0,8829	moderada
85-I-M-1H	3469,50	3.4533	0.0913	arena muy fina	1,0890	mala
85-I-I-1H	3473,70	3.3733	0.0905	arena muy fina	1,5964	mala
85-I-I-1V	3473,70	3.4933	0.0888	arena muy fina	0,9528	moderada

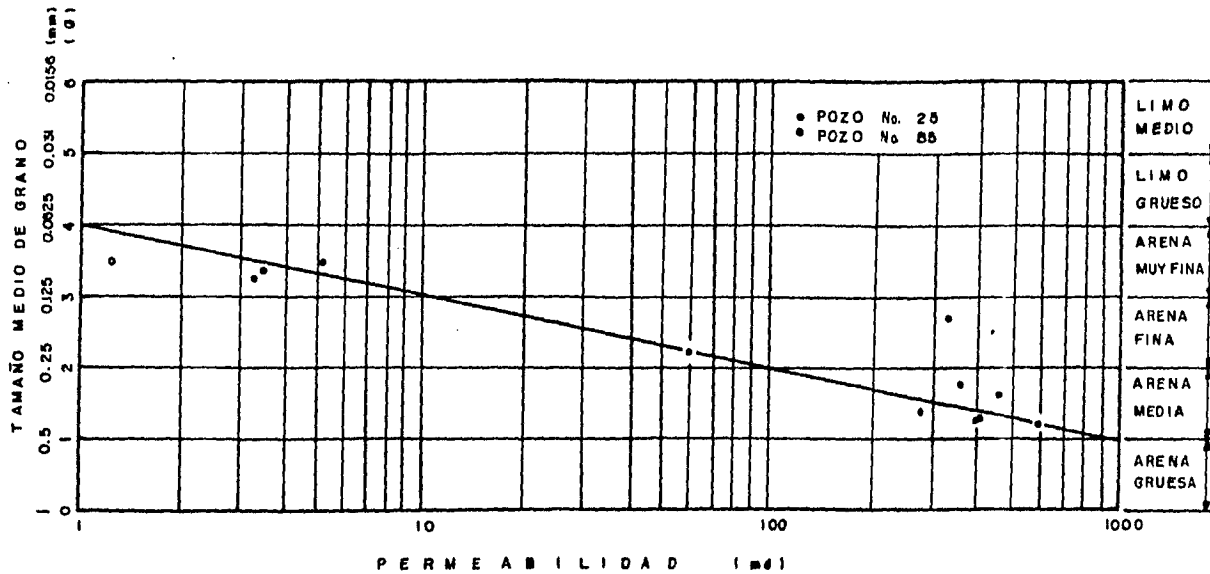


Figura No. 84. Campo B. Relación permeabilidad-tamaño medio de grano.

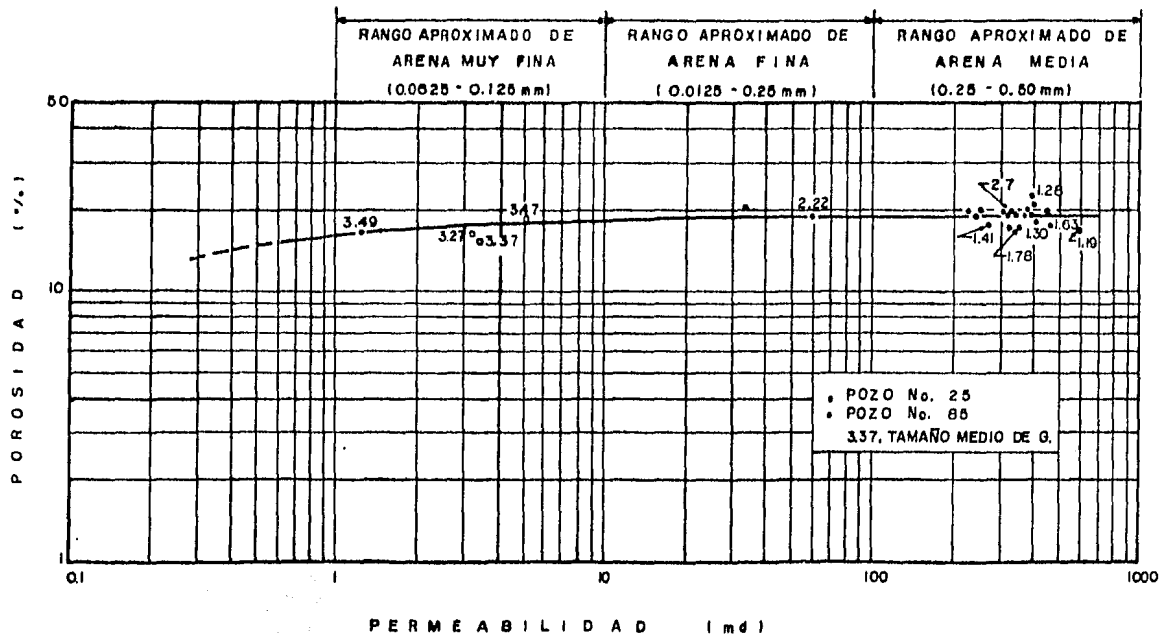


Figura No. 85. Campo B. Relación porosidad-permeabilidad-tamaño medio de grano.

estos sedimentos por medio de un método discriminatorio -- (19) y un método gráfico que utiliza escala de probabilidades (20), figura No. 86. Los resultados se presentan -- en la Tabla XIV.

Con los valores calculados a partir del -- análisis de núcleos (Tablas VIII a XIII) se obtienen las correlaciones de las figuras Nos. 78 a la 86.

#### IV.3.- DATOS DE REGISTROS GEOFISICOS.

A partir de la interpretación de los registros geofísicos tomados en los pozos se obtuvo la porosidad, la saturación de agua y el índice de hidrocarburos. Apoyándose en correlaciones establecidas con datos de laboratorio se estimó la permeabilidad de la formación a -- partir de la porosidad.

Cálculo de la porosidad.-- Con datos petrofísicos del pozo No. 2<sup>(18)</sup> se realizó una calibración del registro sónico de porosidad, para lo cual se construyó una gráfica de porosidad de núcleo ( $\phi_n$ ) contra profundidad. La profundidad del perfil resultante se ajustó a la profundidad del perfil del registro sónico de porosidad mediante la comparación de las formas de las curvas, como se muestra en la figura No. 87. Con esta gráfica --

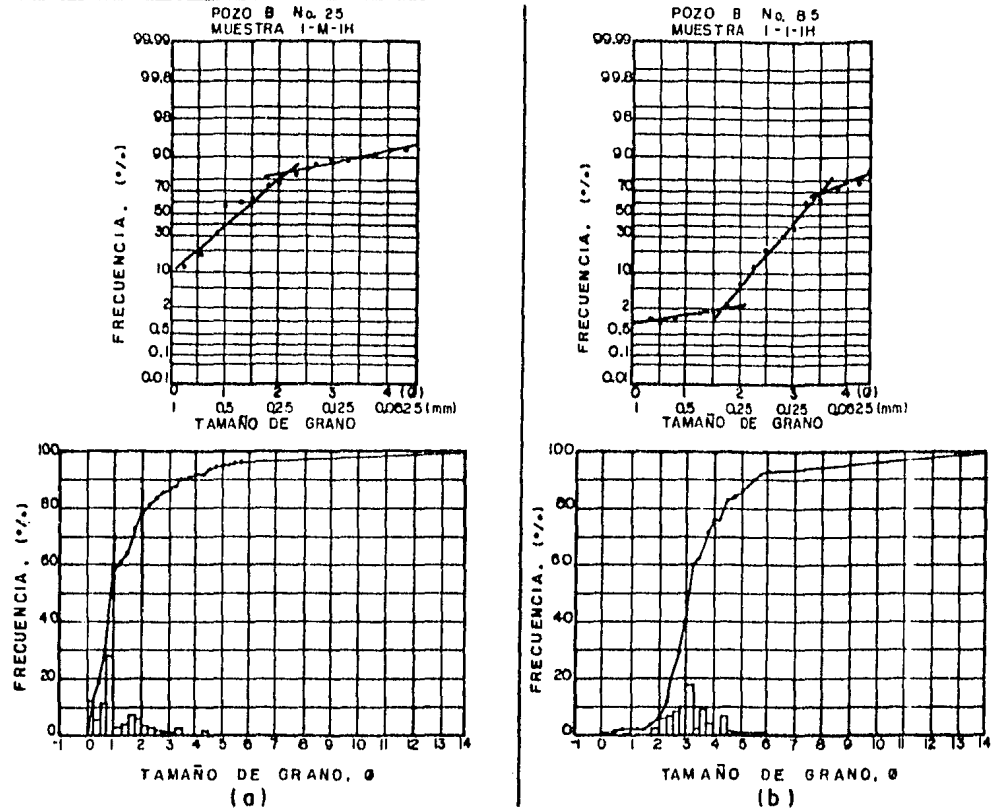


Figura No. 86. Campo B. Distribución granulométrica. Curva acumulativa en escala de probabilidad e histograma y curva acumulativa para una muestra de los pozos: (a) 25 y (b) 85.

TABLA XIV. Campo B. Probables ambientes de depósito determinados a partir de análisis granulométricos.

No. DE POZO Y MUESTRA	PROFUNDIDAD ( mbr )	PROBABLE AMBIENTE DE DEPOSITO	
		(a) Método Discriminatorio	(b) Método de Visher
25-1-S-2H	3450.10	Turbidez	Turbidez
25-1-S-3V	3450.15	Turbidez	Turbidez
25-1-S-4H	3450.20	Turbidez	Turbidez
25-1-S-6H	3450.30	Turbidez	Turbidez
25-1-S-8H	3450.45	Turbidez	Turbidez
25-1-M-1H	3453.50	Turbidez	Turbidez
25-1-1-3H	3456.60	Turbidez	Turbidez
25-1-1-6H	3456.70	Turbidez	Turbidez
85-1-S-1H	3465.30	Marino Somero	Marino
85-1-M-1H	3469.50	Eólico	Marino
85-1-1-1H	3473.70	Fluvial Deltaico	Marino
85-1-1-1H	3473.70	Eólico	Marino
85-1-1-IV	3473.70	Eólico	Marino

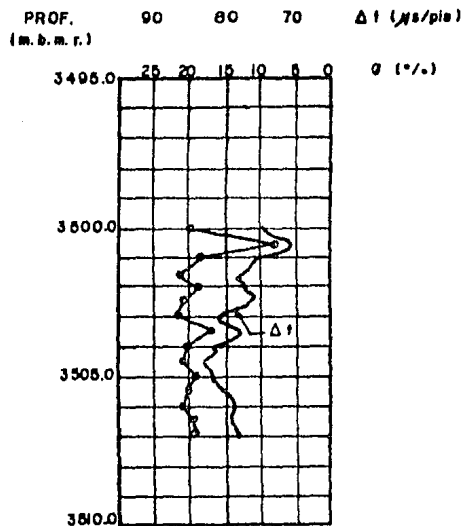


Figura No. 87. Campo B. Comparación de datos de porosidad ( $\phi$ ) de núcleos con tiempo de tránsito ( $\Delta t$ ) del registro sónico. Pozo No. 2.



se obtuvieron las lecturas de tiempo de tránsito correspondientes a las porosidades obtenidas en el laboratorio.

Posteriormente se construyó una gráfica de porosidad de núcleos ( $\phi_n$ ) contra tiempos de tránsito ( $\Delta t$ ) del registro sónico de porosidad. Combinando la información de los análisis petrofísicos de los pozos Nos. 2<sup>(18)</sup> 25 y 85, cuyos datos aparecen en este Capítulo, se determinó la tendencia de porosidad de núcleos contra  $t$  que a la postre ha sido la herramienta para el cálculo de la porosidad en los intervalos de los pozos del campo. Esta gráfica se presenta en la figura No. 88. Los datos de porosidad obtenidos se reportan en la Tabla XV y en el plano de la figura No. 89 se proporciona la porosidad media por pozo.

