

553.1  
ART

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA  
DEL LITORAL

## TESIS DE GRADO

"ANALISIS DE LAS PERMEABILIDADES RELATIVAS Y SU  
OBTENCION EN EL LABORATORIO"

POR:

LUPERCIO ARTEAGA ROBLES

PARA EL TITULO DE:

INGENIERO DE PETROLEOS



BIBLIOTECA TICT  
ESPOL

GUAYAQUIL - ECUADOR

1974

# Tribunal examinador



---

BIBLIOTECA FIC  
ESPOL

---

DECLARO QUE: HECHOS, IDEAS Y DOCTRINAS EXPUESTAS EN  
ESTA TESIS DE GRADO SON DE MI EXCLUSIVA RESPONSABILI  
DAD Y QUE EL PATRIMONIO INTELECTUAL DE LA MISMA CO-  
RRESPONDE A LA ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITO  
RAL.

*Lupercio Arteaga*  
LUPERCIO ARTEAGA ROBLES



BIBLIOTECA FICT  
ESPOL

A MI MADRE  
SRA ESTELA ROBLES POMBAR  
" CON GRATITUD INMENZA "



BIBLIOTECA FICT  
ESPOL

A MIS HERMANAS:  
MARIA ANA  
MARIA DE LOURDES.  
" CON CARINO SINCERO "

A MIS FAMILIARES Y AMIGOS  
" ESLABONES DE MI CARRERA "



BIBLIOTECA FICT  
ESPOL

A  
ESTHER INES.  
" SI EXISTE LA AMISTAD "

A MIS COMPAÑEROS DE ESTUDIO

" LA UNION ANTE TODO "



BIBLIOTECA FICT  
ESPOL

QUIERO EXPRESAR MI  
GRATITUD PARA EL  
-ING. HEINZ TERAN-  
POR SU COLABORACION  
COMO DIRECTOR DE TESIS.

A LOS INGENIEROS DEL INSTITUTO  
MEXICANO DEL PETROLEO POR SUS  
INAPRECIABLES ENSEÑANZAS.

A LA  
ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA  
DEL LITORAL  
" FORJADORA DE MI PROFESION "

# I N D I C E

RESUMEN

INTRODUCCION



BIBLIOTECA FICT  
ESPOL

pag.

## Capítulo Primero

### PERMEABILIDAD

I.1	Generalidades y conceptos .....	1
I.2	Ecuaciones para determinar la permeabilidad .....	3
I.3	Unidad de medida .....	8
I.4	Medición de la permeabilidad absoluta .....	10
I.5	Cuidados que deben tomarse en cuenta para la medición .....	17
I.6	Permeabilidad efectiva .....	18

## Capítulo Segundo

### PERMEABILIDADES RELATIVAS

II.1	Conceptos .....	21
II.2	Permeabilidad relativa agua-aceite .....	22



	pág.
II.3 Permeabilidad relativa gas-aceite .....	24
II.4 Ecuaciones para el cálculo de las permeabilidades relativas .....	26
II.5 Permeabilidad relativa a 3 fases .....	37

### Capítulo Tercero

#### IMPORTANCIA, EFECTOS Y USOS DE LAS PERMEABILIDADES RELATIVAS.

III.1 Importancia de las permeabilidades relativas en el cálculo del flujo fraccional .....	40
III.2 Efecto de la humectabilidad sobre las permeabilida <u>d</u> des relativas .....	41
III.3 El drenaje y la imbibición influenciando en los da <u>o</u> tos de permeabilidades relativas .....	43
III.4 Uso de datos de permeabilidades relativas .....	44

### Capítulo Cuarto

#### DETERMINACION DE LAS PERMEABILIDADES RELATIVAS AGUA=ACEIT TE EN EL LABORATORIO.

IV.1 Generalidades .....	48
IV.2 Selección y preparación de muestras .....	49

	pág.
IV.3 Descripción del aparato de medida .....	52
IV.4 Operación .....	55
IV.5 Ejemplo de aplicación .....	58

### Capítulo Quinto

#### DETERMINACION DE LAS PERMEABILIDADES RELATIVAS GAS-ACEITE EN EL LABORATORIO.

V.1 Generalidades .....	60
V.2 Descripción del aparato de medición .....	61
V.3 Operación .....	64
V.4 Ejemplo de aplicación .....	67



BIBLIOTECA FICT  
ESPOL

### Capítulo Sexto

#### PROGRAMA DE COMPUTO EN LENGUAJE FORTRAN IV PARA CALCULO DE PERMEABILIDADES RELATIVAS

VI.1 Diagrama de flujo .....	70
VI.2 Descripción del programa .....	73
VI.3 Simbología usada .....	79
VI.4 Programa .....	80

CONCLUSIONES

NOMENCLATURA

TABLAS Y FIGURAS

REFERENCIAS

## RESUMEN

En este trabajo, se presenta un procedimiento para la obtención de las permeabilidades relativas a dos fases en el laboratorio, basado en la teoría de Johnson, Bossler y Naumann que toma en cuenta volúmenes recuperados e inyectados y el concepto de inyectividad relativa.

Se describe el equipo de desplazamiento necesario para realizar las pruebas, así como, su manejo y utilización. Para ilustrar su aplicación, se presentan ejemplos de pruebas realizadas sobre muestras de núcleos en el laboratorio.

Además, se estudian aspectos teóricos de las ecuaciones necesarias para obtener las permeabilidades relativas. Se considera también, la aplicación de las permeabilidades relativas para los diferentes mecanismos de empuje y para cálculos de diversos parámetros en ingeniería de yacimientos.

Se incluye un listado de un programa de cómputo, realizado para la solución de las ecuaciones de permeabilidades relati-

vas a los fluidos. Se utilizó una computadora IBM 1130, los resultados se presentan tabulados y graficados.



**BIBLIOTECA FICT**  
**ESPOL**

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

Uno de los campos de mayor desarrollo en la Ingeniería de Petróleos es aquel que se relaciona con los mecanismos de producción de los yacimientos. Entre los parámetros necesarios para el estudio de los citados mecanismos de producción y para predicción del comportamiento de los yacimientos, están las permeabilidades relativas a las fases que fluyen en un medio poroso.

Existen varios métodos para cuantificar esas características, indudablemente, la medición directa sobre muestras de núcleos en el laboratorio es el procedimiento de medición más confiable.

Muchos investigadores se han dedicado a encontrar relaciones cada vez de mayor importancia para la obtención de las permeabilidades relativas, bajo diferentes condiciones de simulación de los yacimientos.

En el trabajo que se presenta aquí, se exponen conceptos básicos, como ecuaciones y fundamentos teóricos de las mismas, a

partir de los cuales, se llegó a la determinación de las permeabilidades relativas de los fluidos.

El método que se utiliza en el laboratorio es sencillo, dependiendo su grado de confiabilidad del buen diseño de los aparatos a utilizarse, de la toma de núcleos en el campo y de la selección y preparación de muestras en el laboratorio.

## C A P I T U L O I



BIBLIOTECA FICT  
ESPOL

### PERMEABILIDAD.-

#### I.1 .- Generalidades y Conceptos.

Es de primordial importancia en el estudio de los yacimientos de petróleo, tratar de obtener condiciones cercanas a la realidad de como se comporta un fluido en la roca de yacimiento, para de esa forma, tratar de resolver los problemas en una forma más representativa.

El fluido para ser producido por el pozo, necesita transitar a través del medio poroso de la roca. La facilidad para que ese fluido pueda avanzar, es lo que se denomina "permeabilidad"; es sinónimo de conductividad en ingeniería eléctrica y térmica.

Partiendo del hecho de que conductividad es el inverso de resistividad, la permeabilidad se la define como: "una medida de la resistencia ofrecida por la roca de yacimiento al movimiento de fluidos a través de sus espacios porosos".<sup>1</sup>



BIBLIOTECA FICT

En 1856, el hidrólogo francés H. Darcy dedujo una fórmula empírica para la obtención de la velocidad de flujo de un fluido homogéneo en un medio poroso. El relacionó la velocidad de flujo ( $v$ ) con la gradiente de presión del medio y la viscosidad del fluido, esa relación era una constante  $K$  a la que llamó "permeabilidad".

Conociendo que la velocidad de flujo ( $v$ ) es igual al ritmo o rata de flujo dividido para el área de la sección transversal, definió a la permeabilidad de la siguiente manera: "un medio poroso tiene una permeabilidad de un darcy cuando un fluido de una fase de 1 centipoise de viscosidad que llena completamente el medio, fluiría bajo condiciones de flujo laminar a una rata de 1 cc/seg. por un área de 1  $\text{cm}^2$  de sección transversal bajo una presión o gradiente hidráulico equivalente a 1 atmósfera (76 cm. de mercurio) por centímetro".

En la roca de yacimiento, comúnmente la permeabilidad horizontal es mucho mayor que la permeabilidad vertical. La experiencia dice que la permeabilidad horizontal está en relación 10:1 con la vertical (figura 1).

De acuerdo a los fluidos del yacimiento, existen tres clases de permeabilidad: absoluta, efectiva y relativa. Cada una de ellas se tratarán en los párrafos y capítulos siguientes.



## I.2.- Ecuaciones para determinar la permeabilidad.

Existen varias ecuaciones que definen la permeabilidad basándose en unos u otros parámetros de acuerdo a las experiencias realizadas por los autores. Aquí sólo se va a presentar un estudio sobre la ley de Darcy por ser precisamente la ecuación de él la que se utilizará para la obtención de las expresiones que nos darán las permeabilidades relativas.

Son interesantes los estudios de Poiseuille y Kozeny (ver referencias)<sup>2,3</sup>.

Considerando flujo laminar de fluidos, Darcy estableció su fórmula empírica de velocidad de flujo de la siguiente manera:

$$v_s = - \frac{K}{\mu} \left[ \frac{dp}{ds} + \rho g \frac{dz}{ds} \right] \quad \dots(1.1)$$

en que:

$v_s$  = volumen de flujo, cm/seg.

$K$  = permeabilidad, darcys.

$\mu$  = viscosidad, centipoises.

$\frac{dp}{ds}$  = gradiente de presión a la distancia "s" a la que  $v_s$  se refiere, atm/cm.

$\rho$  = densidad del fluido, gr/cc.

$g$  = aceleración de la gravedad,  $\text{cm}/\text{seg}^2$ .

$z$  = coordenada vertical,  $\text{cm}$ .

$s$  = distancia a lo largo de la dirección de flujo,  $\text{cm}$ .

Además,

$$v_s = \frac{Q}{A} \quad \dots(1.2)$$

donde:

$Q$  = rata de flujo,  $\text{cc}/\text{seg}$ .

$A$  = área de la sección transversal,  $\text{cm}^2$ .

El signo negativo de la expresión 1.1, se debe a la presión (figura 2); en que:  $\Delta P = P_1 - P_2$ , pero,  $P_2$  es mayor que  $P_1$ , luego, la diferencia se hará negativa. Con el signo negativo de fuera del paréntesis el valor de  $v_s$  se hace positivo.

Físicamente, dentro del yacimiento, nosotros nos paramos en un punto y decimos que la caída de presión en ese punto es igual a  $P_1$  (Presión en la cara de salida) menos la presión en el punto (por ejemplo  $P_2$ ), luego,  $P_1 - P_2$  será negativo.

Considerando flujo horizontal, el valor de  $\frac{dz}{ds}$  se puede considerar nulo, por consiguiente, el segundo término de

la expresión 1.1, se lo desprecia sin dificultad.

La ecuación quedará convertida en:

$$v_s = - \frac{K}{\mu} \frac{dp}{ds} \quad \dots(1.3)$$

Igualando 1.2 y 1.3 se tiene:

$$Q = - \frac{A K}{\mu} \frac{dp}{ds} \quad \dots(1.4)$$

Flujo Lineal.- (figura 3)

La ecuación 1.4 se la puede integrar:

$$\int_0^L ds = - \frac{A K}{Q \mu} \int_{P_2}^{P_1} dp$$

$$L = - \frac{A K}{Q \mu} (P_1 - P_2)$$



$$Q = \frac{A K}{\mu L} (P_2 - P_1) \quad \dots(1.5)$$

siendo:

L = distancia hasta la cual se drena, cm.

Flujo Radial.- (figura 4)

Para flujo radial, el área de la ecuación 1.4 se transforma en:  $2\pi rh$ , y el diferencial de distancia  $ds$  queda como diferencial de radio de drenaje,  $dr$ .

La ecuación 1.4 queda:

$$Q = - \frac{2\pi rh K}{\mu} \frac{dp}{dr} \quad \dots(1.6)$$

integrando 1.6 se tiene:

$$\int_{r_w}^{r_e} dr = - \frac{2\pi rh K}{Q \mu} \int_{P_w}^{P_e} dp$$

$$\int_{r_w}^{r_e} dr/r = - \frac{2\pi h K}{Q \mu} \int_{P_w}^{P_e} dp$$

$$\ln \frac{r_e}{r_w} = - \frac{2\pi h K}{Q \mu} (P_e - P_w)$$



BIBLIOTECA FICT  
ESPOL

$$Q = - \frac{2\pi h K}{\ln r_e/r_w} (P_e - P_w) \quad \dots(1.7)$$

en que:

$P_e$  = presión estática de yacimiento, atm/cm.

$P_w$  = presión de fondo fluyente, atm/cm.

$r_e$  = radio de drenaje, cm.

$r_w$  = radio del pozo, cm.

$h$  = espesor del estrato productor, cm.

$K$  = permeabilidad, darcys.

I.3.- Unidad de medida.-

Es conveniente, a esta parte, hacer un cuadro físico de las unidades de los parámetros que intervienen en la ecuación de Darcy.

$$K = - \frac{Q \mu L}{A \Delta P}$$

$$Q = \left( \frac{L^3}{T} \right)$$

$$\mu = \left( \frac{M}{LT} \right)$$

$$L = (L)$$

$$A = (L^2)$$

$$\Delta P = \left( \frac{M}{LT^2} \right)$$

en que:

L = unidad de longitud

T = unidad de tiempo

M = unidad de masa

Reemplazando para obtener el valor de las dimensiones de K tenemos:

$$K = \frac{\left(\frac{L^3}{T}\right) \left(\frac{M}{LT}\right) (L)}{(L^2) \left(\frac{M}{LT^2}\right)} = (L^2)$$

De aquí se deduce que las dimensiones de la permeabilidad son las de una superficie.

Las unidades de permeabilidad comúnmente usadas son  $\text{cm}^2$  y el Darcy.

El darcy no es verdaderamente una unidad práctica de campo, debido a que es un valor demasiado grande de permeabilidad para un medio poroso, se utiliza el milidarcy para cálculos rutinarios.

$$1 \text{ darcy} = 1000 \text{ milidarcys.}$$



BIBLIOTECA FICT  
ESPOL

#### I.4.- Medición de la permeabilidad absoluta.

A esta parte, es indispensable dejar bien sentado lo que se entiende por permeabilidad absoluta. Cuando sólo un fluido satura la roca, el medio poroso tiene un valor constante de permeabilidad sin importar la naturaleza del fluido, a ese valor se lo conoce como permeabilidad absoluta o permeabilidad simplemente.

Se presentará un método sencillo y bastante exacto para la obtención de la permeabilidad absoluta en el laboratorio. El aparato utilizado para la medición se lo denomina "permeámetro".

En cuanto a la preparación de las muestras, será materia de otro capítulo; aquí sólo asumiremos que la muestra a ser probada está saturada 100 por ciento por un líquido cualquiera y que va a circularse dicho líquido.

Un permeámetro consta de los siguientes elementos:

a) Un aparato portamuestras provisto de un revestimiento interior de neopreno el cual se presiona contra la muestra al momento de empezar la prueba para impedir el flujo lateral (se considera flujo longitudinal), la citada presión se la controla con un manómetro tipo BOURDON.



b) Una fuente del líquido a ser circulado conectada directamente al portamuestras.

c) Una fuente de gas (nitrógeno) para desplazar el lí-  
quido circulante.

d) Manómetro de alta precisión para medir la presión a  
la entrada de la muestra. Se asume la presión de salida de la  
muestra como la atmosférica.

e) Recipientes calibrados para medición del volumen de  
fluido desplazado y cronómetros de gran precisión para el tiem-  
po.

f) Es importante colocar a la entrada de la muestra un  
papel filtro para impedir el paso de los sólidos en suspensión.

g) Otros accesorios son: termómetro, barómetro, herra-  
mientas para conecciones y bomba de vacío.

Funcionamiento.-

a) Se hace vacío a todas las líneas, inclusive se re  
mueven los gases disueltos en el líquido que pueden obstruir  
el flujo a través de la muestra. Para esta operación, se utili-  
za la bomba de vacío.



