

24/137



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

**“DETERMINACION DE PROPIEDADES PETROFISICAS
EN EL LABORATORIO Y SU APLICACION EN EL
ESTUDIO DE YACIMIENTOS”**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A :

ANDRES SOLIS FRANCO



MEXICO, D. F.

1987.



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.

I N D I C E

	pág.
RESUMEN	1
I.-INTRODUCCION	2
II.- SELECCION Y PREPARACION DE LAS NUESTRAS DE ROCA PARA SU ANALISIS	
Selección de la muestra	4
Corte e identificación	4
Limpieza de la muestra y descripción del equipo	5
Operación del equipo	5
Selección del solvente	6
Secado de la muestra	6
Cuidado del equipo	8
III.- DESCRIPCION DE EQUIPOS Y PROCEDIMIENTOS PARA EFECTUAR EN EL LABORATORIO PRUEBAS DE :	
PERMEABILIDAD, POROSIDAD, RESISTIVIDAD, PRESION CAPILAR, DESPLAZAMIENTO Y CONTENIDO DE FLUIDOS.	
P E R M E A B I L I D A D:	
Definición	9
Determinación en el laboratorio	10
Descripción del equipo	11
Operación del equipo	11
Secuencia de cálculo	14
Ejemplo	15
Cuidado del equipo	16

P O R O S I D A D :	pág.
Definición	22
Determinación en el laboratorio	22
Descripción del equipo	23
Operación del equipo.....	23
Secuencia de cálculo	26
Ejemplo	27
Cuidado del equipo	28
 R E S I S T I V I D A D :	
Definición	29
Determinación en el laboratorio	29
Saturación de la muestra	29
Descripción del equipo	31
Operación del equipo	31
Secuencia de cálculo	33
Ejemplo	34
Cuidado del equipo	36
 P R E S I O N C A P I L A R :	
Definición	37
Determinación en el laboratorio	37
Descripción del equipo	37
Operación del equipo	37
Secuencia de cálculo	40
Ejemplo	41
Cuidado del equipo	42

D E S P L A Z A M I E N T O : pág.

Definición	43
Realización de las pruebas en el laboratorio	43
Descripción del equipo	43
Operación del equipo	44
Secuencia de cálculo	47
Ejemplo	50
Cuidado del equipo	54

C O N T E N I D O D E F L U Í D O S :

Definición	55
Determinación en el laboratorio	55
Descripción del equipo	55
Operación del equipo	55
Determinación del volumen de gas	58
Secuencia de cálculo	60
Ejemplo	62
Cuidado del equipo	65

IV.- APLICACION DE LAS PROPIEDADES PETROFISICAS EN EL ESTUDIO DE LOS YACIENTOS	66
---	-----------

V.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	104
---	------------

VI.- REFERENCIAS.	
--------------------------	--

RESUMEN.

Este trabajo tiene por objeto presentar aspectos importantes sobre el análisis de núcleos y su aplicación en el estudio de los yacimientos.

Se describen a detalle los equipos y operaciones requeridos para las pruebas más comunes realizadas en el análisis de núcleos en el Laboratorio de Ingeniería de Yacimientos de Poza Rica, Veracruz.

Se presenta un esquema de cada uno de los equipos utilizados en las diferentes determinaciones petrofísicas así como la secuencia que se debe seguir en la operación de éstos.

También se presentan los resultados de los análisis petrofísicos efectuados a núcleos del Pozo Poza Rica 391 de este Distrito y la secuencia que se siguió para obtenerlos.

Las determinaciones petrofísicas consideradas son:

Permeabilidad
Porosidad
Resistividad
Presión Capilar
Pruebas de Desplazamiento y
Contenido de Fluidos.

Los resultados de estas determinaciones se presentan en forma tabulada y algunos de ellas en forma gráfica.

Se presentan también algunas conclusiones y recomendaciones.

C A P I T U L O I

INTRODUCCION.

En la industria petrolera, la determinación de las propiedades petrofísicas en muestras de roca es sumamente importante, ya que sirve para resolver varios problemas de ingeniería de yacimientos.

El conocimiento de las propiedades petrofísicas primera mente ayuda en la determinación del volumen de hidrocarburos existentes en una estructura almacenadora. Más tarde, durante la vida de un yacimiento, el conocimiento de estas propiedades servirá - para seleccionar un posible proyecto de recuperación secundaria.- También, los resultados del análisis de núcleos son utilizados en la evaluación y calibración de los registros eléctricos.

Para que la evaluación de un yacimiento sea correcta - es necesario que los datos obtenidos sean confiables, ya que de éstos depende la caracterización de las rocas de un yacimiento.

El ingeniero de yacimientos debe contar con datos confiables para conocer, en un yacimiento, la porosidad promedio de la roca y la saturation promedio de agua, aceite y gas, entre otras propiedades.

Uno de los aspectos más importantes que se requiere conocer de un yacimiento es el volumen de hidrocarburos que contiene - y, además, definir cuál es el mecanismo de producción más eficiente para recuperar el volumen máximo posible. La predicción del volumen recuperable depende de las características de flujo de los fluidos en el yacimiento, tales como la permeabilidad y las permeabilidades relativas al aceite y al agua, en función de la saturation de agua.

La medición directa, sobre núcleos recuperados durante la perforación de un pozo, es el método que proporciona los datos más

representativos de las propiedades físicas de las rocas. El conocimiento de estas propiedades es requerido para la explotación adecuada de un yacimiento.

C A P I T U L O I I

SELECCION Y PREPARACION DE LAS MUESTRAS DE ROCA PARA SU ANALISIS

SELECCION DE LA MUESTRA.

En el laboratorio no se tiene teóricamente una limitación en la selección de las muestras que se van a analizar, sino que de cada núcleo que llega se sacan tapones cada cincuenta centímetros - tanto verticales como horizontales, Estos tapones son, por requerimientos, de forma cilíndrica y el rango de medida puede ser de 2.54, 2.85 y 3.81 Cm. de diámetro con una relación mínima longitud-diámetro de uno.

CORTE E IDENTIFICACION.

Las muestras de núcleos se pueden cortar con herramientas para fracturación, barrenas muestreadoras, sierras para metal, discos de abrasión, etc, dependiendo de la medida y la naturaleza física de la muestra original y de la forma de la muestra que se requiera.

Las muestras cilíndricas que se extraen de los núcleos - con barrena muestreadora deberán ser de unas dimensiones tales que permitan realizar las determinaciones petrofísicas posteriores. Para darles las dimensiones adecuadas se usan sierras para metal. Mediante los discos abrasivos se rebajan y alisan las caras hasta que tengan una pulgada de longitud aproximadamente.

Las muestras después de cortadas se frotran con una gamusa, con un paño o con un cepillo de alambre para quitarles las partículas de los cortes que se les hayan adherido. En el momento en que se está haciendo el corte de las muestras, con la barrena muestreadora o con el disco abrasivo, éstas tienden a calentarse.

Debe procurarse que la muestra se caliente lo menos posible para evitar la deshidratación y la fusión de ciertos minerales, para ésto, durante el corte se emplea un fluido refrigerante, el cual también sirve como medio para remover los cortes; el fluido que se emplea en este laboratorio es agua.

Los núcleos que llegan al laboratorio, llegan en recipientes marcados, los cuales estarán en orden y con la posición adecuada.

LIMPIEZA DE LAS MUESTRAS Y DESCRIPCION DEL EQUIPO.

Las muestras a las que se quiere analizar, por lo general contienen agua, aceite o gas, o pueden tener los tres elementos — simultáneamente, por lo que hay que limpiar las muestras de tales elementos.

La limpieza de las muestras se efectúa en el laboratorio haciendo pasar un solvente adecuado a través de éstas.

El aparato que se emplea en el laboratorio para realizar la limpieza es el extractor centrífugo, el cual se muestra en la Figura No 1. y cuyas partes principales son :

- 1.- Una centrífuga.
- 2.- Una canastilla receptora de muestras.
- 3.- Una unidad de calentamiento de solvente.
- 4.- Un transformador.
- 5.- Un condensador.

OPERACION DEL EQUIPO.

Se toman las muestras y se colocan simétricamente alrededor de la circunferencia de la canastilla; una vez hecho ésto, se pone a funcionar la centrífuga, así como la unidad de calentamiento del solvente, la velocidad de la centrífuga debe ser pequeña y ésto

se logra controlar mediante el transformador; la máxima velocidad de operación de la centrifuga es de 5500 rpm.

El solvente caliente sube por el recipiente, llega al condensador y cae por gravedad al tubo sifón. Una vez que sobrepasa la capacidad del tubo sifón, el solvente fluye a través de un tubo al interior de la canastilla y por lo tanto a través de las muestras. Por la fuerza centrífuga el solvente es forzado a barrer las muestras, saliendo con aceite disuelto por la cara opuesta a la que entró a la muestra. Después de ésto el solvente regresa al recipiente. Existe en la centrifuga una ventanilla que permite la observación del proceso de extracción.

La limpieza de la muestra se puede conocer cuando el solvente que fluye a través del sifón del aparato extractor sale de un color claro, es decir, del mismo color que tiene antes de entrar a la muestra.

SELECCION DEL SOLVENTE.

Los solventes empleados en la limpieza de muestras deben tener ciertas características esenciales para usarse en esta operación. La condición principal para elegir dicho solvente es que no ataque o destruya la estructura de la roca. Las otras propiedades deseables son: un valor apropiado de la tensión superficial e interfacial el que es indicativo de la mojabilidad, de baja presión de vapor, poco costo y que no sea inflamable. El solvente que se emplea en este laboratorio (Laboratorio del Departamento de Ing. de Yacimiento de Poza Rica Ver.) es el tolueno, ya que es el que mejor cumple con las condiciones anteriores.

SECADO DE LA MUESTRA.

Las muestras después de limpiarse, se les tiene que secar, lo cual se hace calentándola a una temperatura suficientemente elevada para extraerles el solvente y otros fluidos de una manera efi-

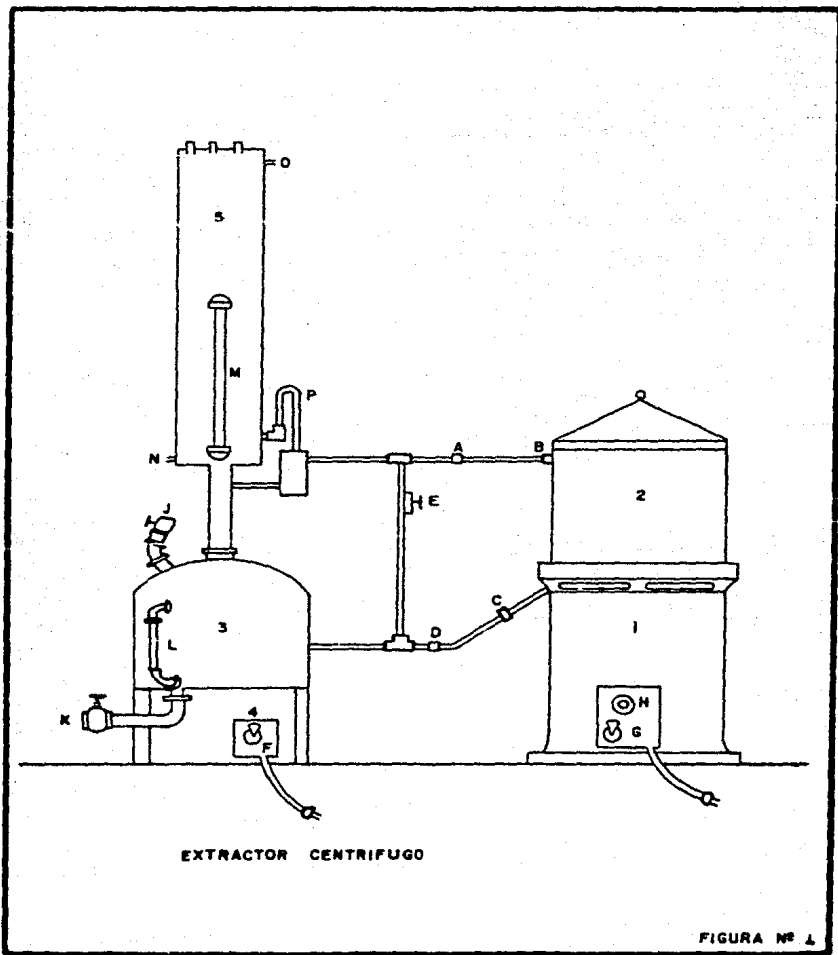
ciente, pero no tan alta que se pueda presentar evaporación de agua de cristalización o deshidratación de minerales que contenga la muestra. La temperatura máxima que se puede tener en esta operación puede variar de 99°C a 102 °C, para que la estructura de la muestra no se altere y no afecte las propiedades de la misma.

Las muestras antes de usarse deben guardarse en un desecador para que se conserven completamente secas.

CUIDADO DEL EQUIPO.

Para la mejor conservación del equipo y obtener los mejores resultados, se recomienda considerar lo siguiente :

- 1.- Verificar periódicamente que el plato del portamuestras se encuentre bien balanceado.
- 2.- Limpiar periódicamente el condensador y las líneas de conducción de fluido.
- 3.- No exceder la velocidad máxima de operación de la centrifuga.
- 4.- No rebasar el límite de peso que soporta la canastilla.



EXTRACTOR CENTRIFUGO

FIGURA Nº 4

C A P I T U L O I I I

DESCRIPCION DE EQUIPOS Y PROCEDIMIENTOS PARA EFECTUAR EN EL LABORATORIO PRUBAS DE :

Permeabilidad y Porosidad.

Resistividad.

Presión Capilar.

Desplazamiento.

Contenido de Fluidos.

P E R M E A B I L I D A D.

DEFINICION.

La permeabilidad es una medida de la facilidad con la cual un fluido puede moverse a través del espacio poroso intercomunicado de la roca. Se puede decir que la permeabilidad es la medida de la continuidad de los espacios porosos intercomunicados.

La permeabilidad se puede clasificar en tres tipos :

1.- Permeabilidad absoluta :

Es la facilidad con la cual un fluido puede moverse a través del espacio poroso intercomunicado de la roca, cuando el medio poroso se encuentra cien por ciento saturado de ese fluido. Este fluido debe ser mojante y no reaccionar con la roca. El valor numérico de esta permeabilidad es constante e independiente del fluido que satura al medio poroso.

2.- Permeabilidad efectiva :

Debido a que el medio poroso puede estar saturado por más de un fluido, se ha definido la permeabilidad efectiva, como la capacidad de un material poroso para conducir un fluido dado cuando se encuentra en presencia de otros fluidos.

3.- Permeabilidad relativa :

La permeabilidad relativa representa la facilidad con la que un fluido fluye a través del espacio poroso intercomunicado de

la roca en presencia de otros fluidos, comparado con la permeabilidad absoluta.

DETERMINACION EN EL LABORATORIO.

La determinación de la permeabilidad en el laboratorio se realiza por medio de un equipo llamado "Permeómetro de Gas".

En el laboratorio se han establecido las mediciones de la permeabilidad utilizando nitrógeno como fluido de medición.

El cálculo de la permeabilidad al gas es por medio de la ecuación de Darcy en la forma siguiente.

$$K_g = \frac{\bar{q} M L A}{P_e - P_s}$$

donde ;

K_g = Permeabilidad al gas (Darcy).

\bar{q} = Gasto de gas referido a la presión media de flujo (cm^3/seg).

L = Longitud de la muestra (cm).

A = Área transversal de la muestra (cm^2).

M = Viscosidad del gas a la temperatura y presión media de flujo (cp).

P_e = Presión de entrada a la muestra (atm.).

P_s = Presión de salida de la muestra (atm.).

Como se puede apreciar, se requiere de varios factores para la determinación de la permeabilidad y, de estos factores, los que se determinan con el permeómetro son: \bar{q} , a la presión media de flujo en el orificio, P_e y P_s con lo cual es posible calcular \bar{q} , la viscosidad del gas se puede obtener de tablas o correlaciones disponibles y la longitud y el área se obtienen directamente de la muestra.

DESCRIPCION DEL EQUIPO.

En la Figura No 2 se presenta un diagrama esquemático del equipo con sus principales componentes, cuya descripción es como sigue :

- 1.- Portamuestras.
- 2.- Regulador de presión.
- 3.- Manómetro de tipo Burdón.
- 4.- Manómetro de mercurio.
- 5.- Manómetro de agua.
- 6.- Válvula de aislamiento.
- 7.- Tres orificios.

Además se tiene un cilindro con nitrógeno y una bomba de vacío.

OPERACION DEL EQUIPO.

El principio de operación consiste en desplazar gas a través de la muestra en condiciones estables.

La medición de la permeabilidad al gas en el laboratorio incluye los siguientes pasos :

- 1.- Verificar que el regulador de presión y todas las válvulas estén cerradas.
- 2.- Conectar la bomba de vacío a la salida "vacío".
- 3.- Abrir la válvula V2, arrancar la bomba de vacío y colocar la muestra limpia y seca en el portamuestras.
- 4.- Parar la bomba de vacío, cerrar la válvula V2, cerrar el portamuestra y retirar la bomba de vacío.
- 5.- Conectar el cilindro de nitrógeno a la entrada.
- 6.- Abrir lentamente la válvula del cilindro de nitrógeno Vc, represionar las líneas que comunican a las válvulas V1 y V3 y cerrar la válvula Vc.
- 7.- Abrir lentamente la válvula V1, permitiendo que se represione la manga hasta llegar a 15 Kg/cm^2 , vigilando la presión en el manómetro H1.

- 8.- Cerrar la válvula V1, de tal manera que se mantenga la manga re-
presionada.
- 9.- Conectar la manguera flexible al orificio # 3.
- 10.- Abrir lentamente la válvula Vc,
- 11.- Abrir lentamente la válvula V3, vigilando la presión en el ma-
nómetro de Mercurio.
- 12.- Abrir lentamente el regulador hasta estabilizar un valor de -
presión de salida, indicada en el manómetro de agua, adecuada
para evaluar las condiciones de flujo, al menor gasto posible
y utilizando el orificio de menor valor de constante. Orifi-
cio # 3.
- 13.- Registrar las lecturas de presión de entrada (P_e) en el manó-
metro de Mercurio, de presión de salida en el manómetro de -
agua (P_s) y la temperatura media de flujo.
- 14.- Con la ayuda del regulador y la válvula V3, estabilizar condi-
ciones de flujo para una presión de entrada de aproximadomen-
te 6 μg de H_g , mayor a la anterior estabilizada.
- 15.- Repetir los pasos 13 y 14 con el siguiente criterio:
 - a).- Cuando la presión de entrada a la muestra sea mayor al ran-
go de medición en el manómetro de Mercurio cerrar la válvula
la V4 y leer la presión en el manómetro M2, en cuyo caso -
los incrementos de presión de entrada a la muestra se fija-
rán en 0.5 Kg/cm^2 .
 - b).- Cuando la presión de salida (manómetro de agua) sea alta,-
con respecto a la calibración del orificio # 3, cambiar la
manguera flexible al orificio # 2.
En forma similar, cuando la presión de salida sea alta -
con respecto a la calibración del orificio # 2, cambiar la
manguera flexible al orificio # 1.
 - c).- La determinación de la permeabilidad absoluta de la mues-
tra requiere de seis mediciones de permeabilidad al gas
como mínimo, realizadas a presión media de flujo distintas.

- 16.-Una vez efectuado el número de mediciones que se requiere, cerrar la válvula V3 y dejar que se deprime el sistema de flujo, vigilando la presión en el manómetro N2.
- 17.-Cerrar el regulador y la válvula Vc.
- 18.-Abrir lentamente la válvula V4 hasta deprimir el manómetro de Mercurio.
- 19.-Abrir lentamente la válvula V2 hasta deprimir la manga, vigilando de la presión en el manómetro N1.
- 20.-Conectar la bomba de vacío a la salida "vacío" y arrancarla.
- 21.-Retirar la muestra y parar la bomba de vacío.
- 22.-Depresionar la línea de alimentación de nitrógeno, abriendo lentamente la válvula V1.

SECUENCIA DE CALCULO.

Con el valor de presión de entrada (P_e en "Hg o psig) y la presión de salida (P_s en "H₂O), se entra a un nomograma que se tiene ya elaborado en el laboratorio o a unas tablas de valores obtenidos de dicho nomograma para facilitar la obtención de los valores deseados. El valor que se obtiene de las nomogramas o de las tablas es el de K_L/C_2 el cual se encuentra en la siguiente ecuación:

$$P_e = \left(\frac{501.5 ((P_s + 1)^2 - 1)}{K_L/C_2} + ((P_s + 1) + b)^2 \right)^{1/2} - (b + 1)$$

Esta ecuación es la expresión matemática de los nomogramas mencionados anteriormente.

Si la presión de entrada está en "Hg y la presión de salida en "H₂O el valor de K_L/C_2 se obtiene con el nomograma # 1 y si la presión de entrada se tiene en Psig y la presión de salida en "H₂O, K_L/C_2 se obtiene con el nomograma # 2.

En la relación K_L/C_2 , K_L es la permeabilidad del medio poroso a un líquido no reactivo, estando dicho medio completamente saturado con dicho líquido y C_2 es una constante que relaciona la constante geométrica y la constante del orificio empleado.

Los nomogramas mencionados arriba fueron hechos para muestras de una pulgada de diámetro por una pulgada de longitud, por lo tanto si se tienen muestras con dimensiones diferentes se les tiene que determinar su constante por dimensiones.

El valor de K_L (que es el que se reporta en el laboratorio) se obtiene multiplicando el valor de K_L/C_2 por la constante por dimensiones y por la constante del orificio empleado.

EJEMPLO :

DATOS

Muestra : 2-5-H

Longitud = 2.67 cm

Diámetro = 2.56 cm

OPERACIONES

Constante por dimensiones = $(L/A)(L'/A')$ 1

Los valores de L' y A' son las dimensiones de la muestra considerando que ésta es ideal, o sea de 1 pg de long. y 1 pg de diámetro.