Cálculo de la saturación de agua.— De acuerdo a lo observado en las curvas de potencial natural, SP, de los registros eléctricos y apoyados en análisis de laboratorio realizados en muestras de roca de la formación productora de varios pozos del campo, cuyos resultados se proporcionan en la Tabla VIII, se estimó que la arena contiene poco material arcilloso, por lo que se ha considerado como arena limpia. Tomando en cuenta esta característica de la formación se escogió la técnica de Sanyal<sup>(21)</sup> para el cálculo de la saturación de agua. Esta técnica consiste en construir una gráfica de porosidad contra resistividad, en papel doble logarítmico, en la que se trazan líneas de isosaturación de acuerdo a la ecuación general de Archie.

$$S_w^n = \frac{R_o}{R_t} \quad (82)$$

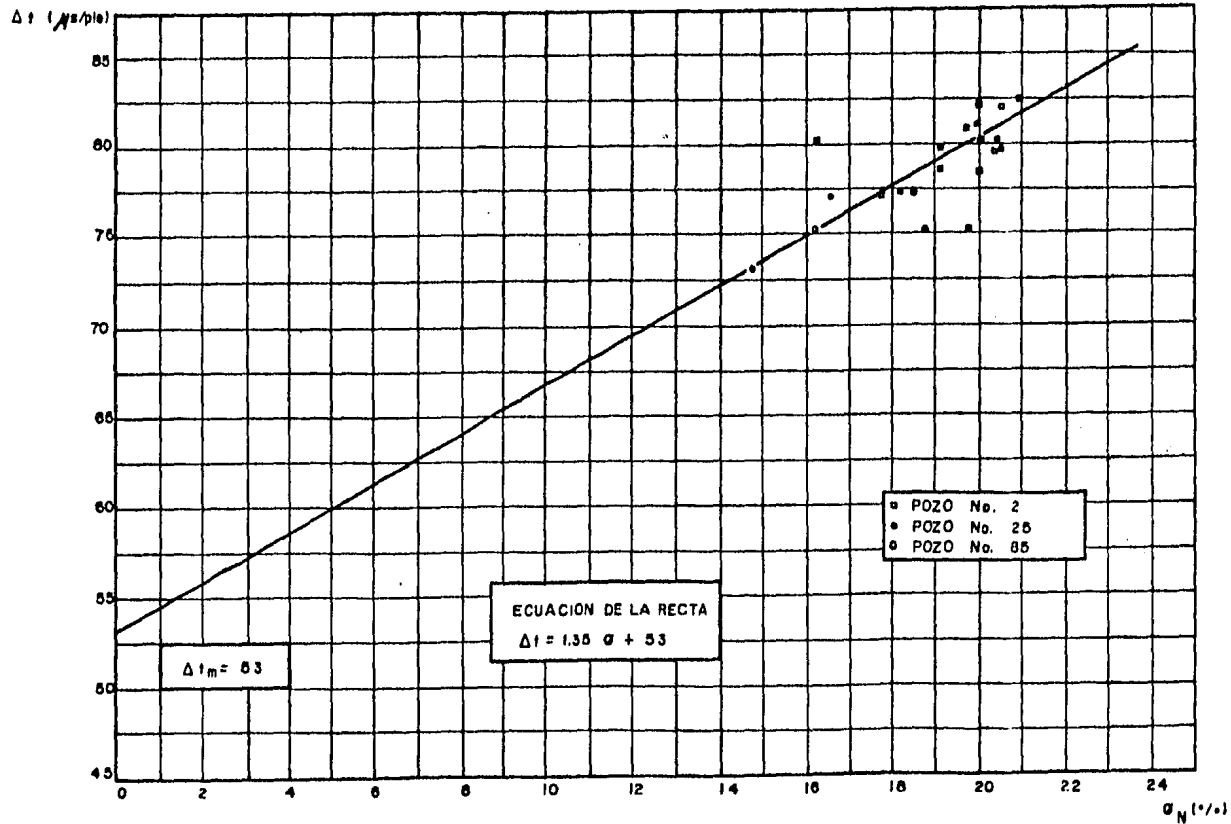


Figura No. 88. Campo B. Relación entre la porosidad de núcleos ( $\phi$ ) y el tiempo de tránsito del registro sísmico.

TABLA XV. Datos de porosidad, saturación de agua, permeabilidad e índice de hidrocarburos de los intervalos analizados en los pozos del campo B.

CAMPO B				POZO NUMERO 1					
PROF. MEDIA (mbmr)	ESP. NETO (m)	$\Delta t$ ( $\mu$ /seg/psi)	$R_f$ (ohm-m)	$R_o$ (ohm-m)	POROSIDAD (frac.)	$S_w$ (frac.)	$h$ (md)	IH (m <sup>3</sup> hcs./m <sup>2</sup> r.)	
3398.50	12.00	79.00	6.30	.7664	.1926	.2746	245.47	1.676	
3415.50	20.00	78.00	4.40	.8244	.1852	.3679	90.42	2.378	
3433.50	13.00	82.00	5.80	.6256	.2148	.2551	3959.02	2.080	
3448.00	11.00	81.00	2.00	.6677	.2074	.5102	1620.04	1.118	
CAMPO B				POZO NUMERO 2					
3393.00	12.50	80.00	7.00	.7144	.2000	.2466	641.73	1.884	
3406.00	12.00	81.00	5.70	.6677	.2074	.2683	1620.04	1.821	
3417.50	11.00	79.00	3.00	.7664	.1926	.4329	245.47	1.201	
3426.50	6.00	88.00	4.10	.4409	.2593	.2646	10001.00 $\dagger$	1.160	
3431.50	2.50	85.00	2.80	.5209	.2370	.3664	10001.00 $\dagger$	.381	
3439.00	11.00	80.00	1.85	.7144	.2000	.5578	641.73	.973	
CAMPO B				POZO NUMERO 3					
3368.00	7.00	77.00	8.00	.8894	.1778	.2599	31.98	.921	
3378.50	12.00	78.00	4.80	.8244	.1852	.3393	90.42	1.468	
3396.00	22.00	81.00	7.00	.6677	.2074	.2365	1620.04	3.484	
3411.50	6.00	80.00	5.70	.7144	.2000	.2797	641.73	1.152	
3423.00	13.00	80.00	6.00	.7144	.2000	.2710	641.73	1.895	
3437.00	10.00	78.00	2.00	.8244	.1852	.5806	90.42	.777	
3448.00	6.00	80.00	1.70	.7144	.2000	.5875	641.73	.495	

continúa

$\dagger$  10001.00 significa valor mayor a 10000.

TABLA XV. Continuación.

CAMPO B				POZO NUMERO 6				
PROF. MEDIA ( mbar )	ESP. NETO ( m )	$\Delta t$ ( $\mu$ seg/ pie )	$R_f$ ( ohm-m )	$R_o$ ( ohm-m )	POROSIDAD ( frac. )	$S_w$ ( frac. )	$k$ ( md )	$I_H$ ( $m^3$ hca. / $m^2$ , l )
3409.00	12.00	78.00	5.00	.8244	.1852	.3309	90.42	1.487
3424.50	17.00	77.00	3.20	.8894	.1778	.4659	31.98	1.644
3441.50	15.00	77.00	1.90	.8894	.1778	.6277	31.98	.093
CAMPO B				POZO NUMERO 27				
3434.50	17.00	78.00	3.20	.8244	.1852	.4352	90.42	1.778
3444.50	3.00	82.00	2.00	.8258	.2148	.4901	3989.02	.329
3452.00	4.00	78.00	1.60	.8244	.1852	.6658	90.42	.248
CAMPO B				POZO NUMERO 26				
3405.00	12.00	78.00	6.00	.8244	.1852	.2959	90.42	1.565
3419.00	9.00	80.00	6.00	.7144	.2000	.3031	641.73	1.254
3436.00	18.00	79.00	3.00	.7664	.1928	.4329	248.47	1.747
3448.00	11.00	78.00	1.80	.8244	.1852	.6194	90.42	.776

continúa.

TABLA XV. Continuación.

CAMPO B			POZO NUMERO 45					
PROF. MEDIA (mbmr)	ESP. NETO (m)	$\Delta t$ (seg/pie)	$R_f$ (ohm.m)	$R_o$ (ohm.m)	POROSIDAD (frac.)	$S_w$ (frac.)	k (md)	I H (m <sup>3</sup> hcs./m <sup>2</sup> r.)
3389.00	7.00	77.00	5.40	.8894	.1778	.3307	31.98	.833
3399.00	7.00	80.00	7.00	.7144	.2000	.2466	641.73	1.055
3412.50	8.00	78.00	10.00	.8244	.1852	.2163	90.42	1.161
3430.00	20.00	87.00	5.80	.4653	.2519	.2127	10001.00 <sup>†</sup>	3.966
3449.00	18.00	86.00	3.00	.4919	.2444	.3298	10001.00 <sup>†</sup>	2.949
CAMPO B			POZO NUMERO 81					
3229.50	11.00	75.00	21.00	1.0457	.1630	.1888	3.49	1.508
3246.50	20.00	78.00	42.00	.8244	.1852	.0897	90.42	3.372
3270.00	24.00	77.00	15.00	.8894	.1778	.1767	31.98	3.513
3289.50	12.00	77.00	4.00	.8894	.1778	.3978	31.98	1.285
3304.00	11.00	78.00	5.50	.8244	.1852	.3121	90.42	1.401
3320.00	22.00	76.00	3.20	.9827	.1704	.4788	10.82	1.954
3356.00	20.00	74.00	3.50	1.1402	.1556	.5025	1.07	1.548
3367.50	15.00	78.00	9.00	1.0457	.1630	.2670	3.49	1.792
3384.00	14.00	78.00	4.50	.8244	.1852	.3530	90.42	1.677
CAMPO B			POZO NUMERO 85					
3347.50	14.00	82.00	20.00	.6255	.2148	.1193	3989.02	2.648
3372.00	30.00	82.00	20.00	.6255	.2148	.1193	3989.02	6.676
3389.00	4.00	81.00	14.00	.6677	.2074	.1546	1620.04	.701
3398.00	13.00	78.00	13.00	.8244	.1852	.1841	90.42	1.964
3416.00	21.00	78.00	6.00	.8244	.1852	.2959	90.42	2.738
3436.00	16.00	79.00	2.00	.7064	.1926	.5652	246.47	1.542
3447.50	4.00	78.00	3.00	.8244	.1852	.4527	90.42	.405
3455.00	8.00	77.00	1.00	.8894	.1778	.6975	31.98	.430

<sup>†</sup>10 001.00 significa valor mayor a 10 000.

187

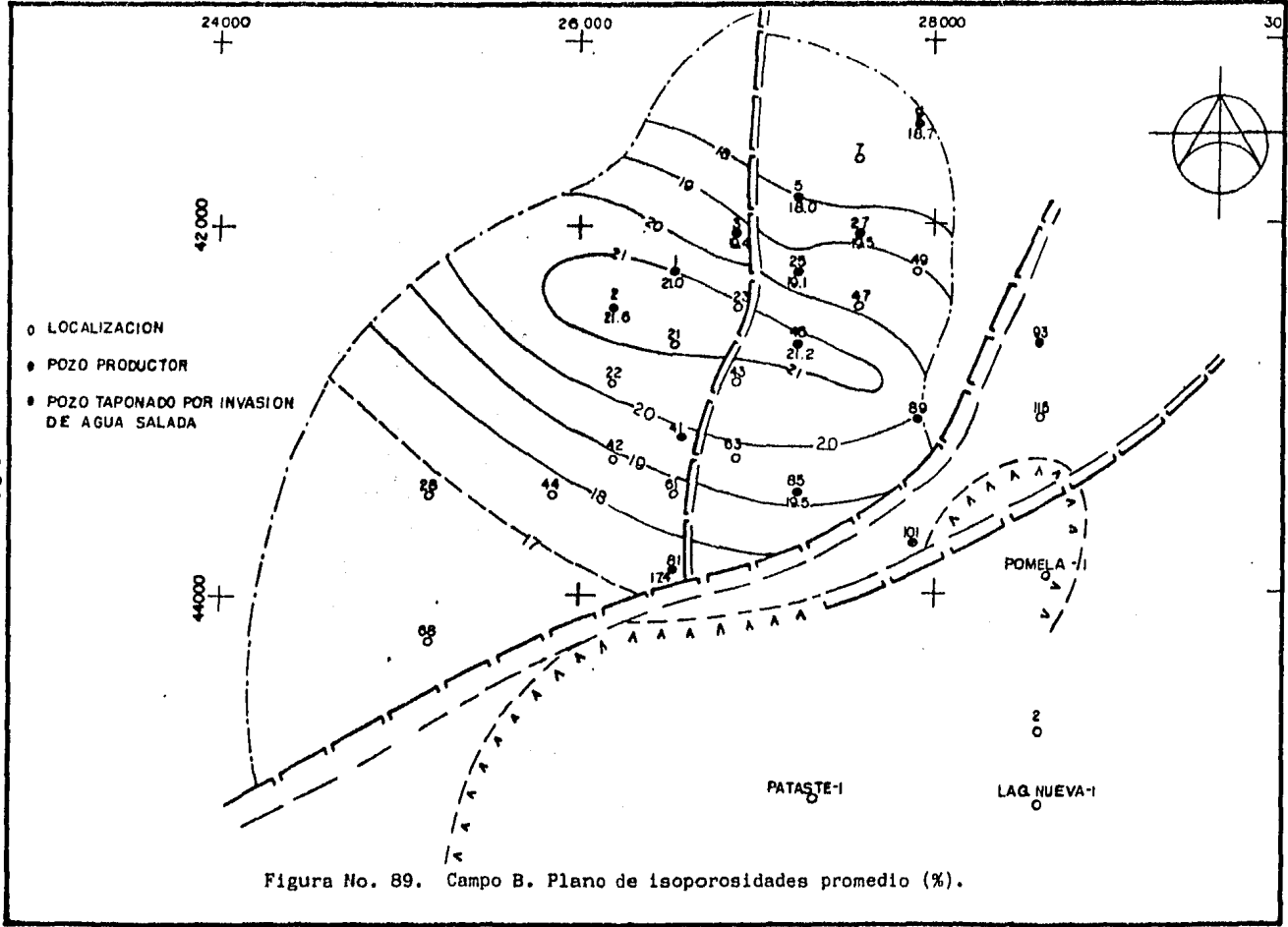


Figura No. 89. Campo B. Plano de isoporosidades promedio (%).

donde  $n$  se consideró igual a 1.63 según la figura No. 78.