BIBLIOTECA FICT  
ESPOL

b) Con el gas se presiona el revestimiento contra la muestra para impedir el flujo lateral ( $20 \text{ Kg/cm}^2$  es una presión apropiada).

c) Se abre la fuente de gas para desplazar el líquido a circular.

d) Se empieza a circular el líquido, manteniendo la presión de entrada constante por medio del manómetro de precisión.

e) Se recupera el líquido en recipientes de 2 a 5 cc. de acuerdo a las condiciones del flujo; el tiempo se lo toma desde el momento que cae la primera gota en segundos. Se repite la prueba 4 ó 5 veces y se toma un promedio de volúmenes y tiempos que nos van a servir para calcular la rata de flujo (Q) en cc/seg.

f) Se cierra la fuente de presión, se hace vacío a las líneas y se deja el equipo en estado de operación nuevamente.

Ejemplo.-

Se realizó una prueba para medición de permeabilidad absoluta sobre la muestra Berea No. 5 del Instituto Mexicano del Petróleo. La muestra era una arenisca y estaba cortada en for-

ma cilíndrica, sus dimensiones eran:

diámetro (d) = 3.665 cm. ; radio (r) = 1.8325 cm.

longitud (L) = 3.265 cm.

peso de muestra seca = 67.6571 gm.

peso de muestra saturada con soltrol = 73.0818 gm.

El soltrol es un aceite de baja viscosidad que se utilizó en la prueba, la cual se llevó a cabo el 2 de Junio de 1972 y los datos del laboratorio son los siguientes:

$\Delta P(\text{Kg}/\text{cm}^2)$	V(cc)	t(seg)
0.311	1	34.7 - 35.3 - 36.0
		35.8 36.3 - 34.5 - 35.3
		35.1 - 36.2 - 36.3
0.498	1	20.6 - 20.9 - 21.0
		21.7 21.7 - 22.0 - 22.3
0.640	1	16.6 - 17.1 - 16.5
		16.8 16.7 - 16.0 - 16.8
		16.7 - 16.8
0.813	1	12.2 - 13.5 - 13.1
		13.5 13.3 - 13.7 - 13.7

V = volumen recuperado, cc.

t = tiempo, seg.

El peso del líquido = Peso de muestra sa - Peso de mues  
que satura la muestra turada con soltrol tra seca

$$\begin{array}{r} 73.0818 \\ - \\ \underline{67.6571} \\ 5.4247 \text{ gm.} \end{array}$$

La densidad del soltrol se la midió en un pignómetro y fue de = 0.775 gm/cc.

La viscosidad del soltrol utilizado era de = 2.52 cp.

El área es  $\pi r^2$  ;  $A = \pi r^2$

o sea,

$$A = (3.1416)(1.8325)^2$$

$$A = 10.5497 \text{ cm}^2$$

El volumen total es A L ;  $V_{\text{total}} = A L$

o sea,

$$V_{\text{total}} = (10.5497)(3.265)$$

$$V_{\text{total}} = 34.44477 \text{ cc.}$$



BIBLIOTECA FICT  
ESPOL

$$V_{\text{poros}} = \frac{\text{masa}}{\text{densidad}} = \frac{5.4247}{0.775} = 6.99961 \text{ cc.}$$

$$\text{Porosidad} = \frac{V_{\text{poros}}}{V_{\text{total}}} = \frac{6.99961}{34.44477} = 20.32\%$$

Con estos datos y aplicando la ley de Darcy se puede obtener la permeabilidad para las cuatro presiones utilizadas:

$$K = \frac{Q \mu L}{A \Delta P} \quad ; \quad Q = \frac{V}{t}$$

reemplazando el valor de Q,

$$K = \frac{V \mu L}{A \Delta P t} \quad \dots(1.8)$$

Reemplazando valores:

$$K_1 = \frac{(1)(2.52)(3.265)(1000)(1.033)}{(10.5497)(0.311)(35.8)} = 72.359 \text{ md.}$$

$$K_2 = \frac{(1)(2.52)(3.265)(1000)(1.033)}{(10.5497)(0.498)(21.7)} = 74.550 \text{ md.}$$

$$K_3 = \frac{(1)(2.52)(3.265)(1000)(1.033)}{(10.5497)(0.64)(16.8)} = 74.929 \text{ md.}$$

$$K_4 = \frac{(1)(2.52)(3.265)(1000)(1.033)}{(10.5497)(0.813)(13.5)} = 73.404 \text{ md.}$$

Se multiplica por 1.033 para transformar la presión de  $\text{Kg/cm}^2$  a atm. y por 1000 para expresar K en milidarcys.

$$K_{\text{promedio}} = \frac{(K_1 + K_2 + K_3 + K_4)}{4}$$

$$K_{\text{promedio}} = \frac{(72.359 + 74.550 + 74.929 + 73.404)}{4}$$

$$K_{\text{promedio}} = \frac{295.242}{4} = 73.810 \text{ md.}$$

Por lo tanto, la permeabilidad absoluta de la arenisca Berea No. 5 del Instituto Mexicano del Petróleo será:

$$K_{abs.} = 73.810 \text{ md.}$$



BIBLIOTECA FICT  
ESPOL

I.5.- Cuidados que deben tomarse en cuenta para la medición.

a) Prefiltrados del líquido usado en la prueba. Con esto se consigue eliminar los sólidos en suspensión que pueden existir en el líquido.

b) Para eliminar cualquier contaminación del gas por humedad se utilizan tubos de secado conteniendo cloruro de calcio.

c) Mantener la presión de entrada a la muestra constante durante la prueba (válvulas de aguja). La presión de salida es la atmosférica.

d) La temperatura debe ser medida para obtener un valor confiable de la viscosidad del fluido.

e) Un manómetro tipo Bourdon no es aconsejable para mediciones de presión de entrada a la muestra, por no ser de alta precisión.

## I.6.- Permeabilidad efectiva.

"La permeabilidad efectiva de un medio poroso es una me di da de la conductancia del medio a un fluido cuando un sistema multifásico de fluidos existe en el medio".<sup>4</sup> El medio puede te ne r una permeabilidad efectiva distinta para cada fluido.

La permeabilidad efectiva es una función de la cantidad o porcentaje de saturación y de la distribución de cada fase en el medio.

En la industria del petróleo, se trabaja esencialmente con tres fluidos que son: aceite, agua y gas; y la saturación de cada fase se la dá como porcentaje del volumen poroso total. Se la representa como:  $S_o$ ,  $S_w$  y  $S_g$  (en fracción o en tanto por ciento).

$S_o$  = Saturación de aceite.

$S_w$  = Saturación de agua.

$S_g$  = Saturación de gas.

$$S_o + S_w + S_g = 1$$

Las unidades de las permeabilidades efectivas son las standars (darcys o milidarcys) y simbólicamente se denominan co mo:  $K_o$ ,  $K_w$  y  $K_g$ , o sea, permeabilidades efectivas al aceite, a gua y gas respectivamente.



Es conveniente notar que la suma de las tres permeabilidades efectivas no necesariamente (casi nunca) es igual a la permeabilidad absoluta.

Conociendo los anteriores conceptos, la expresión generalizada de la ley de Darcy que es la siguiente:

$$K = \frac{Q \mu L}{A(P_2 - P_1)}$$

se convierte en:

Permeabilidad efectiva al aceite:

$$K_o = \frac{Q_o \mu_o L}{A(P_2 - P_1)} \quad \dots(1.9)$$

Permeabilidad efectiva al agua:

$$K_w = \frac{Q_w \mu_w L}{A(P_2 - P_1)} \quad \dots(1.10)$$

en que:

$Q_o$  = rata de flujo de aceite, cc/seg.

$Q_w$  = rata de flujo de agua, cc/seg.

$\mu_o$  = viscosidad del aceite, cps.

$\mu_w$  = viscosidad del agua, cps.



Permeabilidad efectiva al gas:

$$K_g = \frac{2 \mu Q_b P_b L}{A(P_2^2 - P_1^2)} \quad \dots(1.11)$$

en que:

$Q_b$  = rata de flujo medida a condiciones atmosféricas,  
cc/seg.

$P_b$  = presión atmosférica, atm.

## C A P I T U L O   I I

### PERMEABILIDADES RELATIVAS.-

#### II.1.- Conceptos.

La permeabilidad absoluta nos indica en forma general la facilidad ofrecida por la roca al paso de un fluido homogéneo a través de sus espacios porosos. Sin embargo, realmente en el ya cimiento no existe un solo fluido, sino que, los espacios porosos contienen agua nativa y/o gas.

Al fluir una mezcla de aceite, agua y/o gas a través de la roca de depósito bajo influencia de fuerzas expulsivas, la cantidad de cada fluido que llega al pozo, dependerá de las saturaciones de aceite, agua y/o gas en la roca.

Las permeabilidades efectivas nos dieron los valores de permeabilidad a cada fluido (aceite, agua y gas). Hay que hacer notar que los valores de las permeabilidades efectivas de los fluidos ( $K_o$ ,  $K_w$  y  $K_g$ ) son menores a la permeabilidad absoluta, como se puede apreciar en los gráficos de los ejemplos aquí presentados.

Para expresar esos valores de permeabilidad efectiva en fracción de la permeabilidad absoluta, se crearon las "permeabilidades relativas" que no son más que: "una medida relativa de la conductividad de un fluido que satura parcialmente a la roca para la conductividad del mismo fluido saturando totalmente la roca".<sup>6</sup>

$$K_{ro} = K_o/K \quad \dots(2.1)$$

$$K_{rw} = K_w/K \quad \dots(2.2)$$

$$K_{rg} = K_g/K \quad \dots(2.3)$$



BIBLIOTECA FICT  
ESPOL

en que:

- K<sub>ro</sub> = permeabilidad relativa al aceite, fracción.
- K<sub>rw</sub> = permeabilidad relativa al agua, fracción.
- K<sub>rg</sub> = permeabilidad relativa al gas, fracción.
- K = permeabilidad absoluta, md.

## II.2.- Permeabilidad relativa agua-aceite.

En la ingeniería de yacimientos petrolíferos, se ha llegado a determinar la existencia de tres tipos principales de energía de empuje para el desplazamiento de aceite a ser produci

do por los pozos, a saber: empuje de agua, capa de gas y gas en solución.

Cuando existen aceite, gas y agua en el yacimiento con saturaciones arriba de las irreductibles, entraríamos al concepto de permeabilidades relativas de las tres fases, que se verá en la sección II.5 de este capítulo.

Un desplazamiento de aceite por agua es la energía de empuje más efectiva para un yacimiento. Cuando la presión estática de un yacimiento de este tipo es superior a la presión de saturación del mismo, existirá sólo agua y aceite en el yacimiento hasta que se alcance la citada presión de saturación. Durante este período, es factible obtener con mayor exactitud las permeabilidades relativas al agua y al aceite (tratando el sistema como de dos fases).

Sin embargo, bajo la presión de saturación, también pueden ser aplicados los mismos conceptos siempre y cuando el gas que se desprenda de la solución no sea lo suficientemente importante como para afectar los cálculos.

E.F. Johnson, D.P. Bossler y V.O. Naumann<sup>7</sup> han presentado un trabajo para el cálculo de las permeabilidades relativas agua-aceite. El método se basa en el trabajo de H.J. Welge, que utiliza la teoría de avance frontal de Buckley-Leverett.

### II.3.- Permeabilidad relativa gas-aceite.

Muchos yacimientos petrolíferos presentan como energía de empuje el casquete de gas o el gas en solución en presencia de saturaciones de agua bajas y cercanas a la irreductible.

Johnson, Bossler y Naumann consideran el mismo método para el cálculo de permeabilidades relativas al gas y al aceite. Sin embargo, entre las asunciones del método está aquella que considera a los fluidos como incompresibles y no miscibles, esto, se puede obtener manteniendo el nivel de presión lo suficientemente alto como para que la expansión del gas acompañando a la caída de presión a través del sistema pueda ser despreciable (presiones del orden de 4 pulgadas de mercurio).

La confiabilidad del método ha sido comprobada al relacionarlo con las medidas directas de permeabilidades relativas obtenidas en pruebas de flujo en estado continuo.

Para cálculos rápidos de campo, W.L. Wahl, L.D. Mullins, y E.B. Elfrink<sup>8</sup> presentan un trabajo interesante sobre la obtención del último recobro de aceite para un yacimiento con empuje de gas en solución con datos PVT y relación permeabilidad relativa al gas-permeabilidad relativa al aceite.

En la ecuación de balance de materiales, todas las variables son función de la presión del yacimiento excepto la relación  $K_{rg}/K_{ro}$ , la cual es una función de la saturación. Datos de permeabilidad relativa medidos en el campo sobre yacimientos de arenisca fueron examinados con el objeto de desarrollar una correlación de  $K_{rg}/K_{ro}$  -vs- Saturación total de líquido, que podría ser usada en este estudio.

Se encontró que cuando la saturación de agua intersticial fue tratada como un parámetro en el procedimiento de correlación, se podría escribir una ecuación que expresa la relación  $K_{rg}/K_{ro}$  como una función de la saturación de aceite solamente.

La ecuación es:

$$K_{rg}/K_{ro} = \epsilon(0.0435 + 0.4556\epsilon) \quad \dots(2.4)$$

y,

$$\epsilon = \frac{1 - S_{gc} - S_w - S_o}{S_o - C} \quad \dots(2.5)$$

en que:

$S_{gc} = 0.05$  (saturación de equilibrio del gas), es un valor constante asumido.

$S_w$  = saturación de agua intersticial, fracción de espacio poroso.

$S_o$  = saturación de aceite, fracción de espacio poroso.

$C$  = 0.25 (constante para estos cálculos).



BIBLIOTECA FICT  
ESPOL

#### II.4.- Ecuaciones para el cálculo de las permeabilidades relativas.

Las asunciones del método para mediciones en el laboratorio se presentan a continuación:

a) La muestra debe ser de un tamaño tal que se considere la roca como homogénea (3 a 4 cm. de ancho por 6 a 8 cm. de largo). El sistema de flujo se considera lineal.

b) La velocidad de escurrimiento es tal que el régimen de flujo resulta laminar.

c) La velocidad de escurrimiento y el gradiente de presión deben ser tales que los efectos gravitacionales y capilares se desprecien.

d) Los fluidos son incompresibles y no miscibles.



e) La rata de inyección es igual a la de producción en la cara de salida de la muestra.

f) El proceso en régimen transitorio se puede representar por medio de etapas cortas, en régimen permanente.

Dedución de las ecuaciones:

En el método de Buckley-Leverett la distancia recorrida por un plano de saturación ( $S_d$ )<sup>\*</sup> está dada por la ecuación:

$$s = \frac{Q t}{\phi A} \left( \frac{\partial f_d}{\partial S_d} \right) \dots(1)$$

Al momento de producirse la ruptura del fluido desplazante,  $s = L$  y la ecuación (1) queda:

$$L = \frac{Q t}{\phi A} \left( \frac{\partial f_d}{\partial S_d} \right)_f \dots(1.a)$$

Como:

$$VP = \phi A L$$

\* Nomenclatura al final.

y,

$$D_{pi} = \frac{Q t}{\phi A L}$$

siendo:

VP = volumen poroso

D<sub>pi</sub> = relación entre el volumen de desplazante inyectado y el volumen de poros.

reemplazando estos valores en (1.a):

$$D_{pi} = \frac{1}{\left(\frac{\partial f_d}{\partial S_d}\right)_f}$$

haciendo:

$$\frac{\partial f_d}{\partial S_d} = f'_d$$

$$D_{pi} = \frac{1}{(f'_d)_f} \dots (2)$$

La ecuación de flujo fraccional, despreciando efectos de capilaridad y segregación gravitacional, es la siguiente:

$$fd = \frac{1}{1 + \frac{Kro}{Krd} \frac{\mu d}{\mu o}} \quad \dots(3)$$

Resolviendo (3) tenemos:

$$1 + \frac{Kro}{Krd} \frac{\mu d}{\mu o} = \frac{1}{fd}$$

$$\frac{Kro}{Krd} \frac{\mu d}{\mu o} = \frac{(1-fd)}{fd}$$

o sea:

$$\frac{Krd}{Kro} \frac{\mu o}{\mu d} = \frac{fd}{1 - fd} = \frac{fd}{fo} \quad \dots(4)$$

La saturación media de la muestra, luego de la ruptura será:

$$\bar{Sd} = Sd_f + Dpi (1-fd_f)$$

$$\bar{Sd} = Sd_f + Dpi fo_f \quad \dots(5)$$

En el momento de la ruptura del desplazante,  $Sd_f$  y  $fo_f$  son constantes, luego derivando la ecuación (5) con respecto a  $D_{pi}$ , se tiene:

$$\frac{\partial \bar{Sd}}{\partial D_{pi}} = fo_f$$

Tomando incrementos finitos:

$$\frac{\Delta \bar{Sd}}{\Delta D_{pi}} = fo_f \quad \dots(6)$$

La ecuación de Darcy aplicada a flujo de aceite en una sola dirección y designando la caída de presión como un gradiente a través de la distancia " s ", se tiene:

$$Q_o = - \frac{K_o A}{\mu_o} \frac{J P}{J s} \quad \dots(7)$$

pero,

$$Q_o = Q fo \quad ; \quad K_o = K Kro \quad ; \quad Q/A = u$$

siendo:

u = velocidad aparente.