Sustituyendo valores en la ecuación (1) se tiene:

$$CD = (L/A)(L'/A') = \frac{2.67}{0.785 (2.56)^2} \times \frac{2.54}{0.785(2.54)^2}$$

$$CD = 1.03332 \text{ (adimensional)}$$

Para el orificio # 2. C = 1.7316

Pe = 60 psig

Po = 6.2 "H₂O

Con los valores de Pe y Po se entra al nomograma # 2 y se

obtiene :

$$\underline{K_L / C_2 = 0.51}$$

$$\text{Finalmente : } K_L = 0.51 \times 1.7316 \times 1.03332$$

$$\underline{K_L = 0.913 \text{ mD.}}$$

Considerando el orificio # 3 C = 0.2754

Pe = 32 "Hg

Po = 4.4 "H₂O

Con estos valores se entra al nomograma # 1 y se tiene :

$$\underline{K_L / C_2 = 2.6}$$

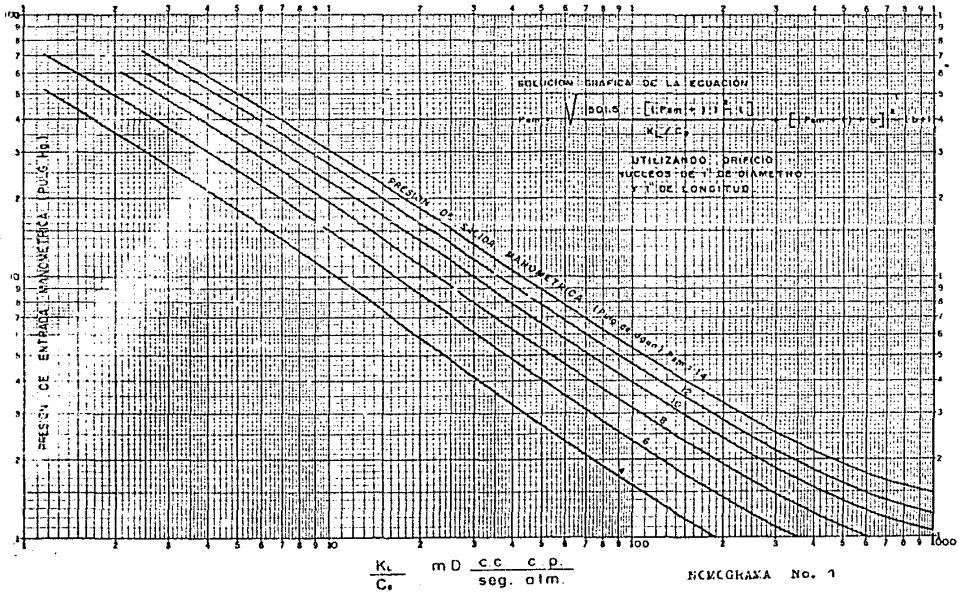
$$K_L = 2.6 \times 0.2754 \times 1.03332$$

$$\underline{K_L = 0.740 \text{ mD}}$$

CUIDADO DEL EQUIPO.

Para el funcionamiento adecuado del equipo se debe considerar lo siguiente :

- 1.-Operar las válvulas exclusivamente con la presión de los dedos.
- 2.-Verificar periódicamente la limpieza y calibración de los orificios de medición.
- 3.-Verificar que en ningún momento se represionen los manómetros -- más allá de su presión de operación.
- 4.-Verificar periódicamente la limpieza de los manómetros en U para facilitar las lecturas de presión.
- 5.-Verificar periódicamente la calibración de los manómetros de tu bo Burdón.



VALORES DE K_1/C_2

PRESION DE
SALIDA

PRESION DE ENTRADA EN PULGADAS DE Hg

en Pg H ₂ O	2	4	6	8	10	12
4.0	74	31	19.2	13.9	10.6	8.5
4.5	85	35	21.5	15.5	11.8	9.5
5.0	96	39	24.5	17.5	13.2	10.7
5.5	110	45	27.5	19.5	15.0	12.0
6.0	125	50	30.5	21.5	16.8	13.2
6.5	140	56	34.0	24.0	18.1	14.5
7.0	155	60	36.5	25.5	19.6	15.7
7.5	170	67	39.5	27.5	31.2	17.0
8.0	190	73	42.5	29.5	22.2	18.1
8.5	210	78	46.0	32.0	24.5	21.0
9.0	225	84	50.0	34.5	26.2	21.0
9.5	245	92	53.0	37.0	28.2	22.5
10.0	265	99	57.0	39.0	30.0	24.0
10.5	285	105	62.0	42.0	32.0	25.2
11.0	300	110	64.0	44.0	33.5	26.5
11.5	320	115	68.0	47.0	35.0	28.0
12.0	340	122	71.0	49.0	36.2	29.0
12.5	370	128	74.0	51.0	38.5	30.0
13.0	400	135	79.0	54.0	40.0	32.0
13.5	430	142	82.0	56.0	42.0	33.5
14.0	460	150	85.0	58.0	43.0	34.5

VALORES DE K_1/C_2

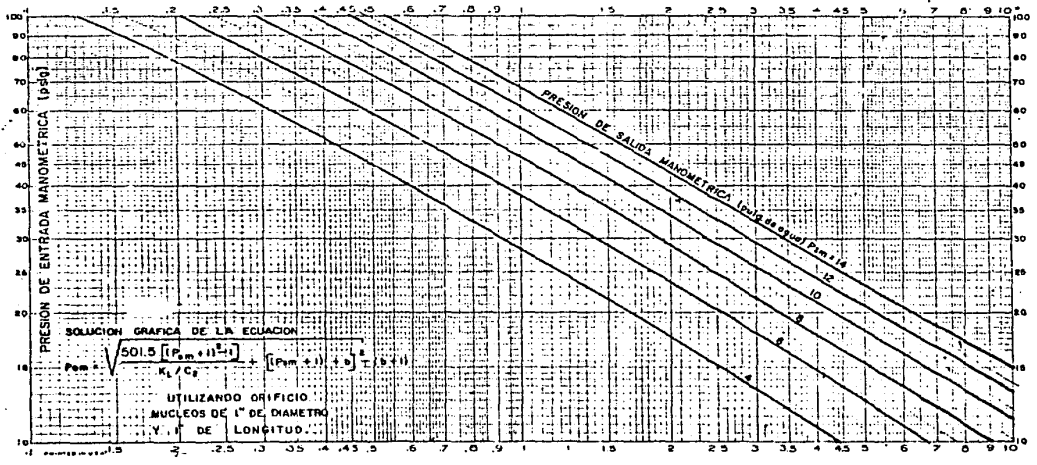
PRESION DE SALIDA EN	PRESION DE ENTRADA EN FUEGADAS DEL HG					
Fg H ₂ O	14	16	18	20	22	24
4.0	7.0	5.9	5.0	4.4	3.9	3.4
4.5	7.8	6.6	5.6	5.0	4.4	3.9
5.0	8.8	7.4	6.4	5.6	4.9	4.4
5.5	10.0	8.4	7.2	6.2	5.6	5.0
6.0	11.0	9.3	8.0	7.0	6.1	5.5
6.5	12.0	10.2	8.8	7.6	6.7	6.0
7.0	13.0	11.0	9.4	8.2	7.2	6.5
7.5	14.0	12.0	10.2	8.8	7.8	7.0
8.0	15.0	12.8	11.0	9.5	8.5	7.6
8.5	16.0	13.5	12.0	10.3	9.0	8.0
9.0	17.2	14.5	12.5	11.0	9.6	8.6
9.5	18.8	15.5	13.2	11.7	10.3	9.1
10.0	19.5	16.3	14.0	12.2	10.8	9.6
10.5	21.0	17.5	15.0	12.8	11.3	10.0
11.0	22.0	18.2	15.5	13.6	11.8	10.5
11.5	23.0	19.2	16.5	14.4	12.5	11.2
12.0	24.0	20.0	17.0	15.0	13.2	11.8
12.5	25.0	21.0	18.0	15.7	13.8	12.2
13.0	26.0	22.0	19.0	16.5	14.5	12.8
13.5	27.0	23.0	19.8	17.0	15.0	13.5
14.0	28.0	24.0	20.5	17.8	15.7	14.0

VALORES DE K_L/C_2

PRESION DE
SALIDA DE

PRESION DE ENTRADA EN PULGADAS DE Hg

Pg H ₂ O	26	28	30	32	34	36
4.0	3.1	2.8	2.5	2.3	2.15	2.0
4.5	3.5	3.2	2.9	2.7	2.4	2.25
5.0	3.9	3.5	3.2	3.0	2.7	2.5
5.5	4.4	4.0	3.6	3.3	3.05	2.8
6.0	4.9	4.4	4.0	3.2	3.4	3.1
6.5	5.3	4.8	4.4	4.0	3.7	3.4
7.0	5.8	5.2	4.8	4.4	4.0	3.7
7.5	6.3	5.6	5.2	4.8	4.4	4.0
8.0	6.8	6.1	5.6	5.1	4.7	4.2
8.5	7.2	6.6	6.0	5.5	5.0	4.4
9.0	7.7	7.0	6.3	5.8	5.3	4.7
9.5	8.2	7.4	6.8	6.2	5.7	5.0
10.0	8.6	7.8	7.0	6.4	6.0	5.2
10.5	9.0	8.2	7.4	6.8	6.3	5.5
11.0	9.5	8.6	7.8	7.1	6.5	5.8
11.5	10.0	9.1	8.2	7.6	7.0	6.1
12.0	10.5	9.5	8.7	8.0	7.3	6.5
12.5	11.0	10.0	9.0	8.3	7.6	6.8
13.0	11.5	10.5	9.4	8.6	8.0	7.0
13.5	12.0	11.0	9.8	9.0	8.4	7.4
14.0	12.5	11.5	10.3	9.4	8.6	7.7



$$\frac{K_1}{C_2} \left(m D \frac{c.c. c.p.}{seg. atm.} \right)$$

VALORES DE K_L/C_2

PRESION DE
SALIDA EN

PRESION DE ENTRADA EN PSIG

Pg H ₂ O	20	25	30	35	40	45
4.0	1.68	1.2	0.92	0.76	0.6	0.5
4.5	1.85	1.35	1.03	0.81	0.67	0.56
5.0	2.5	1.5	1.15	0.91	0.75	0.62
5.5	2.3	1.7	1.3	1.0	0.83	0.70
6.0	2.55	1.85	1.4	1.12	0.93	0.77
6.5	2.75	2.0	1.55	1.22	1.0	0.85
7.0	2.95	2.15	1.65	1.3	1.08	0.9
7.5	3.15	2.3	1.75	1.4	1.15	0.97
8.0	3.35	2.5	1.9	1.55	1.25	1.05
8.5	3.6	2.6	2.0	1.65	1.35	1.15
9.0	3.85	2.8	2.15	1.72	1.45	1.2
9.5	4.1	3.0	2.3	1.8	1.5	1.27
10.0	4.35	3.15	2.4	1.9	1.57	1.35
10.5	4.6	3.3	2.55	2.0	1.67	1.42
11.0	4.8	3.5	2.65	2.1	1.75	1.48
11.5	5.05	3.65	2.8	2.2	1.85	1.55
12.0	5.3	3.8	2.9	2.3	1.9	1.62
12.5	5.55	4.0	3.05	2.45	2.0	1.7
13.0	5.8	4.2	3.2	2.55	2.1	1.75
13.5	6.0	4.35	3.3	2.65	2.18	1.82
14.0	6.3	4.5	3.45	2.75	2.22	1.88

VALORES DE K_1/C_2

PRECION DE
SALIDA EN

PRECION DE ENTRADA EN PSIG

Pg H ₂ O	50	55	60
4.0	0.42	0.36	0.31
4.5	0.47	0.40	0.35
5.0	0.52	0.45	0.39
5.5	0.59	0.50	0.44
6.0	0.65	0.56	0.49
6.5	0.72	0.61	0.53
7.0	0.77	0.66	0.67
7.5	0.83	0.72	0.62
8.0	0.90	0.78	0.67
8.5	0.96	0.84	0.73
9.0	1.02	0.88	0.77
9.5	1.08	0.93	0.81
10.0	1.14	0.99	0.87
10.5	1.20	1.05	0.91
11.0	1.25	1.10	0.95
11.5	1.30	1.14	0.99
12.0	1.38	1.20	1.04
12.5	1.43	1.25	1.10
13.0	1.50	1.30	1.15
13.5	1.55	1.35	1.2
14.0	1.60	1.40	1.22

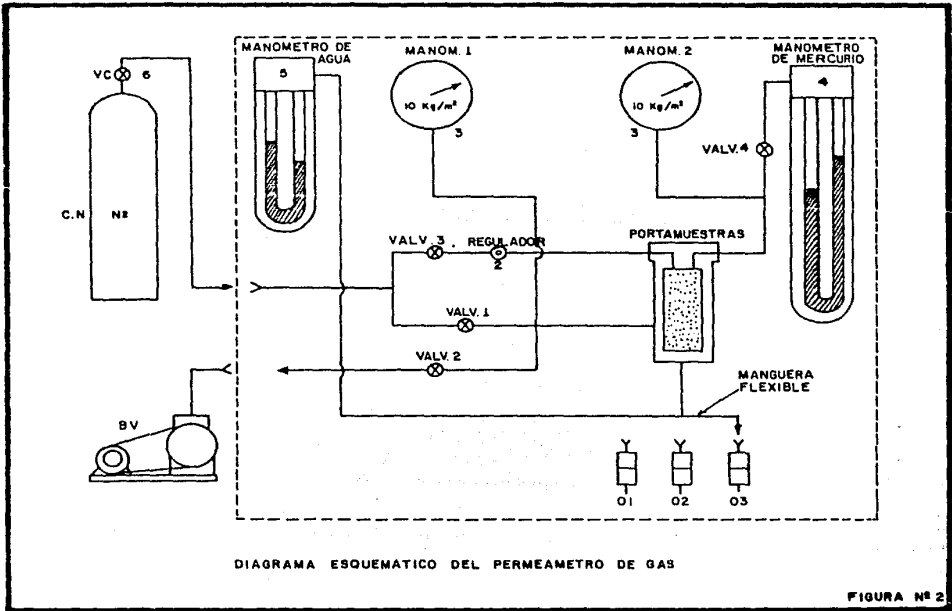


DIAGRAMA ESQUEMATICO DEL PERMEAMETRO DE GAS

FIGURA Nº 2

POROSIDAD.

DEFINICION.

La porosidad es una propiedad intrínseca de todas las rocas de un yacimiento y se define como " La relación del volumen del espacio vacío de una roca al volumen total de dicha roca ".

La porosidad representa la fracción del espacio total que es capaz de contener cualquier tipo de fluido y determina la capacidad de almacenamiento de un yacimiento.

De acuerdo a la definición anterior se puede clasificar la porosidad en dos tipos :

1.-Porosidad absoluta :

Que es la porosidad en la cual se incluyen todos los espacios vacíos dentro de la roca o sea, tanto los poros comunicados como los no comunicados entre sí.

2.-Porosidad efectiva :

Que es la porosidad en la cual se incluyen exclusivamente los poros intercomunicados.

DETERMINACION EN EL LABORATORIO.

Para la determinación de la porosidad en el laboratorio se emplea el porosímetro de gas. Este equipo está diseñado para la determinación de la porosidad efectiva de muestras de roca.

Para determinar la porosidad en el laboratorio sólo se requiere conocer :

- 1.-El volumen bruto de roca; el cual se puede obtener por algún procedimiento convencional, ya sea por medio de sus dimensiones o por inmersión en Mercurio, a presión atmosférica, en caso de que tenga forma irregular.
- 2.-El volumen de la celda portamuestras.
- 3.-El factor de calibración de la bomba, el cual relaciona las unidades de lectura con las unidades de volumen.

4. - La diferencia de lecturas en la escala de la bomba de desplazamiento.

DESCRIPCION DEL EQUIPO.

En la Figura No 3 se presenta un diagrama esquemático del equipo con sus principales componentes, cuya descripción es como sigue :

- 1.- Bomba de desplazamiento positivo.
- 2.-Celda portamuestras.
- 3.-Manómetro tipo Burdón.
- 4.-Filtro.
- 5.-Válvula de admisión de Nitrógeno.
- 6.-Válvula de purga en el sistema de represionamiento.
- 7.-Válvula de purga en la celda portamuestras.
- 8.-Válvula de aislamiento.

Se cuenta además con un cilindro con Nitrógeno y una bomba de vacío.

OPERACION DEL EQUIPO.

El principio de operación consiste en el desplazamiento, por medio de una bomba manual, de un volumen de Nitrógeno a presión constante hacia la celda portamuestras previamente evacuada.

Lo que se mide con el equipo es el volumen de sólidos y para efectuar dichas mediciones se realizan los siguientes pasos:

- 1.- Colocar la muestra, limpia y seca, en la celda portamuestras verificando que ésta quede bien cerrada.
- 2.- Verificar que todas las válvulas se encuentran bien cerradas.
- 3.- Llevar la lectura de la escala de la bomba a una presión cercana a 0.00.

- 4.-Conectar la bomba de vacío a la válvula V4, abrir ésta y hacer vacío durante 20 minutos.
- 5.-Cerrar la válvula V4 y retirar la bomba de vacío.
- 6.-Represionar con Nitrógeno el cilindro de la bomba de desplazamiento positivo a una presión previamente seleccionada, entre 20 y 40 Kg/cm² la cual se toma como referencia.
- 7.-Tomar la lectura inicial en la bomba (Lib) y anotar ésta a la presión de referencia.
- 8.-Abrir la válvula V3 con lo cual se expande el Nitrógeno a la celda portamuestras.
- 9.-Represionar el sistema por medio de la bomba de desplazamiento, hasta estabilizar nuevamente la presión de referencia.
- 10.-Tomar la lectura final en la bomba (Lfb).
- 11.-Cerrar la válvula V3 y abrir la válvula V4.
- 12.-Abrir la celda y extraer la muestra.

Los pasos del 2 al 11 se repiten por lo menos dos veces con el fin de verificar los resultados.

El volumen de sólidos se obtiene de la siguiente forma:

$$V_s = V_c - (Lfb - Lib) \cdot fcb$$

donde :

V_s = Volumen de sólidos (cm³).

V_c = Volumen de la celda vacía; el cual se obtiene efectuando los pasos 2 al 11 consecutivamente pero sin muestra dentro de la celda (cm³).

$$V_c = (Lfb' - Lib') \cdot fcb$$

Lib = Lectura inicial en la bomba (unidades de lectura).

Lfb = Lectura final en la bomba (unidades de lectura).

fcb = Factor de calibración de la bomba a la presión de refe-

rencia utilizada ($\text{cm}^3/\text{unidad de lectura}$).

L_f ' = Lectura final en la bomba, cuando no se tiene muestra en la celda (unidades de lectura).

L_i ' = Lectura inicial en la bomba, cuando no se tiene muestra en la celda (unidades de lectura).

El cálculo de la porosidad se realiza como sigue :

$$\rho = \frac{V_b - V_s}{V_b} = \frac{V_p}{V_b}$$

donde :

ρ = Porosidad de la roca (fracción).

V_b = Volumen bruto de roca (cm^3).

V_s = Volumen de sólidos (cm^3).

V_p = Volumen de poros (cm^3).

SECUENCIA DE CALCULO .

- 1.- A cada una de las muestras por analizar se les mide su diámetro y su longitud, con lo cual, es posible calcular el volumen bruto de roca de la siguiente forma.

$$V_b = D^2 \times L \times 0.785$$

donde:

V_b = Volumen bruto de roca (cm^3)

D = Diámetro de la muestra (cm)

L = Longitud de la muestra (cm)

- 2.- Se conoce el volumen de la celda portamuestras (V_c)
- 3.- De la escala de la bomba se lee la diferencia de lecturas y se multiplican por el factor de calibración de la bomba, con lo cual, se obtiene dicha diferencia en cm^3 .
- 4.- Al volumen de la celda se le resta la diferencia de lecturas, con lo cual, se obtiene el volumen de sólidos.

$$V_s = V_c - (\text{dif. lec.})$$

- 5.- Se resta del volumen bruto de roca el volumen de sólidos y se obtiene el volumen poroso.

$$V_p = V_b - V_s$$

- 6.- Finalmente se divide el volumen poroso entre el volumen bruto de roca y se obtiene la porosidad.

$$\phi = \frac{V_p}{V_b}$$

EJEMPLO :

Muestra : 2-1-V

D = 2.56 cm

L = 2.72 cm

Vc = 86.683 cm³

dif.lac. = 73.065 cm³

$$Vb = (2.56)^2(2.72)(0.785)$$

$$Vb = \underline{14.000 \text{ cm}^2}$$

$$Vs = Vc - \text{dif.lac.}$$

$$Vs = 86.683 - 73.065$$

$$Vs = \underline{13.618 \text{ cm}^3}$$

$$Vp = Vb - Vs$$

$$Vp = 14.000 - 13.618$$

$$Vp = \underline{0.382 \text{ cm}^3}$$

$$\emptyset = \frac{Vp}{Vb} \times 100$$

$$\emptyset = \frac{0.382}{14.000} \times 100$$

$$\emptyset = \underline{2.72 \text{ \%}}$$

CUIDADO DEL EQUIPO.

Para la mejor conservación del equipo y la obtención de resultados confiables en las mediciones, se recomienda considerar lo siguiente :

- 1.- Conservar limpios y secos todos los elementos del equipo.
- 2.- Mantener depresionado el cilindro de la bomba cuando el equipo no se utilice.
- 3.- Verificar periódicamente el buen funcionamiento de la bomba de vacío
- 4.- Operar las válvulas únicamente con la presión de los dedos sin apretar excesivamente.
- 5.- El represionamiento del equipo nunca debe exceder el límite de operación del manómetro.

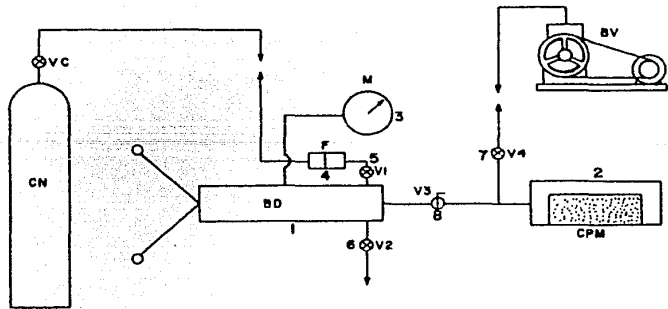


Diagrama esquemático del permeómetro de gas.

FIGURA Nº 3

R E S I S T I V I D A D .

DEFINICION.

La resistividad se define como la resistencia de una unidad de volumen de material al flujo de la corriente eléctrica.

La habilidad de un material poroso para conducir la electricidad depende casi totalmente de la conductividad de los fluidos contenidos dentro de sus poros comunicados.

DETERMINACION EN EL LABORATORIO.

Se ha encontrado que la conductividad y por lo tanto la resistividad de una roca porosa y permeable formada por un material no conductor y que está completamente saturada, es función únicamente de la resistividad del agua que contiene y de la forma y geometría del espacio poroso, por lo tanto para medirle la resistividad a una roca porosa es necesario primero saturarla con una solución salina de la misma concentración que la del agua de la formación.

Para determinar la resistividad en el laboratorio, se prepara una muestra de forma cilíndrica, la cual se impregna con la solución salina, se aplica una diferencia de potencial entre las caras opuestas de la muestra y se determina la resistencia que opone ésta al paso de la corriente eléctrica.

SATURACION DE LA MUESTRA.

Para poder tener una buena saturación de las muestras es necesario primero preparar una solución salina y después acondicionar la muestra para la realización del proceso de saturación.