Para la construcción de esta gráfica para el campo B, se trazó la línea de saturación de agua de 100 % apoyándose en los datos de resistividad y tiempos de tránsito del pozo No. 101, que resultó invadido, figura No. 90. Esta línea se tomó como base para trazar las líneas correspondientes a las otras saturaciones, figura No. 91.

Con esta gráfica (figura No. 91) se calcularon las saturaciones de agua de los intervalos de los pozos analizados. La porosidad con la que se entra en esta gráfica se determina con la relación entre porosidad de núcleos y tiempo de tránsito, figura No. 88, y la resistividad del intervalo ( $R_t$ ) tomada del registro de inducción.

Los valores de saturación de agua calculados para cada intervalo se reportan en la Tabla IX y en el plano de la figura No. 92 se muestran las saturaciones medias de agua por pozo.

Los datos de porosidad y saturación de agua, calculados con los métodos anteriormente descritos, se combinaron con las profundidades medias de los intervalos analizados obteniéndose la figura No. 93, que podría ayudar también en el cálculo de la saturación de agua y determinación del contacto agua-hidrocarburos.

#### Cálculo del índice de hidrocarburos.-

Utilizando los espesores netos porosos, Tabla XV y el plano de la figura No. 94, así como las porosidades y saturaciones de agua correspondientes se determinaron los indi-

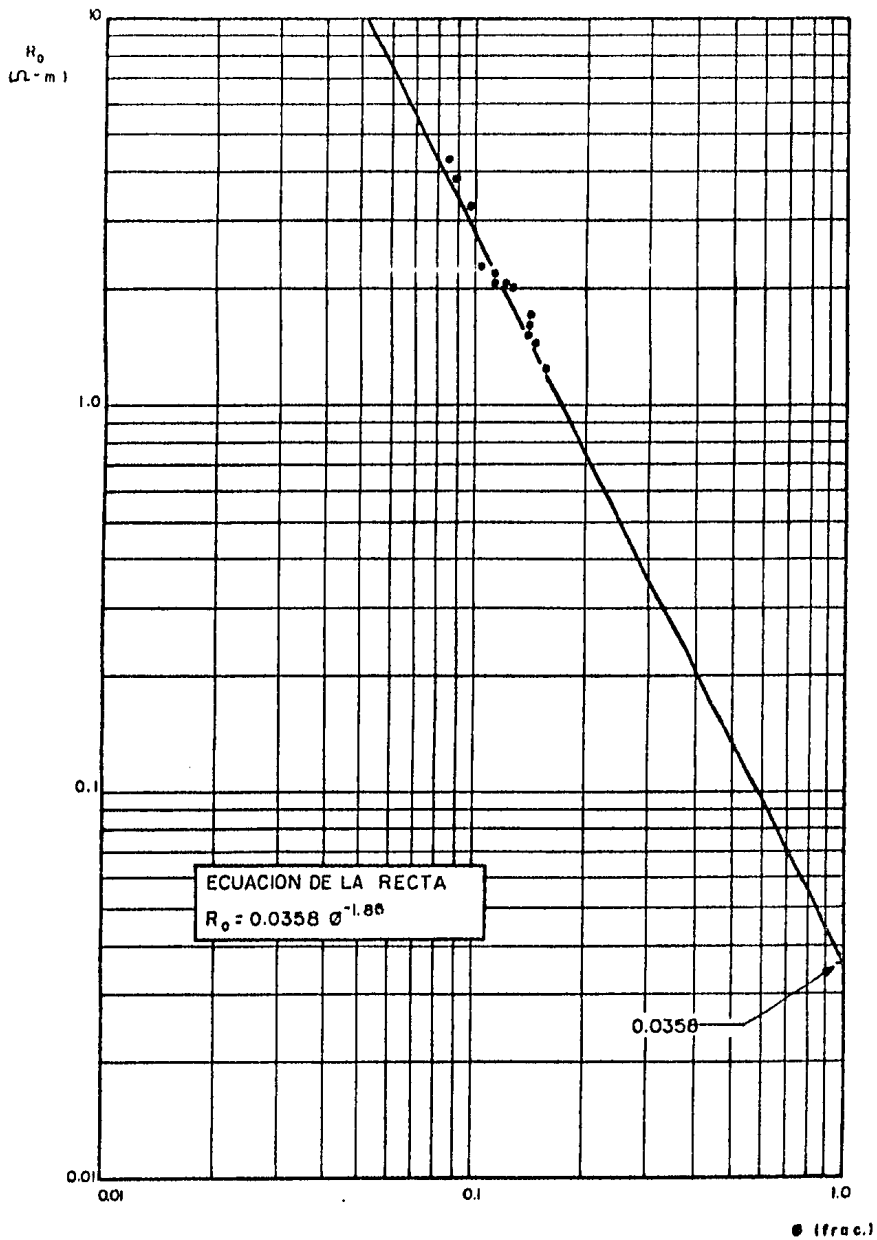


Figura No. 90. Campo B. Relación porosidad-resistividad para zona 100 % invadida de agua. Pozo No. 101.



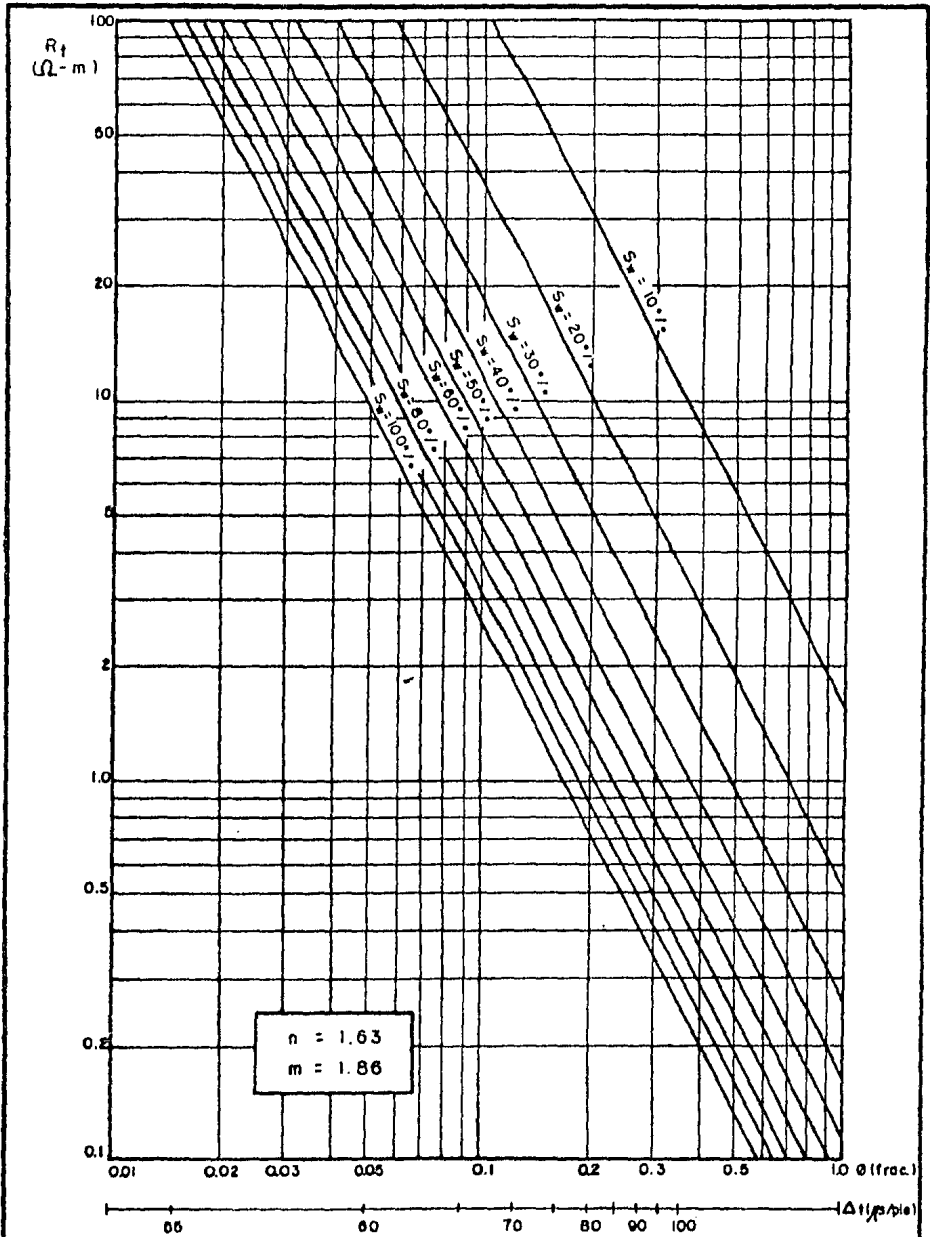
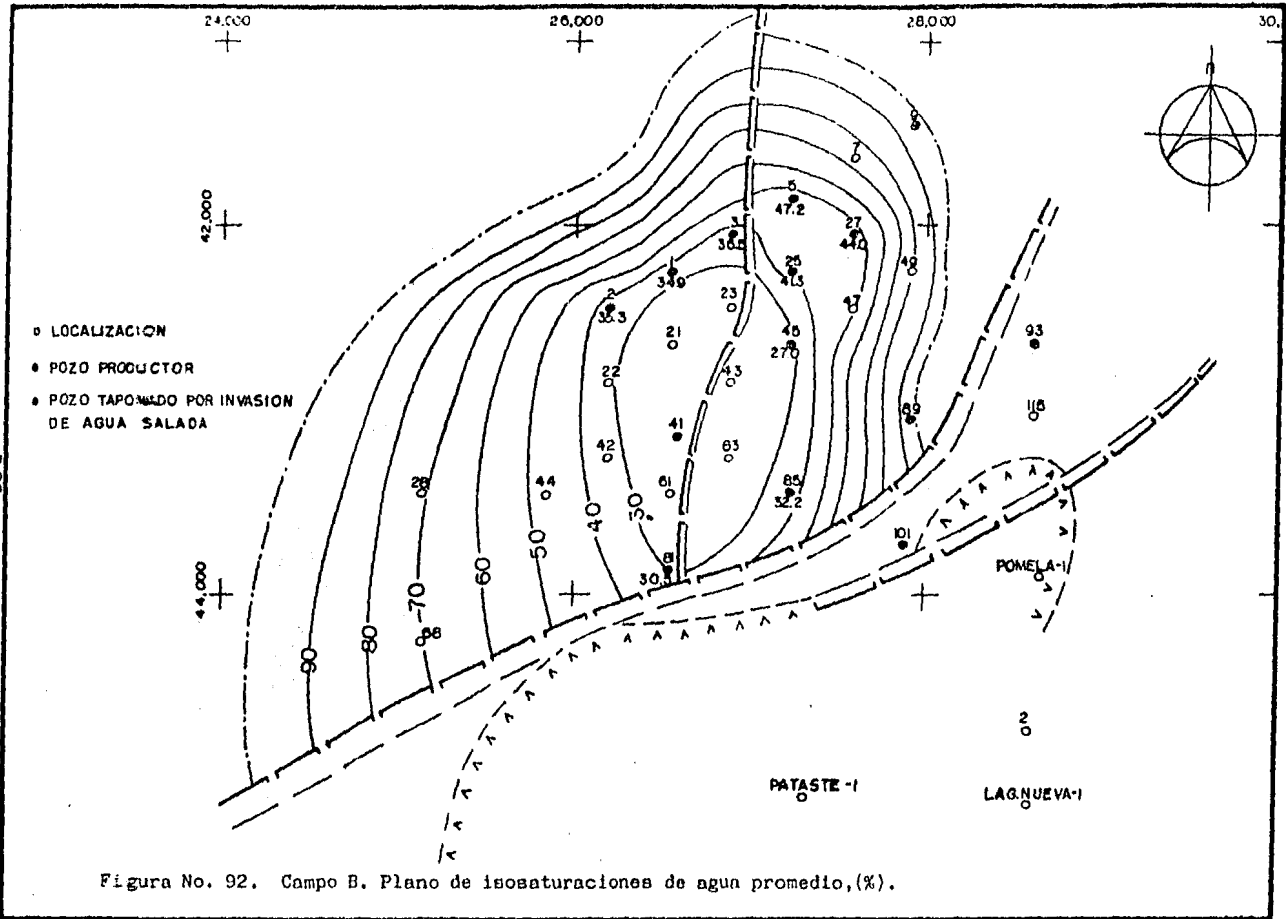


Figura No. 91. Campo B. Gráfica para calcular  $S_w$  a partir de  $R_t$  y  $\Delta t$  ó  $R_t$  y  $\Delta t$ .



