



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**OBTENCIÓN DE LAS PERMEABILIDADES
RELATIVAS**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A :

JESUS MANUEL CHAVARRIA RAMOS



MEXICO, D. F.

JUNIO 1989

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

INDICE.

INTRODUCCION..		4
CAPITULO I. PERMEABILIDAD ABSOLUTA..		6
I.1	Introducción	7
I.2	Obtención.	9
I.2.1	Métodos de laboratorio	9
I.2.1.1	Forma indirecta.	9
I.2.1.2	Forma directa.	15
I.2.2	Correlaciones.	17
I.2.2.1	Relaciones entre las ecuaciones de Darcy y de Poiseuille (ecuación de Koweny)	18
I.2.2.2	Ecuación de Wyllie y Spangler.	20
I.2.2.3	Ecuación de Burdine.	21
I.2.2.4	Ecuación de Purcell.	21
I.2.2.5	Comparación de ecuaciones.	21
CAPITULO II. PERMEABILIDAD RELATIVA EN SISTEMAS BIFASICOS. .		23
II.A. SISTEMA GAS-ACEITE.		26
II.A.1	Introducción	26
II.A.2	Obtención.	27
II.A.2.1	Métodos de laboratorio	27
II.A.2.1.1	Factores que influyen en las mediciones de --- permeabilidad relativa gas-aceite.	27
II.A.2.1.2	Método Penn State.	29
II.A.2.1.3	Método del Núcleo Dinámico Simple.	30
II.A.2.1.4	Método de Líquido Estacionario	33

II.A.2.1.5	Método de Gas Estacionario	35
II.A.2.1.6	Método de Empuje de Gas.	38
II.A.2.1.7	Método de Hassler.	38
II.A.2.1.8	Método de Hafford.	40
II.A.2.1.9	Método de Alimentación Dispersa.	43
II.A.2.1.10	Comparación de los Métodos	46
II.A.2.2	Correlaciones.	50
II.A.2.2.1	Correlación de Corey	50
II.A.2.2.2	Correlación de Felsenthal.	51
II.A.2.2.3	Correlación de Wahl.	59
II.A.2.2.4	Correlación de Torcaso y Wyllie.	59
II.A.2.2.5	Correlación de Teyssier.	63
II.A.2.3	Otros Métodos de Obtención	65
II.A.2.3.1	A Partir de Datos de Producción.	65
II.A.2.3.2	Método de Desplazamiento en Régimen Transito- rio.	66
II.A.2.3	Drene e Imbibición de la Permeabilidad Relativa Gas-Aceite	72
II.A.2.4	Cálculo de la Permeabilidad Relativa durante - el proceso de Imbibición	74
II.B.	SISTEMA AGUA-ACEITE.	76
II.B.1	Introducción	76
II.B.2	Obtención.	78
II.B.2.1	Métodos de Laboratorio	78
II.B.2.1.1	Método Dinámico.	78
II.B.2.1.2	Método de Desplazamiento Dinámico.	81
II.B.2.2	Correlaciones.	86
II.B.2.2.1	Correlación de Burdine	86
II.B.2.2.2	Correlación de Pirson.	39

II.B.2.3	Otros Métodos de Obtención	91
II.B.2.3.1	A Partir de Datos de Producción.	91
II.B.2.3.2	Método de Desplazamiento en Régimen Transitorio	93
 CAPITULO III. PERMEABILIDADES RELATIVAS DE SISTEMAS TRIFASICOS.		99
III.1	Introducción	100
III.2	Obtención.	102
III.2.1	Métodos de Laboratorio	102
III.2.1.1	Factores que Afectan a los Experimentos de --- Permeabilidad Relativa de Sistemas Trifásicos.	102
III.2.1.2	Método en Régimen Continuo	106
III.2.1.3	Método de Desplazamiento en Régimen Transitorio	110
III.2.2	Correlaciones.	118
III.2.2.1	Correlación de Wyllie y Gardner.	118
III.2.2.2	Correlación de Corey	119
III.2.3	Otros Métodos de Obtención	127
III.2.3.1	Método de Probabilidad	127
III.3	Imbibición de la Permeabilidad Relativa en Sis- temas de Tres Fases.	131
 CONCLUSIONES		136
 NOMENCLATURA		142
 BIBLIOGRAFIA		148

INTRODUCCION GENERAL

Durante la explotación de los yacimientos petrolíferos es de vital importancia para su desarrollo planificado, la determinación precisa de sus características petrofísicas, así como de las propiedades de los fluidos que contiene.

El trabajo aquí desarrollado es una recopilación bibliográfica - enfocada a mostrar algunos métodos, correlaciones, etc., para determinar la característica petrofísica denominada "Permeabilidad Relativa", facilitándole de esta forma al lector el acceso a este tipo de información, ya que la literatura disponible a este respecto es dispersa y generalmente en otro idioma.

El lector también puede adquirir por medio del presente trabajo, - herramientas teóricas para lograr una mayor comprensión de los comportamientos de flujo en los yacimientos, puesto que las permeabilidades relativas dependen en mucho del sentido del cambio de saturación durante el desplazamiento (Drene e imbibición), con éstos conceptos en mente se puede deducir el porqué de la existencia de varios métodos y cuándo usar específicamente alguno de ellos.

El trabajo está dividido básicamente en tres capítulos:

El primer capítulo es en esencia un repaso sobre las determinaciones de la permeabilidad absoluta, subdividiéndose en métodos de laboratorio y correlaciones.