El equipo que se utiliza para la saturación de las muestras está integrado por las siguientes partes:

Celda de saturación, Celda de represionamiento, Bomba de desplazamiento, depósito para el fluido saturante y una bomba -

de vacío, ver Figura No 4.

Las muestras antes de saturarlas, se limpian, se lavan y se les determina su permeabilidad y su porosidad. La secuencia que se debe seguir para obtener una buena saturación es la siguiente:

- a).-Pesar la muestra en una balanza analítica.
- b).-Colocar la muestra dentro de la celda de saturación.
- c).-Verificar que el depósito se encuentre lleno de agua y que el émbolo de la bomba se encuentre completamente afuera.
- d).-Hacer vacío durante 30 minutos al agua del depósito (para ~~ex~~ traer el aire que pueda tener).
- e).-Hacer vacío durante una hora a la celda de saturación.
- f).-Hacer vacío durante 30 minutos a la celda de represionamiento.
- g).-Sin dejar de hacer vacío, permitir la entrada de agua lentamente por la parte inferior de la celda de represionamiento.
- h).-Una vez que se tiene circulación franca, se cierra la válvula superior.
- i).-Hacer vacío nuevamente a la celda de saturación durante tres horas (si la permeabilidad es baja se hace vacío mayor tiempo).
- j).-Una vez transcurrido este tiempo se comienza a llenar la celda por la válvula inferior. Cuando se tenga circulación franca por la parte superior, cerrar la válvula superior.
- k).-Desplazar mercurio por medio de la bomba hasta alcanzar una presión de 2000 psig. Esta presión se mantiene durante 48 horas.

Una vez transcurrido este tiempo, ya se tiene la muestra a su máxima saturación.

Las saturaciones parciales se logran desplazando agua de la muestra (100 % saturada) por medio de la inyección de nitrógeno a presión.

DESCRIPCION DEL EQUIPO.

El equipo que se utiliza en el laboratorio para determinar la resistividad de las rocas es el "Resistivímetro", el cual se muestra en la Figura No. 5 y cuyas partes principales son las siguientes:

- 1.-Caja de medición. (Figura No. 6).
- 2.-Electrodo de medida. (Figura No. 6).
- 3.-Electrodo de corriente. (Figura No. 6)
- 4.-Dial.
- 5.-Sistema de switchero.
- 6.-Detector de anulación.
- 7.-Caja para medir la R_w . (Figura No. 6)
- 8.-Selector con tres posiciones.

OPERACION DEL EQUIPO.

La medición de la resistividad en el laboratorio incluye los siguientes pasos.

- 1.-Colocar la muestra en el soporte, sujetándola firmemente, ajustando los electrodos en la forma adecuada.

Se recomienda cubrir los electrodos con una gamuza, la cual se humedece con agua de la misma concentración.

- 2.-Verificar que los electrodos de medida queden entre la muestra y la gamuza.
- 3.-Cerrar la caja de medición.
- 4.-Poner el selector en la posición \bar{R}_t , con lo cual se determina el valor de la resistencia total de la muestra.
- 5.-Se anota el valor de \bar{R}_t que se haya leído; para ello se pone el dial en la posición que se requiere.

6.-Colocar el selector en la posición # 1 y leer el valor de \bar{R} , el cual se divide entre 1000 y da el valor de \bar{R}_1 .

7.-Colocar el selector en la posición # 2 y leer el valor de \bar{R} , el cual también se divide entre 1000 y da el valor de \bar{R}_2 .

En cuanto se han hecho las mediciones anteriores se tiene ya la información que junto con los parámetros geométricos de la roca (L y A) permiten determinar la resistividad de la roca (ya sea R_t si $Sw < 100\%$ o R_o si $Sw = 100\%$) la cual es :

$$R = \bar{R}_t \times DIAL \times A (\bar{R}_1 - \bar{R}_2) / L$$

donde :

R = Resistividad de la roca (ohm-m).

\bar{R}_t = Resistencia total de la roca (ohms).

A = Area de la sección transversal de la roca (cm²).

L = Longitud entre los electrodos (cm).

\bar{R}_1 y \bar{R}_2 = Potenciales en los puntos de prueba, con relación al potencial del aparato. (adimensional).

SECUENCIA DE CALCULO.

La secuencia que se debe seguir es la siguiente:

1.-Con los datos obtenidos del aparato que son:

a).-Lectura del dial.

b).- \bar{R}_t .

c).- \bar{R}_1 .

d).- \bar{R}_2 .

se tiene ya la mayor parte de la información.

2.-Se mide la distancia entre los electrodos con la mayor precisión posible (cm).

3.-Se determina el área de la sección transversal (cm^2).

4.-Se transforman las unidades de longitud y área a metros y metros cuadrados, respectivamente.

5.-Se sustituyen todos los valores en la siguiente expresión:

$$R_0 \text{ ó } R_t = \frac{\text{Dial} \times A}{L} \times \bar{R}_t (\bar{R}_1 - \bar{R}_2).$$

Nota:

La primera medición se hace con la muestra 100 % saturada de agua y se obtiene R_0 y después se va desaturando la muestra y - las mediciones obtenidas ya son para calcular R_t .

EJEMPLO :

Muestra : 1-1-V

Diámetro = 2.56 cm = 0.0256 m

Distancia entre electrodos = 2.02 cm = 0.0202 m

$\bar{\rho}_w$ = 0.210 ohm-m a 24 °C y para una salinidad de 30 000 ppm.

$$A = (3.1416 D^2)/4 = (3.1416 \times (0.0256)^2)/4$$

$$A = \underline{0.0005147 \text{ m}^2}$$

Datos obtenidos del Resistivímetro con $Sw_1 = 100 \%$

Dial = 10.

\bar{R}_t = 940 ohm.

\bar{R}_1 = 0.789

\bar{R}_2 = 0.079

Para $Sw_2 = 34.694 \%$

Dial = 100.

\bar{R}_t = 182 ohm.

\bar{R}_1 = 0.828

\bar{R}_2 = 0.095

Para $Sw_3 = 33.431 \%$

Dial = 100.

\bar{R}_t = 218 ohm.

\bar{R}_1 = 0.896

\bar{R}_2 = 0.227

Cálculo de R_o (con $Sw_1 = 100 \%$).

$$R_o = \bar{R}_t \times \text{Dial} \times A \times (\bar{R}_1 - \bar{R}_2)/L$$

Sustituyendo datos :

$$R_o = 940 \times 10 \times 0.0005147 \times (0.789 - 0.079) / 0.0202$$

$$R_o = \underline{170.06 \text{ ohm-m}}$$

Cálculo de Rt_1 (con $Sw_2 < 100 \%$).

$$Rt_1 = \bar{R}t \times Dial \times A \times (\bar{R}_1 - \bar{R}_2)/L$$

Sustituyendo datos :

$$Rt_1 = 182 \times 100 \times 0.0005147 \times (0.828 - 0.095) / 0.0202$$

$$Rt_1 = \underline{339.92 \text{ ohm-m}} \quad (\text{con } Sw = 34.694 \%).$$

Cálculo de Rt_2 (con $Sw_2 < 100 \%$).

$$Rt_2 = \bar{R}t \times Dial \times A \times (\bar{R}_1 - \bar{R}_2)/L$$

Sustituyendo datos :

$$Rt_2 = 218 \times 100 \times 0.0005147 \times (0.896 - 0.227) / 0.0202$$

$$Rt_2 = \underline{371.61 \text{ ohm-m}} \quad (\text{con } Sw = 33.431 \%).$$

Cálculo de I y F.

$$F = R_o/R_w = 170.06/0.210 = \underline{809.81}$$

$$I = Rt/R_o$$

$$I_1 = Rt_1/R_o = 339.92/170.06 = \underline{2.00}$$

$$I_2 = Rt_2/R_o = 371.61/170.06 = \underline{2.190}$$

GUIA DEL EQUIPO.

Para el mejor funcionamiento del equipo y tener resultados confiables, se recomienda considerar lo siguiente :

- 1.- Procurar no salpicar la celda ni cualquier otra parte del equipo con salmuera. En caso de salpicar éstos, limpiar con un trapo húmedo al terminar de hacer las mediciones con el fin de evitar - corrosiones posteriores.
- 2.- Verificar que el aparato siempre se encuentre limpio y seco.
- 3.- Sopletear de vez en cuando por dentro con aire seco el aparato - para eliminar el polvo acumulado.
- 4.- Operar los tornillos únicamente con la presión de los dedos.
- 5.- Verificar periódicamente el buen funcionamiento de la bomba de vacío.
- 6.- Procurar no represar el equipo de saturación más allá del - límite de operación del manómetro.

DIAGRAMA ESQUEMATICO
DEL EQUIPO DE SATURACION

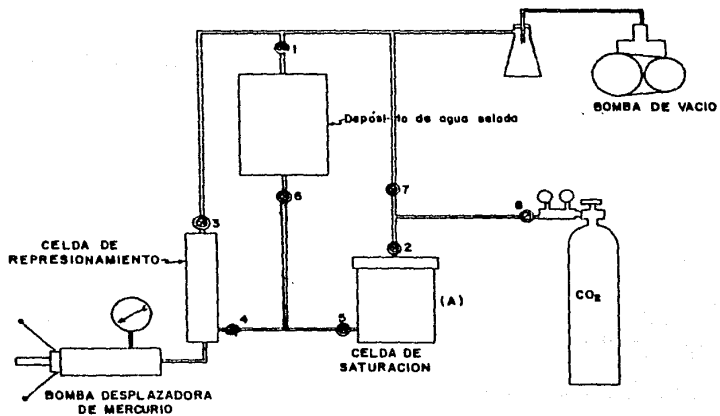
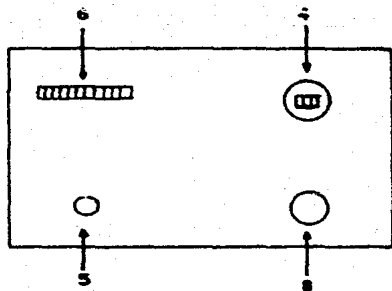
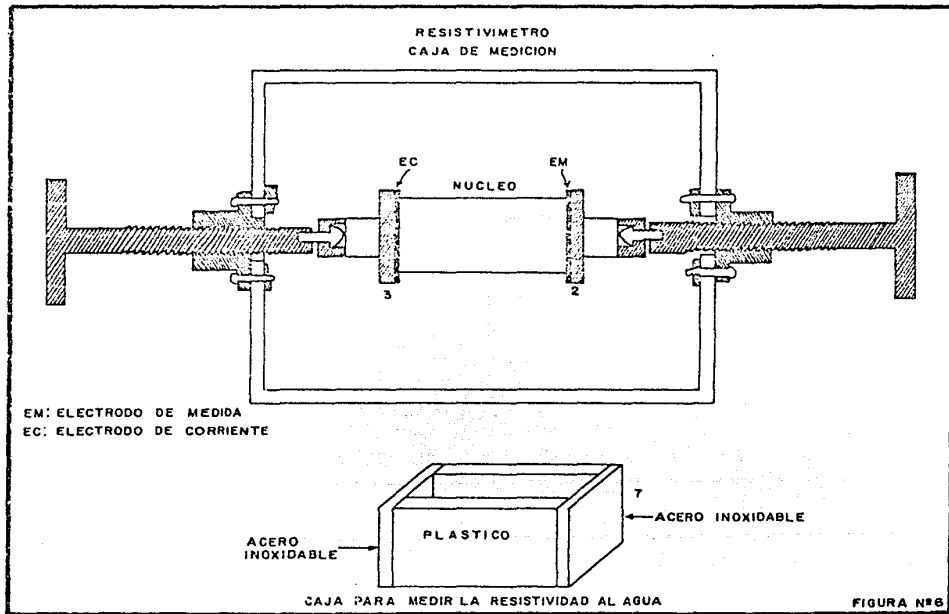


FIGURA Nº 4



- 4. - DIAL
- 5. - SISTEMA DE SUITCHEO
- 6. - DETECTOR DE ANULACION
- 8. - SELECTOR DE 3 POSICIONES

PANEL ESQUEMATICO DEL RESISTIVIMETRO



GRAFICA PARA OBTENER LA RESISTIVIDAD DEL
 AGUA SALADA (Tablas Críticas)

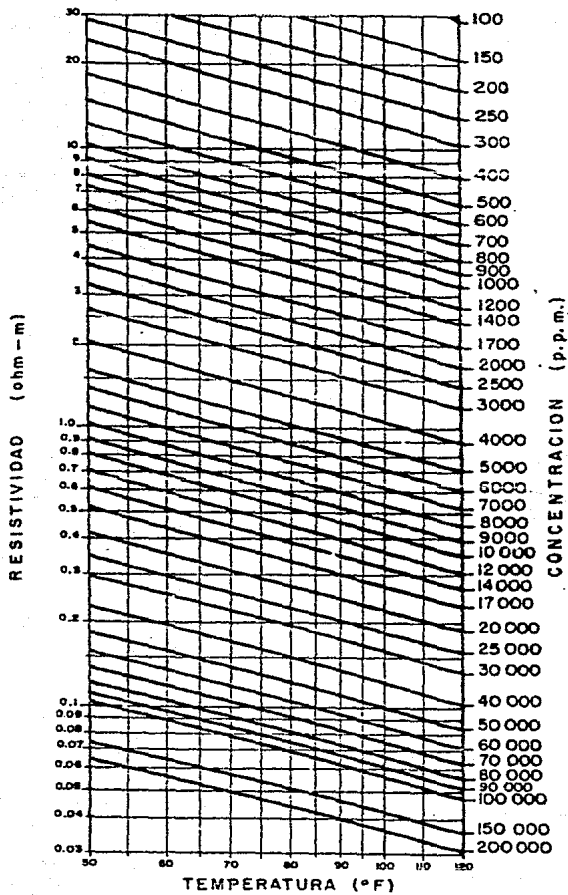


FIGURA No. 7

PRESION CAPILAR.

DEFINICION.

La presión capilar se puede definir como la diferencia de presiones que existe entre la interfase que separa a dos fluidos inmiscibles, uno de los cuales moja preferentemente la superficie de la roca. También se puede definir como la presión de la fase que no moja menos la presión de la fase que moja.

DETERMINACION EN EL LABORATORIO.

En el laboratorio se determina la presión capilar por medio de la inyección de Mercurio a la muestra de roca, previamente evacuada dentro de la celda, aplicando presión al Mercurio por medio de Nitrógeno.

La determinación de la presión capilar depende de la información que se obtenga de la muestra y de la porosidad y dimensiones de la muestra.

DESCRIPCION DEL EQUIPO.

En la Figura No. 8 se presenta un diagrama esquemático del equipo, cuyas partes principales son :

- 1.-Bomba de desplazamiento positivo.
- 2.-Celda portamuestras.
- 3.-Manómetros de burdón.
- 4.-Válvulas de aislamiento.
- 5.-Sistema para detectar el nivel del Mercurio.

Además se requiere de una bomba de vacío y de un cilindro con Nitrógeno.

OPERACION DEL EQUIPO.

Para la determinación de los parámetros que se requieren en los cálculos de la presión capilar se consideran los siguientes

Pasos:

- 1.- Verificar que la muestra se encuentre limpia y seca y que además se conozca su porosidad y su volumen.
- 2.- Se conecta el cilindro de Nitrógeno con la válvula Vc cerrada.
- 3.- Asegurarse que la bomba de desplazamiento se encuentre cargada con Mercurio y que en la celda portamuestra se tenga un poco de Mercurio.
- 4.- Colocar la muestra dentro de la celda y cerrar ésta apretando - en forma adecuada.
- 5.- Verificar que todas las válvulas estén cerradas y abrir las válvulas V5 y V6.
- 6.- Desplazar Mercurio a la celda portamuestras hasta que se llene ésta completamente, esto se manifiesta en un indicador que se tiene conectado a un electrodo, el cual se encuentra en la parte superior de la celda portamuestras.
- 7.- Retirar un poco de Mercurio a la bomba de la celda portamuestras y cerrar la válvula V6.
- 8.- Arrancar la bomba de vacío y hacer vacío durante 10 minutos.
- 9.- Cerrar la válvula V5 y parar la bomba de vacío.
- 10.- Abrir la válvula V6 y llenar nuevamente la celda portamuestras como en el paso # 6.
- 11.- Registrar la lectura en la escala de la bomba, correspondiente a una presión absoluta de cero, (válvula V4 previamente abierta). Esta presión se lee en el manómetro (M3).
- 12.- Hacer incrementos de presión hasta que se alcance el rango de presión máxima de trabajo del manómetro M3 (1, 2 y 4 kg/cm²) - y anotar las lecturas correspondientes de la escala de la bomba.
- 13.- Cerrar la válvula V4 y abrir la válvula V3 y seguir incrementando la presión a 9, 14 y 19 kg/cm², estos valores se leen en el manómetro M2 y se anotan los valores leídos en la escala de la bomba.

- 14.- Cerrar la válvula V3 y abrir la válvula V2 y efectuar las lecturas en el manómetro M1, en cuyo caso los incrementos de presión se fijarán en 10 Kg/cm^2 , hasta tener una presión de 60 Kg/cm^2 la cual es la presión máxima. Las lecturas se reportan a 30, 40, 50 y 60 Kg/cm^2 y se anotan las lecturas correspondientes a cada presión de la escala de la bomba.
- 15.- Después de efectuar la última lectura de bomba y de presión, - depresionar el sistema abriendo lentamente las válvulas V5 y - V2, V3 y V4.

De los parámetros que se obtienen con este método y el volumen poroso de la muestra es posible determinar la saturación de agua a una presión dada.

El cálculo del volumen de Mercurio inyectado a la muestra en cada incremento de presión se obtiene restando al volumen total de Mercurio inyectado en ese incremento, el incremento correspondiente a esa presión, obtenido de la curva de calibración previamente efectuada.

La curva de calibración se realiza efectuando los pasos del 2 al 15 consecutivamente, pero en lugar de efectuar el proceso con muestra de roca se hace con un cilindro de acero.

SECUENCIA DE CALCULO.

- 1.-De cada una de las muestras a las que se les va a determinar su presión capilar se conoce el volumen de poros (V_p).
- 2.-También se conoce la constante del aparato para cada presión - que se seleccione.
- 3.-Se toman las lecturas de la escala de la bomba y se le resta la constante del aparato para cada una de las presiones (Lec. - cte).
- 4.-La diferencia del paso 3 se divide entre el volumen de poros.
- 5.-Se resta de la unidad el valor obtenido en el paso 4 y el resultado se multiplica por 100 y obtenemos el valor de Sw.

$$Sw = \left(1 - \frac{\text{Lec.} - \text{cte.}}{V_p} \right) \times 100$$

donde :

Sw = Saturación de agua = (1 - SHg).

Lec. = Lectura leída en la escala de la bomba (cm^3).

V_p = Volumen de poros de la muestra (cm^3).

cte. = Constante del aparato (cm^3).

EJEMPLO :

Muestra : 3-3-M-1

$V_p = 0.697 \text{ cm}^3$

Información obtenida del aparato :

Presión = 4.0 kg/cm²

Cte. = 0.210 cm³

Lec. = 0.270 cm³

Cálculo :

$$S_w = \left(1 - \frac{\text{Lec.} - \text{Cte.}}{V_p} \right) \times 100$$

$$S_w = \left(1 - \frac{0.270 - 0.210}{0.697} \right) \times 100$$

$$\underline{S_w = (1 - S_{Hg}) = 91.392 \%}$$

Para otro valor de presión :

Presión = 30.0 kg/cm²

Cte. = 0.310 cm³

Lec. = 0.570 cm³

$$S_w = \left(1 - \frac{0.570 - 0.310}{0.697} \right) \times 100$$

$$\underline{S_w = (1 - S_{Hg}) = 62.697 \%}$$

CUIDADO DEL EQUIPO.

Para la conservación y el buen funcionamiento del equipo se recomienda considerar lo siguiente:

- 1.- Operar las válvulas únicamente con la presión de los dedos.
- 2.- Vigilar que en ningún momento se represionen los manómetros más allá de su presión de operación.
- 3.- Verificar periódicamente la calibración de los manómetros de tipo Bardón.
- 4.- Determinar periódicamente la expansión del equipo por presión (calibración).

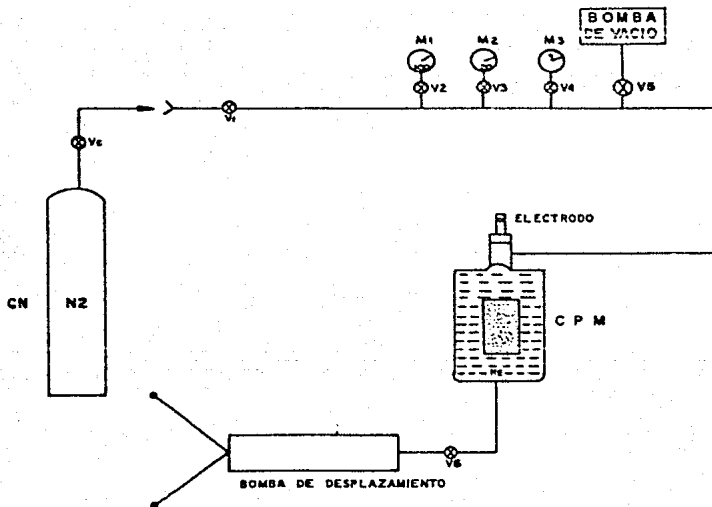


DIAGRAMA DEL EQUIPO PARA DETERMINAR
LA PRESION CAPILAR.

DESPLAZAMIENTO.

DEFINICION.

Las pruebas de desplazamiento son mediciones, que se realizan en el laboratorio, para conocer la facilidad con la que los fluidos que se encuentran saturando la roca pueden ser desplazados cuando se les inyecta un fluido desplazante (aceite o agua)⁽¹⁾ a través de los extremos de la muestra, manteniendo constante la caída de presión entre dichos extremos.

REALIZACION DE LAS PRUEBAS EN EL LABORATORIO.

Las pruebas de desplazamiento se realizan en el laboratorio con el fin de determinar principalmente las siguientes propiedades petrofísicas:

- a).- La permeabilidad al agua.
- b).- La permeabilidad efectiva al aceite.
- c).- La permeabilidad efectiva al agua.

También es posible determinar la saturación de aceite residual y la saturación de agua irreductible.

DESCRIPCION DEL EQUIPO.

En la Figura No 9 se presenta un diagrama esquemático del equipo con sus principales componentes, cuya descripción es como sigue:

- 1.- Portamuestras.
- 2.- Acumulador.
- 3.- Regulador de presión.
- 4.- Manómetros de tipo Durdón.
- 5.- Bomba de represionamiento.
- 6.- Bomba de vacío.
- 7.- Recipientes calibrados
- 8.- Filtro.

(1) en el caso de desplazamiento con líquidos.

OPERACION DEL EQUIPO.