La ecuación (7) queda:

$$f_0 u = - \frac{K K_{ro}}{\mu_0} \frac{\partial P}{\partial s} \quad \dots(8)$$

Diferenciando la ecuación (1) con respecto al tiempo y tomando incrementos finitos, se tiene:

$$\frac{\Delta S}{\Delta t} = \frac{Q}{\phi A} f' d$$

como:

$$\frac{u}{\phi} = v$$

donde:

$v$  = velocidad real,

luego,

$$\Delta S = \Delta t v f' d \quad \dots(9)$$

La caída de presión en el sistema de longitud "L" puede ser expresada por la integral:

$$\Delta P = - \int_0^L \frac{\partial P}{\partial s} ds \quad \dots(10)$$

Sustituyendo  $\frac{\partial P}{\partial s}$  de la ecuación (8) en la (10):

$$\Delta P = \frac{u \mu_0}{K} \int_0^L \frac{f_0}{K r_0} ds \quad \dots(10.a)$$

De acuerdo con la ecuación (1) para un instante cualquiera del desplazamiento:

$$\frac{s}{f'd} = \frac{Q t}{\phi A}$$

y para el momento en que el frente de avance ha recorrido la distancia L:

$$\frac{L}{(f'd)_f} = \frac{Q t}{\phi A}$$

como,

$$\frac{Q t}{\phi A} = \text{constante}$$

entonces:

$$\frac{s}{f'd} = \frac{L}{(f'd)_f}$$

$$s = f'd \frac{L}{(f'd)_f}$$



BIBLIOTECA FICT  
ESPOL

Diferenciando la ecuación anterior y puesto que  $L$  y  $f'd_f$  son constantes al momento considerado queda:

$$ds = \frac{L}{(f'd)_f} df'd \quad \dots(11)$$

Sustituyendo  $ds$  en la ecuación (10.a) e integrando entre los límites  $0$  y  $f'd_f$ , ya que para  $s = 0 \rightarrow f'd = 0$  y para  $s = L \rightarrow f'd = (f'd)_f$ , se tiene:

$$P = \frac{u \mu_0 L}{K(f'd)_f} \int_0^{(f'd)_f} \frac{f_0}{K r_0} df'd$$

$$\int_0^{(f'd)_f} \frac{f_0}{K r_0} df'd = \frac{\Delta P K}{u \mu_0 L} (f'd)_f \quad \dots(12)$$

Rapoport introdujo el símbolo  $I_r$  para designar la "inyectividad relativa", que es una función adimensional de la inyectividad acumulativa y describe la forma en que la capacidad de admisión  $(u/\Delta P)$  varía con la inyectividad acumulativa. Fisi

camente, la inyektividad relativa puede ser definida como la relación entre la capacidad de admisión a cualquier estado de desplazamiento y la capacidad de admisión del sistema al inicio del desplazamiento. (Esto permite determinar la función de inyektividad relativa para un tipo de roca de un yacimiento dado, a partir de medidas de gastos promedios y caídas de presión tomadas a estados sucesivos de una prueba de susceptibilidad de agua).

Al inicio del desplazamiento el valor absoluto de la tasa de aceite a través del sistema queda dado por la ecuación:

$$Q_0 = \frac{K_0 A \Delta P_1}{\mu_0 L}$$

En ese instante, ya que sólo aceite fluye a través del sistema, se puede decir que:

$$Q_0 = Q \quad \text{y} \quad K_0 = K$$

entonces:

$$Q = \frac{K A \Delta P_1}{\mu_0 L}$$

$$\left(\frac{u}{\Delta P}\right)_1 = \frac{K}{\mu_0 L}$$



por definición:

$$I_r = \frac{\frac{u}{\Delta P}}{\left(\frac{u}{\Delta P}\right)_1} \dots(13)$$

Sustituyendo en (13) el valor de  $\left(\frac{u}{\Delta P}\right)_1$ , se tiene:

$$I_r = \frac{\frac{u}{\Delta P}}{\frac{K}{\mu_0 L}} = \frac{u \mu_0 L}{K \Delta P} \dots(14)$$

Donde u está en cm/seg.,  $\mu_0$  en cps., L en cm., K en dar  
cys y P en atmósferas.

Sustituyendo (14) en (12):

$$\int_0^{(f'd)_f} \frac{f_0}{K r_0} df'd = \frac{(f'd)_f}{I_r} \dots(15)$$

Diferenciando (15) con respecto a  $(f'd)_f$ , se tiene:

$$\frac{d\left(\frac{(f'd)_f}{I_r}\right)}{d(f'd)_f} = \frac{f_o}{K_{ro}}$$

Tomando incrementos finitos y sustituyendo el valor de  $(f'd)_f$  de acuerdo a la ecuación (2):

$$\frac{\Delta\left(\frac{1}{D_{pi} I_r}\right)}{\Delta\left(\frac{1}{D_{pi}}\right)} = \frac{f_o}{K_{ro}}$$



BIBLIOTECA FICT  
ESPOL

$$K_{ro} = f_o \frac{\Delta\left(\frac{1}{D_{pi}}\right)}{\Delta\left(\frac{1}{D_{pi} I_r}\right)} \quad \dots(16)$$

Con esta ecuación se obtiene la permeabilidad relativa al aceite a partir de datos que reporte el experimento.

La  $Sd_f$  para la  $D_{pi}$  considerada se obtiene de la ecuación (5):

$$Sd_f = \bar{S}d_m - D_{pi_m} f_o_f \quad \dots(17)$$

Donde  $\bar{S}d_m$  y  $Dpi_m$  son valores medios para el intervalo considerado:

$$\bar{S}d_m = \frac{\bar{S}d_n + \bar{S}d_{n-1}}{2}$$

$$Dpi_m = \frac{Dpi_n + Dpi_{n-1}}{2}$$

A todos los valores de  $Sd$  se les debe sumar el de la saturación inicial de desplazante crítica.

La permeabilidad relativa al desplazante  $Krd$ , se la obtiene reemplazando de la ecuación (4):

$$Krd = \frac{f_d}{f_o} \frac{\mu_d}{\mu_o} Kro \quad \dots(18)$$

#### II.5.- Permeabilidad relativa a tres fases.

Conforme se mencionó previamente, a veces, no 2 sino 3 fluidos existen en la roca simultáneamente. De esta forma, la información de permeabilidad relativa a 2 fases tiene que ser ampliada y extendida para sistemas de tres fases.

Leverett<sup>9</sup> en 1941 reportó resultados de pruebas de flujo en estado continuo en arenas no consolidadas, donde tres fases: aceite, agua y gas fueron los fluidos usados. De aquella información, el concepto básico de flujo de fluidos para tres fases se estableció. Se usó nitrógeno, kerosene y salmuera.

La permeabilidad relativa a la fase humectante, agua, se encontró que era una función única de la saturación de la fase humectante; ésta, ocupa la porción del espacio poroso adyacente a los granos de arena. Además, a un nivel dado de saturación de la fase humectante la misma porción de los poros es ocupada por la fase humectante independiente de la saturación de las otras dos fases.

La permeabilidad relativa al gas y al aceite se encontró dependiente del valor de saturación existente para todas las tres fases en la roca. La fase de aceite tiende a humectar más el sólido, que la fase de gas. El aceite ocupa porciones de la roca adyacentes al agua o poros que están entre aquellos ocupados por el agua y el gas. A menor saturación de agua, el aceite ocupa más de los poros menores. La extensión del camino de flujo causado por este fenómeno influye para el cambio en permeabilidad relativa al aceite a saturaciones de aceite constantes y saturaciones de agua variables.

De igual forma, la permeabilidad relativa al gas va a

depender de las saturaciones de agua y aceite variables para saturaciones de gas constantes.

Por estudios del mismo Leverett, se ha notado que la región en que el flujo de tres fases ocurre es bastante pequeña, (en la figura No. 5 se representa por la zona sombreada). La zona rayada de la misma figura corresponde a flujo de 2 fases y la región en blanco es de flujo de una fase.

En los últimos años, ha cobrado interés nuevamente las permeabilidades relativas a tres fases como un resultado de recientes desarrollos involucrando procesos de combustión bajo tierra, inyección de vapor y otros procesos de desplazamiento multifásicos. A.T. Corey, C.H. Rathfens, J.H. Henderson y M.R.J. Willie<sup>10</sup> han reportado un estudio de permeabilidades relativas a tres fases sobre muestras areniscas consolidadas (Berea) humectadas por agua, como diagramas ternarios compuestos mostrando isopermas de aceite, agua y gas.



BIBLIOTECA FICT  
ESPOL

### C A P I T U L O   I I I

#### IMPORTANCIA, EFECTOS Y USOS DE LAS PERMEABILIDADES RELATIVAS.-

III.1.- Importancia de las permeabilidades relativas en el cálculo del flujo fraccional.

En la ingeniería de reservorios, al tratar sobre desplazamientos, el objetivo principal del ingeniero debe ser alcanzar una mayor eficacia del citado fenómeno. Cuando un fluido (agua o gas por ejemplo) desplaza aceite, una mayor recuperación vendrá dada por una eficiencia de desplazamiento más efectiva.

La eficiencia de desplazamiento es la recuperación expresada como una fracción de petróleo o del petróleo originalmente en el yacimiento en la zona donde en realidad ha ocurrido el proceso de desplazamiento.

La ecuación de flujo fraccional en su forma más simple es:

$$f_d = \frac{1}{1 + \frac{K_{ro}}{K_{rd}} \frac{\mu_d}{\mu_o}} \quad \dots(3.1)$$

Mientras más bajo sea el valor de flujo fraccional del desplazante ( $f_d$ ), más efectiva será la eficiencia de desplazamiento. De la ecuación (3.1) se puede observar la influencia de las permeabilidades relativas sobre el flujo fraccional del desplazante.

Se debe tender siempre a que la permeabilidad relativa al desplazante  $K_{rd}$  disminuya y junto a ello, que su viscosidad aumente, de esta forma, la razón de movilidad desplazante-aceite ( $M_{d-o}$ ) va a disminuir. Con esta situación, el valor del flujo fraccional será menor, trayendo como consecuencia una mayor efectividad en el desplazamiento.

Por consiguiente, debe tratarse siempre de que la movilidad del fluido desplazante se aproxime a la movilidad del fluido desplazado (aceite).

### III.2.- Efecto de la humectabilidad sobre las permeabilidades relativas.

Al realizar una prueba de laboratorio sobre muestras de núcleos extraídos de un yacimiento, se deben hacer asunciones como que: (1) las muestras de prueba sean representativas del yacimiento o de alguna parte de él, y (2) el muestreo, procedimiento y condiciones de prueba no evitan obtener relaciones de flujo representativas.

Sin embargo, de los muchos factores que pueden influenciar la validez de esas asunciones, el grado por el cual la condición de humectabilidad del yacimiento se reproduce en las pruebas de flujo del laboratorio es quizás la más difícil de evaluar.

Muchos investigadores han revelado que los factores que pueden contribuir al cambio en la humectabilidad de un núcleo se pueden dividir en dos categorías: (1) aquellos que influyen las condiciones humectantes del núcleo antes de la prueba, y (2) aquellos que influyen durante la prueba.

Los factores de la primera categoría son:

- a) El fluido del pozo muestreado.
- b) Las técnicas usadas en el muestreo.
- c) Procedimientos de laboratorio para limpieza y preparación de núcleos.

En la segunda categoría están:

- a) Temperatura de prueba.
- b) Fluidos de prueba.
- c) Técnicas de prueba.

Se ha demostrado,<sup>11</sup> que a un nivel de saturación dado,



conforme el grado de humectabilidad del agua a una roca disminuye, la permeabilidad relativa al aceite disminuye y la permeabilidad relativa al agua aumenta.

Varios procedimientos se han descrito para alterar y controlar las propiedades humectantes de un medio poroso. Por ejemplo, tratamientos con varias concentraciones de agentes humectantes como Dri-Film, o mezclando en varias relaciones, cantidades de granos de arena humectados por agua y humectados por aceite (o bolitas de vidrio).

III.3.- El drenaje y la imbibición influenciando en los datos de permeabilidades relativas.

Primeramente se definirá lo que son procesos de drenaje y de imbibición.

El drenaje se refiere a un decremento en la saturación de la fase humectante durante un proceso de flujo. Así por ejemplo, si un núcleo está saturado con agua (fase humectante) y se lo desplaza con aceite (fase no humectante), la saturación de agua disminuirá y se dice entonces que estamos en un proceso de drenaje.

La imbibición se refiere a un aumento en la saturación de la fase humectante durante un proceso de flujo. Si un núcleo

está saturado con aceite (fase no humectante) y se lo desplaza con agua (fase humectante), la saturación de agua aumentará en el núcleo, en este caso, se dice que estamos ante un proceso de imbibición.

Se puede notar<sup>12</sup> en la figura No. 10 que las curvas de permeabilidades relativas a la fase humectante (agua), tanto para el drenaje como para la imbibición son similares. Al inicio del drenaje, la movilidad de la fase humectante cambia rápidamente, por otro lado, al inicio de la imbibición el cambio de movilidad es lento.

Para la fase no humectante, los fenómenos de drenaje e imbibición son diferentes. En la imbibición, la fase no humectante pierde su movilidad a valores mayores de saturación de fase no humectante que en el proceso de drenaje (figura No. 10).

#### III.4.- Uso de datos de permeabilidades relativas.<sup>13</sup>



BIBLIOTECA FICT  
ESPOL

Los datos de permeabilidades relativas son esenciales para todos los trabajos de flujo en el campo de ingeniería de yacimientos. Aquí, anotaremos algunos importantes:

a) Determinación del nivel de agua.-

Existen dos niveles de agua definidos de la siguiente

manera: (1) el nivel de agua libre o de presión capilar cero, y (2) el nivel superior con producción de fluido 100 por ciento a gua.

El nivel (1) ocurre cuando la presión capilar es cero y se lo determina por curvas de presión capilar -vs- saturación de agua.

El nivel (2) ocurre cuando la permeabilidad efectiva al aceite es cero, esto es, fluye sólo agua (esto no indica que la saturación de agua sea 100 por ciento). Las curvas de permeabilidades relativas junto a las de presión capilar nos darán el nivel de agua deseado. Esto puede apreciarse en la figura No. 13.

b) Cálculo del flujo fraccional de agua y avance frontal.-

Para el cálculo del flujo fraccional, puede observarse de la ecuación (3.1), la importancia de las permeabilidades relativas en su obtención.

La ecuación de avance del frente de invasión es:

$$s = \frac{Q t}{A \phi} \left( \frac{\partial f_d}{\partial S_d} \right)_t \quad \dots(3.2)$$

y nos permite determinar la distribución de saturación de los fluidos.

c) Determinación de la saturación irreductible de fluidos.-

Las curvas de permeabilidades relativas nos indican el valor de saturación irreductible o no-movible de los fluidos del yacimiento.

Generalmente se grafican las permeabilidades relativas -vs- la saturación de agua (para desplazamientos agua-aceite), cuando la permeabilidad relativa al aceite sea cero, puede leerse el valor de saturación de aceite irreductible. De igual forma, cuando el valor de permeabilidad relativa al agua es cero se puede leer el valor de saturación irreductible de agua.

d) Para predicción futura en todos los tipos de yacimientos de aceite donde existe flujo de dos fases.-

Las características de  $K_g/K_o$ , en un mecanismo de empuje por depleción, en la ecuación de balance de materiales son importantes para obtener la relación gas-aceite del yacimiento.

$$R = S + \frac{K_g}{K_o} \frac{\mu_o}{\mu_g} \frac{1}{\alpha} \quad \dots(3.3)$$

donde:

$$\alpha = \frac{R_a}{P} \frac{T_f}{T_a} Z \quad \dots(3.4)$$

en que:

R = relación gas-aceite

S = solubilidad del gas en el aceite,  $\left( \frac{\text{SCF, gas}}{\text{CF, aceite}} \right)$

Pa = presión atmosférica, (14,7 psia)

Ta = temperatura base, (60°F)

Tf = temperatura de formación, °F

P = presión de formación, psia.