El capítulo segundo estudia la determinación de las permeabilidades relativas en sistemas de dos fases, dividido en dos subcapítulos: uno para el sistema gas-aceite, y el otro para el sistema agua-aceite. Estos subcapítulos a su vez se subdividen en: métodos de --

de laboratorio, correlaciones y otras formas de obtención, al igual que en el tercer capítulo.

Adicionalmente, cada subcapítulo incluye una sección en la que se --- menciona lo referente a las diferencias existentes entre los proce-- sos de drenaje e imbibición, así como el cálculo de la última.

En el capítulo tercero se dan las formas en que se determinan las - - permeabilidades relativas de sistemas trifásicos gas-aceite-agua, -- así como el cálculo de la imbibición para la fase aceite.

Se hace hincapié de que la nomenclatura para las permeabilidades --- relativas es como sigue: los símbolos k_o , k_g y k_w son propios de -- las permeabilidades relativas de sistemas bifásicos; y para los sistemas trifásicos los símbolos que se utilizan son k_{ro} , k_{rg} y k_{rw} para la permeabilidad relativa al aceite, gas y agua respectivamente.

CAPITULO I

PERMEABILIDAD ABSOLUTA.

I.1 INTRODUCCION.

Se denomina permeabilidad absoluta a la propiedad que tiene un medio poroso para permitir el flujo entre sus poros intercomunicados en régimen laminar, a un fluido que lo satura al 100% al aplicarle un gradiente de presión.

Definición.- La permeabilidad absoluta de un material poroso dado, es la capacidad que tiene para permitir el paso a un fluido incompresible que moja a sus sólidos sin reaccionar, a través de poros interconectados y/o sistemas de fracturas en régimen laminar y 100% saturados del mismo fluido, al aplicarle un gradiente de presión, es independiente de la naturaleza del fluido y se rige por la ley de Darcy.

Henry Darcy formuló la ley que lleva su nombre en 1856, basado en el estudio de flujo de agua a través de filtros de arena saturados con 100% de agua, probando lo siguiente: Que el ritmo de flujo de un fluido a través de un medio poroso homogéneo es proporcional al gradiente hidráulico o de presión, al área normal a la dirección de flujo, e inversamente proporcional a la viscosidad del fluido y a su distancia recorrida.

La ecuación I.1 es la forma más general de la ecuación de Darcy para un fluido homogéneo, la cual involucra una suma de fuerzas que son: las de presión, gravitacionales, de viscosidad, capilares y de inercia. Las fuerzas de inercia pueden despreciarse ya que son muy pequeñas comparadas con las demás.

$$v_s = - \frac{k}{\mu} \left[\frac{dp}{ds} - \rho g \frac{dz}{ds} - \frac{2\sigma \cos \theta}{rh} \right]. \quad \text{I.1}$$

Una de las formas más comunes de la ley de Darcy es la ecuación I.2 en la cual se desprecian las fuerzas capilares.

$$v_x = -\frac{k}{\mu} \left[\frac{dp}{ds} - C\rho_g \frac{dz}{ds} \right] \quad \text{I.2}$$

Si el flujo es horizontal y $v_x = q/A$, la ecuación I.2 queda:

$$\frac{q}{A} = -\frac{k}{\mu} \frac{dp}{ds} \quad \text{I.3}$$

Despejando a k de la ecuación I.3 obtenemos:

$$k = -\frac{q\mu ds}{A dp} = v_x \mu \frac{ds}{dp} \quad \text{I.4}$$

Lo anterior reza que: Un medio poroso tiene permeabilidad de un - darcy, si un fluido con viscosidad de 1 cp. fluye a un gasto de - 1 cm^3/seg , por una sección transversal de área 1 cm^2 y una lon- - gitud de 1 cm, al aplicarle un gradiente de presión de 1 atm. El signo negativo sólo es para que los valores numéricos que se - obtengan sean positivos.

Despejando a k de la ecuación I.2 y realizando un análisis adi- - mensional podremos obtener las unidades de k , además:

$$\begin{aligned} \mu \left[\text{cp} \right] &\Rightarrow \mu \left[\frac{\text{grf}}{\text{cm seg}} \right] \text{ y } p \left[\text{atm} \right] \Rightarrow p \left[\frac{\text{dyna}}{\text{cm}^2} \right] \Rightarrow p \left[\frac{\text{grf cm}}{\text{cm}^2} \right] \Rightarrow p \left[\frac{\text{grf}}{\text{seg}^2 \text{cm}} \right] \\ k &= \frac{v_x \mu}{\left[\frac{dp}{ds} - C\rho_g \frac{dz}{ds} \right]} = \frac{\frac{\text{cm grf}}{\text{seg cm} \cdot \text{seg}}}{\frac{\text{grf}}{\text{seg}^2 \text{cm}} - \frac{\text{grf cm cm}}{\text{cm}^2 \text{ seg}^2 \text{ cm}}} = \frac{\frac{\text{grf}}{\text{seg}^2}}{\frac{\text{grf}}{\text{seg}^2 \text{cm}^2} - \frac{\text{grf}}{\text{seg}^2 \text{cm}^2}} = \frac{\text{grf seg}^2 \text{cm}^2}{\text{grf}^2} = \text{cm}^2 \quad \text{I.5} \end{aligned}$$

La permeabilidad se reduce si hay reacción entre el fluido y la - roca. También hay una reducción para cada fase cuando están pre- - sentes varios fluidos. Depende además de la configuración y di- - mension de los poros. Las areniscas con grandes poros tienen alta permeabilidad, si la arenisca es de granos finos tendrá baja per- - meabilidad; una calizaoolítica tendrá alta permeabilidad, y una caliza intercrystalina tendrá permeabilidad muy baja.