Para poder determinar los parámetros petrofísicos requeridos de una roca, se sigue la siguiente secuencia:

A.- Permeabilidad al agua.

Se seleccionan tramos cilíndricos a los cuales ya se les ha determinado la permeabilidad a un líquido no reactivo y la porosidad; se saturan 100 % con agua salada de una concentración igual a la de la formación y se monta en el equipo. Los pasos a seguir son:

- 1.- Verificar que la muestra se encuentre limpia de cualquier líquido adherido.
- 2.- Colocar la muestra en la manga.
- 3.- Se coloca la manga con la muestra en el portamuestras y se aprieta éste perfectamente.
- 4.- Se proporciona una cierta presión al acumulador y se colocan recipientes a la salida de los tubos de escurrimiento. Para esto se debe tener represionada la manga con una presión de dos a tres veces mayor a la presión de desplazamiento.
- 5.- Aumentar la presión de desplazamiento a aquella convenida de tal manera que se observe un escurrimiento continuo.
- 6.- Medir los volúmenes de líquido desplazado y los tiempos correspondientes a la presión del paso anterior.
- 7.- Con los datos anteriores y aplicando la ecuación de Darcy se obtiene la permeabilidad al agua.

Se ha visto en la práctica que el volumen mínimo por medir será aquel que cubra un tiempo mayor de 10 segundos.

B.- Permeabilidad efectiva al aceite.

Para determinar la permeabilidad efectiva al aceite se sigue la siguiente secuencia:

- 1.- Se comienza a circular aceite a través de la muestra a una presión convenida.
- 2.- Se recupera el líquido desplazado en los recipientes graduados.
Se ha visto en la práctica que una vez que se han circulado 15 veces el volumen de poros ya no se recupera más agua.
- 3.- Se cuantifica el volumen total de agua recuperado, el cual será el volumen de aceite que la muestra admitió y la diferencia al volumen inicial de agua será el volumen remanente de agua dentro de los poros de la roca. La relación de estos volúmenes al volumen poroso de la muestra dará respectivamente una cierta saturación de aceite y la saturación de agua irreductible.
- 4.- Se continúa inyectando aceite y se registran los tiempos de escurrimiento y la temperatura ambiente.
- 5.- Con estos datos y aplicando la ecuación de Darcy se calcula la permeabilidad efectiva al aceite. Este valor corresponde a la saturación de agua irreductible.

C.- Permeabilidad efectiva al agua.

Para esta determinación se tiene ya la muestra saturada con aceite y con agua irreductible y se sigue la siguiente secuencia:

- 1.- Se comienza a circular agua a una presión convenida a través de la muestra.
- 2.- Al surgir la primera gota de aceite se comienza a contar el tiempo y éste será acumulativo hasta el final de la prueba, el aceite se recupera en los recipientes graduados.

- 3.- Al caer la primera gota de agua, se cambia de recipiente y se anota el tiempo correspondiente a este momento.
- 4.- Se continúa cambiando recipientes y anotando los tiempos hasta que aproximadamente 15 volúmenes de poros se hayan desplazado.
- 5.- Anotar la presión de desplazamiento mantenida durante la prueba así como la temperatura.
- 6.- Se continúa inyectando agua y midiendo los volúmenes de agua -
circulados y los tiempos correspondientes y por medio de la -
ecuación de Darcy se calcula la permeabilidad efectiva al -
agua. Este valor obtenido es el correspondiente a la saturación
de aceite residual.

SECUENCIA DE CALCULO.

1.- Medición de la permeabilidad al agua (Kw).

- a).- Se obtiene el gasto promedio de agua. q_w ($\text{cm}^3/\text{seg.}$).
- b).- Se determina por medio de la Figura No 10 la viscosidad del agua. Este valor se determina a la temperatura del agua y con la salinidad respectiva.
- c).- Con la presión aplicada (ΔP), las dimensiones de la muestra y los valores de los pasos a) y b) ya se puede aplicar la ecuación de Darcy.

$$Kw = \frac{q_w \mu_w L}{\Delta P}$$

En la ecuación anterior, el gasto promedio de agua se obtiene circulando agua y midiendo volúmenes y tiempos. Para estabilizar el flujo de agua primero se hacen pasar 50 cm^3 de ésta y después ya se miden los volúmenes y los tiempos respectivos.

2.- Obtención de la saturación de agua irreductible (S_{wi}).

- a).- Se mide el volumen total de agua recuperado en el proceso de inyección de aceite a la muestra. (cuando ya fluye puro - aceite).
- b).- Como se conoce el volumen de poros de la muestra ya se puede obtener la saturación de agua irreductible (S_{wi}) en la forma siguiente:

$$S_{wi} = 1 - \frac{V_{twr}}{V_p}$$

3.- Medición de k_o y k_{ro} .

- a).- Con el tipo de aceite de desplazamiento y la temperatura de éste, se determina de la Figura No 11 el valor de μ_o .
- b).- Se determina el gasto promedio de aceite y la presión a la cual se está desplazando éste. El gasto de aceite promedio se determina cuando ya se tiene un flujo continuo.
- c).- Con los valores de los incisos a) y b), las dimensiones de la muestra y aplicando la ecuación de Darcy, se obtiene la permeabilidad efectiva al aceite (k_o) en la forma siguiente :

$$k_o = \frac{q_o \mu_o L}{A \Delta P}$$

- d).- Una vez obtenida k_o y conociendo la K_L (dato) ya se puede obtener la permeabilidad relativa al aceite de la siguiente forma :

$$k_{ro} = \frac{k_o}{K_L}$$

El valor de permeabilidad relativa al aceite así obtenida es a la saturación de agua irreductible (S_{wi}).

4.- Medición de la saturación de aceite residual (S_{or}).

- a).- Una vez que la muestra se tiene con S_{wi} y con S_o , se empieza a inyectar agua a ésta para desplazar al aceite y cuando ya solo fluya agua se mide el volumen total de aceite que se haya recuperado. (la muestra queda con $S_{or} + S_w$).
- b).- Con el volumen de aceite del paso anterior, el volumen total de agua recuperado (determinado en el paso # 2) y el volumen de poros de la muestra, ya se puede obtener la S_{or} en la forma -

siguiente :

$$S_{or} = \frac{V_{twr} - V_{tor}}{V_p}$$

donde :

S_{or} = Saturación de aceite residual (fracción δ %).

V_{twr} = Volumen total de agua recuperado (cm^3) (paso # 2).

V_{tor} = Volumen total de aceite recuperado (cm^3) (inciso a).

V_p = Volumen de poros (cm^3).

5.- Medición de k_w y k_{rw} a la S_{or} .

a).- De la Figura No10 con salinidad de 0 ppm, ya que es agua dulce y con la temperatura del agua de desplazamiento se obtiene la viscosidad del agua (μ_w).

b).- Cuando ya se tiene flujo continuo de agua se determina el gasto promedio (q_w).

c).- Con los valores de los incisos a) y b), la presión de desplazamiento y las dimensiones de la muestra, ya se puede obtener la permeabilidad efectiva al agua (k_w) aplicando la ecuación de Darcy.

$$k_w = \frac{q_w \mu_w L}{A \Delta P}$$

d).-El valor de k_{rw} se obtiene dividiendo la k_w entre la K_L .

$$k_{rw} = \frac{k_w}{K_L}$$

EJEMPLO :

Muestra : 8-4-H-1

$$\phi = 19 \%$$

$$K_L = 9.357 \text{ mD}$$

$$V_p = 2.532 \text{ cm}^3$$

$$L = 2.69 \text{ cm}$$

$$A = 4.9455 \text{ cm}^2$$

Medición de Kw.

$$T = 22.5 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$\Delta P = 3.0 \text{ kg/cm}^2 = 2.918 \text{ atm.}$$

$$\mu_w = 1.05 \text{ cp}$$

$$\text{Salinidad} = 65 \text{ 000 ppm.}$$

Vol. Recuperado (cm ³)	Tiempo (seg)	qw (cm ³ /seg)	qw prom. (cm ³ /seg)
50.0	-	-	
5.0	130.6	0.0383	
5.0	130.4	0.0383	
50.0			<u>0.0383</u>
5.0	130.4	0.0383	
5.0	130.5	0.0383	

$$K_w = \frac{q_w \mu_w L}{A \Delta P}$$

Sustituyendo datos en la ecuación anterior se tiene :

$$K_w = \frac{0.0383 \times 1.05 \times 2.69}{4.9455 \times 2.918} = 0.00749 \text{ D.}$$

$$\underline{K_w = 7.49 \text{ mD.}}$$

Obtención de Swi.

$$T = 23.0 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$\Delta P = 7.0 \text{ kg/cm}^2$$

Vol. de Agua Rec.

(cm³)

1.35

0.25

Total 1.60

$$Swi = 1 - \frac{\text{Vol. de Agua Rec.}}{V_p}$$

Sustituyendo los datos en esta ecuación se tiene :

$$Swi = 1 - \frac{1.60}{2.532} = 0.37 = 37 \%$$

Medición de ko.

$$T = 25.0 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$\Delta P = 7.0 \text{ kg/cm}^2 = 6.808 \text{ atm.}$$

$$\mu_o = 2.9 \text{ cp}$$

Vol. Rec. de aceite (cm ³)	Tiempo (seg)	qo (cm ³ /seg)	qo prom. (cm ³ /seg)
5.0	279.4	0.0179	
5.0	279.3	0.0179	<u>0.0179</u>

$$k_o = \frac{q_o \mu_o L}{A \Delta P}$$

Sustituyendo datos se tiene :

$$k_o = \frac{0.0179 \times 2.9 \times 2.69}{4.9455 \times 6.808} = 0.004147 \text{ D.} = \underline{4.147 \text{ mD.}}$$

$$k_{ro} = \frac{k_o}{K_L} = \frac{4.147}{9.357} = \underline{0.443}$$

El valor de k_{ro} es a la saturación de agua irreductible.

Medición de Scr.

$$T = 20^\circ\text{C}$$

$$\Delta P = 5.835 \text{ atm.}$$

$$\mu_o = 3.35 \text{ cp}$$

$$\mu_w = 1.04 \text{ cp}$$

Recipiente (Num.)	Tiempo (seg)	ΔTV (cm^3)	ΔV_o (cm^3)	ΔV_w (cm^3)
1	15	0.45	0.43	0.02
2	40	0.55	0.20	0.35
3	82	1.00	0.15	0.85
4	182	2.50	0.20	2.30
5	370	5.00	0.20	4.80
6	890	14.50	0.13	14.37
7	1924	29.50	0.07	29.43
8	3684	49.50	0.03	49.47
9	7379	99.50	0.02	99.48
10	15377	199.00	0.02	198.98
		Total	<u>1.45</u>	

$$Sor = \frac{\text{Vol. Tot. de agua Rec.} - \text{Vol. Tot. de aceite Rec.}}{\text{Vol. de Poros}}$$

Sustituyendo datos se tiene :

$$Sor = \frac{1.60 - 1.45}{2.532} = 0.059 \approx 6 \%$$

Medición de kw y krw.

$T = 21 \text{ } ^\circ\text{C}$

$\Delta P = 5.835 \text{ atm.}$

$\mu_w = 1.01 \text{ cp}$

Vol. Rec. (cm ³)	Tiempo (seg)	qw (cm ³ /seg)	qw prom. (cm ³ /seg)
5.0	212.5	0.0235	
5.0	212.9	0.0235	<u>0.0235</u>

$$kw = \frac{qw \mu_w L}{A \Delta P}$$

Sustituyendo datos :

$$kw = \frac{0.0235 \times 1.01 \times 2.69}{4.9455 \times 5.835}$$

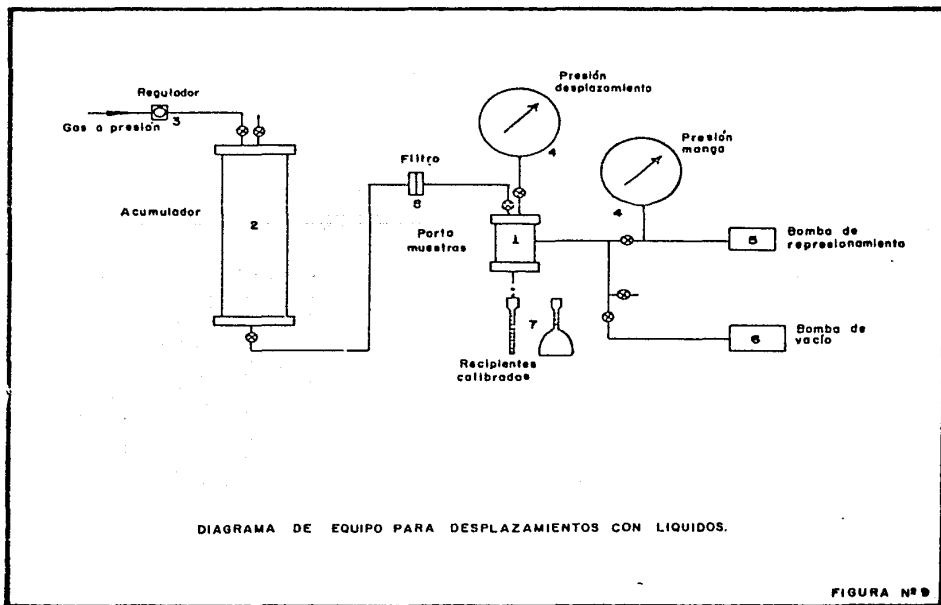
$$kw = 0.002213 \text{ D.} = \underline{\underline{2.213 \text{ mD.}}}$$

$$krw = \frac{kw}{K_L} = \frac{2.213}{9.357} = \underline{\underline{0.237}}$$

CUIDADO DEL EQUIPO.

Para la mejor conservación del equipo y la obtención de resultados confiables se recomienda considerar lo siguiente:

- 1.- Conservar limpios y secos todos los elementos del equipo.
- 2.- No apretar con exceso las válvulas al momento de cerrarlas.
- 3.- Verificar periódicamente que el filtro se encuentre en buen estado.
- 4.- Verificar periódicamente el buen funcionamiento de la bomba de -
vacío.



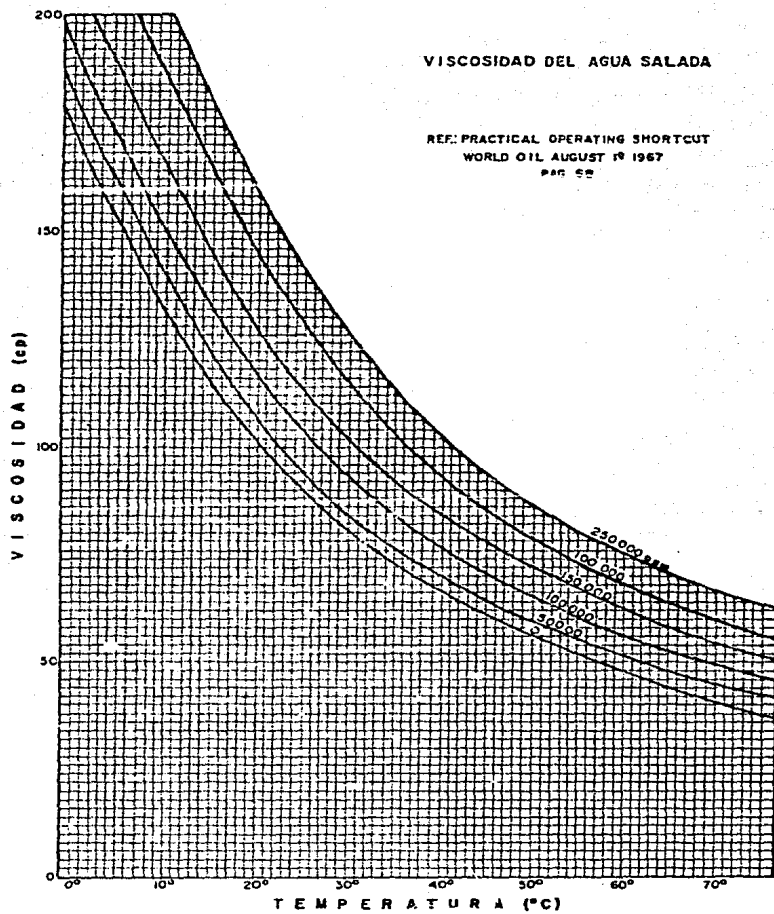



FIGURA No. 10


K-C SEMISINTÉTICAS 46 BABS
 SINTÉTICAS DE ALTA CALIDAD
 SIEMPRE A PRESIÓN

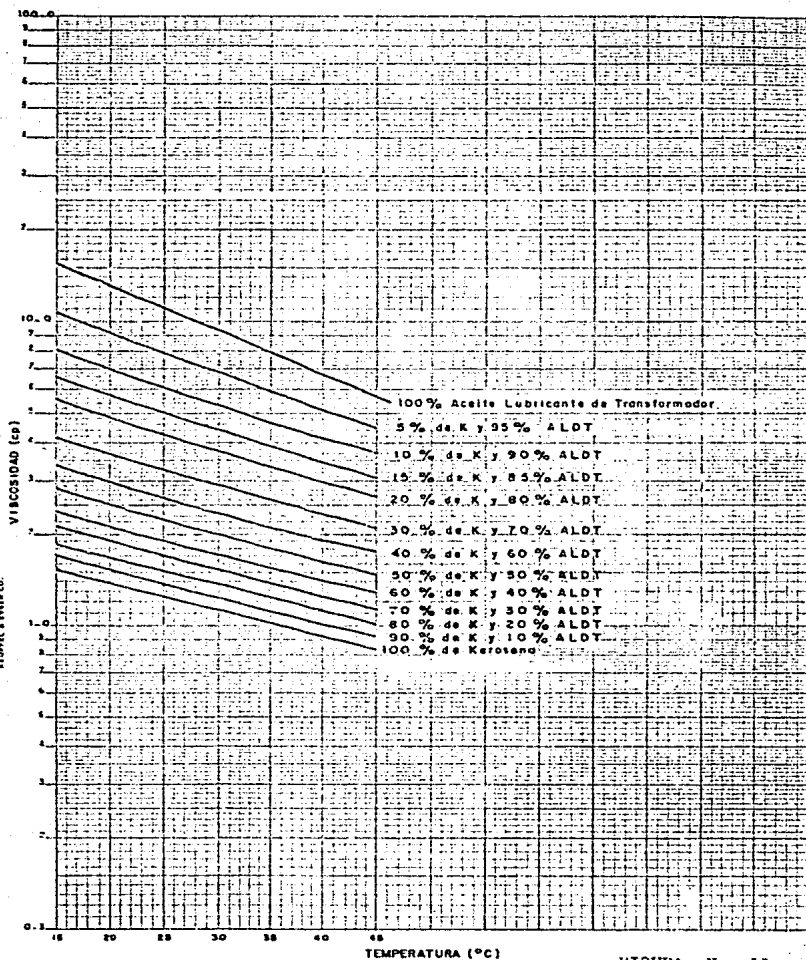


FIGURA No. 11

C O N T E N I D O D E F L U I D O S .

DEFINICION.

El contenido de fluidos de una muestra es el volumen de líquido (aceite y/o agua) y gas que tiene ésta, ocupando el espacio poroso.

DETERMINACION EN EL LABORATORIO.

Para determinar el contenido de fluidos en el laboratorio se emplea el método de destilación a presión atmosférica, mejor conocido con el nombre de método de la Retorta.

Este método se utiliza principalmente para núcleos pequeños con fines tanto cualitativos como cuantitativos.

DESCRIPCION DEL EQUIPO.

El equipo empleado para determinar el contenido de fluidos en el laboratorio es el Destilador a presión Atmosférica (Retorta), cuyo diagrama esquemático se presenta en la Figura No. 12 y sus partes principales son las siguientes:

- 1.- Cámara de calentamiento.
- 2.- Copas de carga.
- 3.- Condensador.
- 4.- Tubo de medición.
- 5.- Controlador de temperatura.

OPERACION DEL EQUIPO :

El principio de operación de la Retorta es el siguiente: los líquidos contenidos en la muestra se evaporan en una cámara de calentamiento y posteriormente son condensados y recogidos en tubos calibrados.

Para la cuantificación de los fluidos en el laboratorio - se siguen los siguientes pasos:

- 1.- De cada uno de los núcleos se cortan y pesan cuidadosamente 100 gramos.
- 2.- Las muestras seleccionadas deben ser de la parte central de los núcleos (que no están contaminadas con el fluido de perforación).
- 3.- Comprobar que las conexiones se encuentren en buen estado.
- 4.- Comprobar que el tubo de condensación se encuentre perfectamente limpio.
- 5.- Llenar el depósito de condensación con agua.
- 6.- Colocar mallas en el fondo de las copas, cerciorándose que las copas tengan empaque.
- 7.- Cargar cada copa con 100 gramos de la muestra.
- 8.- Colocar las copas con muestra en el horno y cerrar la tapa.
- 9.- Numerar las copas de izquierda a derecha.
- 10.- Poner el selector a la temperatura deseada.
- 11.- Accionar el interruptor, poner en 800 °F el selector y esperar 20 minutos si está frío el horno ó 18 minutos si se hizo una - operación anterior.
- 12.- Tomar la lectura de agua en los tubos calibrados y anotarla.
- 13.- Mover el selector a 1200 °F y drenar el agua de condensación.
- 14.- Tomar la lectura de aceite en los tubos calibrados 40 minutos después de haber establecido la segunda lectura.

Los volúmenes de aceite observados se deben corregir por la pérdida durante la descomposición térmica del mismo. Cuando no - se cuenta con estos factores de corrección, para un aceite en parti- cular, se recomienda el uso de los factores que se presentan en la tabla siguiente.

TABLA DE CORRECCION PARA EL ACEITE

ACEITE OBSERVADO	CORRECCION	ACEITE REAL
(cm ³)	(cm ³)	(cm ³)
Trazas	0.10	0.10
0.05	0.10	0.15
0.10	0.15	0.25
0.20	0.20	0.40
0.30	0.20	0.50
0.40	0.25	0.65
0.50	0.30	0.80
0.60	0.30	0.90
0.70	0.30	1.00
0.80	0.30	1.10
0.90	0.30	1.20
1.00	0.40	1.40
Mayor de 1.00	0.40	-

DETERMINACION DEL VOLUMEN DE GAS.

Para poder cuantificar el volumen total de fluidos que contiene una roca, es necesario también determinar el contenido de gas.