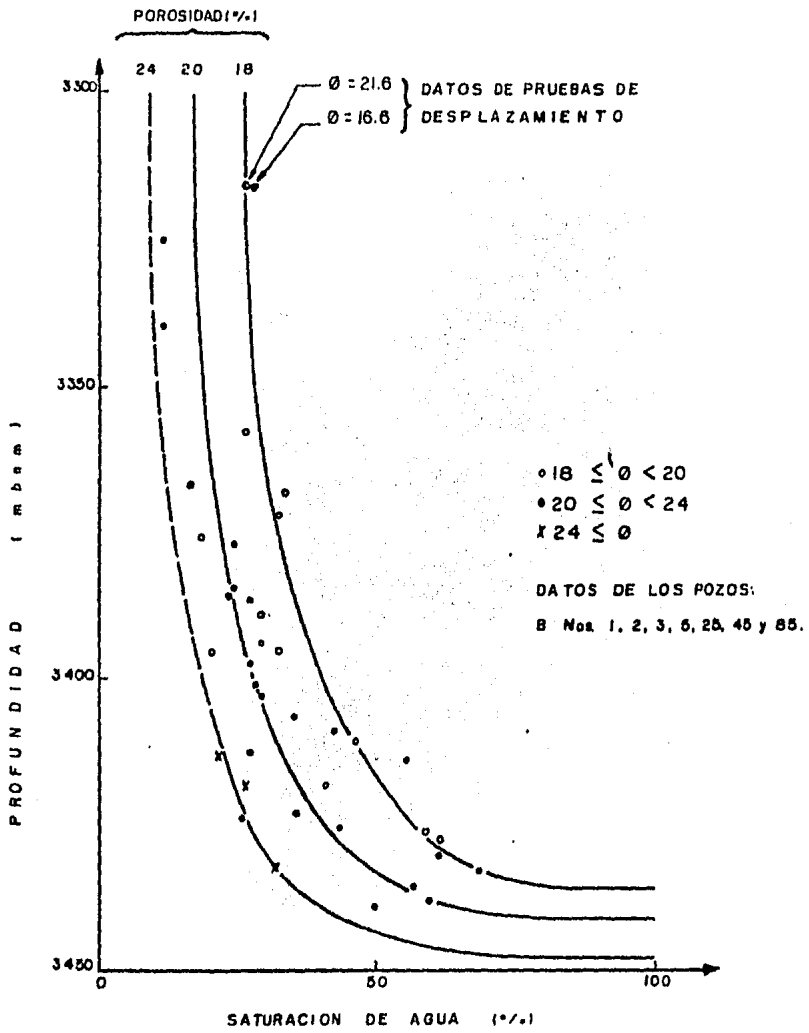
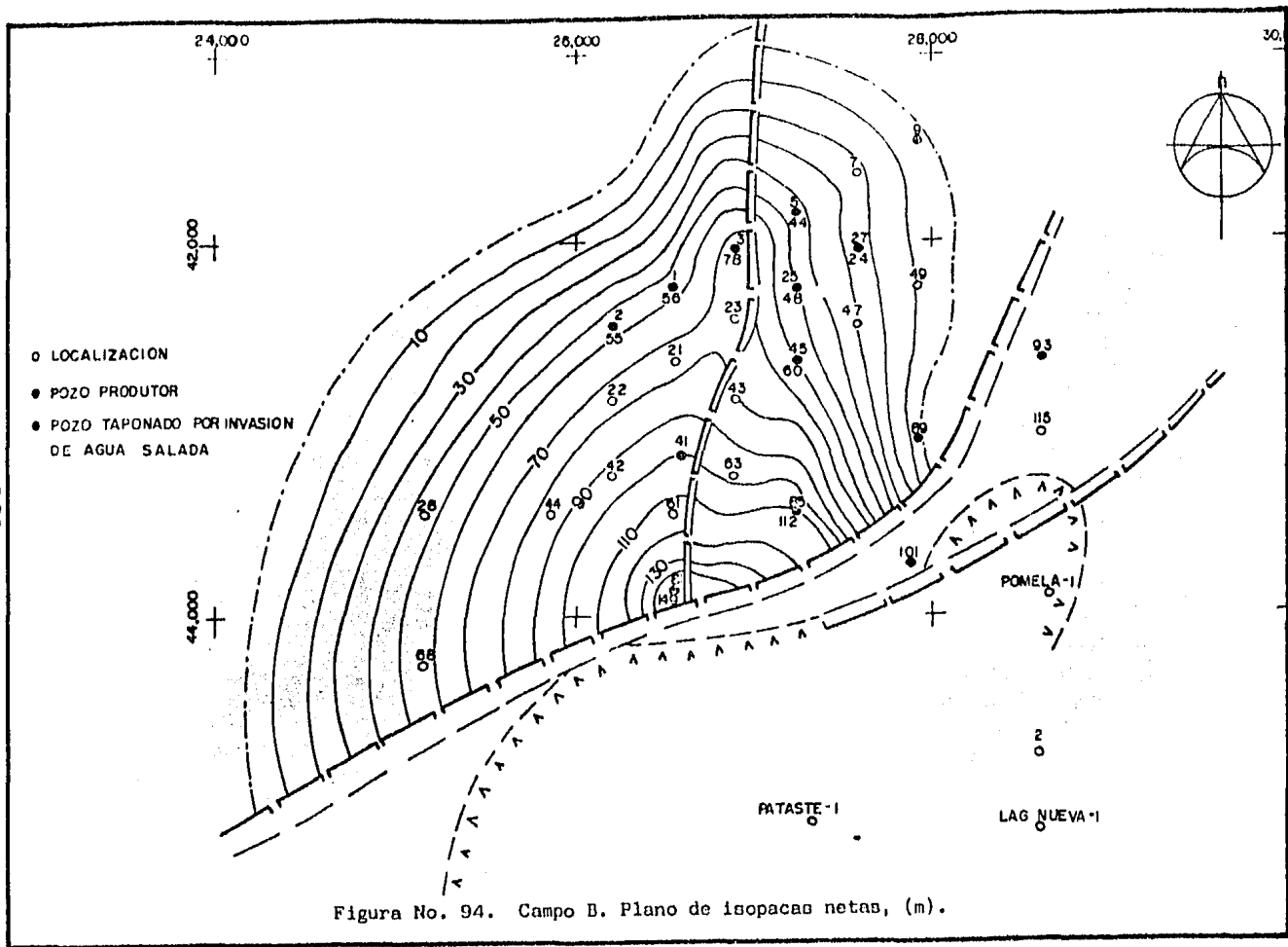


Figura No. 93. Campo B. Gráfica para determinar la  $S_w$  a partir de la profundidad y la porosidad.



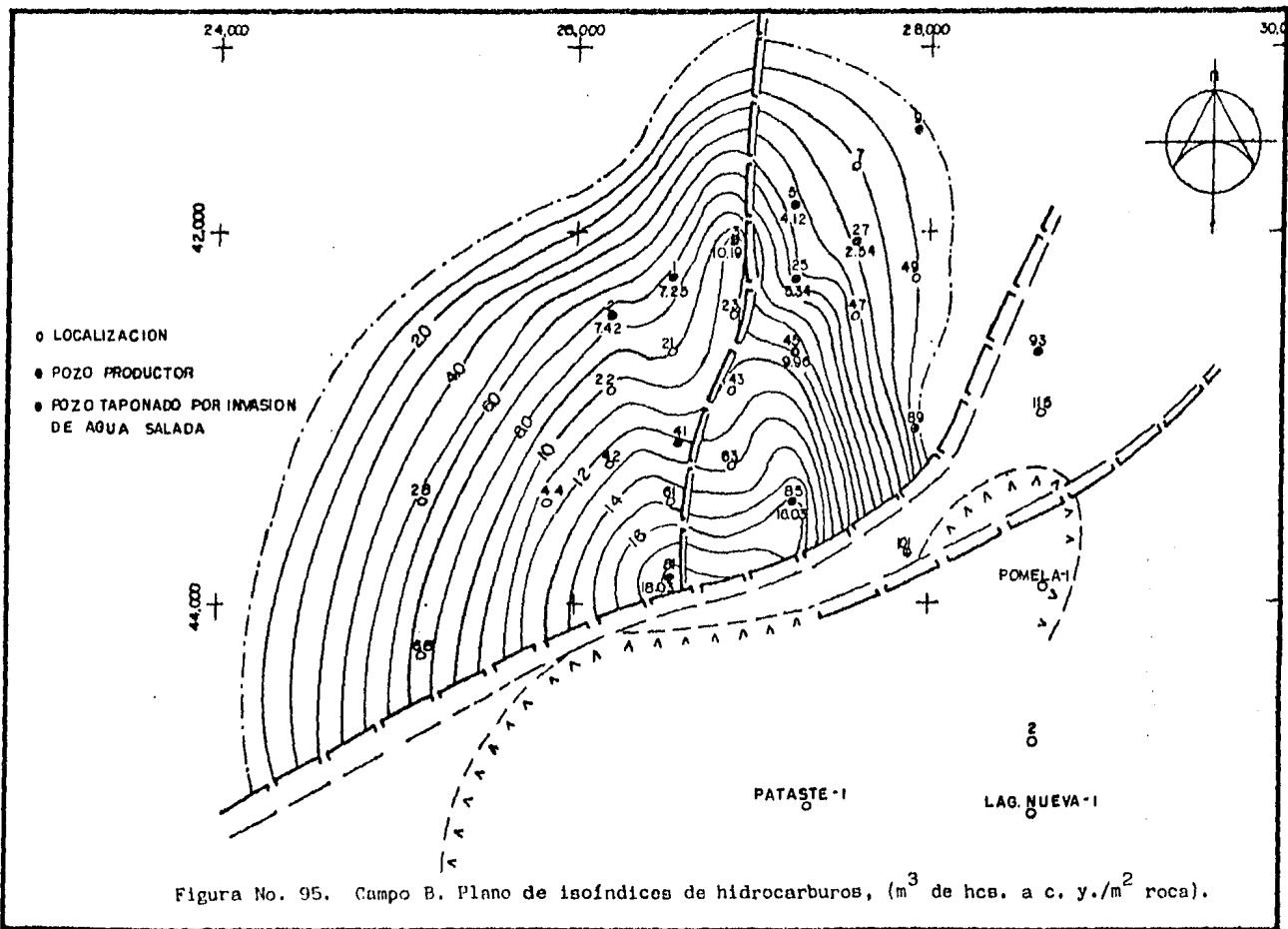
ces de hidrocarburos, reportados también en la Tabla XV, que sirvieron de base para calcular el volumen original de hidrocarburos. En el plano de la figura No. 95 se indica la variación de los índices de hidrocarburos por pozo.