I.2 OBTENCION.

I.2.1 METODOS DE LABORATORIO.

La determinación de la permeabilidad absoluta en el laboratorio - puede realizarse de dos formas: A) forma indirecta (usando un gas) y B) forma directa (usando un líquido).

I.2.1.1 FORMA INDIRECTA (usando un gas).

La permeabilidad absoluta es determinada de un núcleo representativo de la formación, a partir de datos en una prueba de flujo. - Generalmente se usa un gas inerte como la fase fluyente por varias razones: 1) el flujo en régimen continuo o permanente se alcanza fácilmente y en un tiempo reducido; 2) el gas inerte no reacciona con los minerales que constituyen a la roca; 3) el 100% de saturación de la fase fluyendo se alcanza fácilmente.

Aunque por definición la permeabilidad absoluta es independiente del fluido usado, la medida de la permeabilidad no es independiente de la presión con la que se desplaza el fluido, si éste es gas, puede notarse que a una baja presión de flujo la permeabilidad es mayor que si se tuviera el mismo medio poroso cuando se la determina su permeabilidad con un líquido. Lo anterior es consecuencia de un fenómeno denominado de "Klinkenberg" o "deslizamiento molecular". En la actualidad aún se desconocen ciertos aspectos de este fenómeno que involucra a la Teoría cinética de los gases. De acuerdo con esta teoría, las moléculas de gas pueden considerarse como diminutas esferas con diámetros de aproximadamente una diezmilésima de micra, separadas entre sí por distancias de diez veces su propio tamaño cuando están a la presión atmosférica. Estas moléculas se desplazan a velocidades cercanas a las del sonido y chocan contra las paredes sólidas de manera desordenada, y por lo tanto hacen aumentar la longitud real de su

trayectoria de flujo. Por el contrario, si la presión de flujo es alta, el número de moléculas por unidad de volumen se incrementa, disminuyendo el número de choques e incrustaciones en las paredes sólidas; a su vez, las moléculas toman un lugar entre las que -- llegaron antes ya que se encuentran formando un colchón, disminuyendo la longitud de trayectoria de las moléculas que ya no se -- incrustarán, sólo se deslizarán sobre ese colchón. El resultado -- será que el gas fluya ocupando todo el espacio poroso y así -- obtener la permeabilidad absoluta, puesto que a bajas presiones -- fluye sin ocupar todo el espacio poroso de flujo y su presión -- interna se debe principalmente a los choques de las moléculas con las paredes sólidas, y ocurre el flujo molecular sin que el coeficiente de viscosidad (μ) sea muy significativo.

Para el flujo lineal e isotérmico del gas, se ha desarrollado la ecuación de Darcy de la manera siguiente: debido a la caída de presión a lo largo del núcleo, ocurre una expansión del gas, la velocidad de flujo no será constante. Lo que sí es constante es el flujo másico de gas \dot{m} . Por expansión isotérmica del gas que -- siempre se obtiene, excepto a velocidades muy altas, la densidad ρ es proporcional a la presión, haciendo así $p v$ o $\frac{p \dot{m}}{\rho S}$ constante, -- por la ley de Darcy.

Así desarrollando se tiene:

$$\frac{dp}{ds} = \text{constante} = \frac{2p \dot{m}}{ds} = \frac{p_i^2 - p_e^2}{L} \quad \text{I.6}$$

Despejando al gradiente de presión de los dos últimos miembros de la ecuación I.6 y sustituyendolo en la segunda igualdad de la ecuación I.4 obtenemos:

$$k = \frac{2 \mu v p L}{p_i^2 - p_e^2} \quad \text{I.7}$$

donde v se refiere a la velocidad a la presión p . Si el gasto -- total de flujo a la presión p , es denotado por q . Así $q = vA$, la --

ecuación I.7 puede reescribirse:

$$k = \frac{2\mu q^* p^* L}{A(p_i^2 - p_e^2)} \quad \text{I.8}$$

donde p^* y q^* se miden en un mismo punto, es decir, el gasto q^* que fluye a la presión p^* , p_i y p_e son las presiones de entrada y salida del núcleo respectivamente, μ es la viscosidad, L es la longitud del núcleo y A es el área de la sección transversal del núcleo. Todo esto dado en unidades de Darcy, y además las presiones son absolutas.

Para el caso particular de un permeámetro con gasómetro. La ecuación I.8 es la que nos servirá para determinar la permeabilidad al gas, donde p^* para este caso es igual a $(p_e + p_{atm})/2$ y q^* es el gasto indicado por el gasómetro.

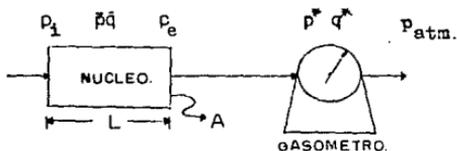


Fig. I.1 Diagrama esquemático del experimento.