Para determinar el contenido de gas se emplea una bomba desplazadora de mercurio (Figura No. 13). El procedimiento empleado para determinar el volumen de gas incluye los siguientes pasos:

- 1.- Cerrar la válvula que se encuentra entre la bomba y el manómetro de vacío.
- 2.- Limpiar la cámara de la muestra bajando el nivel del Mercurio, esto se logra desplazando el émbolo girando a la izquierda el volante hasta dejar solamente una pequeña cantidad de Mercurio en la cámara, evitando la entrada de aire a ésta.
- 3.- Asegurar la tapa de la cámara y abrir la válvula de aguja.
- 4.- Desplazar el émbolo girando a la derecha hasta que aparezca Mercurio en la parte superior de la tapa y leer la lectura en la escala de la bomba.
- 5.- Cerrar la válvula de aguja.
- 6.- Desplazar el émbolo girando a la derecha hasta alcanzar una presión de 800 a 1000 psi en el manómetro y tomar la lectura de la escala de la bomba.
- 7.- Desplazar el émbolo girando a la izquierda hasta alcanzar la presión atmosférica.
- 8.- Repetir los pasos 6 a 7 tres ó cuatro veces para tener un valor promedio de lectura.
- 9.- Abrir la válvula de aguja y extraer Mercurio de la cámara y abrir la cámara.
- 10.- Colocar la muestra dentro de la cámara.

- 11.- Cerrar la cámara y desplazar el émbolo girando a la derecha hasta la marca de referencia y leer la lectura en la escala de la bomba. La diferencia de esta lectura con la lectura del paso 4 da el volumen bruto de roca.

- 12.- Cerrar la válvula de aguja e inyectar Mercurio hasta alcanzar una presión de 800 a 1000 psi, y leer la lectura en la escala de la bomba. La diferencia de esta lectura con la lectura leída en el paso 6 da el volumen de Mercurio inyectado a la muestra.

El volumen de Mercurio inyectado a la muestra representa el volumen de gas que contiene la roca.

SECUENCIA DE CALCULO.

- 1.- Se anota la profundidad a la que pertenece la muestra.
- 2.- Se pesa la muestra a la que se le determinará el volumen de gas.
- 3.- De la información que se obtiene con la bomba desplazadora de Mercurio se anota:
 - a).-El volumen bruto de roca (cm^3).
 - b).-El volumen de Mercurio inyectado (cm^3).
- 4.- De la información aportada por la retorta se anota:
 - a).-El volumen de agua a 800°F (cm^3).
 - b).-El volumen de agua a 1200°F (cm^3).
 - c).-El volumen de aceite observado (cm^3).
 - d).-El volumen de aceite corregido (cm^3).
- 5.- Se anota el peso de la muestra que se colocó en la retorta - (generalmente 100 grs.).
- 6.-Se determina la densidad de la roca del paso 2 (gr/cm^3).

$$\text{Densidad de la roca} = \frac{\text{Peso de la muestra (paso 2) (gr)}}{\text{Volumen de roca (paso 3) (\text{cm}^3)}}$$

- 7.-Se determina el volumen total de roca del paso 5.

$$\text{Volumen total de roca} = \frac{\text{Peso de la muestra (paso 5) (gr)}}{\text{Densidad de la roca (paso 6) (\text{gr}/\text{cm}^3)}}$$

- 8.-Se determina el volumen de gas (%).⁽¹⁾

$$V_g = \frac{\text{Volumen de Mercurio inyectado (paso 3) (\text{cm}^3)}}{\text{Volumen bruto de roca (paso 3) (\text{cm}^3)}}$$

(1) % de la porosidad que ocupa el Mercurio.

9.-Se determina el volumen de aceite (%).⁽¹⁾

$$V_{oo} = \frac{\text{Volumen de aceites corregido (paso 4) (cm}^3\text{)}}{\text{Volumen total de roca (paso 7) (cm}^3\text{)}}$$

10.-Se determina el volumen de agua (%).⁽¹⁾

$$V_w = \frac{\text{Volumen de agua a 800}^{\circ}\text{F (paso 4) (cm}^3\text{)}}{\text{Volumen total de roca (paso 7) (cm}^3\text{)}}$$

11.-Se determina la porosidad en función de los volúmenes (%).

$$\text{Porosidad } (\phi) = (V_g + V_o + V_w) (\%).$$

12.-Se determina la saturación de aceite en función del volumen de aceite y la porosidad. (%).

$$S_o = \frac{V_o}{\phi}$$

13.-Se determina la saturación de agua en función del volumen de agua y de la porosidad. (%).

$$S_w = \frac{V_w}{\phi}$$

14.- Se determina la saturación de gas en función del volumen de gas y de la porosidad. (%).

$$S_g = \frac{V_g}{\phi}$$

(1) % de la porosidad que ocupa el agua o el aceite.

EJEMPLO :

Profundidad : 2336.0 mbmr.

Peso de la muestra en la cámara : 20.10 gr.

Volumen bruto de roca en la cámara : 9.01 cm³

Volumen de Mercurio inyectado : 0.94 cm³

Volumen de agua recuperado a 800 °F : 1.50 cm³ (retorta)

Volumen de aceite corregido : 0.25 cm³ (retorta)

Determinación de la densidad de la roca en la cámara :

$$\text{Densidad de la roca} = \frac{20.10 \text{ gr.}}{9.01 \text{ cm}^3}$$

Densidad de la roca en la cámara : 2.23 gr/cm³

Determinación del volumen total de roca en la retorta :

$$\text{Volumen total de roca} = \frac{100 \text{ gr.}}{2.23 \text{ gr/cm}^3}$$

Volumen total de roca en la retorta : 44.84 cm³

Determinación del volumen de gas (%) :

$$\text{Volumen de gas (Vg)} = \frac{0.94 \text{ cm}^3}{9.01 \text{ cm}^3}$$

Volumen de gas (Vg) : 0.1043 = 10.43 %

Determinación del volumen de aceite (%) :

$$\text{Volumen de aceite (Vo)} = \frac{0.25 \text{ cm}^3}{44.84 \text{ cm}^3}$$

$$\text{Volumen de aceite (Vo)} : \underline{0.0056} = 0.56 \%$$

Determinación del volumen de agua (%) :

$$\text{Volumen de agua (Vw)} = \frac{1.50 \text{ cm}^3}{44.84 \text{ cm}^3}$$

$$\text{Volumen de agua (Vw)} : \underline{0.0334} = 3.34 \%$$

Determinación de la porosidad (%) :

$$\text{Porosidad } (\phi) = 10.43 + 0.56 + 3.34$$

$$\text{Porosidad } (\phi) : \underline{14.33} \%$$

Determinación de la saturación de aceite (So) :

$$\text{Saturación de aceite (So)} = \frac{0.56}{14.33}$$

$$\text{Saturación de aceite (So)} = \underline{3.91} \%$$

Determinación de la saturación de agua (Sw) :

$$\text{Saturación de agua (Sw)} = \frac{3.34}{14.33}$$

$$\text{Saturación de agua (Sw)} = \underline{23.31} \%$$

Determinación de la saturación de gas (Sg) :

$$\text{Saturación de gas (Sg)} = \frac{10.43}{14.33}$$

$$\text{Saturación de gas (Sg)} = \underline{72.78 \%}$$

CUIDADO DEL EQUIPO.

Para la mejor conservación del equipo y la obtención de resultados confiables en las mediciones, se recomienda considerar lo siguiente :

- 1.- Conservar limpios y secos todos los elementos del equipo.
- 2.- Verificar periódicamente el buen funcionamiento del selector de temperatura.
- 3.- El represionamiento del equipo nunca debe exceder el límite de operación del manómetro.
- 4.- No sobrepasar la temperatura más allá de la especificada.

DESTILADOR A PRESION ATMOSFERICA (RETORTA)

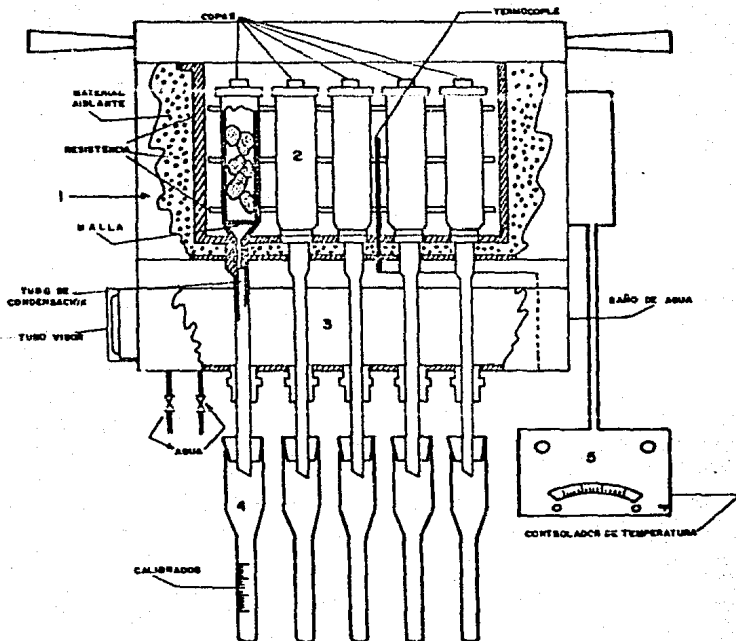
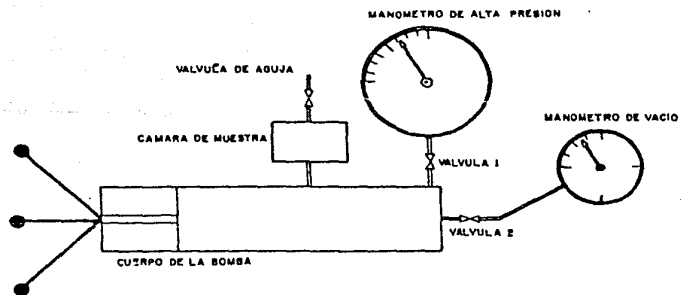


FIGURA Nº12



BOMBA DESPLAZADORA DE MERCURIO, ACONDICIONADA
 PARA MEDIR VOLUMEN DE GAS EN MUESTRAS DE ROCA

C A P I T U L O I V

APLICACION DE LAS PROPIEDADES PETROFISICAS EN EL ESTUDIO DE LOS YACIMIENTOS.

La información generada de los análisis petrofísicos realizados en el laboratorio es fundamental para el estudio de los yacimientos. Esta información se requiere tanto en los programas exploratorios como en las operaciones de terminación y reparación de pozos, en la evaluación del posible efecto y resultados de las operaciones de recuperación secundaria, en la evaluación y calibración de registros geofísicos y en el cálculo de las reservas de una estructura almacenadora.

El conocimiento de las propiedades petrofísicas es fundamental para conocer la cantidad de hidrocarburos que pueden ser recuperados de un yacimiento, ya que de éste dependen las inversiones que deben hacerse para tener la infraestructura necesaria en la explotación adecuada del yacimiento.

A continuación se presentan las aplicaciones más comunes en el estudio de los yacimientos de cada uno de los parámetros petrofísicos obtenidos en el laboratorio.

POROSIDAD Y PERMEABILIDAD.

La porosidad permite evaluar la capacidad de almacenamiento de la roca y en función de ésta es posible visualizar, por lo menos, la existencia de un fluido (agua, aceite o gas), que satura el volumen poroso de la roca. Esta propiedad de la roca es de gran utilidad para el cálculo del volumen original de hidrocarburos, el cual es la base para determinar la reserva de un yacimiento.

Si se conoce la saturación de agua promedio, el espesor -

neto y el área de la formación productora y la porosidad de dicha formación, es posible calcular el volumen original de hidrocarburos en la forma siguiente :

$$NB_{oi} = A \times h \times \phi \times (1-S_w)$$

donde:

NB_{oi} = Volumen original de hidrocarburos a condiciones de yacimiento (m^3).

A = Área de la formación productora (m^2).

h = Espesor promedio de la formación productora (m).

ϕ = Porosidad de la formación (fracción).

(1-S_w) = Saturación de hidrocarburos (fracción).

Pero no basta con conocer el volumen original de hidrocarburos para definir un yacimiento como tal, sino que se requiere saber si estos hidrocarburos pueden moverse dentro de la formación. Es aquí donde juega un papel determinante la permeabilidad. Si los hidrocarburos existentes en la roca no se pueden desplazar, éstos carecen de importancia en la evaluación de la reserva (es el volumen de hidrocarburos que pueden ser recuperados con algún sistema y método de explotación aplicable, medido a condiciones atmosféricas).

Tanto la porosidad como la permeabilidad deben tomarse en cuenta cuando se selecciona un método de recuperación secundaria. La porosidad controla la capacidad de inyección y además tiene íntima relación con el aceite almacenado en el yacimiento.

En la Tabla No. 1 se presentan resumidas las porosidades y permeabilidades obtenidas en el laboratorio en muestras de roca de núcleos del Pozo Poza Rica No. 391, del Distrito Poza Rica, Zona Centro. En esta misma tabla se presentan otras propiedades que se irán mencionando a su debido tiempo.

De la Tabla No. 1 se seleccionan algunos valores de porosidad y se grafican contra el respectivo valor del Factor de Formación (definido más adelante). Esta gráfica es de suma importancia ya que permite obtener el exponente de cementación de la roca (m), el cual indica el grado de consolidación de la misma.

RESISTIVIDAD.

Esta propiedad de la roca es de gran importancia ya que permite definir, para una formación dada, todos los parámetros que intervienen en la Fórmula de Archie¹⁰ y que sirve de base para los cálculos de porosidad y saturación de agua mediante registros eléctricos.

La interpretación de la resistividad determinada por registros en términos de porosidad y saturación de agua involucra el uso de ecuaciones empíricas. Estas ecuaciones relacionan la resistividad con la porosidad y la saturación de agua en función de algunas variables que dependen de las características de la roca.

A continuación se describen las ecuaciones empíricas (propuestas por Archie¹⁰) más comunes que relacionan la resistividad con la porosidad y la saturación de agua. En estas ecuaciones se basa el análisis de registros geofísicos.

$$F = R_o/R_w \dots\dots\dots (IV-1)$$

$$F = a/\phi^m \dots\dots\dots (IV-2)$$

$$I = R_t/R_o \dots\dots\dots (IV-3)$$

$$I = S_w^{-n} \dots\dots\dots (IV-4)$$

Todas las variables involucradas en estas ecuaciones se pueden determinar con pruebas de laboratorio sobre muestras de roca.

De la información obtenida en el laboratorio se obtienen los siguientes parámetros.

FACTOR DE FORMACION: Definido como ¹¹ " La resistividad de una roca cuando se encuentra saturada 100 % con agua salada dividida entre la resistividad del agua saturante " .

Una vez conocido el Factor de Formación para varias rocas con distinta porosidad, se grafica en papel doble logarítmico Factor de Formación contra Porosidad y se traza la línea que mejor se ajuste a los puntos graficados. La pendiente de la línea define el exponente de cementación de la roca (m) y la ordenada al origen da el valor de la constante "a". Conocidos estos valores ya se puede aplicar la ecuación de Archie.

$$F = a\phi^{-m}$$

INDICE DE RESISTIVIDAD: Definido como la resistividad de una roca conteniendo agua más hidrocarburos dividida entre la resistividad de dicha roca cuando solo contiene agua (S_w = 100 %).

De datos de laboratorio se determina el Índice de Resistividad (I) y se conoce la saturación a la cual se obtuvieron dichos índices, se grafica en papel doble logarítmico el Índice de Resistividad Vs Saturación de agua y se traza la línea que mejor

se ajuste al juego de puntos y la pendiente de la línea determina - el exponente de saturación (n).

El exponente de saturación es una constante empírica- mente determinada y relaciona la resistividad de una roca conteniend o un fluido conductor con la saturación de dicho fluido conductor.

La expresión empírica propuesta por Archie para determi- nar la saturación de fluido conductor es :

$$S_w = (R_o/R_t)^{1/n} = (F R_w/R_t)^{1/n}$$

donde:

S_w = Saturación de agua (fracción).

R_o = Resistividad de la roca con $S_w = 100 \%$ (ohm-m).

R_t = Resistividad de la roca con $S_w < 100 \%$ (ohm-m).

R_w = Resistividad del agua saturante (ohm-m).

n = Exponente de saturación (adimensional).

En la Tabla No.1 se encuentran tabulados los valores de - Factor de Formación y de Índice de Resistividad y graficados en las Figuras Nos. 14 a 19 contra los respectivos valores de Porosidad y Saturación de Agua.

3,2,8 PRESION CAPILAR.

Los datos de Presión Capilar obtenidos en el laboratorio tienen diversas aplicaciones en el estudio de los yacimientos.

De los datos obtenidos se determina la relación que existe entre la Presión Capilar y la saturación de fluidos en las rocas que constituyen el yacimiento. También se puede determinar la presión que debe aplicarse a un fluido para que éste comience a moverse dentro de la roca. A medida que se va incrementando la presión - se va reduciendo la saturación de fluidos en la roca (en este caso, la saturación de agua) y el fluido inyectado va penetrando en los -

poros más pequeños, hasta alcanzar la saturación de agua irreductible, saturación de agua que ya no puede reducirse más. La presión mínima a la que el fluido no mojante comienza a entrar en la roca y desplaza al fluido ya existente en ella se llama presión de desplazamiento³.

Una vez que se tiene la relación de presión capilar contra saturación de agua, se puede relacionar también la presión capilar contra saturación de agua y altura por encima del nivel de agua libre. Esta relación es de gran importancia ya que permite conocer la distribución de fluidos dentro del yacimiento.

A continuación se presenta la forma en la que se pueden usar los datos de presión capilar obtenidos en el laboratorio.

Como las pruebas en el laboratorio se realizan con la inyección de Mercurio, es necesario establecer ecuaciones que permitan relacionar las determinaciones de un sistema aire-Mercurio, en este caso, a un sistema aceite-agua y de las condiciones de presión y temperatura de laboratorio a condiciones de yacimiento.

La secuencia que se sigue para poder utilizar la información obtenida del laboratorio es la siguiente²:

a).- Se considera un sistema gas-agua y se desea pasar a un sistema aceite-agua. En ambos casos el fluido mojante es el agua.

Partiendo de²:

$$P_c = \frac{2\gamma \cos \theta}{r} \dots \dots \dots (IV-5)$$

donde:

P_c = Presión capilar (dinas/cm²).

θ = Angulo de contacto entre ambos fluidos y varía de 0 a 180°.

γ = Tensión interfacial (dinas/cm).

r = Radio del capilar (cm).

Para un sistema gas-agua :

$$(Pc)_L = \frac{2(\gamma_{gw})_L (\cos \theta_{gw})_L}{r} \dots\dots\dots (IV-6)$$

Si se considera que en el yacimiento se tiene el mismo capilar, entonces para un sistema aceite-agua :

$$(Pc)_Y = \frac{2(\gamma_{ow})_Y (\cos \theta_{ow})_Y}{r} \dots\dots\dots (IV-7)$$

Los subíndices L y Y indican condiciones de laboratorio y de yacimiento, respectivamente.

Como "r" es igual en ambas ecuaciones (IV-6 y IV-7) se pueda despejar dicho valor e igualar las ecuaciones.

$$\frac{2(\gamma_{gw})_L (\cos \theta_{gw})_L}{(Pc)_L} = \frac{2(\gamma_{ow})_Y (\cos \theta_{ow})_Y}{(Pc)_Y} \dots\dots\dots (IV-8)$$

Despejando $(Pc)_Y$ de esta última ecuación se tiene :

$$(Pc)_Y = \frac{(\gamma_{ow})_Y (\cos \theta_{ow})_Y}{(\gamma_{gw})_L (\cos \theta_{gw})_L} (Pc)_L \dots\dots\dots (IV-9)$$

Si se considera que en el yacimiento y en el laboratorio existe una completa mojabilidad⁸ (es la tendencia de un fluido a extenderse o adherirse sobre una superficie sólida en presencia de otros fluidos inmiscibles) por agua, entonces $\theta = 0^\circ$ y por tanto $\cos \theta = 1$, entonces la ecuación (IV-9) queda de la forma :

$$(Pc)_Y = \frac{(\gamma_{ow})_Y}{(\gamma_{gw})_L} (Pc)_L \dots\dots\dots (IV-10)$$

b).- Si se considera ahora un sistema aire-Mercurio y se desea obtener en un sistema aire-agua, el procedimiento es el siguiente:

Se debe establecer primero un factor de proporcionalidad (f) para pasar de un sistema gas-Mercurio a un sistema gas-agua. Estos sistemas son a condiciones de laboratorio.

Por analogía en los tubos capilares, la relación que existe entre la presión capilar aire-Mercurio y aire-agua es la siguiente²:

$$\frac{(P_c \text{ g-Hg})_L}{(P_c \text{ g-w})_L} = \frac{(\gamma_{\text{g-Hg}} \cos \theta_{\text{g-Hg}})_L}{(\gamma_{\text{g-w}} \cos \theta_{\text{g-w}})_L} \dots (IV-11)$$

donde :

- $P_c \text{ g-Hg}$ = Presión capilar en el sistema gas-Mercurio (dinas/cm²).
- $P_c \text{ g-w}$ = Presión capilar en el sistema gas-agua (dinas/cm²).
- $\gamma_{\text{g-Hg}}$ = Tensión superficial aire-Mercurio (dinas/cm).
- $\gamma_{\text{g-w}}$ = Tensión superficial aire-agua (dinas/cm).
- $\theta_{\text{g-Hg}}$ = Angulo de contacto entre el aire y el Mercurio.
- $\theta_{\text{g-w}}$ = Angulo de contacto entre el agua y el aire.

Los valores presentados en la referencia 2 para la tensión superficial y el ángulo de contacto son:

- $\gamma_{\text{g-Hg}} = 480$ dinas/cm
- $\gamma_{\text{g-w}} = 70$ dinas/cm
- $\theta_{\text{g-Hg}} = 140^\circ$
- $\theta_{\text{g-w}} = 0^\circ$

Sustituyendo estos valores en la ecuación (IV-11) se tiene:

$$\frac{(P_c \text{ g-Hg})_L}{(P_c \text{ g-w})_L} = 5.25 \dots (IV-12)$$

La ecuación (IV-12) es para sistemas a condiciones de laboratorio. Para pasar a condiciones de yacimiento la secuencia a seguir es la siguiente :

De la ecuación (IV-12) se despeja $(Pc \text{ g-w})_L$

$$(Pc \text{ g-w})_L = \frac{(Pc \text{ g-Hg})_L}{5.25} \dots\dots\dots (IV-13)$$

Una vez que se tienen los datos a condiciones de laboratorio para un sistema gas-agua, se pasan al sistema aceite-agua a condiciones de yacimiento con la ecuación (IV-10), presentada anteriormente.