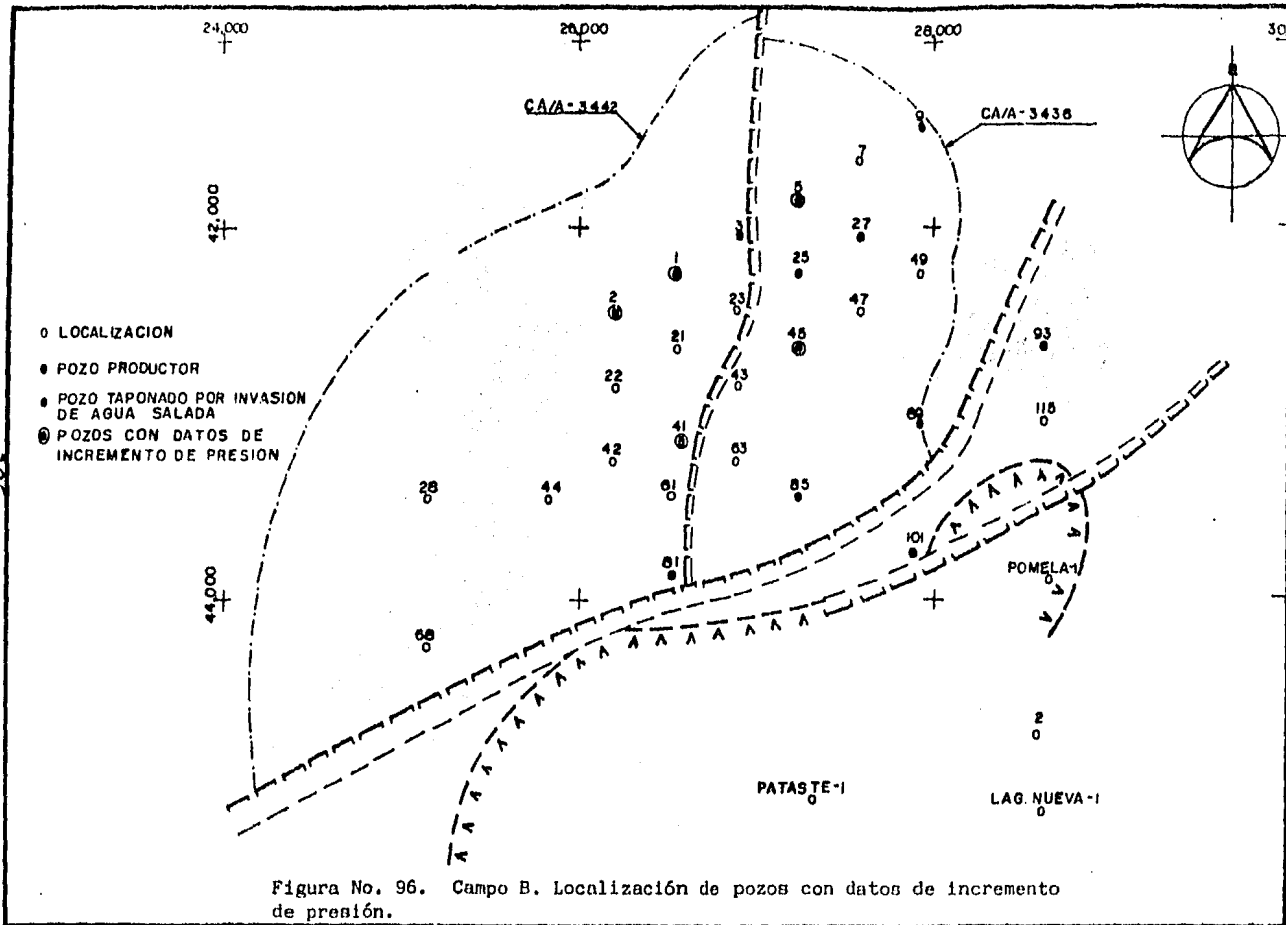
#### IV.4.- DATOS DE PRUEBAS DE PRESION.

Para efectuar la determinación de algunas características del yacimiento, principalmente del parámetro permeabilidad, con procedimientos diferentes a los de laboratorio o de establecimiento de correlaciones, se analizaron algunas pruebas de incremento de presión correspondientes a los pozos Nos. 1, 2, 5, 41 y 45. La localización de dichos pozos se muestra en la figura No. 96.

De acuerdo a la información disponible, tipo de yacimiento y a la interpretación geológica se decidió utilizar los métodos semilogarítmicos convencionales (Horner y MDH) ( 15, 17 ) y Curvas Tipo ( 15, 17 ). Los resultados obtenidos por cada uno de ellos dependerá de la información disponible para cada uno de los pozos del campo.

Por lo indicado, la información adicional necesaria para efectuar el análisis de las pruebas de incremento de presión de cada uno de los pozos en estudio -





se presenta en la Tabla XVI. Algunos de los datos presentados en esta Tabla fueron estimados utilizando la interpretación geológica y la información petrofísica. -- Las propiedades PVT de los fluidos se estimaron de los -- análisis PVT del pozo No. 1. Los resultados entonces, -- serán idénticos en calidad a la información disponible.

Aunque no se contó con un método basado en un modelo idéntico a las características de los yacimientos en estudio, ni se tuvo una información ideal, se obtuvieron resultados que se consideran bastante representativos y los cuales se presentan en la Tabla XVII.

De las gráficas de las figuras Nos. 97 a -- 99 puede decirse que el yacimiento en el cual el pozo No. 1 ha sido terminado es un yacimiento limitado (finito). De la misma manera se analizaron las otras pruebas existentes, Tabla XVII.

De acuerdo a la interpretación geológica -- existe probablemente una falla que atraviesa de norte a -- sur el yacimiento. Por otro lado, la interpretación de los datos de incremento de presión indica la probable presencia de una barrera cerca del pozo No. 5.

Con los datos de permeabilidad de los intervalos correspondientes analizados, presentados en la -- Sección IV.2 se obtuvo un valor de permeabilidad ponderado en espesores para cada uno de dichos pozos. Con estos valores se obtuvo una distribución de permeabilidades de la cual se pudieron determinar en forma cualitativa 3 zonas como se muestra en la figura No. 100. Existe una zona central con permeabilidad alta,  $k > 4 D$ , rodeada por una zona intermedia de permeabilidad regular ( $1D \leq k \leq 4D$ )



TABLA XVI. Información adicional, necesaria para el análisis de las--  
pruebas de incremento de presión de los pozos del campo B.

POZO	FECHA DE PRUEBA	INTERVALO DISPARADO (m)	h		q <sub>o</sub>		B <sub>o</sub>	μ <sub>o</sub> (cp)	ϕ	c <sub>f</sub> (10 <sup>6</sup> psi <sup>-1</sup> )	r <sub>w</sub> (pg)
			(m)	(pies)	(m <sup>3</sup> /d)	(Bbl/d)					
1	Abr. 11/70	3395-3405	48	157.44	52	326.56	1.4923	0.5560	0.1958	13.43	1.187
1	Dic. 8/77	3395-3405	48	157.44	227	1425.56	1.4944	0.5535	0.1958	13.74	1.187
2	Feb. 3/78	3390-3410	44	144.32	320	2009.60	1.5040	0.5487	0.2103	13.93	1.437
5	Abr. 21/78	3405-3425	44	144.32	197	1237.16	1.5166	0.5448	0.1798	13.97	1.437
41	Dic. 16/77	3345-3360	31	101.68	185	1161.60	1.5050	0.5632	0.2500	14.74	1.437
45	Abr. 8/78	3385-3430	42	137.76	225	1413.00	1.4944	0.5584	0.2182	14.31	1.437

TABLA XVII. Campo B. Resultados obtenidos del análisis de pruebas de incremento de los pozos Nos. 1, 2, 5, 41 y 45.

POZO	HORNER Y MDH		CURVAS TIPO	
	k(md)	s	k(md)	s
1 (1a. prueba)	-	-	116	20
1 (2a. prueba)	85	6	75-85	6
2	37	-1,5	30-35	0
5	15	-2,2 <sup>(1)</sup>	20-25	0
	8	-2,9 <sup>(2)</sup>		
41	103	3,7	100-130	5
45	-	-	900-1000	20

<sup>(1)</sup>C<sub>D</sub> ≠ 0

<sup>(2)</sup>C<sub>D</sub> = 0

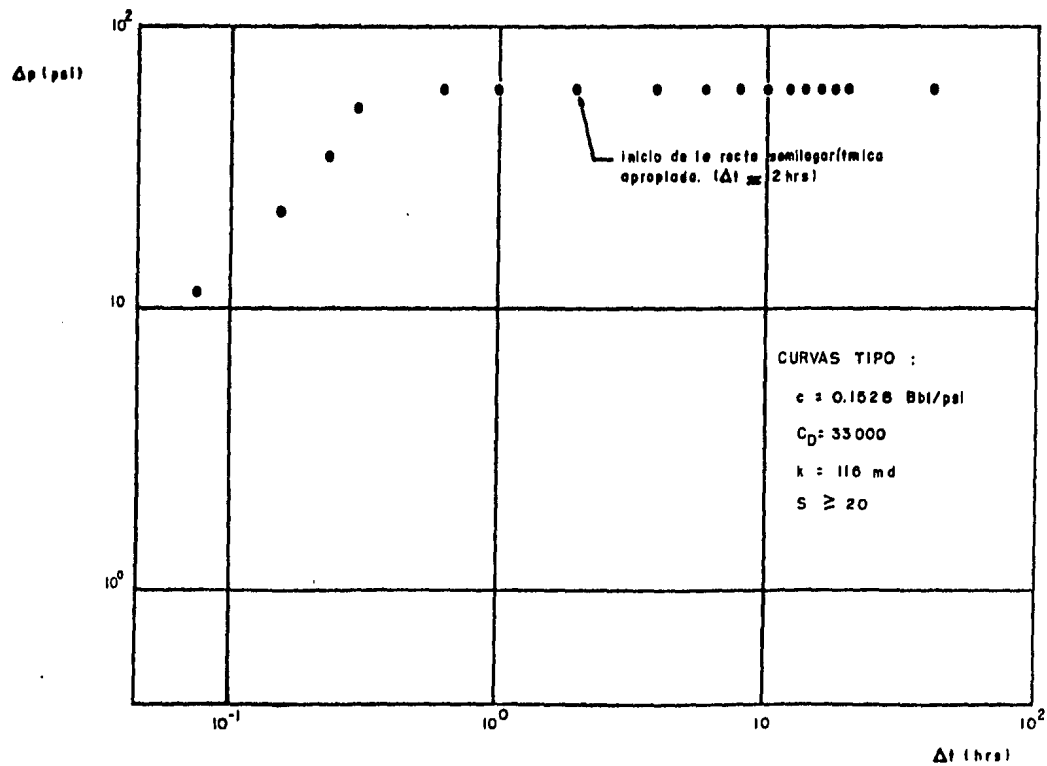


Figura No. 97. Campo B. Gráfica de  $\log \Delta t$  contra  $\log \Delta p$  del pozo No. 1 (primera prueba).

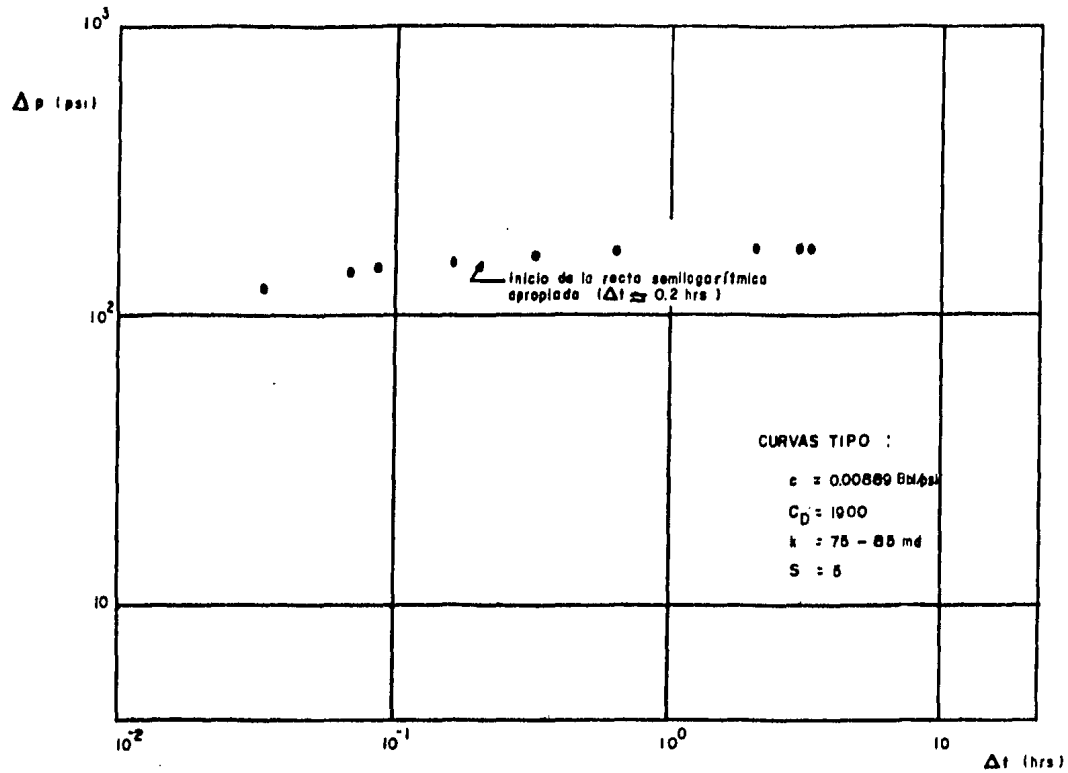


Figura No. 98. Campo B. Gráfica de  $\log \Delta t$  contra  $\log \Delta p$  del pozo No. 1 (segunda prueba).