## C A P I T U L O   I V

### DETERMINACION DE LAS PERMEABILIDADES RELATIVAS AGUA-ACEITE EN EL LABORATORIO.-

#### IV.1.- Generalidades.

La explotación adecuada de un yacimiento petrolífero re quiere, entre otras cosas, el conocimiento de sus propiedades petrofísicas. Así por ejemplo, para conocer la facilidad con que los fluidos que saturan la roca se mueven a través de ella, es indispensable determinar las características de permeabilidad de la citada roca.

Precisamente la obtención de la permeabilidad relativa agua-aceite en el laboratorio es el objeto de este capítulo.

Existen varios métodos para cuantificar esas caracterís ticas, pero sin duda, la medición directa sobre núcleos tomados durante la perforación de pozos, es el método de mayor confiabi lidad y representativo del yacimiento.

Se describirá aquí, la forma de selección y de preparación de una muestra, la descripción detallada del aparato en que se realiza la prueba (diagramas), la operación del mismo. De igual manera, se presenta un ejemplo de aplicación.

#### IV.2.- Selección y preparación de muestras.

##### A) Selección:

Para la selección de una muestra, se debe tomar en cuenta, si las pruebas requieren resultados inmediatos o si son de investigación. Para el primer caso, se tomarán muestras lo más representativas del yacimiento y las pruebas deben hacerse lo más rápido posible, puesto que, los parámetros a obtenerse deben ser utilizados en seguida.

Cuando se está haciendo una investigación, el cuidado que se debe tomar para seleccionar las muestras es muy importante. Para este caso, se verán todas las alternativas que pueda tener la roca del yacimiento representado en la muestra. Así por ejemplo, se trabajará con muestras humectadas por agua o humectadas por aceite (por tratamientos químicos).

Como se conoce, existen rocas desmoronables y no-desmoronables, dependiendo de esto, las muestras serán recubiertas o no. Una muestra desmoronable no puede ser sometida a una prueba de resultados correctos, por lo tanto, deberá ser recubierta, esto se lo consigue por medio de un revestimiento de material plástico. Una muestra de contextura no-desmoronable puede con facilidad ser sometida a pruebas de laboratorio.

El aparato descrito aquí, acepta muestras cilíndricas de alrededor de 3.8 cms. de diámetro y de 4 a 8 cms. de longitud.



BIBLIOTECA FICT  
ESPOL

B) Preparación:

a) Las muestras son modeladas por el corta-núcleos cuando la roca no es desmoronable y manualmente cuando es desmoronable. En el presente trabajo, se operó con areniscas Berea de contextura no-desmoronable y típicas para la investigación.

Después de cortar el núcleo, se tiene la muestra en condiciones de ser sometida a lavado.

b) El aparato usado para lavar es la centrífuga que es la de mayor efectividad para estos casos.



Una muestra puede estar saturada de agua o de aceite y los líquidos usados para el lavado serán alcohol y percloro-etileno respectivamente. Para aceite se utiliza percloro-etileno porque tiene propiedades más disolventes que el alcohol. Se debe tener cuidado en su uso debido a que sus vapores son muy tóxicos.

c) Lavada la muestra, se la coloca a un horno a temperatura de  $120^{\circ}\text{C}$  más o menos para que todo el alcohol o percloro-etileno se evaporen. En seguida, se realiza el secado, existiendo para esto, cámaras especiales de secado. Las muestras son colocadas en esas cámaras por espacio de dos horas como mínimo.

d) Se procede a saturar la muestra con agua en una celda de saturación. Esta, es un recipiente en el cual se introduce la muestra lavada y secada. Con la muestra dentro de la celda, el primer paso a dar es cerrar completamente la celda, luego, se le hace el vacío para posteriormente empezar a introducir el líquido en la celda y la muestra porosa. Para asegurar una buena saturación de la muestra, se presiona la celda cuando está llena del líquido, de esta forma, el fluido saturante penetra a los poros que no han sido ocupados aún por el fluido. Teniendo todos los cuidados, se alcanza una efectividad de saturación del 90 al 95 % que es un porcentaje aceptable.

e) A la muestra saturada con agua, se la desplaza con aceite valiéndose del permeámetro mismo, hasta alcanzar un valor de saturación de agua irreductible. En este momento, la muestra está saturada con aceite y agua irreductible, y está lista para empezar la prueba de permeabilidades relativas agua-aceite.

#### IV.3.- Descripción del aparato de medida.<sup>14</sup>

El equipo está diagramado en la figura No. 6 y consta de las siguientes partes:

- a) Dispositivo para sujetar la muestra.
- b) Dispositivo para proporcionar un flujo continuo del fluido desplazante.
- c) Fuentes de presión controlada.
- d) Fuente de vacío.
- e) Dispositivos para medir los volúmenes recuperados.
- f) Dispositivos para la medición del tiempo y presiones de prueba.

##### a) DISPOSITIVO PARA SUJETAR LA MUESTRA.-

Consiste del portamuestras, tipo Hassler, instalados en posición vertical. Su función es sujetar firmemente la muestra

de tal manera que obligue a los líquidos a fluir sólo a través de ella. En la figura No. 7 podemos observar:

1.- Cuerpo del portamuestras: tubo de acero con cuerda en el extremo inferior para asegurar el sello inferior. Su función es formar un recipiente donde se coloca el revestimiento y el núcleo. Tanto la parte superior del portamuestras como la inferior, poseen unas ranuras que sirven para anillos "O" para evitar fugas.

2.- Sello superior: pieza cilíndrica de acero inoxidable con un orificio central por donde se va a suministrar el líquido a la muestra. Está conectado, por consiguiente, a las líneas de aceite o agua según sea el caso, así como, a los medidores de presión. Esta pieza se la introduce en la parte superior del cuerpo del portamuestras y se la asegura con un candado de campana.

3.- Sello inferior: es una pieza cilíndrica (de menor longitud que la anterior) de acero inoxidable, posee un orificio central en el cual va colocado un tubo de diámetro pequeño (tubo de escurrimiento) por donde se recuperan los fluidos desplazados. El sello inferior se lo introduce por la parte de abajo del portamuestras y como va enroscado no necesita ser asegurado con candado.

4.- Revestimiento: es un tubo de neopreno en cuyo interior va la muestra. El revestimiento va junto al cuerpo del portamuestras en su parte interior. La muestra queda aprisionada durante las determinaciones y obliga a que los fluidos pasen sólo a través del núcleo.

5.- Tubo de escurrimiento: es un tubo de diámetro pequeño de acero inoxidable, que conduce los líquidos desplazados de la muestra a recipientes graduados donde se recuperan y se miden.

b) DISPOSITIVO PARA PROPORCIONAR UN FLUJO CONTINUO DEL FLUIDO DESPLAZANTE.-

Este dispositivo comprende los acumuladores (recipientes metálicos de diseño especial), los cuales convierten la presión neumática proveniente de los cilindros de gas en presión hidráulica, proporcionando de esta forma, para los propósitos requeridos, un flujo continuo de líquido desplazante, aceite o agua (figura No. 8).

c) FUENTE DE PRESION CONTROLADA.-

Los cilindros de gas a presión, proporcionan la presión necesaria para desplazar el líquido de los acumuladores y hacerlo pasar a través de la muestra. Se acostumbra por disponibilidad y economía el uso de nitrógeno como el gas de los cilindros.

d) FUENTE DE VACIO.-

Es una bomba que sirve para evacuar el aire de las líneas, además, durante la operación de llenado de los acumuladores, la bomba de vacío se utiliza para quitar cualquier gas en solución presente en el líquido.

e) DISPOSITIVOS PARA MEDIR LOS VOLUMENES RECUPERADOS.-

Se dispone de recipientes graduados de varias capacidades, desde 1 cc. hasta 200 cc. en los cuales se pueden hacer aproximaciones del orden de 0.01 cc. con bastante exactitud.

f) DISPOSITIVOS PARA MEDIR PRESION Y TIEMPO.-

La presión sobre el revestimiento en el portamuestras se mide en un manómetro tipo Bourdon. La presión de desplazamiento se la mide por medio de un dispositivo de alta precisión conectado al sistema. El tiempo de prueba se lo mide en contadores eléctricos con aproximaciones de 0.1 segundos.

IV.4.- Operación.

El equipo debe estar perfectamente limpio, antes de que comience la prueba. La limpieza se la debe hacer con agua y jabón, gasolina o alcohol según sea el caso. Luego, con el aire



BIBLIOTECA FICT

ESPOL

a presión se secan las líneas eliminando cualquier residuo de líquido, evitando así contaminaciones.

Se cargan los acumuladores con los líquidos correspondientes y se los conecta a la línea de gas a presión para poder usarlos.

Se realiza el vacío a todas las líneas del sistema y se procede de la siguiente manera:

1.- Se introduce la muestra (saturada con aceite y agua irreductible) en el interior del cuerpo del portamuestras y con los sellos superior e inferior se la asegura.

2.- Se da presión al revestimiento por medio de los cilindros de gas conectados al portamuestras directamente y controlados por un manómetro tipo Bourdon. Usualmente se da entre 15 y 20 kg/cm<sup>2</sup> de presión al revestimiento, quedando de esta forma sujeta la muestra. Esta presión se la confina para poder usar los cilindros de gas.

3.- Se suministra una ligera presión al acumulador para que proporcione fluido desplazante y por medio de una válvula adicional se purga el aire que pueda haber quedado en las líneas del sistema.

4.- Antes de que el fluido (agua) empiece a desplazar el aceite de la muestra, se mide la presión de entrada (presión de desplazamiento) por medio del manómetro de alta precisión, conectado al sistema.

5.- Con la presión medida, se empieza a desplazar el a ceite de la muestra por agua, recuperándose los fluidos en los recipientes graduados y tomándose los tiempos acumulativos a partir del momento en que se produce la primera gota.

6.- Al comenzar a recuperar los volúmenes de fluidos totales, se lo debe hacer en intervalos pequeños para mayor exactitud. Cada recipiente lleva un membrete, así por ejemplo: recipiente 1, recipiente 2, etc., y se lee, para cada caso, los volúmenes totales recuperados en ese período, volumen de agua recuperado en ese período y tiempo acumulativo al final de cada período.

7.- La prueba termina cuando el volumen de agua recuperado es aproximadamente igual al volumen total recuperado, esto es, prácticamente ya no se recupera más aceite. Es conveniente que el primer período se cumpla hasta el momento en que se recupera la primera gota de agua (desplazante). En los datos del e jemplo puede verse con mayor claridad lo explicado.

8.- Al terminar la prueba, se cierra la fuente de presión y se procede a evacuar todo el aire del sistema con la bomba de vacío, con esto queda el equipo listo para otra prueba del mismo tipo.

#### IV.5.- Ejemplo de aplicación.

Se realizó una prueba de permeabilidades relativas agua-aceite sobre la muestra Berea N del Instituto Mexicano del Petróleo. Se utilizó Tecnol (aceite) como fluido a ser desplazado por agua; la viscosidad del Tecnol era de 121 cps.

Los datos de la muestra antes de iniciar la prueba eran:

Longitud (L)	6.57 cm.
diámetro (d)	3.81 cm.
porosidad ( $\phi$ )	0.207
permeabilidad (K)	550 md.
saturación de agua irreductible ( $S_{wc}$ )	0.200
permeabilidad efectiva al aceite ( $K_o$ )	380 md.
temperatura (T)	21°C
área (A)	---
viscosidad del aceite ( $\mu_o$ )	121 cps.
viscosidad del agua ( $\mu_w$ )	1.0 cps.
gradiente de presión ( $\Delta P$ )	1 Kg/cm <sup>2</sup>
ICP (control de unidades de presión)	1
NUP (número de periodos)	10



Los datos de: volúmenes totales recuperados (Vt), volúmenes de agua recuperados (Vw) y tiempos acumulados (t) son los siguientes:

No. de Periodos	Vt(cc)	Vw(cc)	t(seg)
1	0.0	0.0	0
2	4.5	0.0	320
3	1.5	0.38	388
4	1.1	0.72	404
5	3.8	3.58	454
6	4.0	3.86	504
7	5.82	5.72	579
8	10.12	10.00	716
9	18.34	18.26	1018
10	50.08	49.99	2348



BIBLIOTECA FICT  
ESPOL

Con estos datos, se utiliza el programa de cómputo presentado en el capítulo VI, obteniéndose los resultados en la tabla No. 1.

La figura No. 9 nos da los valores de permeabilidades relativas agua-aceite graficados -vs- saturación de agua.

## C A P I T U L O   V

### DETERMINACION DE LAS PERMEABILIDADES RELATIVAS GAS-ACEITE EN EL LABORATORIO.-

#### V.1.- Generalidades.

En el capítulo anterior, se trató sobre las permeabilidades relativas agua-aceite, o sea, el caso en el cual existe un mecanismo de empuje hidráulico. Como ya se sabe, muchos yacimientos producen aceite debido a la energía suministrada por una capa de gas o debido al gas en solución en el aceite, en esta ocasión, se estudiarán las permeabilidades relativas gas-aceite.

Generalmente un mecanismo de empuje por capa de gas o gas en solución es menos efectivo que un mecanismo de empuje hidráulico, por ello al estudio de los desplazamientos gas-aceite se le debe dar una mayor importancia en la ingeniería de yacimientos. Investigaciones en este sentido están destinadas a obtener mayores recuperaciones de aceite.

Se presentará la descripción del aparato en que se realizan las pruebas de desplazamiento gas-aceite, la operación del mismo y un ejemplo explicativo del cálculo de las permeabilidades relativas gas-aceite en base a los datos obtenidos.

La selección y preparación de muestras a ser probadas, se las realiza de igual forma que para la determinación de las permeabilidades relativas agua-aceite, quedando por consiguiente, las muestras saturadas con aceite y agua irreductible y listas para ser desplazadas por el gas (fluido desplazante).

Las ecuaciones utilizadas para el cálculo de las permeabilidades relativas gas-aceite son las mismas que para las permeabilidades relativas agua-aceite, en este caso, el subíndice de las ecuaciones será "g" en vez de "w". De igual modo, la presión de desplazamiento debe de ser tal que no vaya a influir en forma importante sobre la compresibilidad del gas.

#### V.2.- Descripción del aparato de medición.

El equipo utilizado está representado en la figura No. 11 de este trabajo y consta de las siguientes partes:

- a) Dispositivo para sujetar la muestra.
- b) Fuentes de presión controlada.



BIBLIOTECA FICT  
ESPOL

- c) Fuentes de vacío.
- d) Dispositivos para medir los volúmenes recuperados.
- e) Dispositivos para medir tiempo y presión.

A) DISPOSITIVO PARA SUJETAR LA MUESTRA.-

Básicamente, es el mismo portamuestras descrito en el capítulo anterior (tipo Hassler). En esta ocasión se lo instala en posición horizontal para que por medio de gravedad, el gas que es el fluido desplazante, se coloque a la salida, en la parte superior y sea medido por el orificio superior del sello de salida (sello inferior).

Precisamente en el sello inferior o de salida de este portamuestras está la diferencia con el portamuestras usado en desplazamientos agua-aceite. Este sello tiene dos tubos de escu<sup>rr</sup>imiento para la salida de fluidos, una superior por donde va a fluir el gas para ser medido por desplazamiento en recipientes y luego por gasómetro y el otro inferior por donde va a fluir el aceite y va a ser medido en pipetas graduadas.

B) FUENTES DE PRESION CONTROLADA.-

Se utilizan los cilindros de gas (nitrógeno), como fuentes de presión; a la vez el mismo gas se lo usa como fluido desplazante. El nivel de presión de desplazamiento debe ser lo suficientemente alto como para que la expansión del gas acompañan-

do a la caída de presión a través del sistema pueda ser despreciable.

C) FUENTE DE VACIO.-

De igual forma, se usa la bomba de vacío para sacar la muestra que está sujeta a presión en el portamuestras y para vacío de las líneas si es necesario.

D) DISPOSITIVOS PARA MEDIR LOS VOLUMENES RECUPERADOS.-

D.1.- Recipientes de agua.

Con estos se mide el gas recuperado en cc. Consiste de una pipeta graduada de 50 cc. y 3 recipientes con capacidad total de 2335 cc., tanto la pipeta como los recipientes están llenos de agua. Al empezar a fluir el gas, este va a desplazar el agua de la pipeta primero y de los recipientes después, existiendo diversas marcas de volúmenes a las cuales se toman los diversos tiempos (ver ejemplo y figura).

D.2.- Gasómetro.

Al término del desplazamiento de agua, se conecta inmediatamente el flujo de gas al gasómetro, éste, es un aparato que mide el flujo de gas en cc. (ver figura No. 11), generalmente una revolución del gasómetro corresponde a 500 cc.