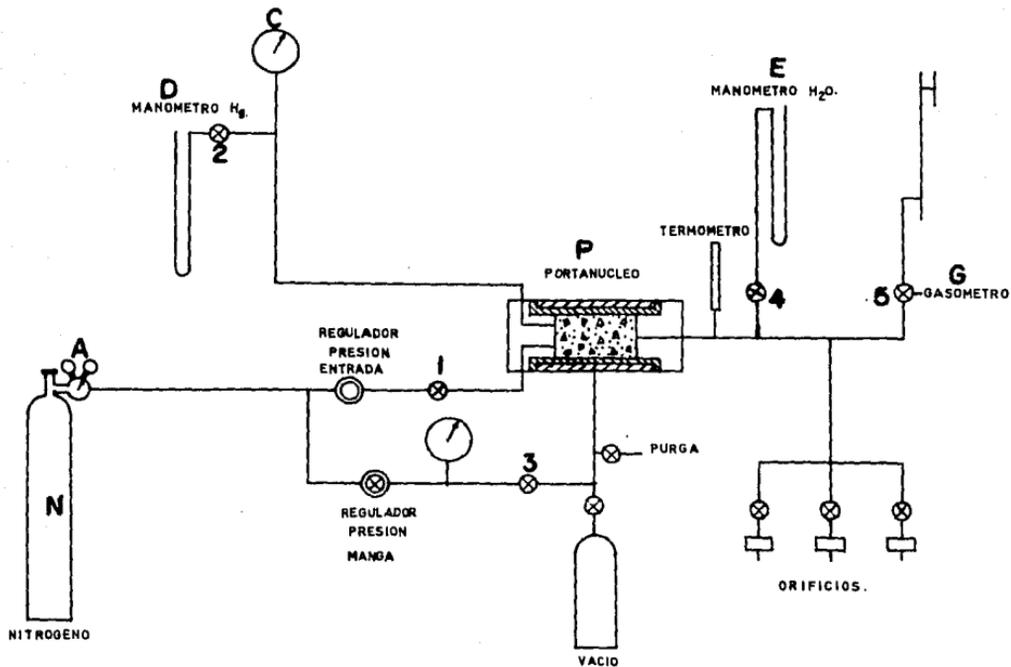
Otra forma para determinar la permeabilidad al gas con el mismo equipo, es usando la siguiente ecuación:

$$k = \frac{\bar{q} \mu L}{A(\bar{p} p_e)} \quad \text{I.9}$$

donde $\bar{q} = \frac{q^* p^*}{\bar{p}}$ y $\bar{p} = \frac{(p_i + p_e)}{2}$

El permeámetro de gas se muestra en el diagrama de la figura I.2 constituido por: Un cilindro de nitrógeno comprimido N, con manómetro A, un portamuestras P, con manómetro de Bourdon C, y otro tipo "U" de mercurio D, en la entrada, y otro tipo "U" de agua E, en la salida, además de una manga de hule para evitar la desviación de flujo por las paredes exteriores del núcleo, también cuenta con un medidor de flujo de gas (gasómetro) G, un juego de

FIG. I.2 PERMEAMETRO DE GAS.



válvulas, tuberías y reguladores de presión. El último de los --- componentes es un cronómetro.

La prueba de flujo se efectúa de la siguiente manera:

Se monta el núcleo en el portamuestras P, y se colocan los vástagos, asegurándose que queden herméticamente cerrados. Chequese el cierre completo de las válvulas. Se abre la válvula 1, que es la del cilindro con nitrógeno. Se regula a una presión de entrada. Se abre la válvula 3, que proporciona presión a la manga, así ésta sostiene al núcleo y no permite el flujo por las paredes exteriores de la muestra. Se abren las válvulas 2 y 4 para registrar las presiones de entrada y salida que en ese instante se manifiestan, y la 5 para medir el gasto de gas.

Este proceso se repite varias veces, por lo menos con cinco presiones medias de flujo. Este procedimiento es el llamado de "Klinkenberg"⁷ para obtener la permeabilidad al líquido usando un gas. Posteriormente se grafican en coordenadas cartesianas normales los valores de permeabilidad obtenidos contra los valores correspondientes de los recíprocos de la presión media de flujo que se utilizaron, y extrapolando la recta que une a más puntos - datos a $1/\bar{p} = 0$ se obtiene la permeabilidad absoluta o al líquido, como se observa en la figure I.3

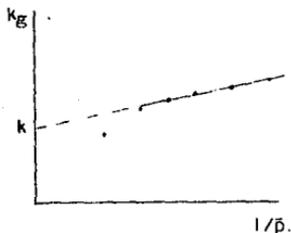


Fig. I.3 k_g vs $1/\bar{p}$.

De esta figura puede deducirse la ecuación de su recta.

$$k_g = k (1 + b' \bar{p}) \quad I.10$$

b' es constante que depende principalmente del tamaño de poro, del movimiento de moléculas libres y de la presión media de flujo.