Para el sistema desado (agua-aceite) se tiene :

$$(Pc \text{ o-w})_Y = \frac{(\text{f} \text{ o-w})_Y}{(\text{f} \text{ g-w})_L} (Pc \text{ g-w})_L \dots\dots (IV-14)$$

Sustituyendo la ecuación (IV-13) en la ecuación (IV-14):

$$(Pc \text{ o-w})_Y = \frac{(\text{f} \text{ o-w})_Y}{(\text{f} \text{ g-w})_L} \frac{(Pc \text{ g-Hg})_L}{(5.25)} \dots\dots(IV-15)$$

Esta última es la ecuación básica para la conversión de los datos obtenidos en el laboratorio con un sistema gas-mercurio a un sistema agua-aceite a condiciones de yacimiento.

c).- Para convertir los datos de presión capilar aceite-agua a altura por encima de $S_w=100\%$ se sigue la siguiente secuencia:
Por definición se tiene que ²:

$$P_c = (\rho_w - \rho_o) g h \dots\dots\dots (IV-16)$$

Despejando "h" de la ecuación (IV-16) se tiene :

$$h = \frac{P_c}{(\rho_w - \rho_o) g} \dots\dots\dots (IV-17)$$

Para condiciones de yacimiento la ecuación (IV-17) queda :

$$(h)_Y = \frac{(P_c o-w)_Y}{(\rho_w - \rho_o)_Y g} \dots\dots\dots (IV-18)$$

Sustituyendo la ecuación (IV-15) en la ecuación (IV-18) se tiene :

$$(h)_Y = \frac{(\gamma o-w)_Y (P_c g-Hg)_L}{(\gamma g-w)_L (5.25) (\rho_w - \rho_o)_Y g} \dots\dots\dots (IV-19)$$

donde :

h = cm.

Pc = dinas/cm²

γ = dinas/cm

$\rho_w, \rho_o = gr/cm^3$

g = cm/seg²

La ecuación (IV-19) también se puede expresar en la forma siguiente :

$$(h)_Y = \frac{10 (P_c \text{ g-Hg})_L (\sigma_{o-w})_Y}{(\sigma_{g-w})_L (5.25) (\rho_w - \rho_o)_Y} \dots\dots (IV-20)$$

donde :

$$\begin{aligned} h &= m \\ P_c &= \text{kg/cm}^2 \\ \sigma &= \text{dinas/cm} \\ \rho_w, \rho_o &= \text{gr/cm}^3 \end{aligned}$$

Con la ecuación (IV-20) se pueden relacionar los datos de presión capilar con saturación de agua y altura por encima del nivel de agua libre. De esta relación se puede obtener la distribución de fluidos en el yacimiento.

Ejemplo :

Muestra : 3-3-E-1

$K_L = 0.15 \text{ mD.}$

$\phi = 5.10 \%$

$(P_c \text{ g-Hg})_L = 30 \text{ kg/cm}^2$

$S_w = 62.7 \%$

$\rho_w(1) = 1.08 \text{ gr/cm}^3$

$\rho_o(1) = 0.362 \text{ gr/cm}^3$

$\sigma_{o-w} = 24 \text{ dinas/cm}$

$\sigma_{g-w} = 72 \text{ dinas/cm}$

$(r) = 5.25 \text{ adimensional}$

(1) Datos tomados del análisis PVT del Pozo Poza Rica # 353

σ_{o-w} y σ_{g-w} fueron tomados de la referencia # 2.

Sustituyendo la información necesaria en la ecuación (IV-20) se obtiene la altura sobre el nivel de agua libre.

$$(h) = \frac{10 (30) (24)}{(72) (5.25) (1.08 - 0.862)} = 87.37 \text{ m.}$$

Esto significa que en un yacimiento donde se tiene porosidad de 5.10 % y permeabilidad de 0.15 mD a una saturación de agua de 62.7% corresponde una altura de 87.37 m por encima del nivel de agua libre.

En la Tabla No. 2 se presentan resumidas las presiones capilares obtenidas en el laboratorio en muestras de roca de núcleos del Pozo Poza Rica No. 391, del Distrito Poza Rica, Zona Centro. En esta misma Tabla se encuentran las alturas sobre el nivel de agua libre para cada presión correspondiente. En las Figuras Nos. 24 a 30 se presentan graficadas las presiones capilares contra saturación de agua y altura por encima del nivel de agua libre.

PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO.

La información que se obtiene de estas pruebas sirve principalmente para pronosticar el comportamiento del desplazamiento con agua en yacimientos.

Para poder explicar mejor la aplicación de la información aportada por las pruebas de desplazamiento se tomará como base la Figura No. 22. Esta figura muestra la gráfica típica⁶ de curvas de permeabilidades relativas al agua y al aceite, para una roca dada, en función de la saturación de agua. Partiendo de una saturación de agua de 100 %, las curvas indican que una disminución en la saturación de agua al 90 % (un aumento de 10 % en la saturación de aceite) reducirá fuertemente la permeabilidad relativa al agua - de 1.00 a 0.35; en cambio, a la saturación de aceite de 10 %, la permeabilidad relativa al aceite es prácticamente cero. A este valor de saturación de aceite, en este caso 10 %, se le denomina "saturación crítica de aceite"⁶, que es la saturación a la cual el aceite comienza a fluir. También se denomina "saturación residual de aceite"⁶ al valor por debajo del cual la saturación de aceite no puede reducirse más en un sistema agua-aceite. Esto explica por qué la recuperación de aceite por empuje hidráulico es menor del 100 %. Para este ejemplo, la saturación de agua irreducible es del 37 % (la saturación de aceite es 63 % en el inicio) y la saturación final de agua es 90 % (la saturación final de aceite de 10 %), por lo tanto la recuperación de la parte invadida del yacimiento - por entrada de agua a presión es⁶:

$$\text{Rec.} = \frac{S_{10} - S_{fo}}{S_{10}}$$

$$\text{Rec.} = (63 - 10)/63 = 0.84 = 84 \%$$

Esta recuperación es con respecto al volumen inicial de aceite.

donde :

S_{io} = Saturación inicial de aceite (%).

S_{fo} = Saturación final de aceite (%).

De la Figura No.22 se puede resaltar lo siguiente : a medida que la saturación de agua disminuye, la permeabilidad relativa al agua también disminuye, mientras que la permeabilidad relativa al aceite aumenta. A una saturación de agua del 37 %, el agua saturante es inmóvil y la permeabilidad relativa al aceite es muy alta. Esto explica por qué algunas rocas pueden tener saturaciones de agua de 50 % o más y aún producir aceite limpio (sin agua).

En la descripción matemática del flujo bifásico, la relación de permeabilidades relativas siempre entra en las ecuaciones.

La relación de permeabilidades relativas es de gran importancia y se utiliza principalmente en la ecuación empleada para la determinación del flujo fraccional⁷.

Para llegar a una ecuación que relacione las permeabilidades relativas con el flujo fraccional se hace lo siguiente,

$$q_o = \frac{(k_{ro}.K) \Delta P}{\mu_o L} \dots\dots\dots(IV-21)$$

$$q_w = \frac{(k_{rw}.K) \Delta P}{\mu_w L} \dots\dots\dots(IV-22)$$

Por definición :

$$f_w = \frac{q_w}{q_o + q_w} \dots\dots\dots(IV-23)$$

Sustituyendo las ecuaciones (IV-21 y IV-22) en (IV-23) se tiene:

$$f_w = \frac{\frac{(k_{rw} \cdot K) \Delta \Delta P}{\mu_w L}}{\frac{(k_{ro} \cdot K) \Delta \Delta P}{\mu_o L} + \frac{(k_{rw} \cdot K) \Delta \Delta P}{\mu_w L}} \dots \dots \dots (IV-24)$$

Reduciendo términos en la ecuación (IV-24) se tiene :

$$f_w = \frac{\frac{k_{rw}}{\mu_w}}{\frac{k_{ro}}{\mu_o} + \frac{k_{rw}}{\mu_w}} \dots \dots \dots (IV-25)$$

Dividiendo la ecuación (IV-25) entre k_{rw}/μ_w se tiene :

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{k_{ro}}{k_{rw}} \times \frac{\mu_w}{\mu_o}} \dots \dots \dots (IV-26)$$

Para ejemplificar la utilidad de esta ecuación se presenta el análisis siguiente ; (Figura No.22).

Buestra ; 8-4-H-1

- $\phi = 19 \%$
- $K_L = 9.38 \text{ mD}$
- $\mu_w = 1.01 \text{ cp a c.y.}$
- $\mu_o = 3.35 \text{ cp a c.y.}$
- $S_w = 56 \%$
- $k_{ro} = 0.128$
- $k_{rw} = 0.225$

Sustituyendo estos valores en la ecuación (IV-26) :

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{0.128}{0.225} \times \frac{1.01}{3.35}}$$

$$f_w = 0.854 = 85.4 \%$$

Este valor de f_w indica que un pozo terminado en la zona donde se tiene saturación de agua de 56 %, producirá inicialmente con 85.4 % de agua, cuando la porosidad y la permeabilidad son de 19 % y 9.38 mD, respectivamente. Estos valores en porcentaje de agua del volumen total son a condiciones de yacimiento.

La aplicación básica de los valores obtenidos en el laboratorio de las pruebas de desplazamiento es la siguiente^{13,14},

H.J. Welge^{13,14} expuso un método por medio del cual se puede obtener la información que se persigue cuando se realiza una prueba de desplazamiento. El método de Welge es para determinar la saturación del fluido desplazante en el frente de desplazamiento y la saturación media del fluido desplazante atrás del frente de invasión.

El método de Welge consiste en lo siguiente :

Basándose en las Figuras Nos. 20 y 21, se traza una línea recta que empieza en S_{wi} y que pasa por el punto de tangencia de la curva de flujo fraccional hasta llegar a $f_w=1$. Welge demostró que la saturación en el punto de tangencia corresponde a la saturación del fluido desplazante en el frente y la saturación promedio detrás del frente corresponde al punto donde se cortan la línea recta con la línea de flujo fraccional igual a uno ($f_w = 1$).

En las Tablas Nos. 3 y 4 se presenta resumida la información obtenida en el laboratorio de las pruebas de desplazamiento.- En las Figuras Nos. 20 y 21 se tiene graficado el flujo fraccional contra saturación de agua y en las Figuras Nos. 22 y 23 se tienen graficadas las permeabilidades relativas al agua y al aceite contra saturación de agua.

CONTENIDO DE FLUIDOS.

Esta determinación es de mucha importancia ya que permite de una manera rápida y confiable conocer la saturación de fluidos de una roca a condiciones de laboratorio.

Si por algún otro procedimiento es posible conocer el factor de volumen del aceite y del agua (D_o y D_w), con esta determinación se puede conocer la saturación de fluidos a condiciones de yacimiento.

La importancia de conocer la saturación de fluidos es fundamental para la evaluación adecuada de un yacimiento.

El objetivo de la determinación del contenido de fluidos en el laboratorio es conocer la saturación de aceite. El conocimiento de esta saturación es de vital importancia ya que es de gran ayuda en la determinación del volumen original de hidrocarburos (NBoi) y en función de ésta, seleccionar procesos para mejorar la recuperación final.

El conocimiento de la distribución de aceite en el yacimiento ayudará a obtener una recuperación óptima de éste durante la explotación de un yacimiento.

Con la información que aportan las pruebas del contenido de fluidos realizadas en el laboratorio se puede obtener la porosidad a cada profundidad seleccionada y con ésta y la saturación de aceite y de agua (a condiciones de yacimiento), se podrá conocer la variación de estos tres parámetros con respecto a la profundidad.

En la Tabla No. 5 se presenta un resumen de la información aportada por el análisis del contenido de fluidos en el laboratorio sobre muestras del Pozo Poza Rica No. 391, del Distrito Poza Rica, Zona Centro.

T A B L A No.1

RESUMEN DE LAS DETERMINACIONES PETROFISICAS

POZO : POZA RICA 391

<u>MUESTRA</u> -	<u>PROFUNDIDAD</u> <u>MDMR</u>	<u>K_t</u> <u>(mD)</u>	<u>Ø</u> <u>(%)</u>	<u>R_o</u> <u>(ohm-m)</u>	<u>R_t</u> <u>(ohm-U)</u>	<u>F</u> <u>--</u>	<u>I</u> <u>-</u>	<u>S_w</u> <u>(%)</u>
1-1-H	2242.0	0.10	2.20					
1-1-H-1	2242.5	0.10	0.56					
1-1-V	2243.0	0.11	3.90	170.06	339.93	810.43	2.00	34.69
					371.90		2.19	33.43
1-2-H	2243.4	0.11	2.40					
1-2-V	2243.8	0.10	4.30					
1-3-H	2244.3	0.10	1.00					
1-3-H-1	2244.5	0.09	1.00					
1-4-V	2245.0	0.08	2.90					
1-5-H	2245.5	0.10	1.00					
2-1-H	2251.0	0.10	7.20					
2-1-H-1	2251.5	0.10	0.37					
2-1-V	2252.0	0.12	2.80					
2-2-H	2252.2	0.15	7.30					

T A B L A No. 1 (cont.)

RESUMEN DE LAS DETERMINACIONES PETROFISICAS

PCZO : FCZA BICA 391

MUESTRA	PROFUNDIDAD (mbmr)	K_L (mD)	ϕ (%)	R_o (ohm-m)	R_t (ohm-m)	F	I	S_w (%)
2-2-E-1	2252.6	0.11	11.90	30.83	60.45 72.60	146.90	1.96 2.35	57.02 49.65
2-2-V	2253.0	0.22	0.02					
2-3-H-1	2253.3	0.07	0.23					
2-4-H	2253.7	0.14	3.80					
2-4-H-1	2254.0	0.22	8.10					
2-4-V	2254.5	0.12	9.60	41.90	63.63 79.41	199.67	1.52 1.89	79.70 72.23
2-5-H	2255.0	0.71	2.90					
2-5-V	2255.3	0.15	1.60					
2-6-H	2255.7	0.19	2.50					
2-6-H-1	2256.1	0.04	6.10					
2-6-V	2256.5	0.34	5.90	63.14	119.33 200.73	300.90	1.89 3.18	60.73 50.03
3-1-H-1	2262.0	0.15	4.90					
3-1-V	2262.3	0.20	6.70					
3-2-H	2262.6	0.12	4.60					

T A B L A No.1 (cont.)

RESUMEN DE LAS DETERMINACIONES PETROFISICAS

POZO : POZA RIGA 391

MUESTRA -	PROFUNDIDAD (mbmr)	K _L (mD)	φ (%)	R _o (ohm-m)	R _t (ohm-m)	F -	I -	D _e (%)
3-2-H-1	2262.9	0.21	1.60					
3-2-V	2263.3	0.09	9.10	34.46	47.47	164.19	1.38	66.99
3-3-H	2263.6	0.19	0.12					
3-3-H-1	2263.9	0.15	5.10					
3-4-H-1	2264.2	0.18	6.30					
3-5-H	2264.6	0.10	2.70					
3-5-H-1	2264.9	0.10	4.80					
3-6-H	2265.2	0.21	11.80					
3-6-V	2265.5	0.17	6.50					
3-7-H	2265.9	1.34	8.90					
3-7-H-1	2265.9	0.26	10.80					
3-7-V	2266.7	0.33	8.80					
4-1-H	2271.0	15.26	3.10					
4-1-H-1	2271.4	38.11	13.40	16.40			76.48	
4-1-V	2272.0	0.26	9.40					
4-2-H	2272.2	0.43	10.10					
4-2-H-1	2272.5	0.49	3.60					

- 57 -

T A B L A No. 7 (cont.)

RESUMEN DE LAS DETERMINACIONES PETROFISICAS

PCZC : PCZA RIGA 391

MUESTRA	FRCFUNDIDAD	K _L	φ	R _C	R _t	F	I	B _w
-	(mbar)	(mD)	(%)	(ohm-m)	(ohm-m)	-	-	(%)
4-2-V	2273.9	1.34	11.50					
4-3-H	2274.3	23.52	11.10					
4-3-H-1	2274.6	17.21	14.30	20.00		95.33		
4-3-V	2274.0	0.26	15.10					
4-4-V	2274.4	0.18	13.50					
4-5-H-1	2274.8	0.09	1.50					
4-6-H	2275.1	0.07	0.37					
4-6-V	2275.4	0.12	2.80	56.49	99.09	269.19	1.75	79.82
					122.61		2.22	77.22
4-7-H	2275.8	2.44	7.70					
4-7-H-1	2276.2	0.08	4.60					
4-8-H-1	2276.6	0.34	10.70					
4-9-H	2276.9	0.10	0.92					
4-9-H-1	2277.2	0.09	0.05					
4-10-H	2277.6	0.07	0.70					
4-10-H-1	2278.0	0.10	0.05					
4-11-H	2278.4	0.07	1.03					
4-11-H-1	2278.8	0.05	0.98					

T A B L A No.1 (cont.)

RESUMEN DE LAS DETERMINACIONES FÍSICO-FÍSICAS
PCZO : PCZA RICA 391

MUESTRA	PROFUNDIDAD (mbar)	K_L (mD)	ϕ (%)	R_o (ohm-m)	R_t (ohm-m)	F	I	S_w (%)
4-12-II	2279.2	0.07	0.16					
4-12-H-1	2279.6	0.10	0.02					
4-12-V	2280.0	0.10	1.00					
5-1-H	2282.0	0.09	1.10					
5-1-H-1	2282.3	0.25	11.20	11.90	21.26 20.56	56.71	1.79 1.73	81.21 73.70
5-2-H	2282.6	0.15	13.90					
5-2-H-1	2282.9	0.12	8.60					
5-2-V	2283.3	0.13	4.90					
5-3-H	2283.6	0.10	3.30					
5-3-H-1	2283.9	1.43	11.20					
5-4-H	2284.3	1.86	10.40					
5-4-H-1	2284.6	1.73	5.60					
5-4-V	2285.0	1.91	9.70					
6-1-H	2291.0	0.10	1.50					
6-2-H	2293.5	0.10	1.10					

T A B L A No. 1 (cont.)

RESUMEN DE LAS DETERMINACIONES PETROFISICAS

FCZC : ICZA RICA 351

MUESTRA	PRCFUNDIDAD (mbmr)	K _L (mD)	Ø (%)	R _o (ohm-m)	R _t (ohm-m)	F	I	S _w (%)
7-1-H	2302.0	3.84	12.90					
7-1-H-1	2302.4	4.82	11.80					
7-1-V	2302.8	2.42	14.10					
7-2-H	2303.1	6.87	8.80					
7-2-H-1	2303.5	4.47	10.60	8.02	30.23	38.19	3.77	49.83
					61.69		7.69	33.29
7-3-H	2304.2	3.39	14.40					
7-3-H-1	2304.5	1.65	9.30	17.12	27.48	81.52	1.61	41.12
					101.99		5.96	29.16
7-4-H	2304.8	0.98	9.70					
7-4-H-1	2305.2	0.83	7.00					
7-5-H	2305.6	1.09	9.90					
7-5-H-1	2306.0	1.75	7.90	10.56	36.90	50.29	3.49	48.69
					64.67		6.12	36.97
7-6-V	2306.5	1.34	11.70	13.73		65.38		
8-1-H	2311.0	0.10	1.90	79.64	119.51	737.60	1.50	93.92
					129.13		1.53	92.79

T A B L A No.1 (cont.)

RESUMEN DE LAB DETERMINACIONES PETROFISICAS

PCZC : ECZA RICA 591

NUESTRA -	PROFUNDIDAD (mbar)	K_L (mD)	\emptyset (%)	R_c (ohm-m)	R_t (ohm-m)	F -	I -	S_w (%)
8-1-H-1	2311.3	0.10	1.20	76.64	123.32 132.79	709.72	1.61 1.73	94.12 93.05
8-2-H-1	2311.7	0.09	0.73					
8-3-H	2312.0	0.07	0.02					
8-3-H-1	2312.4	0.10	0.24					
8-3-V	2312.7	0.09	1.20					
8-4-H	2313.1	0.10	0.05					
8-4-H-1	2313.4	9.36	19.0	2.75		25.46		
8-4-V	2313.8	0.09	7.52					
8-5-H	2314.1	8.60	11.20					
8-5-H-1	2314.5	0.10	15.80					
8-6-H	2314.8	0.08	0.05					
8-6-H-1	2315.2	0.08	0.02					
8-7-H	2315.6	12.97	16.43					
8-7-H-1	2316.0	7.65	15.30					
9-1-H	2324.0	20.44	7.20					
9-1-V	2324.4	1.47	9.50					
9-2-H	2324.6	0.55	7.40					
9-2-H-1	2325.2	3.08	8.60					
9-3-H	2325.6	0.13	0.13					
9-3-H-1	2326.0	0.18	0.16					

T A B L A No.1 (cont.)

RESUMEN DE LAS DETERMINACIONES PETROFISICAS

ICZC : FCZA RICA 391

MUESTRA -	PROFUNDIDAD (mbr)	K _L (mD)	Ø (%)	Ro (ohm-m)	Rt (ohm-m)	F -	I -	Sw (%)
9-4-H	2326.4	1.30	6.90					
9-4-H-1	2326.8	2.24	1.53					
9-5-H-1	2327.2	0.10	1.50					
9-5-V	2327.6	0.11	5.30					
9-6-H	2328.0	0.09	0.90					
9-6-H-1	2328.4	0.07	1.30					
9-6-V	2328.8	0.31	3.00					
9-7-H-1	2329.2	1.33	5.30					
9-8-H	2329.6	3.39	8.50					
9-8-V	2330.0	0.53	5.90					
10-1-H	2332.0	0.56	5.10					
10-1-H-1	2332.3	0.41	9.20					
10-2-H	2332.6	2.13	10.20	5.21		48.24		
10-2-H-1	2332.9	2.51	10.90					
10-3-H	2333.3	2.35	8.80					
10-3-H-1	2333.6	2.16	12.70					
10-4-H	2333.9	2.78	5.30	3.74	10.99	34.63	2.94	52.07
					21.22		5.68	32.15
10-4-H-1	2334.3	3.03	13.30					
10-4-V	2334.6	3.96	8.00	4.59	11.87	42.50	2.59	49.08
					21.17		4.61	32.61

T A B L A No. 1 (cont.)