BIBLIOTECA FICT

### D.3.- Pipetas graduadas.-

Sirven para medir el aceite desplazado de la muestra y están conectadas directamente al tubo de escurrimiento inferior como se muestra en la figura No. 11. La capacidad de estas pipetas es menor, puesto que, la exactitud de esta medida es necesaria (pipeta graduada de 5 a 10 cc.).

### E) DISPOSITIVOS PARA MEDIR TIEMPO Y PRESION.-

La presión sobre el revestimiento se la mide en un manómetro tipo Bourdon. La presión de desplazamiento se la mide en un manómetro de mercurio en U (mayor precisión).

Los tiempos se los miden en contadores eléctricos con aproximaciones de 0.1 segundos y en forma acumulativa para cada período.

### V.3.- Operación.

Antes de comenzar la prueba, se debe tener el equipo limpio, del mismo modo, los recipientes deben de estar llenos de agua.

Se deben seguir los siguientes pasos:

a) Antes de colocar la muestra en el portamuestras, se

debe conservar una continuidad del líquido a ser desplazado (aceite), desde el sello de salida hasta las pipetas graduadas donde se va a recuperar. Para esto, se introduce el sello inferior en un recipiente conteniendo aceite del mismo tipo del que satura la muestra y se purga cualquier aire que exista desde el citado sello hasta las pipetas pasando por la línea conectora entre el sello y las pipetas graduadas.

b) Se colocan la muestra y también el sello inferior pasándolo directamente del recipiente con aceite al cuerpo del portamuestras. Se espera la estabilización o continuidad del líquido y se hacen lecturas en las pipetas del nivel de aceite antes de empezar el desplazamiento.

c) Se da presión al revestimiento por medio del regulador No. 1 (figura 11), se acostumbra unos  $15 \text{ KG/CM}^2$  más o menos; luego de esto, igualmente se espera la estabilización del fluido a ser desplazado y se lee en las pipetas el nivel correspondiente de aceite.

d) Una vez presionado el revestimiento contra la muestra, se confina esta presión y se procede por medio del regulador No. 2 y del manómetro de mercurio en U a fijar una presión de desplazamiento ( $0.2$  a  $1.0 \text{ Kg/cm}^2$ ).

e) Se conecta el tubo de escurrimiento superior con los recipientes de agua, esta conexión se la hace por medio de una

manguera. Se espera la estabilización y se lee la marca de agua en la pipeta graduada de 50 cc. antes de empezar el desplazamiento.

f) Se abre la válvula de paso a la muestra y el gas empieza a desplazar el aceite de la muestra (empieza la prueba en sí).

g) Al mismo tiempo que se realiza el paso anterior, se pone a funcionar el contador de tiempo y se hacen lecturas a las diferentes marcas establecidas de antemano (períodos) y representadas en la figura No. 11. Se puede observar, que para el manejo de este aparato se necesitan cuando menos dos operadores, uno para hacer lecturas en las pipetas graduadas y el otro para el tiempo y anotaciones.

h) En el momento que el gas ha desplazado toda el agua de los recipientes, se conecta la línea inmediatamente al gasómetro y se empiezan a leer los volúmenes de gas para diferentes revoluciones del gasómetro (el ejemplo indica esto más explícitamente).

i) Se realizan las lecturas suficientes como para poder disponer de estos datos y se para la prueba cuidando de mantener el equipo en condiciones para otra.

j) Los datos obtenidos se aplican en el ejemplo por medio de las fórmulas de Johnson, Bossler y Naumann establecidas



en el Capítulo II y del programa de computación del capítulo VI.

V.4.- Ejemplo de aplicación.

Se efectuó una prueba de permeabilidad relativa gas-aceite sobre la muestra Berea D perteneciente al Instituto Mexicano del Petróleo. Se utilizó Tecnol (aceite) de viscosidad de 34 cps. como fluido a ser desplazado por gas (nitrógeno).

Los datos de la muestra disponibles son:

Longitud (L)	3.1849 cm.
diámetro (d)	3.8247 cm.
porosidad ( $\phi$ )	0.21
permeabilidad (K)	500 md.
Saturación de agua irreductible ( $S_{wc}$ )	0.0
permeabilidad efectiva al aceite ( $K_o$ )	500 md.
temperatura (T)	19°C
área (A)	--
viscosidad del aceite ( $\mu_o$ )	34 cps.
viscosidad al gas ( $\mu_g$ )	0.017 cps.
gradiente de presión ( $\Delta P$ )	4" Hg.
ICP (control de unidades de Presión)	3
NUP (número de períodos)	16
Lectura de estabilización antes de presionar el revestimiento (aceite)	0.25 cc.

Lecturas de estabilización luego de  
presionar el revestimiento:

para el aceite 0.60 cc.  
para el agua 1.20 cc.

Los datos de volúmenes totales acumulados, volúmenes de  
aceite acumulados y tiempos se obtuvieron de la prueba:

No. de Períodos	Vt <sub>ac.</sub> (cc)	Vo <sub>ac.</sub> (cc)	t(seg)
1	0.	0.	0
2	1.2	0.67	76
3	3.5	0.715	106
4	7.5	0.770	155
5	19.0	0.840	239
6	38.0	0.920	325
7	76.0	1.020	441
8	146.0	1.140	590
9	286.0	1.290	805
10	566.0	1.480	1116
11	1105.0	1.700	1561
12	2335.0	1.97	2364
13	4335.0	2.23	3394
14	8335.0	2.54	5123
15	16335.0	2.91	7978
16	32335.0	3.21	12672

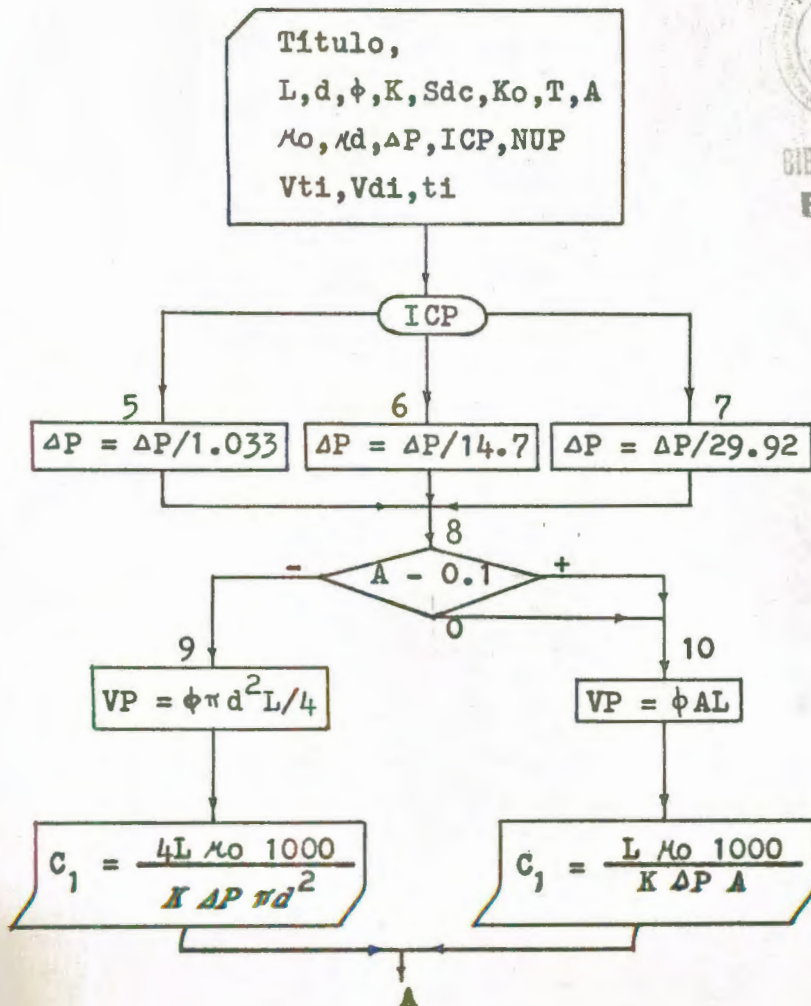
Con estos datos, se puede aplicar el programa del capítulo VI, los resultados están en la tabla No. 2.

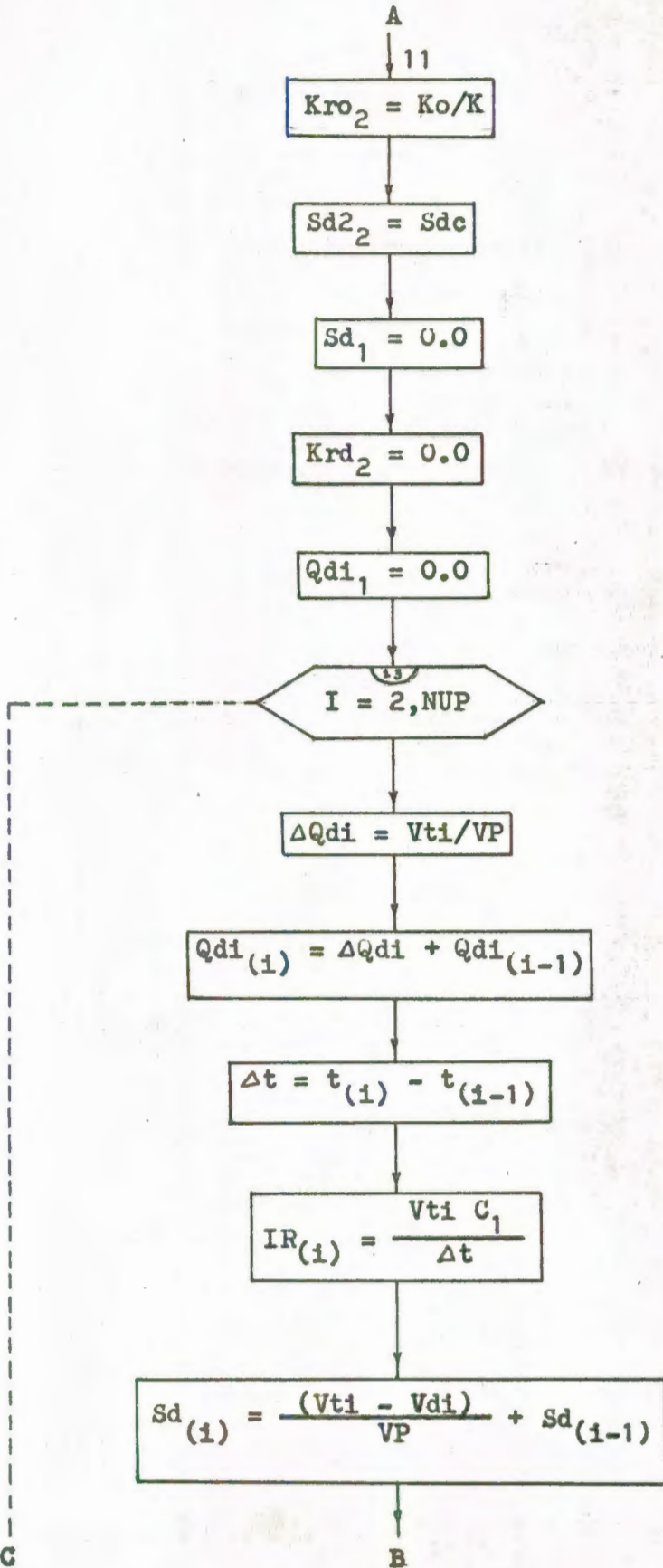
La figura No. 12 muestra los resultados de las permeabilidades relativas gas-aceite -vs- saturación total de líquido.

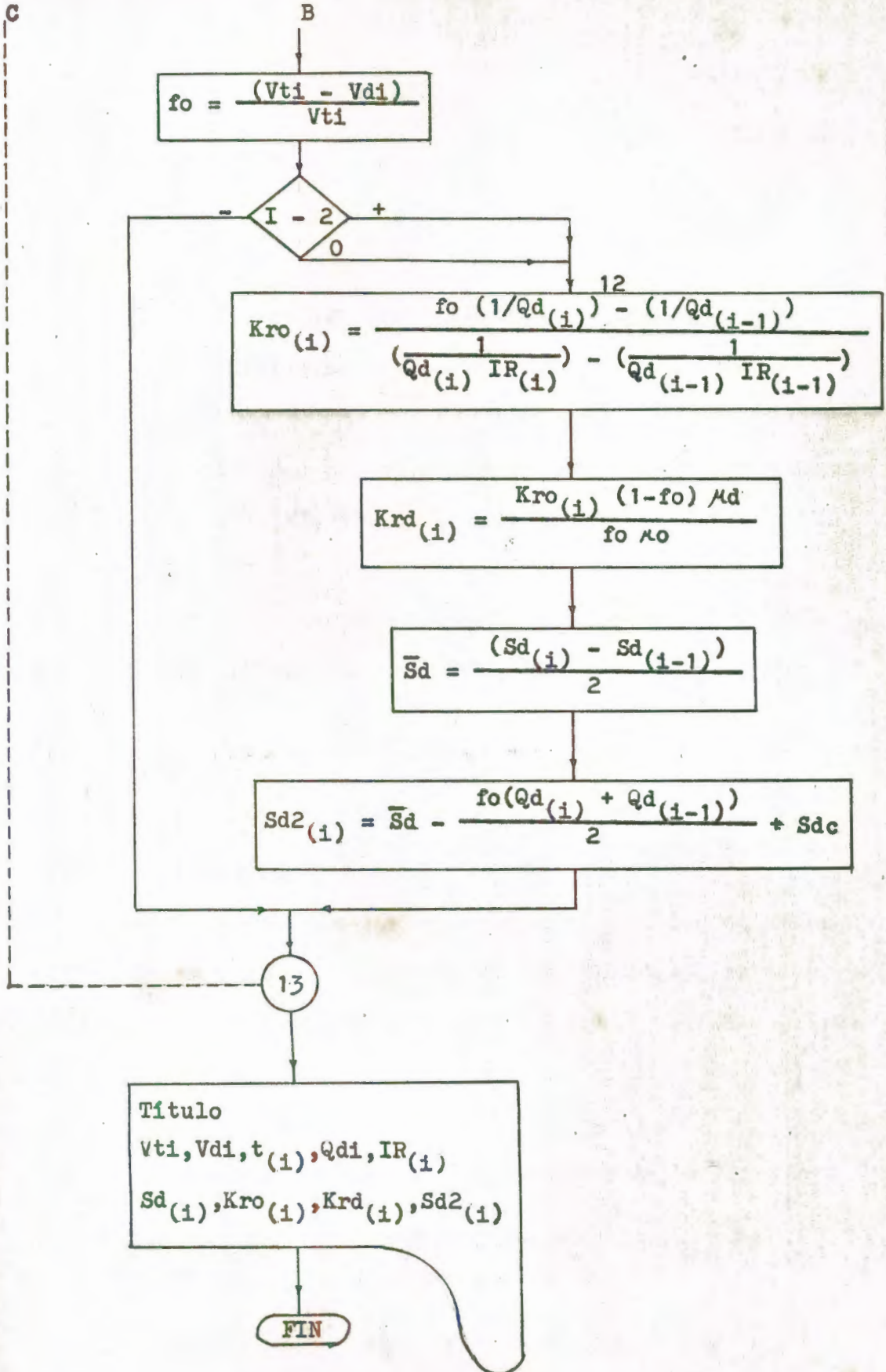
### C A P I T U L O   V I

PROGRAMA DE COMPUTO EN LENGUAJE FORTRAN IV PARA CALCULO DE PERMEABILIDADES RELATIVAS.

VI.1.- Diagrama de flujo.







## VI.2.- Descripción del programa.

El programa realiza lo siguiente:

1.- Convierte KRO, KR, IR, L, MUO, MUD, que son variables enteras, en variables reales por medio de un REAL.

2.- Dimensiona por medio de un DIMENSION las siguientes variables: SD2, VT, VD, TIT, QDI, SD, T.

3.- Lee de acuerdo a formatos predeterminados, TIT, L, D, FI, PER, SDC, PEREO, TEMP, A, MUO, MUD, DIFPC, ICP, NUP, VT, VD, T.

4.- Por medio del valor de ICP (variable de control para unidades de presión), y con un GO TO compuesto, se pone el DIFPC (presión de desplazamiento constante) en las unidades de presión que se usan en la aplicación de fórmulas, esto es, en atmósferas.  $ICP = 1$  ( $Kg/cm^2$ );  $ICP = 2$  (psi);  $ICP = 3$  (pulgadas de mercurio).