Varios autores han emitido una fórmula para aproximar a k en ---- en función de la permeabilidad obtenida con un gas k_g .

a) Una fórmula dada por Iffly ($\bar{p} \approx p_{atm}$):

$$k = k_g \left(\frac{C}{C + 0.174} \right). \quad I.11$$

donde C se deduce de la presión promedio \bar{p} , del plano de invasión de la curva de presión capilar para inyección de mercurio $C=7/\bar{p}$.

b) Otra fórmula dada por Purcell:

$$k = \frac{C^2 \phi / \bar{p}^2 + 2k_g - \sqrt{C^2 \phi / \bar{p}^2 (C^2 \phi / \bar{p}^2 + 4k_g^2)}}{2}. \quad I.12$$

donde k_g esta dada en md., ϕ en fracción, \bar{p} en atm. y

$$C \begin{cases} 2.26 & \text{si } 0 < k_g < 10 \\ 2.42 & \text{si } 10 < k_g < 100 \\ 2.72 & \text{si } 100 < k_g \end{cases}$$

Además existen cartas de corrección publicadas por compañías que fabrican aparatos de laboratorio.

La corrección por el efecto de Klinkenberg no es particularmente crítica en muestras con altas permeabilidades, o si se somete a una alta presión de flujo. Para rocas de baja permeabilidad, el error puede ser muy grande (20 a 100%) si no se corrige. Otra fuente de error en la medición de k_g , es que el flujo no sea en régimen laminar como lo demanda la ley de Darcy.

I.2.1.2 FORMA DIRECTA (usando un líquido).

Para una muestra uniforme de área de sección transversal constante A , la velocidad de flujo promedio v , es constante, la longitud del núcleo es L , y el flujo es de un líquido homogéneo, en forma horizontal e isotérmico. Pudiendo así usar la ley de Darcy idéntica a la ecuación I.4:

$$k = \frac{\mu v}{dp/ds} = \frac{\mu v}{(P_1 - P_2)/L} .$$

Si denotamos a q como el gasto de líquido que pasa por la sección transversal A , como $v=q/A$, y sustituyendo en la ecuación I.4 obtenemos:

$$k = \frac{q \mu L}{A(P_1 - P_2)} \quad \text{I.13}$$

todo esta dado en unidades de Darcy.

El aparato que se usa es el mismo permeámetro usado en las mediciones de permeabilidad con gas, sólo con ligeras modificaciones. En este caso se inyectará soltrol en vez de gas. En la salida del porta-núcleos, el gasómetro se sustituye por una probeta graduada que se usará en coordinación con el cronómetro para obtener el gasto q a la presión atmosférica. El soltrol es aceite con una presión de vapor de 1 mm. de mercurio a 20°C, para que el soltrol no se evapore y la muestra se desature, además de no crear burbujas de gas en la trayectoria de flujo del soltrol.

El procedimiento es el siguiente: El núcleo se monta en el porta-muestras y se colocan los vástagos, asegurandose que cierren herméticamente. Comprobar que todas las válvulas esten cerradas. Se abre la válvula 1, para permitir el paso del soltrol a una alta presión, se abre la válvula 3, que proporciona presión a la manga y así sostener al núcleo sin permitir flujo por las paredes externas del núcleo. Se abren las válvulas 2 y 4, para permitir el paso de soltrol hacia la muestra y registrar las presiones de entrada y salida que se manifiestan en ese momento, por último se

abre la válvula 5, para permitir el paso de soltrol a la probeta. Una vez obtenidos los datos de la prueba de flujo, las dimensiones del núcleo y la viscosidad del soltrol, se procede a determinar la permeabilidad al líquido con la ecuación I.13.

La determinación de la permeabilidad por este método consume mucho tiempo. La sola saturación de la muestra al 100% con soltrol no es seguro que se logre, ni con "mucho" tiempo, ni con alta presión. Además habría que considerar la eliminación de burbujas de aire que tiene la muestra.

Por estas y otras razones ya mencionadas, la permeabilidad absoluta se determina por el método indirecto, usando gas y corrigiendo por el efecto de Klinkenberg.

I.2.2 CORRELACIONES.

Un gran número de investigadores han considerado al medio poroso permeable como un sistema de ductos capilares rectos.

Para el gasto de flujo q , de un fluido de viscosidad μ , en un tubo cilíndrico simple o capilar de longitud real L_r y radio interno r , esta dado por la ecuación de Poiseuille:

$$q = \frac{\pi r^4 \Delta p'}{8 \mu L_r} \quad \text{I.14}$$

donde todo excepto $\Delta p'$, está dado en unidades de Darcy, $\Delta p'$ en dina/cm².

El volumen del capilar es $V = \pi r^2 L_r$ por lo que:

$$q = \frac{V}{t} = \frac{\pi r^2 L_r}{t} = A \frac{L_r}{t} = A \bar{v} \quad \text{Desarrollando y sustituyendo lo --}$$

anterior en la ecuación I.14 obtenemos:

$$q = A \bar{v} = \frac{\pi r^2 \bar{v}^2 \Delta p'}{8 \mu L_r} \quad \text{de aquí que } \bar{v} = \frac{r^2 \Delta p'}{8 \mu L_r} = \frac{C c r^2 \Delta p'}{8 \mu L_r} \quad \text{I.15}$$

donde \bar{v} es la velocidad real de flujo en el capilar, ahora para que también $\Delta p'$ se de en unidades de Darcy, basta multiplicar -- por 9.87×10^{-7} atm/dina/cm² que es el valor de Cc .

Además se consideró que los capilares eran de sección transversal compleja y no circular, pero constante en toda su longitud. La -- necesidad de caracterizar la geometría de sección transversal de los ductos en la ecuación I.16, condujo a introducir el concepto de radio hidráulico.

Por definición el radio hidráulico R es la relación entre el volumen poroso y el área asociada a éste, cuando el medio esta 100% saturado, y esta dado en cm³/cm².