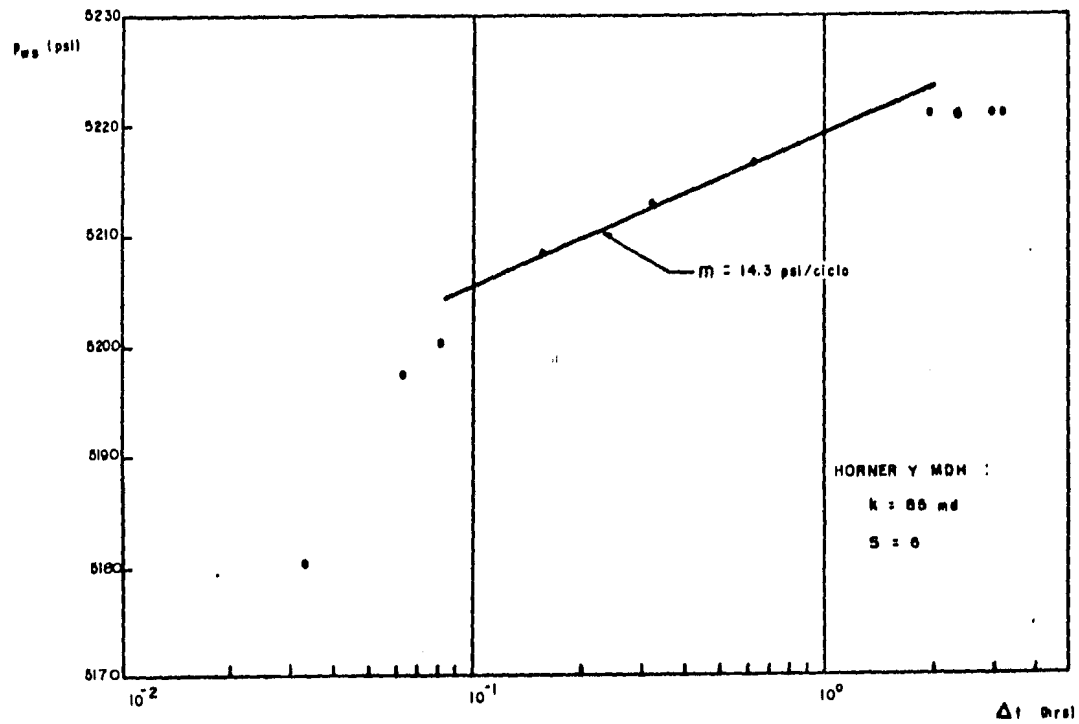
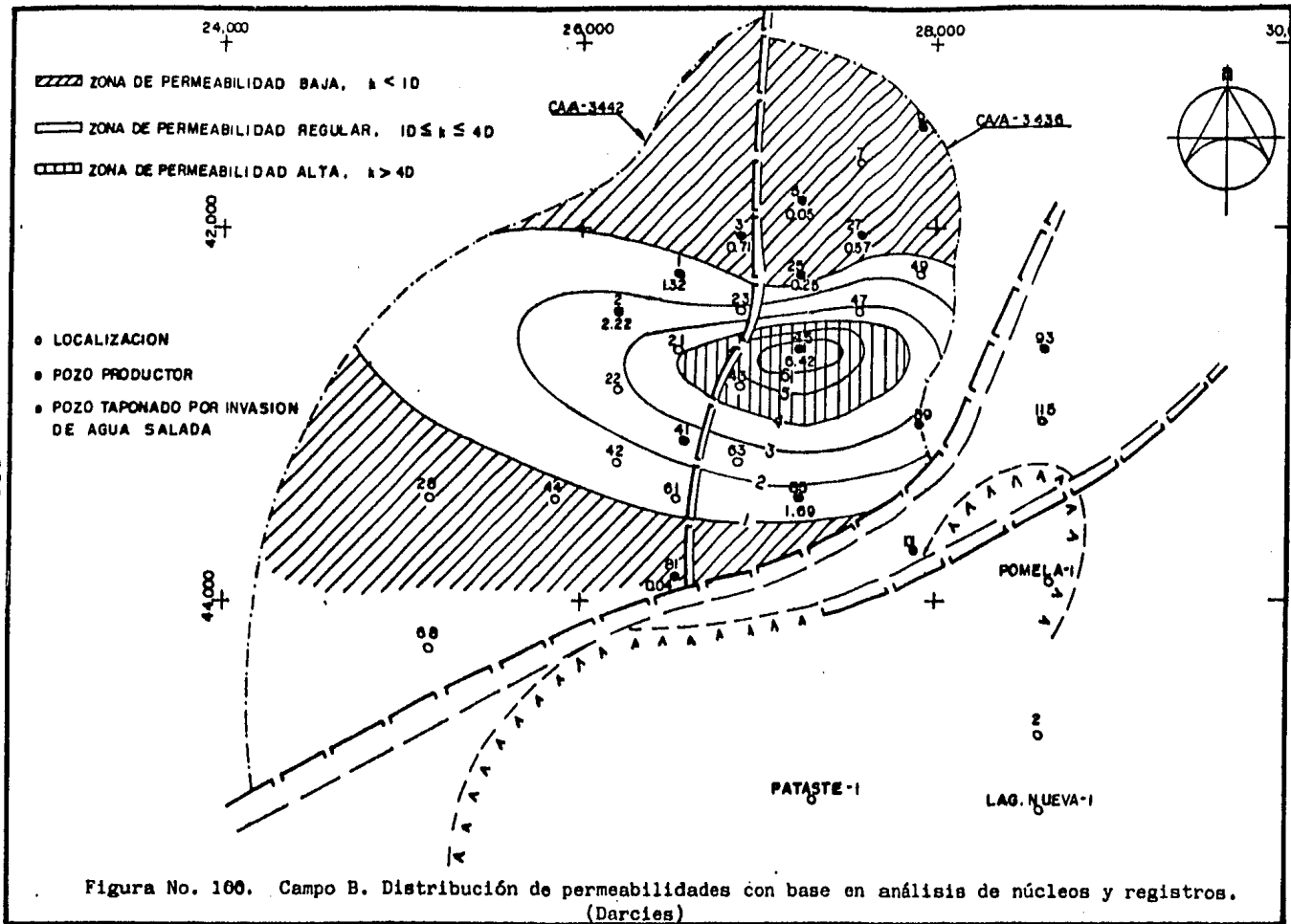


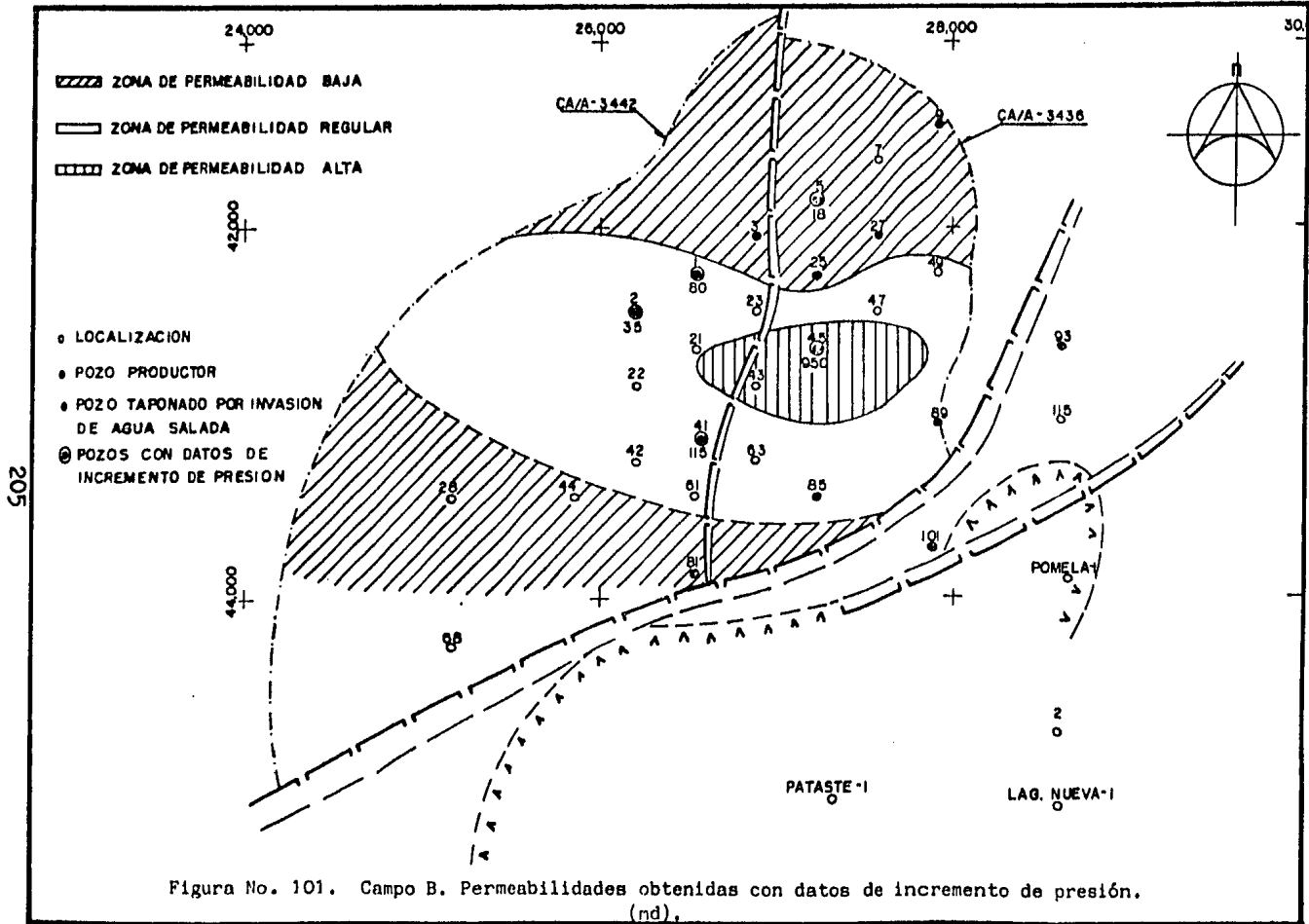
Figura No. 99. Campo B. Gráfica de  $\log \Delta t$  contra  $p_{ws}$  del pozo No. 1



y ésta rodeada por una zona externa de baja permeabilidad,  $k < 1 D$ .

Estas mismas zonas fueron trazadas en el plano de la figura No. 101 donde se muestran los valores promedio, obtenidos por los procedimientos indicados utilizando datos de incremento de presión. En la figura se puede observar que, cualitativamente, las zonas determinadas en la figura No. 100 corresponden a sus similares pero en un rango menor. En la zona marcada con permeabilidad alta se encuentra el pozo No. 45 el cual tiene la máxima permeabilidad promedio,  $\bar{K} = 950 \text{ md}$ , de acuerdo al análisis de la prueba de incremento. En la zona de permeabilidad regular se localizan los pozos cuya permeabilidad varía de 35 a 115 md. El pozo con permeabilidad menor, pozo No. 5 con  $\bar{K} = 18 \text{ md}$ , se encuentra en la zona de permeabilidad baja.

La diferencia en la magnitud de los rangos se piensa que es debido a que los valores presentados en las secciones IV.2 y IV.3 fueron obtenidos en base a los núcleos existentes y los registros geofísicos los cuales únicamente investigan zonas pequeñas alrededor del agujero. Además, los núcleos no se encuentran a sus condiciones de yacimiento. Los valores de  $k$  obtenidos por los procedimientos utilizando datos de comportamiento de presión corresponden a valores de  $k$  en los que se investiga una zona mayor que en el caso anterior.



205

Figura No. 101. Campo B. Permeabilidades obtenidas con datos de incremento de presión. (nd).



#### IV.5.- OBSERVACIONES.

A partir de las ecuaciones obtenidas con base en las relaciones de la porosidad y la permeabilidad con el factor de formación, figuras Nos. 79 y 80, se puede establecer la siguiente relación:

$$k = 4.15 \times 10^{20} \phi^{25.48} \quad (83)$$

con la cual puede también conocerse la permeabilidad en función de la porosidad.

Los valores de porosidad y permeabilidad son menores en el pozo No. 85, debido probablemente a que estos núcleos contienen mayor porcentaje de arcillas y -- por tanto, los tamaños medios de grano son menores. Esta relación se observa en las figuras 84 y 85, por medio de las cuales podría encontrarse aproximadamente la permeabilidad de la roca si se conoce el tamaño medio de los granos.

Aún así, con la información de la Tabla -- VIII, se define poco contenido de arcillas en las muestras; por tanto, se puede tratar a esta formación como -- una arena limpia.

El factor de formación tiene una variación más grande con la porosidad que con la permeabilidad debido a que la porosidad controla el contenido de fluidos.

Las saturaciones de los distintos fluidos

que se obtuvieron, no son representativas del verdadero - contenido de fluidos en la formación debido a que los análisis se realizaron tiempo después del muestreo y sobre - núcleos no preservados y a que los resultados no están -- corregidos a condiciones de yacimiento.

Debido a que la arena que constituye el yacimiento principal del campo B presenta características - de ser una arena limpia y que además se ha contado con -- análisis petrofísicos de algunos pozos del campo, se concluye que las calibraciones de los registros geofísicos y los métodos empleados para la obtención de porosidad, permeabilidad y saturación de agua pueden ser confiables en el cálculo de estos parámetros.