5.- Cálculo del volumen poroso VP y de la constante  $C_1$ :

- a) Cuando no existe dato de área A;
- b) Cuando existe dato de área A.

a)

$$VP = \frac{\phi \pi d^2 L}{4}$$

$$C_1 = \frac{4 \mu_0 L}{K \Delta P d^2 \pi} 1000$$

b)

$$VP = \phi AL$$

$$C_1 = \frac{\mu_0 L}{K \Delta P A} 1000$$

Los valores de  $C_1$  son constantes utilizadas para el cálculo de IR (inyectividad relativa).

6.- Se definen las siguientes proposiciones aritméticas:

$$Kro_2 = Ko/K$$

$$Sd_2(2) = Sdc$$

$$Sd(1) = 0.0$$

$$Krd_2 = 0.0$$

$$Qdi_1 = 0.0$$



BIBLIOTECA FICT  
ESPOL



Hay que hacer notar que las permeabilidades relativas al desplazante y al aceite son medidas en la cara de salida de la arena (muestra) y que hasta el período 2 son las mismas porque no hay producción de desplazante, por lo tanto, empezamos a definir  $K_{ro}$  y  $K_{rd}$  desde el período 2, de ahí que:

$$K_{ro_2} = K_o/K \quad \text{y} \quad K_{rd_2} = 0.0$$

La saturación de desplazante en la cara de salida de la muestra, del mismo modo, permanece igual hasta el período 2, de ahí que:

$$S_{d2(2)} = S_{dc}$$

La saturación de desplazante media a lo largo de toda la muestra, va a variar en el mismo momento en que se empieza la prueba, luego, se tiene que definir  $S_d$  desde el principio del desplazamiento, de ahí que:

$$S_{d(1)} = 0.0$$

Como es lógico suponer:  $Q_{di}$  se tiene que definir desde el primer período, o sea:

$$Q_{di_1} = 0.0$$

7.- Por medio de la proposición DO de Fortran, se procede a calcular lo siguiente:

$$\Delta Q_{di} = V t_{(i)} / VP$$

$\Delta Q_{di}$  = incremento de inyección de desplazante por período.

$$Q_{di}(i) = \Delta Q_{di} + Q_{di}(i-1)$$

$Q_{di}(i)$  = inyección de desplazante acumulado.

$$\Delta t = t_{(i)} - t_{(i-1)}$$

$\Delta t$  = incremento de tiempo.

$$I_r(i) = \frac{V t_{(i)}}{\Delta t C_1}$$

$I_r(i)$  = inyectividad relativa por período.

$$I_r = \frac{Q \mu_o L}{K \Delta P t A} = \frac{Q}{t C_1}$$

en que:

Q = volumen inyectado en cc.

$$Sd_{(1)} = \frac{Vt_{(1)} - Vd_{(1)}}{VP} + Sd_{(1-1)}$$

$Sd_{(1)}$  = saturación media de desplazante en la muestra a un período 1.

$$fo = \frac{Vt_{(1)} - Vd_{(1)}}{Vt_{(1)}}$$

fo = flujo fraccional de aceite.

8.- Dentro del mismo DO nos preguntamos:

IF(I-2)12,12,13

O sea, como el DO empieza cuando  $I = 2$ , en ese instante, no calculamos los valores de  $Krd_{(1)}$ ,  $Kro_{(1)}$ ,  $Sd2_{(1)}$  porque ya es tan definidos, luego volvemos a un valor de  $I = 3$  y entonces si se calcula los valores de  $Krd_{(1)}$ ,  $Kro_{(1)}$ ,  $Sd2_{(1)}$  hasta un valor de  $I = NUP$ .

A partir del valor  $I = 3$ , los valores antedichos, se calculan por las siguientes fórmulas:

$$K_{ro(i)} = f_{o(i)} \left[ \frac{\frac{1}{Q_{di(i)}} - \frac{1}{Q_{di(i-1)}}}{\frac{1}{Q_{di(i)} I_{r(i)}} - \frac{1}{Q_{di(i-1)} I_{r(i-1)}}} \right]$$

$K_{ro(i)}$  = permeabilidad relativa al aceite.

$$K_{rd(i)} = \frac{K_{ro(i)} (1 - f_{o(i)}) \mu_d}{f_{o(i)} \mu_o}$$

$K_{rd(i)}$  = permeabilidad relativa al desplazante.

$$S_{dm} = \frac{(S_{d(i)} + S_{d(i-1)})}{2}$$

$S_{dm}$  = saturación promedio de desplazante para dos períodos consecutivos.

$$Sd2_{(1)} = Sdm - fo \left[ \frac{Qd1_{(1)} + Qd1_{(1-1)}}{2} \right] + Sdc$$

$Sd2_{(1)}$  = saturación de desplazante en la cara de salida para un período 1.

9.- Se procede a escribir los resultados por medio de un WRITE y sus respectivos formatos.

### VI.3.- Simbología usada.

KRO Permeabilidad relativa al aceite.

KRD Permeabilidad relativa al desplazante.

IR Inyectividad relativa por período.

L Longitud, cm.

MUO Viscosidad del aceite, cps.

MUD Viscosidad del desplazante, cps.

SD2 Saturación de desplazante en la cara de la salida de la muestra.

VT Volumen total recuperado por período, cc.

VD Volumen de desplazante recuperado por período, cc.

TIT	(título de la muestra en estudio).
QDI	Volumen de desplazante inyectado, cc.
SD	Saturación media de desplazante en la muestra.
T	Tiempo acumulativo de la prueba, seg.
D	Diámetro, cm.
FI	Porosidad.
PER	Permeabilidad absoluta, md.
SDC	Saturación de desplazante crítica.
PEREO	Permeabilidad efectiva al aceite, md.
TEMP	Temperatura media durante la prueba, °C.
A	Area, cm <sup>2</sup>
DIFPC	Presión de desplazamiento constante, atm.
ICP	Variable de control para unidades de presión.
NUP	Número de períodos de la prueba.

#### VI.4.- Programa.

Se presenta a continuación el programa en lenguaje Fortran IV. Junto a él, un ejemplo de aplicación mostrado en la tabla No. 3 y figura No. 14.



MUC\*L\*4.)/(PER\*DIFPC\*3.1416\*D\*\*2.)\*1000.0  
O 11  
FI\*A\*L  
MUO\*L)/(PER\*DIFPC\*A)\*1000.0

019  
020  
021  
022

PRUEBA CALCULO DE PERMEABILIDADES RELATIVAS

(2)=PEREO/PER  
(2)=SDC  
L)=0.0  
(2)=0.0  
(1)=0.0  
13 I=2,NUP  
I=VT(I)/VP  
I)=DQDI+QDI(I-1)  
T=T(I)-T(I-1)

023  
024  
025  
026  
027  
028  
029  
030  
031

CALCULO DE LA INYECTIVIDAD RELATIVA - SATURACION MEDIA DE DESPLAZANTE EN LA MUESTRA Y FLUJO FRACCIONAL DE ACEITE

I)=VT(I)/DELT\*C1  
I)=(VT(I)-VD(I))/VP+SD(I-1)  
I)=VT(I)-VD(I)/VT(I)  
I-2)13,13,12

032  
033  
034  
035

CALCULO DE LA PERMEABILIDAD RELATIVA AL ACEITE

I)=FO\*((1/QDI(I))-(1/QDI(I-1)))/((1/(QDI(I)\*IR(I)))-(1/(QDI(I-1)\*IR(I-1))))

036  
037

CALCULO DE LA PERMEABILIDAD RELATIVA AL DESPLAZANTE

I)=KRO(I)\*(1-FO)/FO\*MUD/MUO  
I)=(SD(I)+SD(I-1))\*0.5  
I)=SDM-FO\*((QDI(I)+QDI(I-1))\*0.5)+SDC  
TINUF

038  
039  
040  
041

TE(3,14)TIT

MAT(1H1,//////////,40X,'ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL',  
//,40X,'LABORATORIO DE INGENIERIA DE YACIMIENTOS'///,38X,'PRUEBA  
DE DESPLAZAMIENTO A PRESION CONSTANTE'////,10X,80A1)

042  
043  
044  
045

TF(3,15)

MAT(//,9X,'I',6X,'VT(I)',6X,'VD(I)',6X,'T(I)',6X,'QDI(I)',6X,'I-1',6X,'SD(I)',6X,'KRO(I)',6X,'KRD(I)',6X,'SD2(I)')//

046  
047  
048

TE(3,16)

MAT(17X,'CC',9X,'CC',9X,'SG',6X,'VOL. POR.'//)

049  
050

TE(3,17)(I,VT(I),VD(I),T(I),QDI(I),IR(I),SD(I),KRO(I),KRD(I),SD(I),I=2,NUP)

051  
052

MAT(8X,I2,3X,F8.2,2X,F9.3,3X,F8.2,3X,F8.3,4X,F7.3,5X,F7.5,4X,F7.5)

053



3X,F7.5,5X,F7.5)  
EXIT

054  
055  
056

SUPPORTED  
INTEGERS

REMENTS FOR  
0 VARIABLES      568 PROGRAM      714

MPILATION



BIBLIOTECA FICT  
ESPOL

## CONCLUSIONES

- 1.- El método propuesto por Johnson, Bossler y Naumann para el cálculo de las permeabilidades relativas en el laboratorio es de fácil ejecución.
- 2.- Los aparatos de desplazamientos utilizados para la medición de las permeabilidades relativas pueden ser diseñados y contruidos sin mayor dificultad. Dependiendo de esto, se tendrá un mayor o menor grado de confiabilidad en las mediciones.
- 3.- Desde el punto de vista práctico, los resultados obtenidos por este método se pueden considerar satisfactorios.
- 4.- La permeabilidad relativa de un fluido que humecta preferentemente la roca sólo depende de la saturación de dicho fluido.
- 5.- Las permeabilidades relativas al aceite y al gas que son las fases no humectantes, dependen de las saturaciones de

todos los fluidos presentes en el medio poroso.

6.- El programa de computación presentado facilita el cálculo de las permeabilidades relativas y economiza tiempo.

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

- A Area de la sección transversal de la muestra,  $\text{cm}^2$
- d Diámetro del área transversal, cm.
- Dpi Relación entre el volumen de desplazante inyectado y el volumen de poros.
- f flujo fraccional.
- f'd Derivado del flujo fraccional de desplazante respecto a la saturación de éste.
- Ir Inyectividad relativa.
- K Permeabilidad absoluta, md.
- Ko Permeabilidad efectiva al aceite, md.
- Kr Permeabilidad relativa.
- L Longitud total de la muestra, cm.
- P Presión, atm.
- $\Delta P$  Caída de presión durante la prueba, atm.
- Q Rata de flujo total, cc/seg.
- Qo Rata de flujo de aceite, cc/seg.
- s Distancia recorrida por un plano de saturación dado, cm.
- S Saturación.
- Sd Saturación de desplazante.
- Sdc Saturación de desplazante crítica.
- S $\bar{d}$  Saturación media de desplazante en toda la muestra.

T	Temperatura, °C
t	Tiempo, seg.
tm	Tiempo medio, seg.
u	Velocidad de flujo aparente, cm/seg.
v	Velocidad de flujo real, cm/seg.
V	Volumen, cc.
Vom	Volumen de aceite medio, cc.
Vp	Volumen de poros, cc.
Vt	Volumen total de líquido desplado, cc.

#### LETRAS GRIEGAS.-

$\Delta$	Diferencia.
$\mu$	Viscosidad, cps.
$\phi$	Porosidad.

#### SUBINDICES.-

(1)	Correspondiente a un período.
m	Valor medio entre 2 intervalos de medición.
n	Correspondiente al número del intervalo de medición.
d	Correspondiente al desplazante.
o	Correspondiente al aceite.
w	Correspondiente al agua.
g	Correspondiente al gas.
f	Correspondiente a la cara de salida de la muestra.

T A B L A S

Y

F I G U R A S

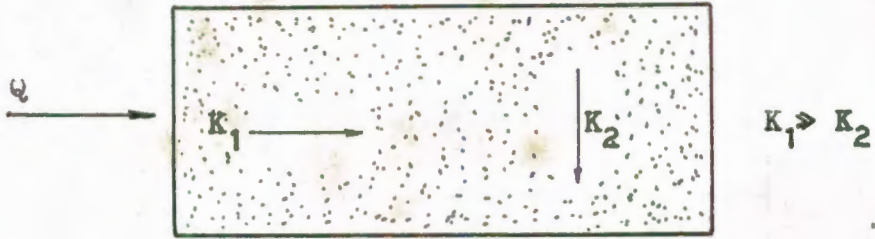


Figura No. 1

$K_1$  = Permeabilidad horizontal.

$K_2$  = Permeabilidad vertical.