Los ensayos con las diferentes geometrías de la sección transversal, llevaron a la conclusión de que la velocidad de flujo a través de cualquier sección transversal que se mantenga constante,

puede describirse a partir de la ecuación I.15 por una expresión general en la que la geometría de la sección interviene por medio de un factor numérico llamado factor geométrico o de forma G, de esa sección transversal, esta expresión es:

$$\bar{v} = \frac{Cc \bar{R}^2 \Delta p}{\mu G L_r} . \quad \text{I.16}$$

I.2.2.1 RELACION ENTRE LAS ECUACIONES DE DARCY Y POISEUILLE (ECUACION DE KOZENY).

Relacionando las ecuaciones I.16 y I.13 (Poiseulle y Darcy), se obtiene una ecuación simplificada de la permeabilidad. Aunque antes es necesario que los términos comunes a estas ecuaciones se hagan consistentes.

Para la ecuación de Darcy, la velocidad de flujo y la caída de presión se expresan en función de la distancia directa entre las caras de entrada y salida del medio poroso en estudio. En un medio poroso natural no es posible que una partícula de fluido recorra una trayectoria rectilínea al pasar de la cara de entrada a la cara de salida de la muestra; por lo tanto se tiene que, la trayectoria de flujo es tortuosa. La ecuación de Poiseulle requiere de la medición de los parámetros mencionados, a lo largo de dicha trayectoria tortuosa real. Para comparar estas ecuaciones es conveniente expresar las condiciones reales de la ecuación de Poiseulle, en función de las condiciones aparentes de la ley de Darcy, así:

$$\bar{v} L = v L_r \quad ; \quad \bar{v} = v \frac{L_r}{L} \quad ; \quad \text{y} \quad \frac{\Delta p}{L_r} = \frac{\Delta p L}{L L_r} . \quad \text{I.17}$$

sustituyendo las ecuaciones I.17 en la ecuación I.16 obtenemos:

$$v = \frac{\bar{v} L}{L_r} = \left[\frac{Cc \bar{R}^2 (\Delta p)}{\mu G L_r} \right] \frac{L}{L_r} = \left[\frac{Cc \bar{R}^2 (\Delta p L)}{\mu G L L_r} \right] \frac{L}{L_r} = \frac{Cc \bar{R}^2 \Delta p}{\mu G L (L_r/L)^2} . \quad \text{I.18}$$

donde $(L_r/L)^2$ I.19

es el cuadrado del cociente entre la longitud real de la trayectoria de flujo y la longitud directa entre las caras del núcleo, -- denominada "Tortuosidad".

Considerando la forma en que influye en el gasto, el hecho de que la ecuación de Darcy considere el área de sección transversal total A, del medio poroso, y la ecuación de Poiseuille considera el área efectiva de flujo $A\phi$, la ecuación I.18, se transforma en:

$$v = \frac{q}{A\phi} = \frac{C_c \bar{R}^2 \Delta p}{\mu G L T} \quad q = \frac{C_c \bar{R}^2 \Delta p A \phi}{\mu G L T} \quad \text{I.20}$$

donde ϕ es la porosidad dada en fracción.

Ahora relacionando las ecuaciones I.13 y I.20, obtenemos:

$$q = \frac{k A \Delta p}{\mu L} = \frac{C_c \bar{R}^2 \Delta p A \phi}{\mu G L T} \quad k = \frac{C_c \bar{R}^2 \phi}{G T} = \frac{C_c \bar{R}^2 \phi}{C_k} \quad \text{I.21}$$

donde la constante C_k es la llamada "constante de Kozeny".

En un medio poroso homogéneo 100% saturado, el radio hidráulico \bar{R} , puede expresarse como: El cociente de la porosidad entre la superficie de los poros por unidad de volumen del medio, o sea la superficie específica S_B : $\bar{R} = \frac{\phi}{S_B}$. I.22

sustituyendo la ecuación I.22 en la I.21 resulta:

$$k = \frac{C_c \phi^3}{C_k S_B^2} \quad \text{I.23}$$

Esta ecuación fué derivada por Kozeny, y representa una aproximación razonable para el cálculo de permeabilidades, o bien, conociendo esta puede obtenerse la superficie específica S_B .

C_k depende del factor geométrico G, y de la tortuosidad T, y como se ha encontrado que el factor geométrico varía en un rango de 2 a 3, 2.5 puede tomarse como un buen valor promedio. La tortuosidad para arenas no-consolidadas es del orden de 2. De lo anterior puede estimarse un valor de la constante de Kozeny $C_k=4.5$, variando en un rango de 4 a 5 para arenas no-consolidadas.

I.2.2.2 ECUACION DE WYLLIE Y SPANGLER.