Debido también a que la arena presenta buena distribución en el campo, se espera que los métodos empleados para el cálculo de porosidad, permeabilidad y saturación de agua arrojen resultados confiables al efectuar la interpretación cuantitativa de los registros de los pozos por perforar.

Los planos de las figuras Nos. 89, 92, 94 y 95 fueron configurados tomando como base los resultados de la interpretación cuantitativa de los registros de pozos del campo.

En el plano de isoporosidades, figura No. 89, se observa que la porosidad tiene una tendencia a --- orientarse con un rumbo aproximado E-W y que los valores máximos se localizan en la parte central.

Los valores de porosidad configurados en el plano son los promedios de cada pozo, observándose que

las variaciones de porosidad no son muy contrastadas.

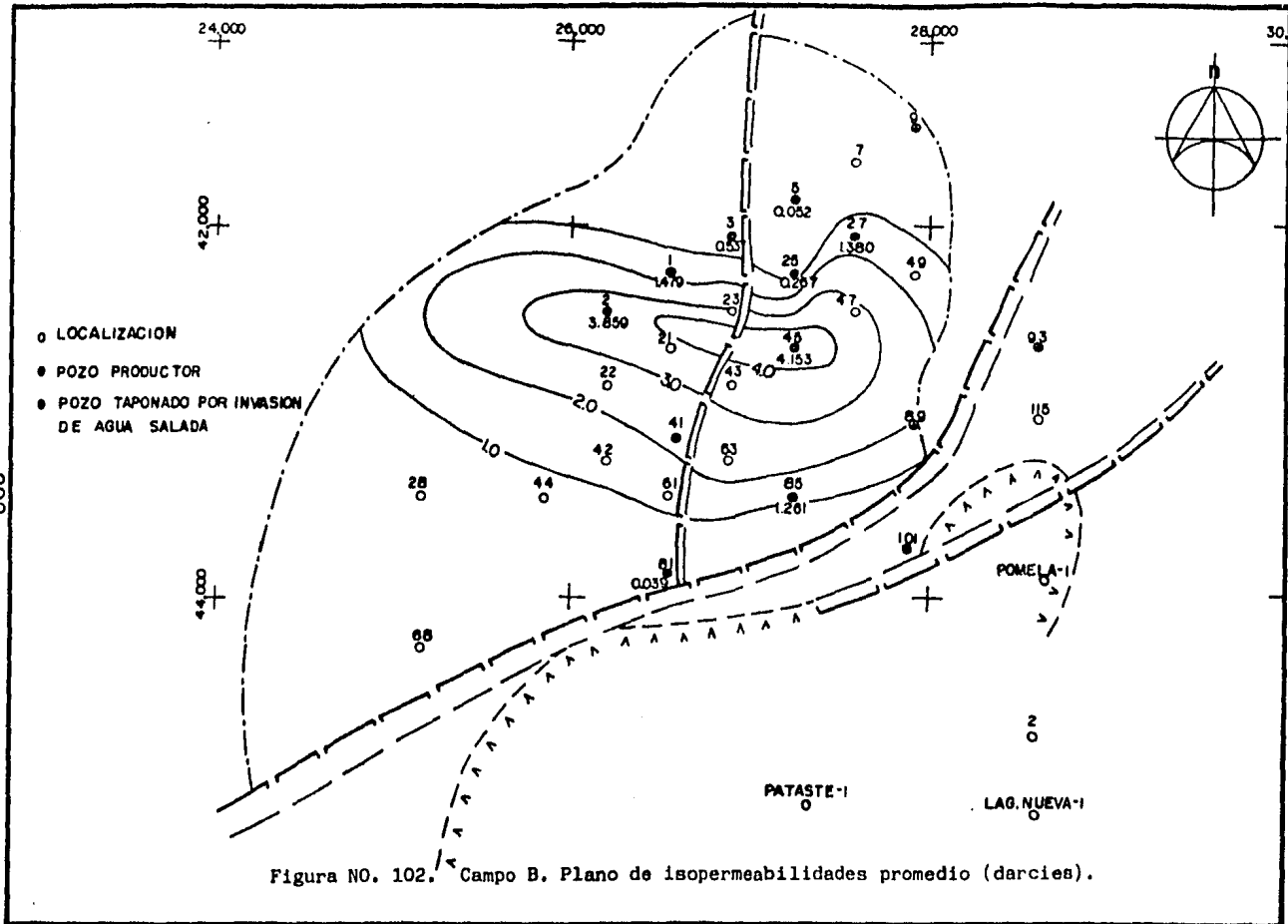
Las permeabilidades configuradas en el plano de la figura No. 102 se calcularon en función de la porosidad, según se indicó con anterioridad. Esta configuración muestra un comportamiento muy similar al de la porosidad, de donde se infiere que dichos parámetros preferencialmente se orientan con un rumbo aproximado E-W.

Distribución y cuantificación de hidrocarburos.- De acuerdo a la información procesada la distribución de saturación de agua promedio se muestra en la figura No. 92. Las zonas de saturación altas se presentan en las cercanías del contacto agua-aceite y las zonas de baja saturación de agua generalmente están restringidas - al centro del campo, en la parte culminante de la estructura.

El plano de isopacas netas, figura No. 94, se preparó considerando exclusivamente aquellas zonas que en los registros de los pozos mostraban saturación de aceite en los intervalos arenosos. Su distribución está perfectamente definida y en el área del pozo No. 81 alcanza su máximo espesor, de acuerdo a la información considerada.

En el plano de índices de hidrocarburos, - figura No. 95, se configuraron todos los índices calculados para cada pozo. Este plano se utilizó para calcular el volumen original de hidrocarburos del yacimiento por el método de isohidrocarburos, el cual resultó ser de  $58.51 \times 10^6 \text{ m}^3$  de hcs. a condiciones de yacimiento.

El volumen original se calculó también con



el método de isopacas dando un volumen diferente en un --  
10 % al mencionado. Para el cálculo por este último mé-  
todo se consideraron los siguientes valores medios.

$$\phi = 17.7 \% \quad \text{y} \quad S_w = 36.57 \%$$

La profundidad del contacto agua-hidrocar-  
buros ( $S_w = 100 \%$ ) del yacimiento, utilizando  $\phi = 17.7 \%$   
y de acuerdo con la gráfica de la figura No. 93 se deter-  
minó a una profundidad promedio de 3435 mbnm. Este dato  
razonablemente coincide con los determinados por la inter-  
pretación geológica (3436 y 3442 mbnm para los dos blo-  
ques considerados).

## C A P I T U L O V

### C O N C L U S I O N E S

- Las propiedades petrofísicas son indispensables para el análisis de cualquier yacimiento, de modo que sin ellas no se llevaría a cabo ninguna operación referente a la extracción de hidrocarburos pues intervienen directa o indirectamente en cualquier relación cualitativa o cuantitativa que se utilice para el desarrollo de un campo petrolero, así que el buen manejo y control de los parámetros petrofísicos son de vital importancia.
- El cuantificar las propiedades petrofísicas lo más -- real posible es indispensable y de gran importancia -- para la explotación racional del yacimiento.
- La porosidad se ve afectada por el tamaño de las partículas de arena, arreglo, angularidad y distribución de ellas, además del material intersticial dentro de la roca, el grado de cementación y tipo de arcillas. En rocas carbonatadas las fracturas y cavidades por -- disolución son los principales aspectos que intervienen en la porosidad.
- Los métodos del volumen bruto para medir la porosidad conducen a la porosidad total; los métodos del volu-- men de granos llevan al valor de la porosidad total -- (machacando la muestra) y la porosidad efectiva (desplazamiento de un gas o líquido); y los métodos del --

volumen de poros dan la porosidad efectiva (extracción o introducción de un fluido).

- Cuando algunos poros están incomunicados, estos no se consideran en la medición del volumen de poros sino - que se toman como sólidos, entonces se tiene que:

$$\frac{V_{\text{poros medido}}}{V_{\text{roca}}} < \frac{V_{\text{poros real}}}{V_{\text{roca}}}$$

$$\therefore \phi_{\text{medida}} < \phi_{\text{real}}$$

y por lo consiguiente:

$$V_{\text{granos medido}} > V_{\text{granos real o efectivo}}$$

- Si un yacimiento no es permeable los hidrocarburos no se pueden extraer y por tanto la permeabilidad indica la existencia de poros intercomunicados entre sí para que haya flujo de fluidos.
- En las permeabilidades efectivas influye grandemente en el movimiento de fluidos el concepto de mojabilidad. Los factores que afectan a la permeabilidad -- son los mismos que afectan a la porosidad.
- La permeabilidad al aire es mayor que la permeabilidad al líquido por: a.- hinchamiento de arcillas --- (con agua), b.- saturación incompleta y c.- efecto de resbalamiento o de Klinkenberg (con gas).
- Los métodos para medir la permeabilidad utilizan gas,

aire o algún líquido que no reaccione con el medio poroso.

- Los conceptos de porosidad y permeabilidad son indispensables para la extracción de hidrocarburos ya que el primero indica que cantidad puede haber de ellos y el segundo su movimiento dentro de la roca para llevarlos a la superficie.
- La resistividad depende de la tortuosidad de los poros y los fluidos que los llenan. Las rocas transmiten corriente eléctrica debido al agua de formación que las satura ya que ésta contiene sales disueltas. Por otro lado la resistividad también depende del factor de cementación y la porosidad.
- Los factores indispensables que se deben medir para obtener la resistividad en el laboratorio son: factor de formación, índice de resistividad, exponente de saturación y tortuosidad.
- Cuando existen dos fluidos o más dentro de una roca porosa y permeable, el concepto de mojabilidad tiene un papel preponderante en el movimiento de ellos.
- La presión capilar se refiere a la diferencia de presiones que hay en una interfase como la existente en los contactos entre fluidos del yacimiento. Esto muestra que la  $p_c$  maneja a más de un fluido, y sus respectivas densidades influirán en su valor y en la forma de la curva. También el tamaño de poro altera esos valores.
- Algunos métodos de laboratorio para medir la presión capilar son muy tardados, otros dañan a las muestras, pero en sí todos reportan buenos resultados.
- Las permeabilidades relativas muestran en que propor-



ción se reduce el flujo de un fluido por la presencia de otros dentro de la roca, por tanto, la  $k_r$  está en función de la saturación de ellos. Las curvas de  $k_r$  se ven afectadas por la distribución de fluidos en el medio poroso, la mojabilidad y el tipo de roca.

- El efecto de Hystéresis tiene gran influencia en los resultados de permeabilidades relativas obtenidas en el laboratorio. Por eso es conveniente indicar el proceso utilizado en el experimento (drene o imbibición).
- El objetivo principal de los registros geofísicos en la industria petrolera es determinar si una formación contiene o no hidrocarburos, así como proporcionar información de las características físicas de las rocas de la formación, con el fin de evaluar el volumen de hidrocarburos y definir su explotación comercial.
- La interpretación cualitativa de los registros está basada mas que todo en la forma y apariencia de las curvas y requiere entonces de un alto conocimiento de las condiciones geológicas existentes.
- En un pozo, la forma en que se perfora tiene gran influencia en los perfiles debido a la resistividad del fluido de perforación, el diámetro del pozo y la invasión del filtrado del lodo en las formaciones.
- El SP determina cualitativamente el decrecimiento de la porosidad y permeabilidad de los yacimientos y cuantitativamente la resistividad del agua de formación,  $R_w$ .
- La línea base de lutitas en el SP es una línea de referencia pero no quiere decir que sea constante. --

Puede cambiar con la variación de la temperatura con la profundidad, con el grado de compactación de las lutitas, etc.

- El punto de inflexión en la curva del SP (límite entre una capa permeable y una impermeable) cuando las resistividades de las dos capas en contacto son diferentes ó cuando una capa es mas delgada, no corresponde al punto medio de la deflexión.
- Debido a efectos del pozo la resistividad medida es una resistividad aparente pero relacionada a la resistividad verdadera.
- La comparación entre la porosidad calculada a partir del registro sónico y la porosidad determinada por análisis de núcleos a concordado la mayoría de las veces.
- La ecuación para calcular la porosidad a partir del registro sónico es:

$$\phi = \frac{\Delta t_{\text{reg}} - \Delta t_{\text{mat}}}{\Delta t_{\text{f}} - \Delta t_{\text{mat}}}$$

- Las pruebas de presión son un factor importante en la explotación del yacimiento puesto que dan información del sistema roca-fluidos e inclusive de los mismos pozos.
- El estudio de un yacimiento se realiza combinando la información de laboratorio, de los registros geofísicos y de pruebas de presión. Después de esto la calidad de los datos es la que reporta los mejores resultados.
- Para el análisis de un yacimiento la calidad de los

datos obtenidos es más importante que la cantidad. - En este punto se debe trabajar ya con valores promedio porque al yacimiento se le considera como una undad homogénea.