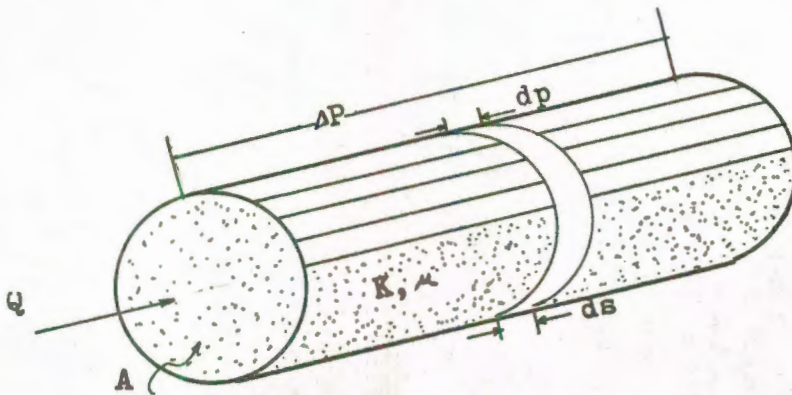


Figura No. 2

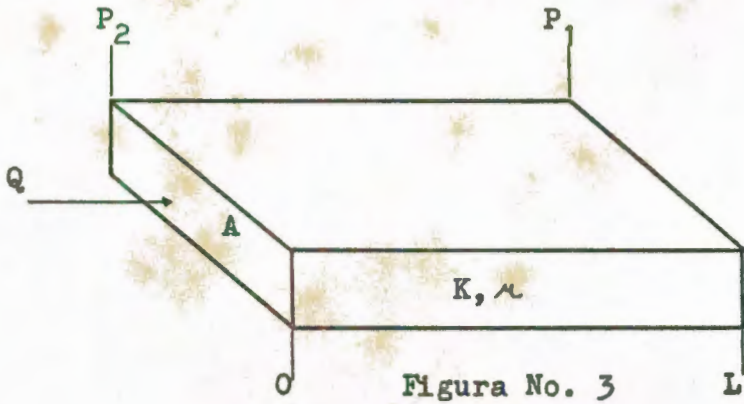


Figura No. 3

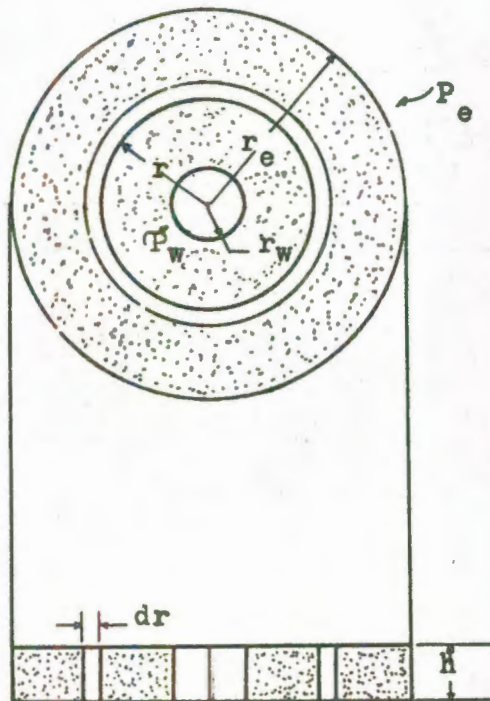


Figura No. 4



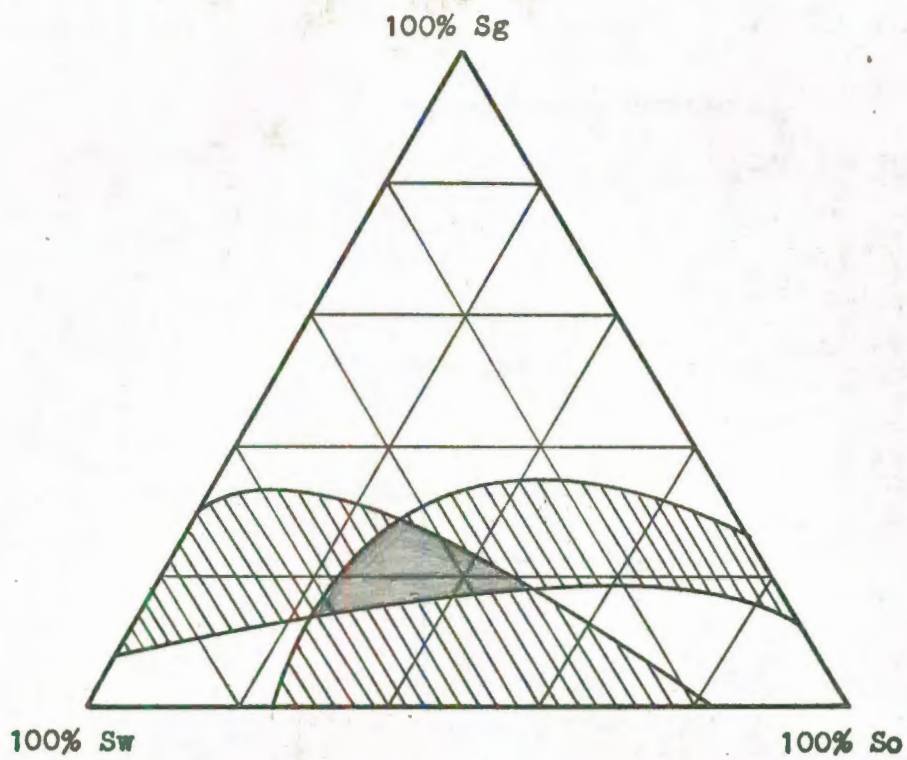
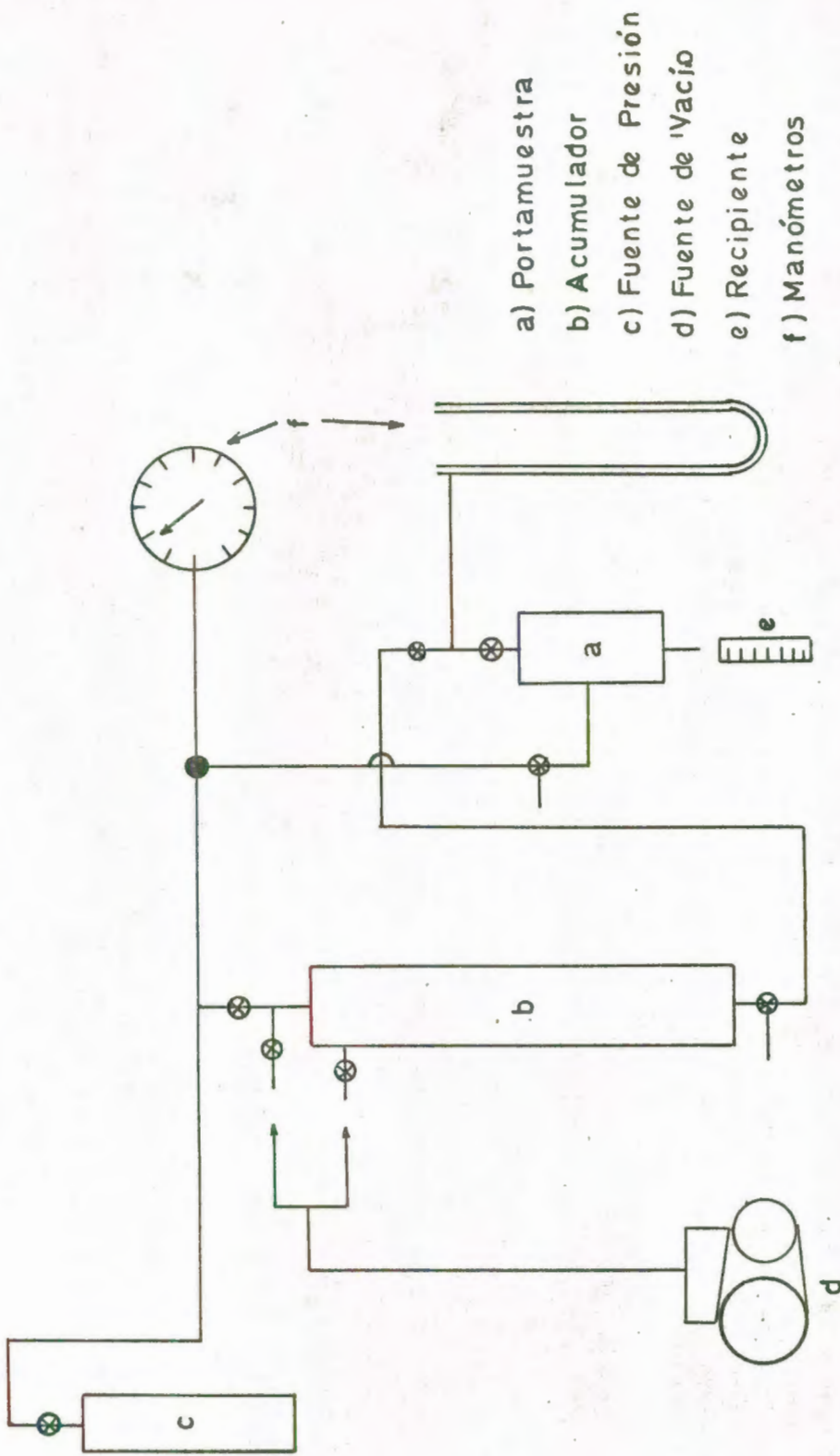
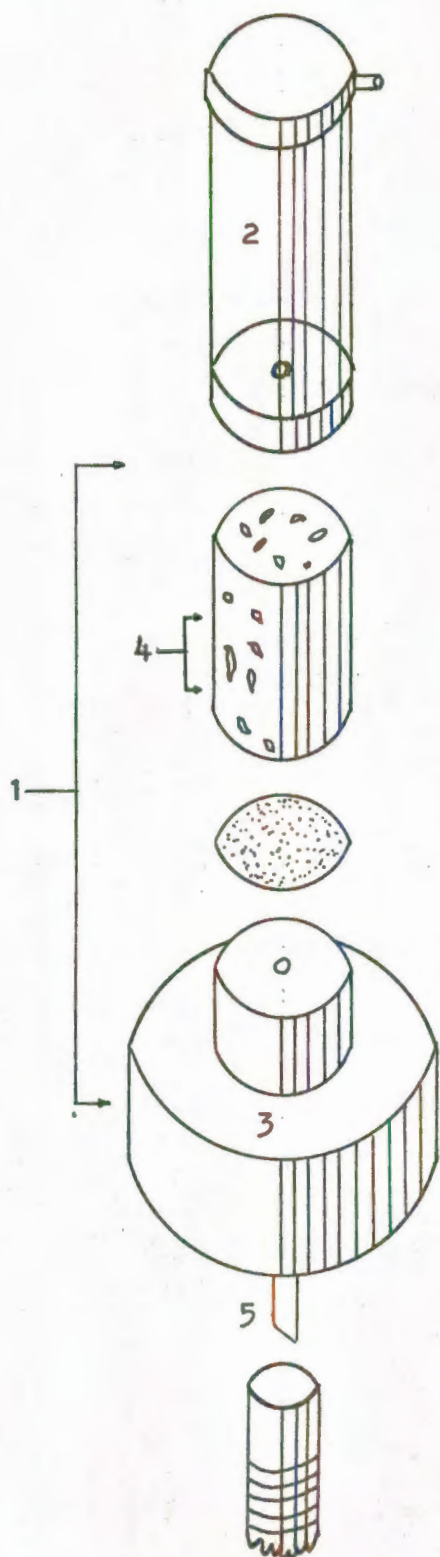


Figura No. 5



- a) Portamuestra
- b) Acumulador
- c) Fuente de Presión
- d) Fuente de Vacío
- e) Recipiente
- f) Manómetros

Figura No6



- 1.- Portamuestras.
- 2.- Sello superior.
- 3.- Sello inferior.
- 4.- Revestimiento.
- 5.- Tubo de escurrimiento.

Figura No. 7

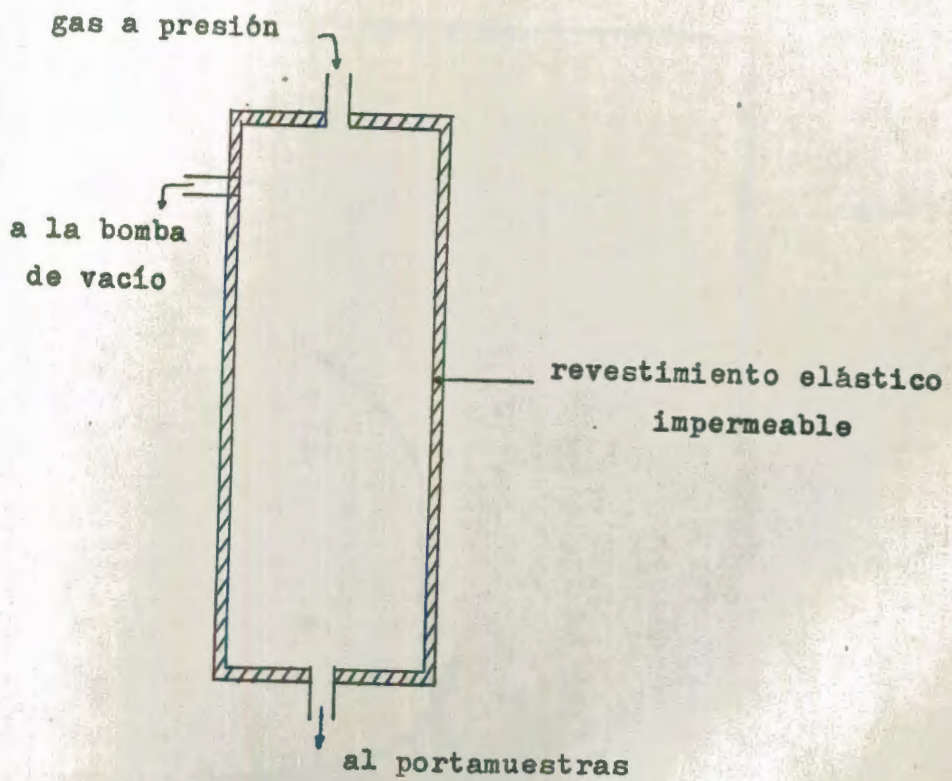


Figura No. 8 (Acumulador)



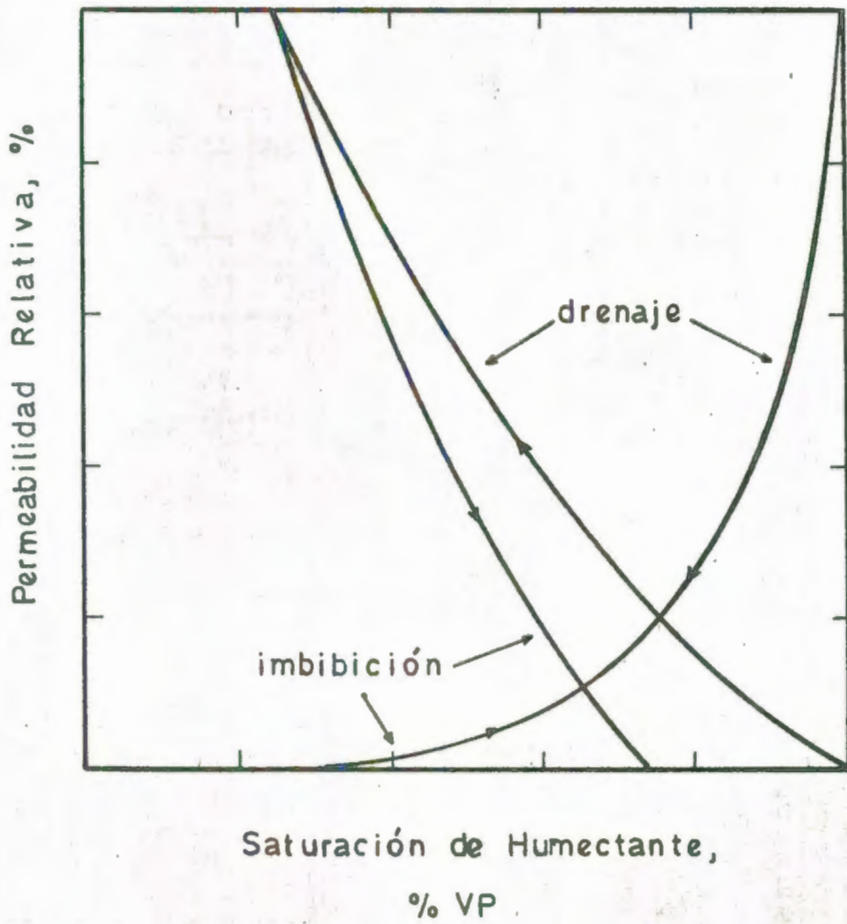
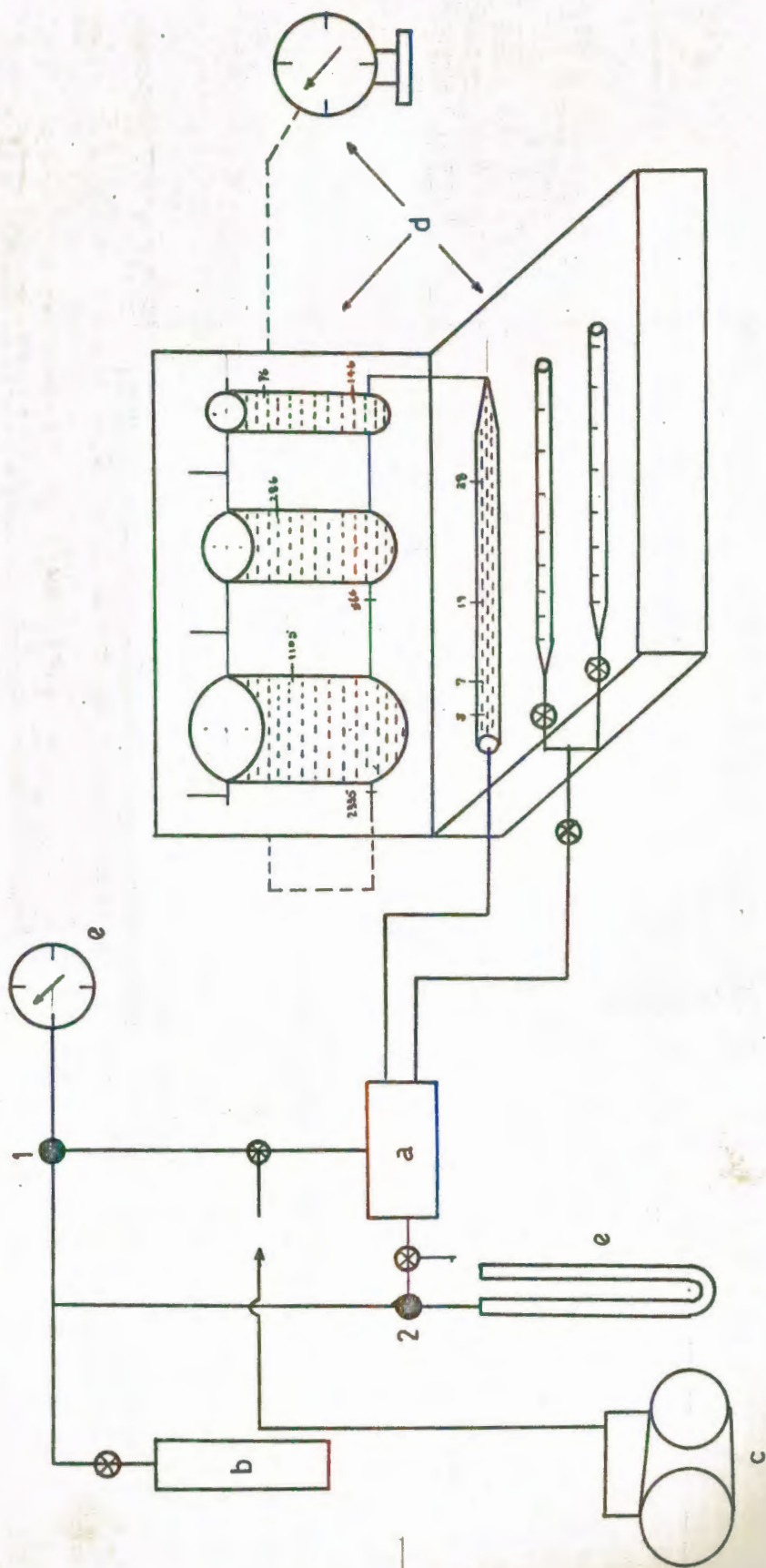


Figura No10



- a) Portamuestras
- b) Fuente de Presión
- c) Fuente de Vacío
- d) Recipientes
- e) Manómetros