Wyllie y Spangler¹⁰ publicaron un número de constantes de Kozeny - en un rango de 17.8 a 34.5 para arenas consolidadas. La desviación de los valores observados, son ocasionados por el término de tortuosidad. Además mostraron que la superficie específica S_g , -- puede representarse por $P_c \beta / \sigma$. Considerando un medio poroso con diferentes tamaños de poros, pero donde el número de interconexiones medias están compuestas de poros de tamaño uniforme, razonaron que la porosidad promedio "ideal", sería menor que la porosidad total β , de el medio real. Entonces la porosidad de cada medio "ideal" es βS_w , donde S_w es un pequeño incremento en la saturación de la fase mojante, suficientemente pequeño, como para que durante éste, la presión capilar pueda considerarse constante - para un medio poroso ideal.

$$S_g = \frac{P_c \beta \Delta S_w}{\sigma} \quad \text{I.24}$$

$$\beta = \beta \Delta S_w \quad \text{I.25}$$

sustituyendo las ecuaciones I.24 y I.25 en la ecuación I.23 se obtiene:

$$k_1 = \frac{C_c (\sigma \Delta S_w)^3}{C_k (P_c \beta \Delta S_w / \sigma)^2} = \frac{C_c \beta \Delta S_w \sigma^2}{C_k P_c^2} \quad \text{I.26}$$

k_1 es la permeabilidad de un medio poroso ideal.

Asimismo el gasto de un sistema ideal está dado por la ecuación de Darcy:

$$\Delta q = \frac{k_1 \Delta p}{\mu L} = \frac{C_c \beta \Delta S_w \sigma^2 \Delta p}{C_k P_c^2 \mu L} \quad \text{I.27}$$

El gasto total de flujo, al considerarse un medio poroso heterogéneo, está dado por: $q = \sum \Delta q$.

e igualando con la ecuación de Darcy, tenemos que:

$$q = \frac{C_c \sigma^2 \Delta p}{C_k \mu L} \sum \frac{S_w}{P_c^2} = \frac{A k \Delta p}{\mu L} \quad \text{I.28}$$

k representa la permeabilidad absoluta del medio poroso real, y - esta dado en darcys.

Después de este desarrollo para obtener una expresión generalizada para la permeabilidad, otros autores han desarrollado ecuaciones similares a partir de diferentes conceptos. Pero también --- involucrando las ecuaciones de Darcy y de Poiseuille.

I.2.2.3 ECUACION DE BURDINE.

Burdine, M.T.¹⁷ desarrolló una expresión para la permeabilidad llegando a la siguiente expresión:

$$k = 0.504 \frac{C_c \sigma^2 \phi}{X^2} \int_0^1 \frac{dS_w}{P_c^2} \quad I.29$$

donde $X = L_r/L = T^{1/2}$. I.30

I.2.2.4 ECUACION DE PURCELL.

Purcell tomando como base el modelo de capilares cilindricos rectos, desarrolló la siguiente expresión para la permeabilidad:

$$k = \frac{C_c \sigma^2 \phi}{2} \int_0^1 \frac{dS_w}{P_c^2} \quad I.31$$

donde f es el factor de litología.

I.2.2.5 COMPARACION DE ECUACIONES.

Como se observa en las ecuaciones I.28, I.29 y I.31, son prácticamente iguales, basta visualizar los coeficientes de las integrales de las ecuaciones ya mencionadas.

$$\frac{C_c \phi \sigma^2}{C_k} \cong \frac{C_c \phi \sigma^2 (0.504)}{2} \cong \frac{C_c \phi \sigma^2 f}{2}$$

De lo anterior se puede decir que la tortuosidad es el factor que más varía, pero puede evaluarse a partir de la analogía entre el

flujo hidráulico y el flujo eléctrico que ocurre en el medio - - poroso. Tomando como base la ecuación de Archie.

$$F = R_o / R_w \quad \text{I.32}$$

donde R_w es la resistencia del fluido saturante y R_o es la resistencia del medio poroso saturado, por otra parte :

$$R = \rho \frac{L}{A} \quad \text{donde } \rho \text{ es la resistividad de una sustancia.}$$

$$R_o = \rho_w \frac{L_r}{A \phi} \quad \text{I.33}$$

$$R_w = \rho_w \frac{L}{A} \quad \text{I.34}$$

Por lo que sustituyendo I.33 y I.34 en I.32, además $T^{1/2} = L_r/L$.

$$F = \frac{L_r}{L \phi} = \frac{T^{1/2}}{\phi} \quad \text{I.35}$$

$$T = F^2 \phi^2 \quad \text{I.36}$$

Sustituyendo I.36 en I.28 y considerando a $C_k = GT$ y $G \approx 2$ nos da:

$$k = \frac{C_c}{2 F^2 \phi} \int_0^1 \frac{dS_w}{F_c^2} \quad \text{I.37}$$

Otros autores han realizado diversos estudios sobre este tema, -- pero se ha llegado a la conclusión de que desde el punto de vista práctico, no es conveniente evaluar la permeabilidad absoluta a -- partir de las ecuaciones anteriores (como la I.37), ya que el -- método convencional directo es menos laborioso y proporciona los resultados en un tiempo considerablemente menor al requerido para obtener los parámetros que intervienen en las ecuaciones anteriores. Pero pueden usarse para verificar experimentalmente la supo-- sición de los investigadores sobre la identidad de la tortuosidad eléctrica e hidráulica de un medio poroso y el concepto de que un factor de forma es aplicable a estos medios.

CAPITULO II

PERMEABILIDAD RELATIVA DE

SISTEMAS BIFASICOS.

La permeabilidad relativa es una medida de la capacidad de un sistema poroso para conducir un fluido en presencia de otro o más fluidos, también depende de otras propiedades petrofísicas y de los fluidos, como: geometría de los poros, mojabilidad, distribución de los fluidos, historia de la saturación, etc.