El manejo de los datos petrofísicos para el estudio de un yacimiento incluye: valores de porosidad, permeabilidad, resistividad, presión capilar, permeabilidades relativas, saturación de agua, análisis granulométrico, contenido de arcillas, cálculo del volumen original de hidrocarburos, profundidad de los contactos agua-hidrocarburos, gráficas de las propiedades petrofísicas, planos de isoporosidades, isopermeabilidades, isoíndices de hidrocarburos, isopacas, etc.

## C A P I T U L O V I

### N O M E N C L A T U R A

#### Símbolos y Unidades.

- A = Area,  $\text{cm}^2$  ó  $\text{m}^2$ .
- a+b = Deflexión teórica de la curva del SP.
- B = Factor de la ecuación general del SSP (es función de la temperatura),  $^{\circ}\text{C}$ .
- b = Constante  $\left[ b = \frac{m}{k_L} \right]$ .
- C = Coeficiente de almacenamiento,  $\text{bbl}/(\text{lb}/\text{pg}^2)$ .
- $C_1$  = Constante ( $F = C_1 \phi^{-m}$ ).
- $C_2$  = Constante ( $I_R = C_2 S_w^{-n}$ ).
- $C_t$  = Compresibilidad total del sistema roca-fluidos, --  
 $1/\text{atm}$  ó  $1/(\text{lb}/\text{pg}^2)$ .
- D = Constante dieléctrica del líquido de medición.
- dL = Diferencial de longitud, cm.
- dp = Diferencial de presión, atm.
- E = Voltaje, volts.
- $E_g$  = Potencial de electrofiltración, volts.
- $E_{l.s.}$  = Energía libre de superficie,  $\text{ergs}/\text{cm}^2$ .
- e = Espesor, m ó pies.
- F = Factor de formación ( $>1$ ).

- $f$  = Fuerza, gr (cm/seg<sup>2</sup>).  
 $g$  = Aceleración de la gravedad, cm/seg<sup>2</sup>.  
 $h$  = Altura, cm ó m ó pies.  
 $h_i$  = Altura de cada intervalo o pozo considerado, m ó -  
 pies.  
 $I$  = Cantidad de corriente, amperes.  
 $I_R$  = Índice de resistividad.  
 $I_H$  = Índice de hidrocarburos, m<sup>3</sup> hcs./m<sup>2</sup> roca.  
 $k$  = Permeabilidad absoluta, darcies ó md.  
 $k_L$  = Permeabilidad absoluta al líquido, darcies ó md.  
 $k_g, k_o, k_w$  = Permeabilidad efectiva al gas, al aceite y  
 al agua respectivamente, darcies ó md.  
 $k_r$  = Permeabilidad relativa.  
 $\bar{k}_r$  = Permeabilidad relativa promedio.  
 $k_{rg}, k_{ro}, k_{rw}$  = Permeabilidad relativa al gas, al aceite  
 y al agua respectivamente.  
 $k_{ri}$  = Permeabilidad relativa de cada intervalo o pozo --  
 considerado.  
 $L$  = Longitud, cm ó m ó pies.  
 $l$  = Longitud, cm.  
 $M$  = Masa, gr masa ó lb masa.  
 $m$  = Factor de cementación.  
 $m$  = Pendiente.  
 $mbmr$  = Metros bajo mesa rotaria.  
 $mbnm$  = Metros bajo nivel del mar.  
 $n$  = Exponente de saturación.  
 $n$  = Número de intervalos o pozos considerados.

- $p$  = Presión, atm.  
 $p_a$  = Presión atmosférica o presión de aire, atm.  
 $p_c$  = Presión capilar, atm. ó dinas/cm<sup>2</sup>.  
 $p_e$  = Presión de entrada, atm. ó dinas/cm<sup>2</sup>.  
 $p_i$  = Presión inicial, kg/cm<sup>2</sup> ó lb/pg<sup>2</sup>.  
 $p_m$  = Presión media, atm. ó dinas/cm<sup>2</sup>.  
 $p_o$  = Presión de aceite, atm.  
 $p_s$  = Presión de salida, atm. ó dinas/cm<sup>2</sup>.  
 $p_w$  = Presión de agua, atm.  
 $p_{wf}$  = Presión de fondo fluyendo, kg/cm<sup>2</sup> ó lb/pg<sup>2</sup>.  
 $q$  = Gasto, cm<sup>3</sup>/seg ó bbl/día.  
 $q_e$  = Gasto a presión de entrada, cm<sup>3</sup>/seg.  
 $q_g, q_o, q_w$  = Gasto de gas, de aceite y de agua respectivamente, cm<sup>3</sup>/seg.  
 $q_m$  = Gasto medio, cm<sup>3</sup>/seg.  
 $q_s$  = Gasto a presión de salida, cm<sup>3</sup>/seg.  
 $R$  = Resistividad, ohm-m.  
 $R_i$  = Resistividad de la zona invadida, ohm-m.  
 $R_m$  = Resistividad del lodo de perforación, ohm-m.  
 $R_{mf}$  = Resistividad del filtrado de lodo, ohm-m.  
 $R_o$  = Resistividad de la roca saturada 100 % con agua de formación, ohm-m.  
 $R_{sh}$  = Resistividad de las lutitas, ohm-m.  
 $R_t$  = Resistividad verdadera de la formación (a saturación parcial), ohm-m.  
 $R_w$  = Resistividad del agua de formación, ohm-m.

- $R_{xo}$  = Resistividad de la zona lavada, ohm-m.  
 $r$  = Resistencia, ohm.  
 $r$  = Radio, cm ó pg.  
 $r_m$  = Radio medio, cm ó pg.  
 $r_w$  = Radio del pozo, cm ó pg.  
 $S$  = Factor de daño.  
 $S_g, S_o, S_w$  = Saturación de gas, de aceite y de agua respectivamente, % ó fracción.  
 $S_1$  = Saturación en cada intervalo o pozo considerado, - % ó fracción.  
 $S_m$  = Saturación de la fase mojante, % ó fracción.  
 $S_{nm}$  = Saturación de la fase no-mojante, % ó fracción.  
 $S_{oc}$  = Saturación crítica de aceite, % ó fracción.  
 $S_{or}$  = Saturación residual de aceite, % ó fracción.  
 $S_{wc}$  = Saturación crítica de agua, % ó fracción.  
 $S_{wi}$  = Saturación intersticial o congénita de agua, % ó fracción.  
 $T$  = Temperatura, °C.  
 $T_a$  = Temperatura atmosférica, °C.  
 $T_f$  = Temperatura de la formación, °C.  
 $t$  = Tiempo, seg ó min. u horas.  
 $V_b$  = Volumen bruto o total, cm<sup>3</sup> ó pies<sup>3</sup>.  
 $V_g$  = Volumen de granos, cm<sup>3</sup> ó pies<sup>3</sup>.  
 $V_p$  = Volumen de poros, cm<sup>3</sup> ó pies<sup>3</sup>.  
 $V_s$  = Volumen de sólidos, cm<sup>3</sup> ó pies<sup>3</sup>.  
 $v$  = Velocidad, cm/seg.

- $\bar{X}$  = Propiedad petrofísica promedio para cada pozo o yacimiento, sus unidades dependen de la propiedad -- tratada.
- $X_1$  = Propiedad petrofísica para cada intervalo o pozo -- considerado, sus unidades dependen de la propiedad tratada.

#### Letras Griegas.

- $\phi$  = Porosidad, % ó fracción.
- $\phi_a$  = Porosidad absoluta, % ó fracción.
- $\phi_e$  = Porosidad efectiva, % ó fracción.
- $\phi_n$  = Porosidad de núcleo, % ó fracción.
- $\mu$  = Viscosidad, poises ó cp.
- $\mu_g, \mu_o, \mu_w$  = Viscosidad del gas, del aceite y del agua -- respectivamente, poises ó cp.
- $\theta$  = Angulo de contacto.
- $\rho$  = Densidad, gr/cm<sup>3</sup>.
- $\Delta\rho$  = Gradiente de densidad, gr/cm<sup>3</sup>.
- $\rho_g, \rho_o, \rho_w$  = Densidad del gas, del aceite y del agua respectivamente, gr/cm<sup>3</sup>.
- $\sigma$  = Tensión interfacial, dinas/cm.
- $\tau$  = Tortuosidad.
- $\Delta$  = Gradiente ó incremento.



$\Delta h$  = Gradiente de altura, cm.

$\Delta L$  = Gradiente de longitud, cm ó m ó pies.

$\Delta p$  = Gradiente de presión, dinas/cm<sup>2</sup>.

$\Delta t$  = Tiempo de transito, seg. ó min.

$\pi$  = Constante = 3.1416

$\zeta$  = Potencial zeta de la substancia de la muestra con respecto al líquido en movimiento.

R E F E R E N C I A S .

- 1.- Amyx J. W., Bass D. M. and Whitting R. L.- "Petroleum Reservoir Engineering - Physical Properties".  
Mc Graw Hill Book Co. (1960).
- 2.- Pirson J. S.- "Oil Reservoir Engineering". Mc -  
Graw Hill Book Co. (1958).
- 3.- Cole W. F.- "Reservoir Engineering Manual". Gulf  
Publishing Co. (1969).
- 4.- Calhoun C. J. Jr.- "Fundamentals of Reservoir En-  
gineering". University of Oklahoma Press Norman.  
(1960).
- 5.- Clark N. J.- "Elements of Petroleum Reservoirs".  
Series Henry L. Doherty (AIME). (1969).
- 6.- Giles V. R.- "Mecánica de los Fluidos e Hidráulica".  
Mc Graw Hill Book Co. (1969).

- 7.- Escobar R. F. y Escobar R. J.- "Principios de Mecánica de Yacimientos". Trabajo Escrito. Facultad de Ingeniería, UNAM.
- 8.- Aragón A. A.- "Métodos para Determinar la Permeabilidad Media de un Yacimiento Petrolero". Tesis Profesional. Facultad de Ingeniería, UNAM. (1978)
- 9.- Krumbein W. C. y Sloss L. L.- "Estratigrafía y Sedimentación". UTEHA, México. (1969).
- 10.- Landes K. K.- "Geología del Petróleo". Ediciones Omega, México. (1977).
- 11.- Havlena D.- "Interpretation, Averaging and Use of the Basic Geological-Engineering Data". Journal - of Canadian Petroleum Technology. Montreal, Canadá (Oct. - Dec., 1966).
- 12.- Cobos B. M.- "Registros Geofísicos de Explotación". Notas de Clase. Facultad de Ingeniería, -- UNAM. (1980).

- 13.- Valderrábano A., Rayón C. R. y Rodríguez N. R.- -  
"Evaluación de la Producción". (Apuntes). Facul--  
tad de Ingeniería, UNAM. (1982).
- 14.- Keelan K. D.- "Core Analysis for Aid in Reservoir  
Description". Distinguished Author Series. Journ  
al of Petroleum Technology, (November 1982).
- 15.- León V. R., Sánchez Z. J., Díaz D. M. E., López O.  
R., Roldán C. J. L., Abreu M. T., García R. J. y Pé  
rez L. D.- "Estudio del Campo Bacal - Evaluación  
de la Formación (Primer Reporte)". División de --  
Evaluación de Formaciones, Subdirección de Tecnolo  
gía de Explotación, Instituto Mexicano del Petróleo  
(1978).
- 16.- León V. R., Sánchez Z. J. y Díaz D. M. E.- "Repor  
te de Análisis Petrográficos, Petrofísicos y Minera  
lógicos. Pozos Bacal Nos. 25 y 85". División de -  
Evaluación de Formaciones, Subdirección de Tecnolo  
gía de Explotación, Instituto Mexicano del Petróleo  
(1978).

- 17.- García R. J. y Abreu M. T., "Estudio del Campo Bacal - Evaluación de la Formación (Segundo Reporte)" División de Evaluación de Formaciones, Subdirección de Tecnología de Explotación, Instituto Mexicano -- del Petróleo. (1978).
- 18.- "Análisis Petrofísico del Pozo Bacal No. 2". Departamento de Ingeniería de Yacimientos, Sección Laboratorio, Petróleos Mexicanos, Villahermosa Tabasco. (Diciembre de 1977).
- 19.- León V. R. y Cobos B. M.- "Determinación del Medio Ambiente de Sedimentación de una Arena del Area Rodador, Zona Sur, a partir de Análisis Granulométricos". Revista del Instituto Mexicano del Petróleo, Vol. VIII, No. 4. (Octubre de 1976).
- 20.- Visher G. S.- "Grain Size Distributions and Depositional Processes". Journal of Sedimentary Petrology, Vol. 39, No. 3, pp. 1074-1106. (September - 1969).
- 21.- Sanyal S. K.- "Formation Evaluation from Conventional Well Logs in the Gulf Coast Area". Paper - No. 4641, Society of Petroleum Engineers of AIME.