RESUMEN DE LAS DETERMINACIONES PETROFISICAS

PCZC : FCZA RICA 391

MUESTRA	FUNDALIDAD	K_L	ϕ	R_c	R_t	F	I	S_w
-	(mbar)	(mD)	(%)	(ohm-m)	(ohm-m)	-	-	(%)
10-5-H	2334.9	5.21	13.70	5.40	12.35	50.00	2.29	45.55
					22.94		4.25	30.97
10-5-V	2335.3	5.09	8.90	3.90	9.44	36.11	2.59	54.10
					19.52		5.01	36.07
10-6-H	2335.6	1.77	9.20					
10-6-H-1	2336.0	4.94	11.30					
11-1-H	2348.0	0.15	9.60	21.13		195.74		
11-1-H-1	2348.2	0.16	11.30					
11-2-H	2348.5	0.68	5.20					
11-2-H-1	2348.7	0.36	7.50					
11-2-V	2349.0	0.15	8.90	21.11		197.04		
11-3-H	2349.2	0.27	7.70					
11-3-H-1	2349.5	0.29	5.60					
11-4-H	2349.7	0.18	0.20					
11-4-H-1	2350.0	0.24	0.57					
11-4-V	2350.2	0.22	7.10					
11-5-H	2350.5	2.93	11.20	4.61	15.78	42.59	3.43	45.71
					25.37		5.50	32.20
11-5-H-1	2350.7	0.24	9.70					
11-5-V	2351.0	7.15	14.10					

T A B L A No.1 (cont.)
RESUMEN DE LAS DETERMINACIONES PETROFISICAS

POZO : POZA RICA 391

<u>MUESTRA</u> -	<u>PROFUNDIDAD</u> (mbr)	<u>K_L</u> (mD)	<u>Ø</u> (%)	<u>R_o</u> (ohm-m)	<u>R_t</u> (ohm-m)	<u>F</u> -	<u>I</u> -	<u>S_w</u> (%)
11-6-H	2351.2	0.17	2.70					
11-6-H-1	2351.5	0.12	4.30					
11-6-V	2351.7	0.41	1.90					
11-7-H	2352.0	1.07	14.40					
11-7-H-1	2352.2	2.75	11.00	4.56		42.22		
11-7-V	2352.5	0.36	6.60					
11-8-H	2352.7	0.25	3.40					
11-8-H-1	2253.0	4.60	16.90	3.60	12.42 20.66	31.20	3.45 5.74	41.43 29.12
11-8-V	2353.3	0.16	6.00					
11-9-H	2353.5	24.30	14.30					
11-9-H-1	2353.7	11.41	11.10					
11-9-V	2354.0	2.23	12.10					

T A B L A No. 2

RESUMEN DE LOS DATOS OBTENIDOS A PARTIR DE LAS PRUEBAS DE PRESION CAPILAR

PRESION CAPILAR (Kg/cm ²)	ALTURA (m)	SATURACION DE AGUA (%)			
		M: 3-3-H-1	M: 4-8-H-1	M: 8-5-H-1	M: 8-7-H-1
0.0	0.00	99.28	81.52	96.18	89.47
1.0	2.91	98.57	68.38	88.55	84.82
2.0	5.83	94.98	61.07	82.82	80.90
4.0	11.65	91.39	53.28	77.10	74.29
9.0	26.21	82.07	44.48	67.56	64.01
14.0	40.78	74.89	41.10	65.65	53.48
19.0	55.34	70.59	37.37	59.92	51.03
30.0	87.37	62.70	26.54	58.02	37.81
40.0	116.50	58.39	15.03	56.11	36.10
50.0	145.62	55.52	10.63	54.20	31.93
60.0	174.75	53.37	8.60	54.20	30.46

T A B L A No. 2

RESUMEN DE LOS DATOS OBTENIDOS A PARTIR DE LAS PRUEBAS DE PRESION CAPILAR

PRESION CAPILAR (Kg/cm ²)	ALTURA (m)	SATURACION DE AGUA (%)		
		Li: 9-1-V	Li: 9-2-H-1	Li: 10-3-H-1
0.0	0.00	87.47	78.87	58.45
1.0	2.91	84.64	72.08	97.83
2.0	5.83	83.02	65.31	95.36
4.0	11.65	79.39	61.93	87.94
5.0	26.21	74.94	56.43	55.47
14.0	40.78	70.90	52.62	34.76
19.0	55.34	65.64	47.55	27.34
30.0	87.37	51.90	39.93	21.15
40.0	116.50	40.99	31.90	18.06
50.0	145.62	34.52	27.24	16.51
60.0	174.75	29.67	24.70	15.89

T A B L A No. 3

RESUMEN DE DATOS OBTENIDOS CON PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO

PCZO: POZA RICA 391.

MUESTRA	8-4-H-1	10-2-H
ϕ (%)	19.00	10.20
K_w (mD)	7.49	1.14
k_o a S_{wi} (mD)	4.15	0.72
k_w a S_{or} (mD)	2.91	0.23
S_{wi} (%)	37.00	6.40
S_{or} (%)	6.00	27.30
Dif. Presiones (atm.)	5.24	19.45
T ($^{\circ}$ C)	20.00	19.00
μ_w (cp)	1.01	1.05
μ_o (cp)	3.35	3.45
K_L (mD)	9.36	2.13

T A B L A No. 4

RESUMEN DE PERMEABILIDADES RELATIVAS Y FLUJO FRACCIONAL

POZO: POZA RICA 391

MUESTRA: 3-4-B-1

Sr. (%)	$k_{ro}^{(1)}$ -	$k_{rw}^{(1)}$ -	k_{ro}/k_{rw} -	f_w (fracción)
37.0	0.554	-	-	-
47.5	0.447	0.152	2.941	0.636
56.0	0.128	0.225	0.569	0.350
61.5	0.076	0.273	0.278	0.920
68.6	0.040	0.295	0.136	0.960
80.2	0.010	0.331	0.030	0.991
86.5	0.003	0.353	0.008	0.997
90.2	0.001	0.375	0.003	0.998
91.9	0.001	0.381	0.003	0.999
92.7	0.000	0.382	0.000	0.999
94.0	0.000	0.388	-	1.000

(1) Los datos de permeabilidades relativas al agua y al aceite en función de la saturación de agua fueron obtenidos por medio de un programa de cómputo que se tiene disponible en el Distrito Poza Rica, Zona Centro. (Departamento de Ingeniería de Yacimientos).

T A B L A No. 4

RESUMEN DE LAS PERMEABILIDADES RELATIVAS Y FLUJO FRACCIONAL

POZO: POZA RICA 391

MUESTRA: 10-2-H

<u>Sw</u> <u>(%)</u>	<u>kro</u> ⁽¹⁾	<u>k_{rw}</u> ⁽¹⁾	<u>kro/k_{rw}</u>	<u>fw</u> <u>(fracción)</u>
7.0	0.633	-	-	-
20.2	0.200	0.143	1.399	0.177
29.3	0.068	0.190	0.358	0.700
43.5	0.043	0.209	0.206	0.900
50.0	0.015	0.226	0.066	0.940
56.3	0.005	0.227	0.022	0.980
61.2	0.002	0.229	0.009	0.993
67.1	0.001	0.230	0.004	0.997
70.7	0.000	0.232	0.000	0.999
73.0	0.000	0.247	-	1.000

(1) Los datos de permeabilidades relativas al agua y al aceite en función de la saturación de agua fueron obtenidos por medio de un programa de cómputo que se tiene disponible en el Distrito Poza Rica, Zona Centro. (Departamento de Ingeniería de Yacimientos).

T A B L A No. 5

RESUMEN DE INFORMACION OBTENIDA POR ANALISIS DE CONTENIDO DE FLUIDOS

PROFUNDIDAD	POROSIDAD	SATURACION DE	SATURACION DE
(mbar)	(%)	ACEITE (%)	AGUA (%)
2242.0	3	21	0
2242.5	0	0	0
2243.0	0	0	0
2243.5	0	0	0
2244.0	2	13	0
2244.5	15	14	13
2245.0	0	0	0
2245.5	2	12	0
2251.0	6	17	0
2251.5	7	9	0
2252.0	12	19	19
2252.5	8	45	8
2253.0	8	15	0
2253.5	8	14	3
2254.0	6	20	0
2254.5	9	39	3
2255.0	7	32	21
2255.5	3	82	0
2256.0	3	24	0
2256.5	0	0	0
2262.0	4	47	12
2262.5	4	5	0
2263.0	15	10	0
2263.5	8	26	14

T A B L A No. 5 (cont.)

RESUMEN DE INFORMACION OBTENIDA POR ANALISIS DE CONTENIDO DE FLUIDOS

<u>PROFUNDIDAD</u> <u>(mts)</u>	<u>POROSIDAD</u> <u>(%)</u>	<u>SATURACION DE</u> <u>ACEITE (%)</u>	<u>SATURACION DE</u> <u>AGUA (%)</u>
2264.0	5	50	28
2264.5	7	23	20
2265.0	3	39	24
2265.5	16	20	10
2266.0	14	15	10
2266.5	8	14	6
2271.0	10	18	0
2271.5	12	9	0
2272.0	11	6	0
2272.5	10	9	0
2273.0	13	11	0
2273.5	11	14	0
2274.0	4	20	0
2274.5	3	23	0
2275.0	0	0	0
2275.5	0	0	0
2276.0	0	0	0
2276.5	0	0	0
2277.0	0	0	0
2277.5	0	0	0
2278.0	0	0	0
2278.5	4	70	0
2279.0	0	0	0
2279.5	0	0	0
2280.0	2	12	0

T A B L A No. 5 (cont.)

RESUMEN DE INFORMACION OBTENIDA POR ANALISIS DE CONTENIDO DE FLUIDOS

<u>PROFUNDIDAD</u> <u>(mbar)</u>	<u>POROSIDAD</u> <u>(%)</u>	<u>SATURACION DE</u> <u>ACEITE (%)</u>	<u>SATURACION DE</u> <u>AGUA (%)</u>
2282.0	13	32	2
2282.5	5	29	0
2283.0	2	70	12
2283.5	8	19	0
2284.0	11	18	2
2284.5	10	19	2
2285.0	8	3	3
2291.0	0	0	0
2291.5	0	0	0
2292.0	0	0	0
2292.5	0	0	0
2293.0	0	0	0
2293.5	0	0	0
2302.0	12	17	23
2302.5	12	20	0
2303.0	16	17	18
2303.5	12	19	2
2304.0	14	16	11
2304.5	12	20	0
2305.0	14	7	0
2305.5	14	8	0
2306.0	16	23	3
2306.5	7	13	0
2311.0	6	16	0
2311.5	11	26	21

T A B L A No. 5 (cont.)

RESUMEN DE INFORMACION OBTENIDA POR ANALISIS DE CONTENIDO DE FLUIDOS

<u>PROFUNDIDAD</u> <u>(mbar)</u>	<u>POROSIDAD</u> <u>(%)</u>	<u>SATURACION DE</u> <u>ACEITES (%)</u>	<u>SATURACION DE</u> <u>AGUA (%)</u>
2312.0	0	0	0
2312.5	0	0	0
2313.0	3	14	18
2313.5	0	0	0
2314.0	0	0	0
2314.5	0	0	0
2315.0	6	23	3
2315.5	10	9	5
2324.0	7	3	0
2324.5	7	20	0
2325.0	7	18	0
2325.5	8	19	0
2326.0	0	0	0
2326.5	6	85	0
2327.0	2	47	0
2327.5	0	0	0
2328.0	0	0	0
2328.5	11	8	0
2329.0	9	12	0
2329.5	5	20	0
2330.0	5	33	0
2332.0	11	5	0
2332.5	10	20	0
2333.0	11	10	0
2333.5	0	0	0

T A B L A No. 5 (cont.)

RESUMEN DE INFORMACION OBTENIDA POR ANALISIS DE CONTENIDO DE FLUIDOS

PROFUNDIDAD (mbar)	POROSIDAD (%)	SATURACION DE ACEITE (%)	SATURACION DE AGUA (%)
2334.0	10	14	0
2334.5	2	56	0
2335.0	13	15	0
2335.5	11	8	2
2336.0	14	4	24
2348.0	10	20	0
2348.5	9	21	0
2349.0	7	22	0
2349.5	6	4	0
2350.0	16	17	3
2350.5	5	12	0
2351.0	10	25	4
2351.5	6	35	4
2352.0	7	8	2
2352.5	12	7	0
2353.0	11	10	2
2353.5	14	14	35
2354.0	11	22	15