Figura No.11



BIBLIOTECA FICT  
ESPOL

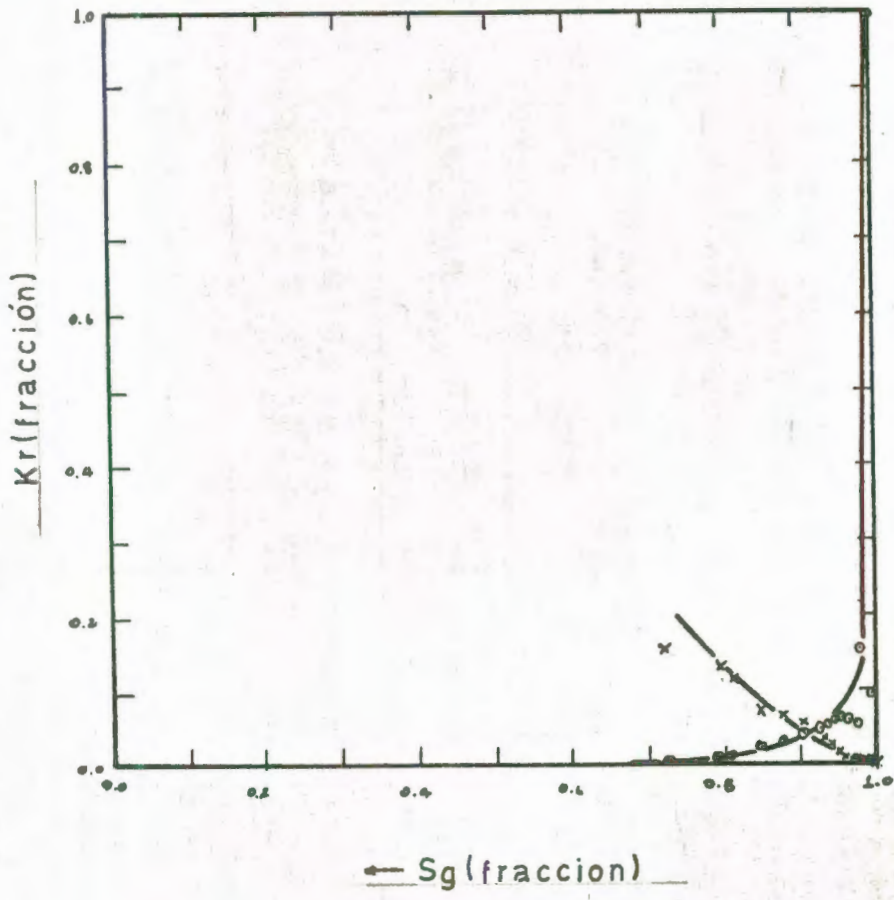


Figura No.12



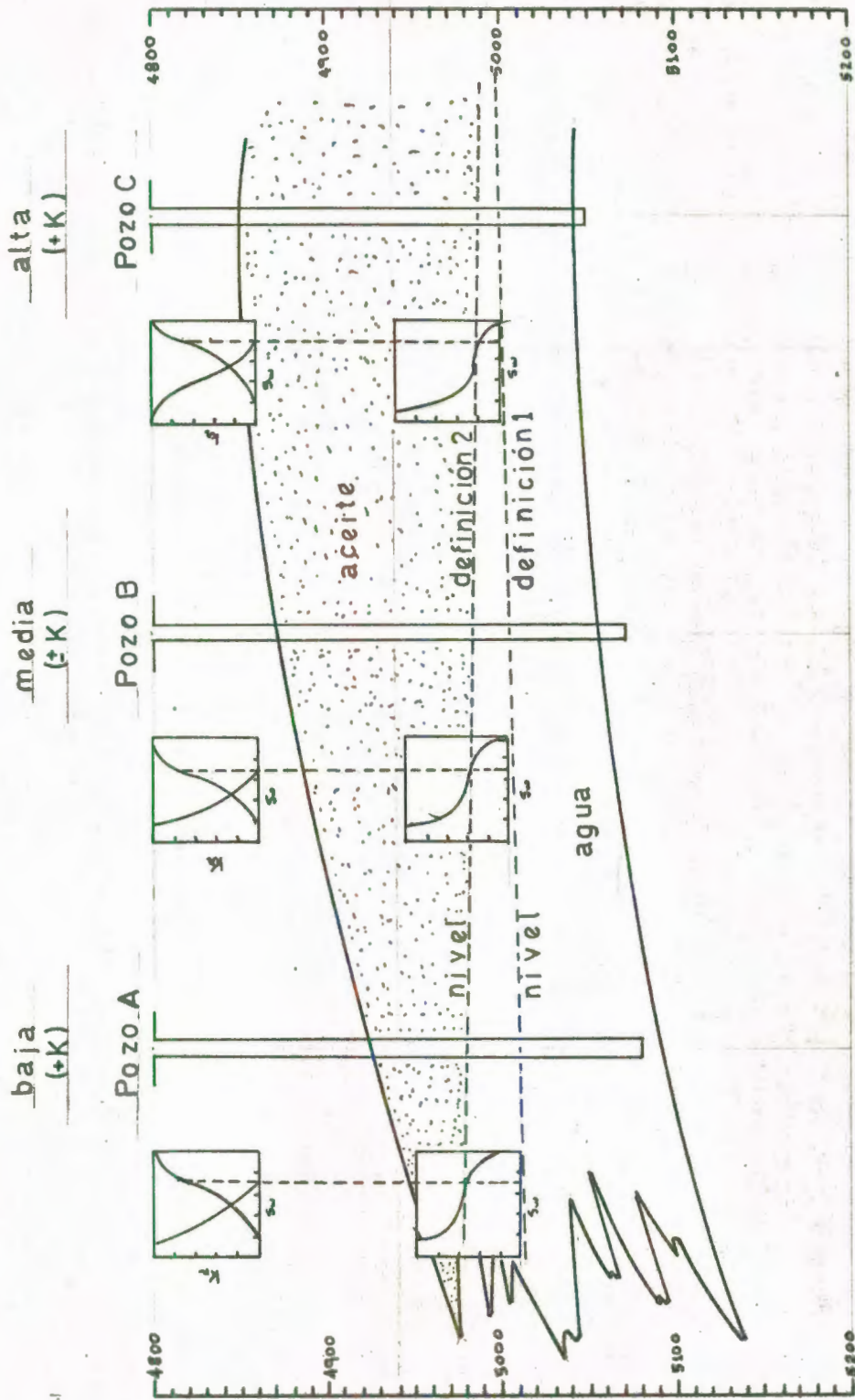


Figura No.13

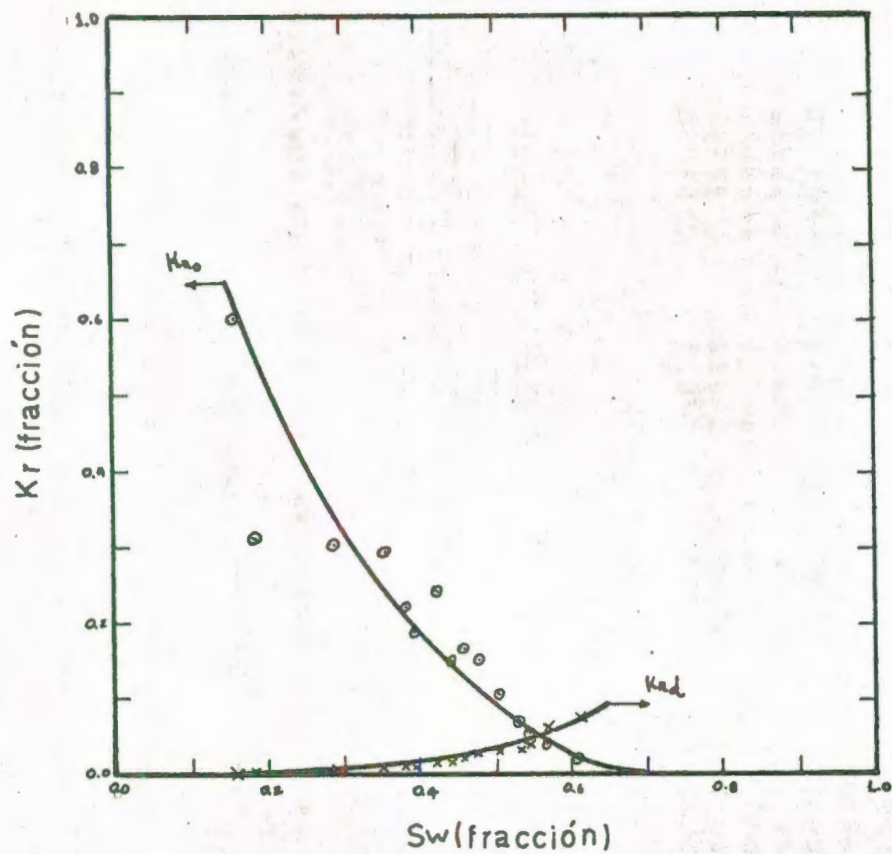


Figura No.14

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

LABORATORIO DE INGENIERIA DE YACIMIENTOS

PRUEBA DE DESPLAZAMIENTO A PRESION CONSTANTE

MUESTRA BERE A N

I	VT(I)	VD(I)	T(I)	SG	QDI(I)	IR(I)	SD(I)	KRO(I)	KRD(I)	SD2(I)
	CC	CC		VOL. POR.						
2	4.50	0.000	320.00	0.290	1.841	0.29022	0.69090	0.00000	0.20000	
3	1.50	0.380	388.00	0.386	2.888	0.36246	0.65873	0.00184	0.27352	
4	1.10	0.720	404.00	0.457	9.003	0.38696	0.21213	0.00332	0.42878	
5	3.80	3.580	454.00	0.702	9.953	0.40115	0.44241	0.05949	0.56045	
6	4.00	3.860	504.00	0.960	10.477	0.41018	0.30658	0.06986	0.57655	
7	5.82	5.720	579.00	1.336	10.162	0.41663	0.19549	0.09241	0.59367	
8	10.12	10.000	716.00	1.989	9.674	0.42437	0.13440	0.09256	0.60078	
9	18.34	18.260	1018.00	3.171	7.953	0.42953	0.06633	0.12513	0.61569	
10	50.08	49.990	2348.00	6.401	4.931	0.43533	0.03589	0.16476	0.62383	

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

LABORATORIO DE INGENIERIA DE YACIMIENTOS

PRUEBA DE DESPLAZAMIENTO A PRESION CONSTANTE

MUESTRA BERE A D

I	VT(I)	VD(I)	T(I)	QDI(I)	IR(I)	SD(I)	KRO(I)	KRD(I)	SD2(I)
	CC	CC	SG	VOL. POR.					
2	1.20	1.130	76.00	0.156	2.226	0.00910	1.00000	0.00000	0.00000
3	2.50	2.355	106.00	0.481	11.750	0.02797	0.09296	0.00075	0.00005
4	4.00	3.945	155.00	1.002	11.510	0.03513	0.16473	0.00590	0.02135
5	11.50	11.430	239.00	2.498	19.303	0.04424	0.05515	0.00450	0.02903
6	19.00	18.920	325.00	4.971	31.151	0.05465	0.05871	0.00694	0.03372
7	38.00	37.900	441.00	9.916	46.189	0.06767	0.06176	0.01170	0.04157
8	70.00	69.880	590.00	19.025	66.241	0.08329	0.05956	0.01734	0.05067
9	140.00	139.850	805.00	37.245	91.814	0.10281	0.05499	0.02563	0.06290
10	280.00	279.810	1116.00	73.683	126.945	0.12754	0.04856	0.03576	0.07753
11	539.00	538.780	1561.00	143.827	170.784	0.15618	0.04082	0.04997	0.09745
12	1230.00	1229.730	2364.00	303.895	215.978	0.19132	0.03155	0.07186	0.12460
13	2000.00	1999.740	3394.00	564.168	273.787	0.22515	0.02252	0.08662	0.15181
14	4000.00	3999.690	5123.00	1084.715	326.201	0.26550	0.01807	0.11658	0.18142
15	8000.00	7999.630	7978.00	2125.808	395.097	0.31367	0.01277	0.13801	0.21532
16	16000.00	15999.701	12672.00	4207.995	480.615	0.35281	0.00628	0.16717	0.27371

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

LABORATORIO DE INGENIERIA DE YACIMIENTOS

PRUEBA DE DESPLAZAMIENTO A PRESION CONSTANTE

MUESTRA BERE A 1



I	VT(I)	VD(I)	T(I)	QDI(I)	IR(I)	SD(I)	KRO(I)	KRD(I)	SD2(I)
	CC	CC	SG	VOL. POR.					
2	3.60	0.000	295.00	0.219	0.879	0.21945	0.60000	0.00000	0.16000
3	0.76	0.080	337.00	0.265	1.303	0.26091	0.30935	0.00030	0.18310
4	0.86	0.450	375.00	0.318	1.630	0.28590	0.30819	0.00279	0.29419
5	1.05	0.750	416.00	0.382	1.844	0.30419	0.29513	0.00609	0.35498
6	0.98	0.780	450.00	0.441	2.076	0.31638	0.21972	0.00708	0.38618
7	1.22	1.000	485.00	0.516	2.510	0.32979	0.18455	0.00693	0.39668
8	1.85	1.610	534.00	0.629	2.719	0.34442	0.24101	0.01336	0.42281
9	2.22	2.020	585.00	0.764	3.135	0.35662	0.15154	0.01264	0.44775
10	3.26	3.000	650.00	0.963	3.612	0.37246	0.16581	0.01581	0.45565
11	5.15	4.860	741.00	1.277	4.076	0.39014	0.15078	0.02088	0.47823
12	9.82	9.470	887.00	1.875	4.844	0.41148	0.10855	0.02427	0.50462
13	10.22	10.000	1018.00	2.498	5.619	0.42489	0.07369	0.02768	0.53110
14	25.13	24.730	1285.00	4.030	6.779	0.44928	0.06992	0.03573	0.54512
15	50.30	49.780	1725.00	7.097	8.234	0.48097	0.05687	0.04499	0.56761
16	50.03	49.810	2115.00	10.146	9.240	0.49439	0.02889	0.05405	0.60977

## REFERENCIAS

- 1.- L. Ch. Uren, "Ingeniería de Producción de Petróleo", pág. 25-26.
- 2.- J. Poiseuille, "Recherches experimentales sur le mouvement des liquides dans les tubes de tres petits diametres", Mem. savants étrangers, vol 9, pág. 543.
- 3.- J. Kozeny, "Uber Kapillare Leitung des Wassers im Boden", Sitzber. Akad. Wiss. Wien, Math-naturw. Kl, vol 136-2A, pág. 271.
- 4,5,6.- "API recommended Practice for Determining Permeability of Porous Media".
- 7.- E. F. Johnson, D. P. Bossler, V. O. Naumann, "Calculation of Relative Permeability from Displacement Experiments".
- 8.- W. L. Wahl, L. D. Mullins, E. B. Elfrink, "Estimation of Ultimate Recovery from Solution Gas-Drive Reservoirs".

- 9.- M. C. Leverett, V. B. Lewis, "Steady Flow of Gas-Oil-Water Mixtures Through Unconsolidated Sands", Trans. AIME, 1941.
- 10.- A. T. Corey, C. H. Rathfens, J. H. Henderson, M. R. J. Wyllie, "Three-Phase Relative Permeability".
- 11.- W. W. Owens, D. L. Archer, "The Effect of Rock Wettability on Oil-Water Relative Permeability Relationships", Trans, AIME., 1971. Vol 251.
- 12.- "Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding", pág. 20.
- 13.- J. W. Amix, D. M. Bass Jr, R. L. Whiting, "Petroleum Reservoir Engineering".
- 14.- J. O. Romero, M. Villamar, "Desplazamiento con Fluidos Incompresibles Sobre Muestras de Rocas", Petróleos Mexicanos, Agosto 1965.

- 9.- M. C. Leverett, V. B. Lewis, "Steady Flow of Gas-Oil-Water Mixtures Through Unconsolidated Sands", Trans. AIME, 1941.
- 10.- A. T. Corey, C. H. Rathfens, J. H. Henderson, M. R. J. Wyllie, "Three-Phase Relative Permeability".
- 11.- W. W. Owens, D. L. Archer, "The Effect of Rock Wettability on Oil-Water Relative Permeability Relationships", Trans, AIME., 1971. Vol 251.
- 12.- "Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding", pág. 20.
- 13.- J. W. Amix, D. M. Bass Jr, R. L. Whiting, "Petroleum Reservoir Engineering".
- 14.- J. O. Romero, M. Villamar, "Desplazamiento con Fluidos Incompresibles Sobre Muestras de Rocas", Petróleos Mexicanos, Agosto 1965.