MUESTRAS

1-1-V e 7-6-V

SALINIDAD 30000 ppm

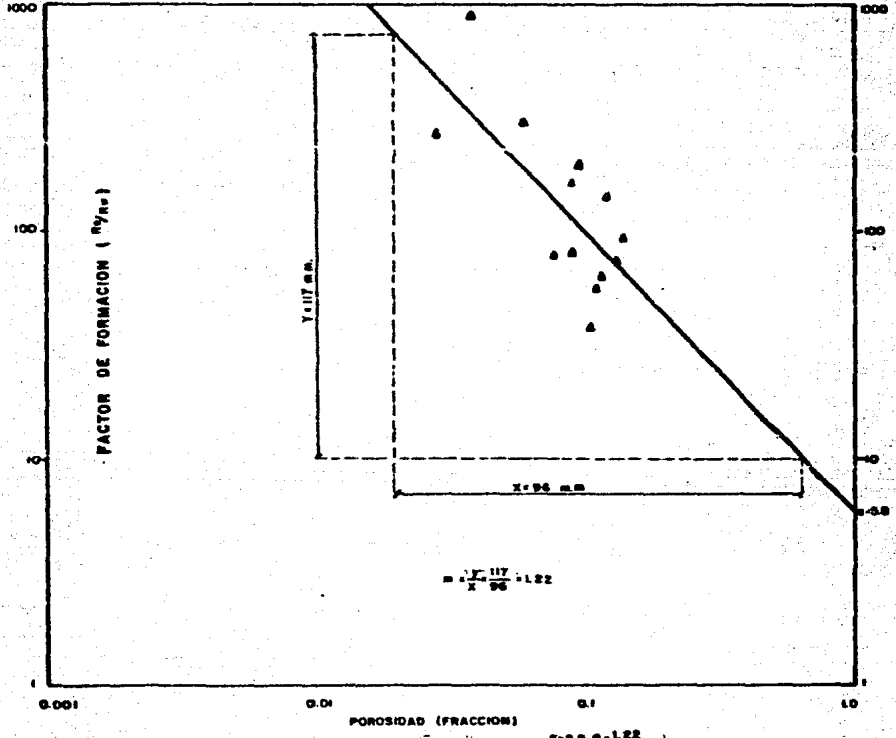


FIGURA No.14

MUESTRAS 0-1-N e 11-8-N-1

SALINIDAD 65 000 PPM

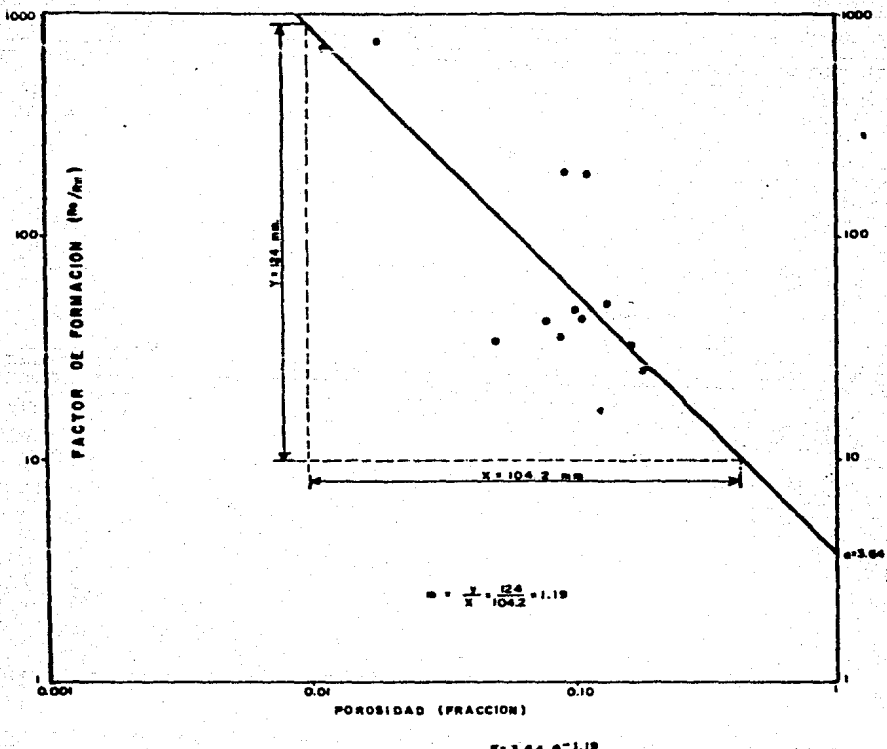


FIGURA No. 15

MUESTRAS 11-V e 11-S-N-1

▲ SALINIDAD- 30000 ppm
● SALINIDAD- 55000 ppm

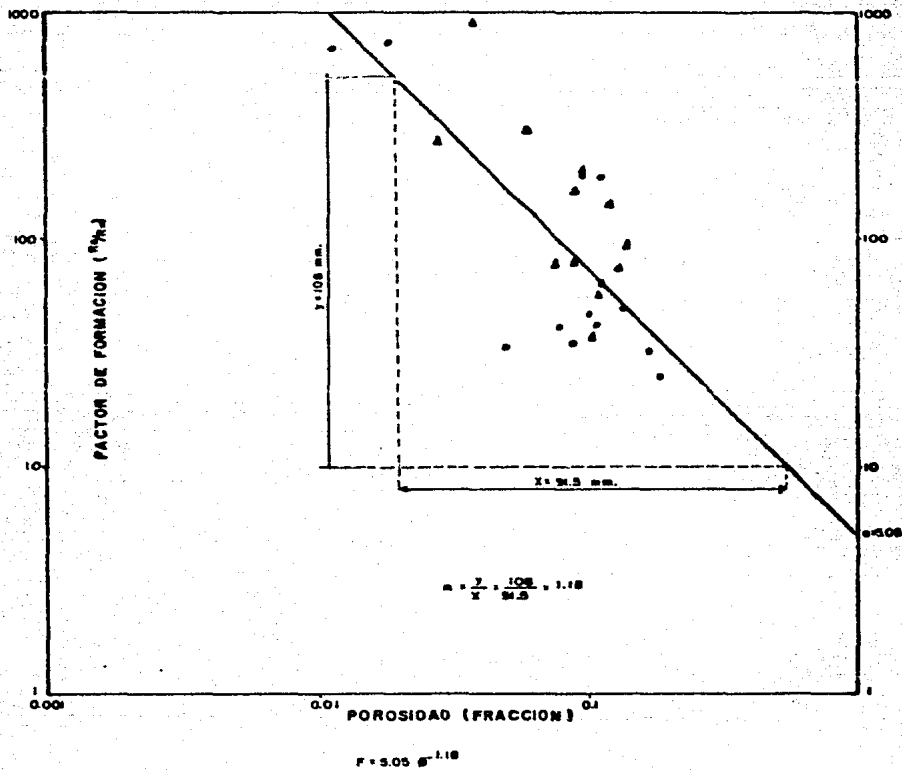


FIGURA No. 16

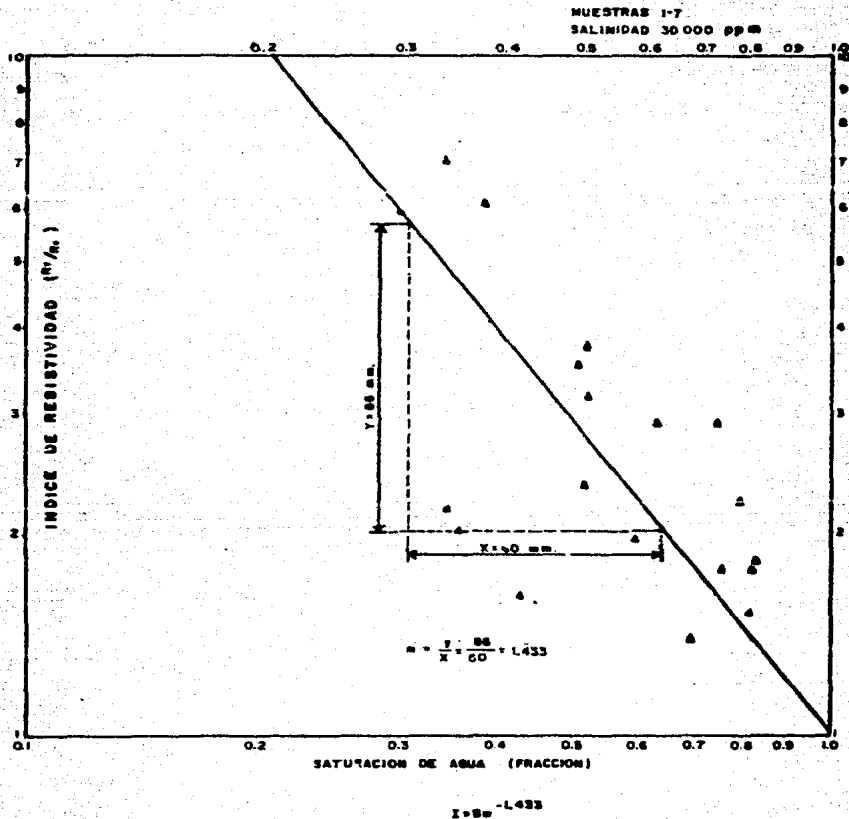


FIGURA No 17

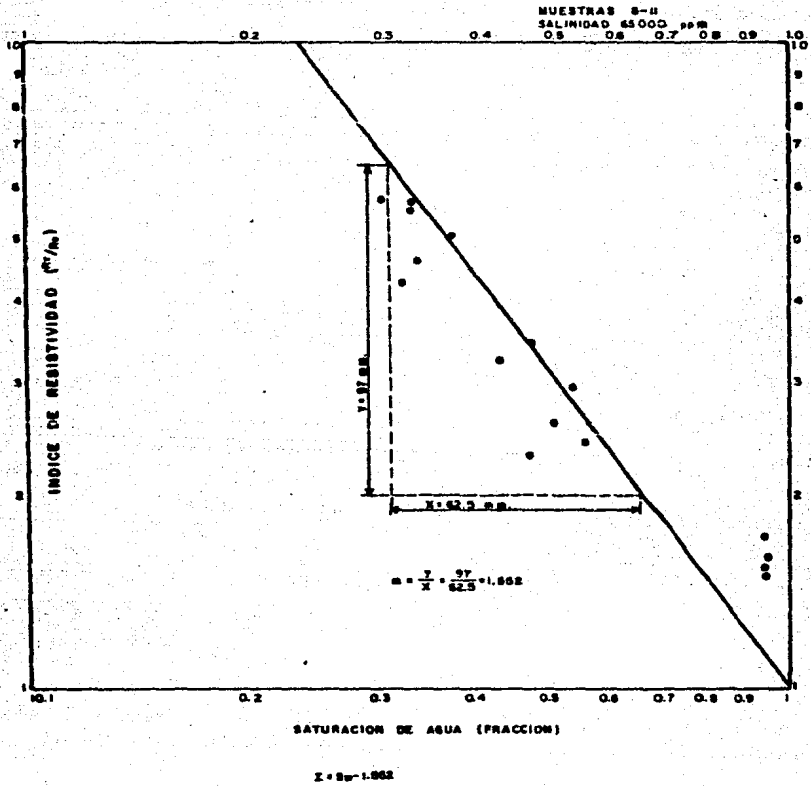


FIGURA No. 18

▲ MUESTRAS I-V a 7-5-M-1 - SALINIDAD 30 000 ppm

● MUESTRAS 8-I-M-1 a 11-8-M-1 - SALINIDAD 65 000 ppm

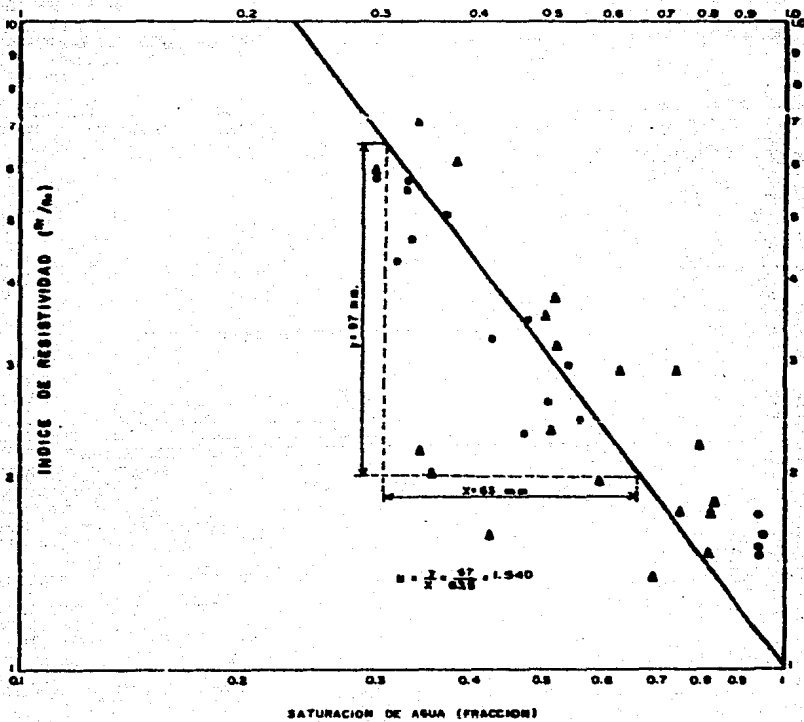


FIGURA No. 19

POZO: PR.385
MUESTRA: S-4-4-1
S = 19.0 %
K = 7.493 MD

FLUJO FRACCIONAL DE AGUA

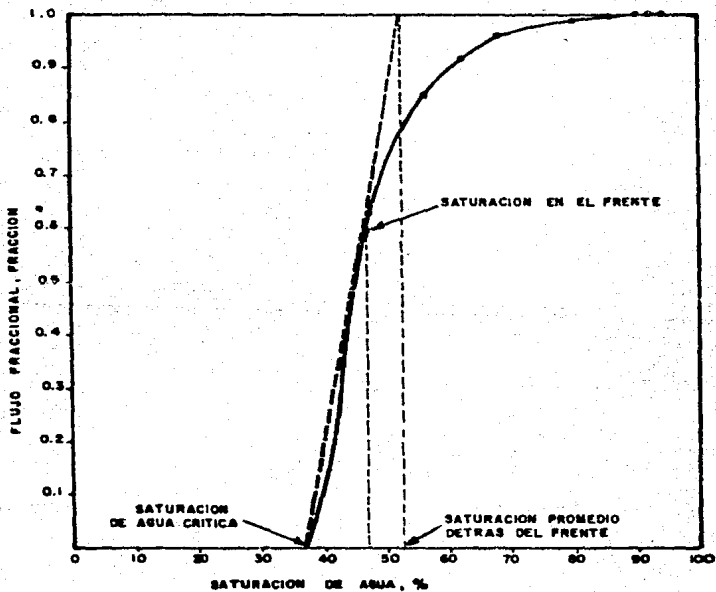


FIGURA No 20

FLUJO FRACCIONAL DE AGUA

POZO: P.R. 391
MUESTRA 10-2-H
 $\theta = 10.2\%$
 $K = 1.143 \text{ cmD}$

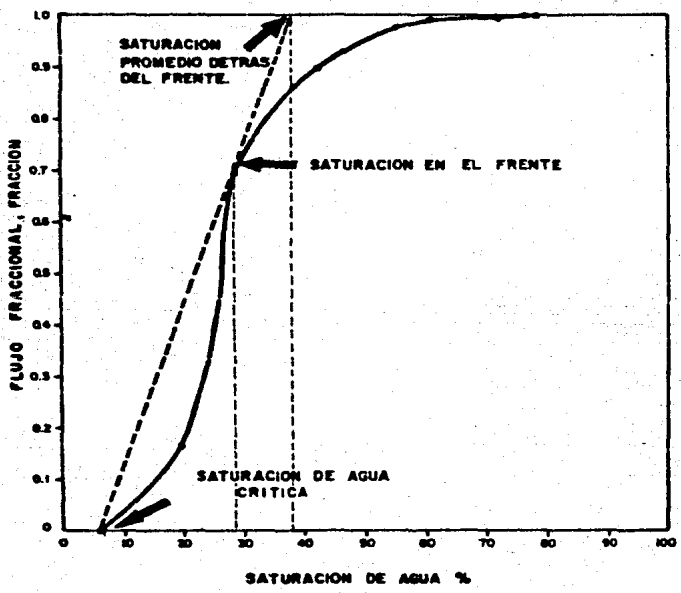


FIGURA No. 21

PERMEABILIDAD RELATIVA AL
AGUA (k_{rw}) y AL ACEITE (k_{ro})
CONTRA

POZO: P.R. 391
MUESTRA: 3-4-H-1
 $S = 19.0\%$
 $K = 7.025 \text{ mD}$

SATURACION DE AGUA

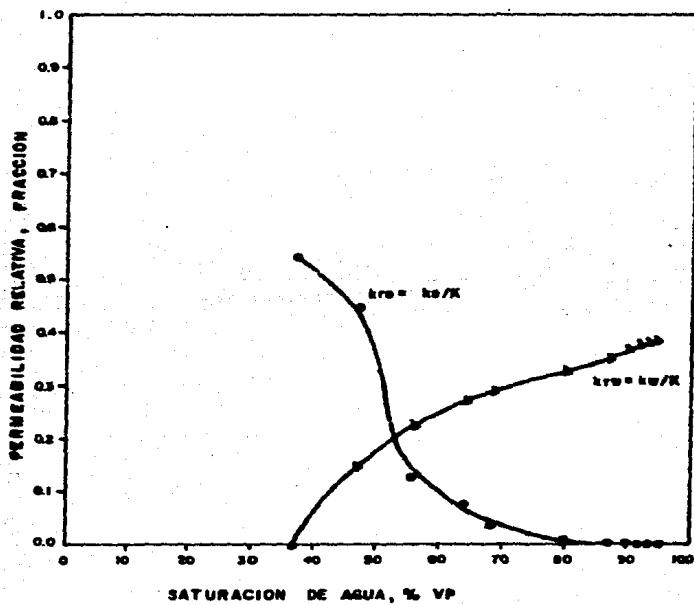


FIGURA No. 22

PERMEABILIDAD RELATIVA AL AGUA (k_{rw})
Y AL ACEITE (k_{ro})
CONTRA
SATURACION DE AGUA

POZO: P.R. 301
MUESTRA: 10-2-M
S = 10.2%
K = 1.143 md

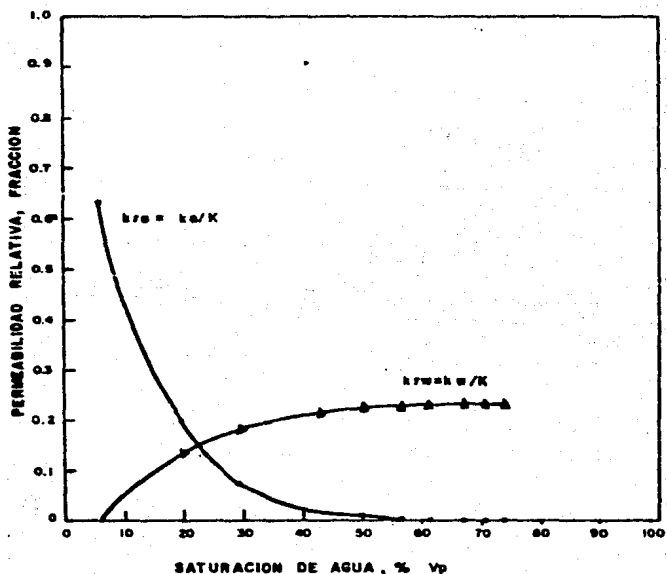
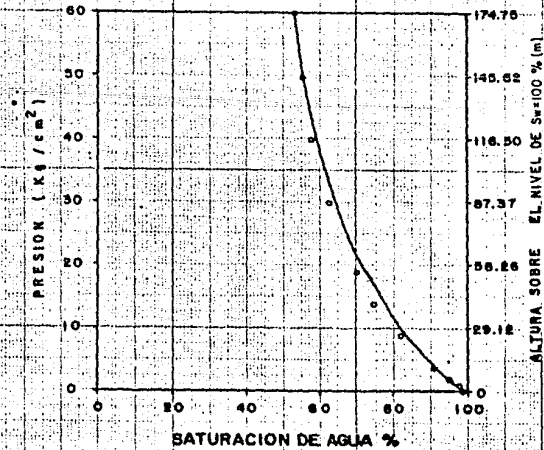


FIGURA No. 23

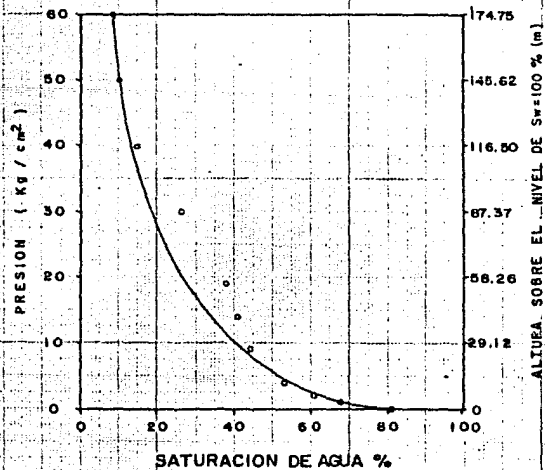
SATURACION DE AGUA
CONTRA
PRESION CAPILAR Y ALTURA



POZO: PR-591
MUESTRA: 3-3-H-1
φ = 8.1 %
K = 0.180 MD
S_{wc} = 83 %

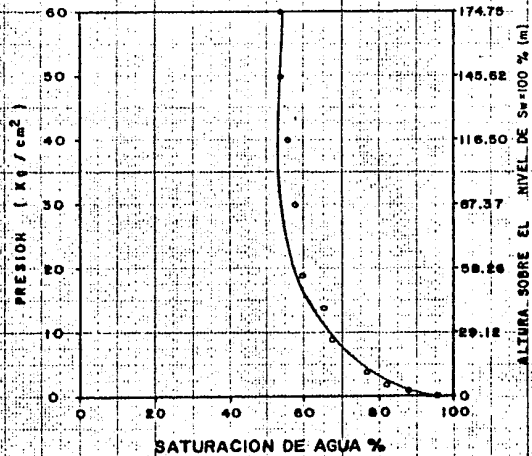
FIGURA No. 24

SATURACION DE AGUA
CONTRA
PRESION CAPILAR Y ALTURA



POZO: PR-391
MUESTRA: 4-B-H-1
 $\phi = 10.7\%$
 $K = 0.344 \text{ mD}$
 $S_{wc} = 8.5\%$

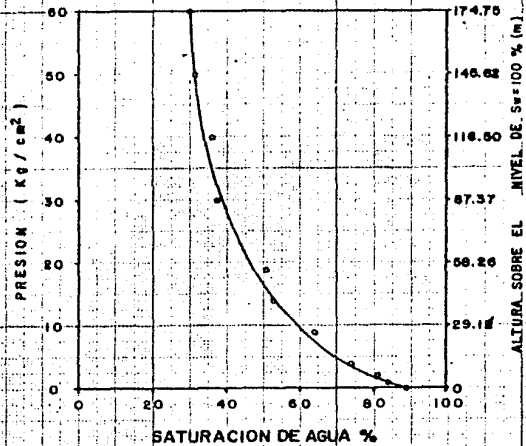
SATURACION DE AGUA
CONTRA
PRESION CAPILAR Y ALTURA



POZO: PR-391
MUESTRA: 6-5-W-1
 $\theta = 19.8 \%$
 $K = 0.100 \text{ mD}$
 $S_{wc} = 54 \%$

FIGURA No. 26

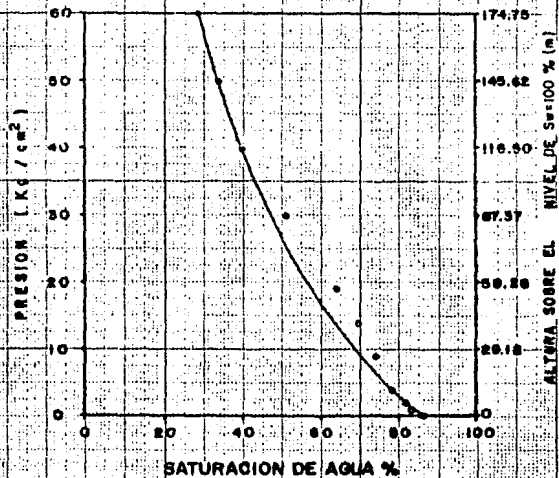
SATURACION DE AGUA
CONTRA
PRESION CAPILAR Y ALTURA



POZO: PR-391
 MUESTRA: 6-7-N
 φ = 18.4 %
 K = 12.973 mD
 S_{wc} = 30 %

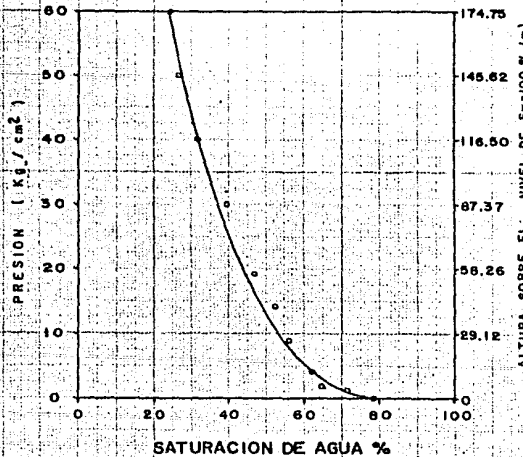
FIGURA N° 27

SATURACION DE AGUA
CONTRA
PRESION CAPILAR Y ALTURA



POZO: PR-381
MUESTRA: S-1-V
θ = 9.8 %
K = 1.474 mD
S_{wc} = 30 %

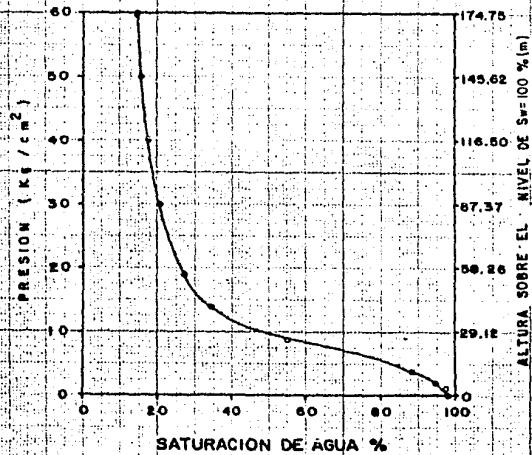
SATURACION DE AGUA
CONTRA
PRESION CAPILAR Y ALTURA



POZO: PR-391
MUESTRA: 9-2-H-1
S = 8.0 %
K = 3.059 m D
S_{wo} = 21. %

FIGURA. No 29

SATURACION DE AGUA
CONTRA
PRESION CAPILAR Y ALTURA



POZO: PR-391
 MUESTRA: 10-3-N-1
 $\theta = 12.7\%$
 $K = 1.160 \text{ mD}$
 $S_{wc} = 16\%$

FIGURA No 30

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

Debido a la importancia que tiene el conocimiento de la información obtenida del análisis de núcleos, es recomendable efectuar todas las pruebas que sean necesarias, para tener la información suficiente en las diferentes etapas de la explotación de un yacimiento.

Para tener buenos resultados en la evaluación de un yacimiento y posteriormente aplicar proyectos de recuperación primaria y secundaria, es necesario tomar en consideración la información aportada por el análisis de núcleos. A partir de esta información se seleccionan los intervalos que se consideran con la mayor posibilidad de acumulación de hidrocarburos para efectuar pruebas de producción.

Considerando que uno de los factores en la evaluación de un yacimiento es el conocimiento de los parámetros petrofísicos; es recomendable que dichas parámetros se obtengan con la mayor precisión posible.

Si el análisis de núcleos cubre el mayor número de datos para calificar a un intervalo como productor, se tendrá menor posibilidad de fracaso.

La predicción del mecanismo de producción puede volverse particularmente difícil dependiendo de la complejidad del área donde se encuentre el yacimiento. Con los datos petrofísicos, es posible predecir los mecanismos de producción.

La porosidad es un aspecto muy importante en la evaluación de formaciones ya que controla la capacidad de almacenamiento de un yacimiento. En función de la porosidad se puede controlar la capacidad de inyección de agua, en los procesos de recuperación secundaria.

La porosidad está íntimamente relacionada con el volumen de fluidos existentes en los yacimientos.

Para fines económicos solo se debe considerar la porosidad interconectada, ya que es ésta la única que contribuye al flujo de los fluidos existentes en el yacimiento.

El conocimiento de la permeabilidad es de suma importancia ya que define la capacidad de producir hidrocarburos, en determinadas condiciones de presión.

Cuando se tengan núcleos con imregnación de hidrocarburos y se les haya determinado su porosidad y su saturación de agua en un intervalo dado, éste puede ser no productor de hidrocarburos por no existir flujo de dichos hidrocarburos y por lo tanto debe discriminarse este intervalo. La importancia de la permeabilidad es que determina la capacidad de flujo en un yacimiento.

Debido a que el agua es conductora de la corriente eléctrica, se puede relacionar la existencia de hidrocarburos en un yacimiento con la resistividad de la roca.

Cuando se tienen hidrocarburos (aceite y/o gas) saturando la roca, ésta presenta mayor resistividad, es por ello que la determinación de esta propiedad es muy importante.

La resistividad medida en el laboratorio es utilizada para determinar la saturación de agua y en función de esta saturación se determina la saturación de hidrocarburos.

Los coeficientes a , m y n son utilizados en las fórmulas de Archie¹⁰. Los valores de a y m se obtienen de una gráfica de interrelación entre la porosidad y el factor de formación. El exponente de saturación (n) se obtiene graficando el índice de resistividad contra la saturación de agua.

El exponente de cementación (m) refleja la tortuosidad del camino de la corriente eléctrica.

Para ejemplificar el efecto que tienen los hidrocarburos sobre la resistividad se presenta el siguiente análisis :

Muestra : 1-1-V

$K_L = 0.11$ mD

$\phi = 3.9$ %

Salinidad = 30 000 ppm

T = Cte.

Sw (%)	Sh (%)	Resistividad (Rt) (ohm-m)
100.00	0	170.06
34.70	65.30	339.93
33.43	66.57	371.90

Como puede verse a medida que aumenta la saturación de hidrocarburos y se mantiene constante la porosidad, la permeabilidad y la temperatura, la resistividad aumenta en forma considerable.

La presión capilar es la presión que se debe aplicar al fluido no mojante para alcanzar una cierta saturación de este fluido. Esta saturación representa la saturación de hidrocarburos dentro de la roca.

La ventaja de utilizar la técnica de la inyección de Mercurio para determinar la presión capilar en el laboratorio es la rapidez de las pruebas y también que se pueden usar muestras de roca de forma irregular. La principal desventaja es que las muestras utilizadas ya no pueden ser usadas para otras determinaciones.

Las curvas de presión capilar se utilizan para determinar la saturación de agua congénita en un yacimiento, la altura sobre el nivel de $Sw = 100$ % y en función de ésta, la distribución de -

fluidos en el yacimiento.

De las pruebas de desplazamiento se pueden determinar - varios parámetros entre los que destacan la permeabilidad al agua, la permeabilidad efectiva al agua y al aceite, la saturación irreductible de agua, la saturación de aceite residual, las permeabilidades relativas al agua y al aceite y el flujo fraccional de agua.

La información aportada por las pruebas de desplazamiento es de suma importancia para un proyecto de inyección de agua.

La determinación directa en el laboratorio de la saturación de fluidos se realiza mediante la extracción de los fluidos - por medio de calor.

El objetivo de determinar la saturación de fluidos en un yacimiento es conocer la saturación de aceite ya que conociendo ésta a condiciones de yacimiento es posible conocer la distribución de aceite en el yacimiento y en función de ésta realizar una explotación óptima del mismo.

REFERENCIAS.

- 1.- Calhoun, J.C., Jr.: Fundamentals of Reservoir Engineering, The U. of Oklahoma Press, Norman (1960).
- 2.- Amyx, J.W, Bass, D.M, and Whiting R.L.: Petroleum Reservoir Engineering, Mc Graw Hill Book., Co., Inc., New York (1960).
- 3.- Pirson, S.J.: Elements of Oil Reservoir Engineering, Mc Graw - Hill Book., Co., Inc., New York (1950).
- 4.- Evaluación de Formaciones en México, Schlumberger WEC., México (1984).
- 5.- API RP 40 : Recommended Practice for Core Analysis Procedure, - American Petroleum Institute, Dallas, Texas, First Edition., - August (1960).
- 6.- Craft, B. C, and Hawkins F. F. Jr.: Applied Petroleum Engi- - neering, Petroleum Engineering Department Louisiana State - University.
- 7.- Buckley, S. E, and Leverett, M. C.: Mechanism of Fluid Displacement in Sands, Trans. AIME (1942).
- 8.- Forrest P. Craig Jr.: Reservoir Engineering of Waterflooding., Society of Petroleum Engineering of AIME, New York (1982).
- 9.- Francis R. Conley and David B. Burrows.: A Centrifuge Core - Cleaner, Continental Oil Co. Ponca City, Okla (1974).
- 10.- Archie, G.E., The Electrical Resistivity Log as an Aid in - Determining Some Reservoir Characteristics, Trans. AIME (1942).
- 11.- Formation Evaluation Symposium AIME. Houston, Texas (1960).

- 12.- "Aplicación del Método Potenciométrico a la Medición de Resistividad de Rocas Porosas Saturadas", J.J. Martínez de la Rosa. Subdirección de Tecnología de Explotación, IXP.
- 13.- H.J. Welge, "A Simplified Method for Computing Oil Recovery by Gas or Water Drive", Trans. AIME (1951).
- 14.- "Apuntes de Recuperación Secundaria", Departamento de Explotación del Petróleo División de Ingeniería de Ciencias de la Tierra., U.N.A.M.
- 15.- Medición en el Laboratorio de la Resistividad de las Rocas, Ings. Manuel Villamar Viguera y D. Landeros C. Departamento de Ingeniería de Yacimientos de Poza Rica - Ver.
- 16.- Desplazamiento con Fluidos Incompresibles Sobre Muestras de Roca, Ings. J. O. Romero L. y Manuel Villamar V. Departamento de Ingeniería de Yacimientos de Poza Rica - Ver.