Se hace notar que los símbolos k_g , k_o y k_w aquí representarán a la permeabilidad relativa al gas, al aceite y al agua respectivamente, ya que los símbolos k_{rg} , k_{ro} y k_{rw} se reservan para representar a la permeabilidad relativa al gas, al aceite, y al agua respectivamente en sistemas trifásicos del capítulo III.

Definición.- La permeabilidad relativa es el cociente entre la permeabilidad efectiva de un medio poroso a un fluido específico cuando éste lo satura parcialmente, sobre una cierta permeabilidad base, esta permeabilidad base, generalmente es la permeabilidad absoluta (en el presente trabajo se usará ésta permeabilidad). Otras permeabilidades base son: la permeabilidad al fluido y la permeabilidad efectiva al aceite cuando el medio poroso se encuentra saturado con agua irreductible S_{wi} .

Como la historia de saturación afecta a la distribución de los fluidos y produce una histéresis en las características de presión capilar, debe preverse un efecto similar en las características de permeabilidad relativa entre los procesos de drenaje e imbibición. La permeabilidad relativa del fluido mojante, es función sólo de su propia saturación.

Para lograr una mejor comprensión de lo que se escribe en lo referente a la permeabilidad relativa, es necesario conocer algunos conceptos relacionados con esta.

Mojabilidad.- Es la propiedad que indica la tendencia de un fluido a extenderse o adherirse a una superficie sólida en presencia de otros fluidos inmiscibles, y puede estimarse por medio del

ángulo de contacto entre el líquido y el sólido. Si el ángulo de contacto θ es menor de 90° el fluido de que se trate es mojante, y si el ángulo de contacto es mayor que 90° , entonces el fluido no moja al sólido.

Drene.- Es el proceso que ocurre cuando el sentido del cambio de la saturación del fluido mojante disminuye, y la saturación del fluido que no moja va en aumento.

Imbibición.- Este proceso se da cuando el sentido del cambio de la saturación del fluido mojante aumenta, y la saturación del fluido no mojante va disminuyendo.

Histéresis.- Es la diferencia que existe en las propiedades de la roca, como: la presión capilar y la permeabilidad relativa, entre los procesos de drene e imbibición.

Flujo paralelo.- Es cuando el movimiento de las fases puede visualizarse como si fluyeran de manera independiente a través de mallas de canales entretrejidos, pero distintos, estas mallas están limitadas parcialmente por roca y el otro fluido, y puede considerarse que se extiende en "paralelo" a través de todo el sistema.

Flujo estabilizado.- Es cuando la fracción del fluido desplazante que fluye en una determinada sección del yacimiento es constante.

II.A SISTEMA GAS-ACEITE.

II.A.1 INTRODUCCION.

Es de vital importancia en la práctica de la mecánica de yacimientos, la forma de medición de la permeabilidad relativa junto con otros datos, como: la determinación de la estructura geológica, - las propiedades físicas del yacimiento y las de los fluidos. Ya - que así es posible determinar las ventajas y desventajas relativas al tipo de empuje que prevalece en el yacimiento, así como de- - cidir en su momento, que método de recuperación mejorada es más adecuado para su aplicación, es decir, la explotación en sí de - - los yacimientos de manera óptima.

Para la determinación de las permeabilidades relativas en el laboratorio, existen varios métodos, casi todos derivados del método de Hassler, y ellos son los métodos de: Penn State, Hassler, - Hafford, Alimentación Dispersa, Dinámico Simple, Empuje de Gas, - Fase Estacionaria, Presión Capilar, y otros. También se discutirá la forma en que afectan a las mediciones, los efectos de Frontera, Expansión del gas, Gasto, Gradiente de saturación, etc.

Otras formas para obtener datos de permeabilidad relativa son:

- 1) Por extrapolación, basados en la experiencia de campo y el comportamiento anterior del yacimiento.
- 2) Usando relaciones de flujo de fluidos, obtenidos en tipos generales del medio poroso.
- 3) Intentando alguna derivación matemática del comportamiento de --- flujo, usando algunas características de rocas del yacimiento obtenidas experimentalmente.

II.A.2 OBTENCION.

II.A.2.1 METODOS DE LABORATORIO.

Se han reportado en la literatura muchos métodos, aquí se describirán sólo algunos, así como los factores que los afectan.

II.A.2.1.1 FACTORES QUE INFLUYEN EN LAS MEDICIONES DE LA PERMEABILIDAD RELATIVA GAS-ACEITE.

Como en un laboratorio la muestra que ha sido extraída del yacimiento no está a las mismas condiciones que en dicho yacimiento -- en lo referente a su entorno, por ello surgen fuentes de error -- cuando se miden sus características de permeabilidad relativa, -- causadas por la discontinuidad en sus propiedades de capilaridad en la cara de salida del núcleo, surgiendo así cierta incertidumbre en la validez de los resultados experimentales. Esta fuente -- de error es el llamado "Efecto de Frontera", que origina a su vez un gradiente de saturación, esto significa que los fluidos no están distribuidos uniformemente y las características de flujo que se midan serán erróneas. El efecto de frontera es mayor cuando se usan gastos pequeños durante la prueba experimental, por esto es que se recomienda el uso de altos gastos durante las pruebas experimentales, ya que así se evita en gran medida el efecto de -- frontera. También con la reducción del gradiente de saturación -- usando altos gastos, la diferencia de presión entre las fases -- prácticamente es constante, correspondiendo así a la presión capilar a una saturación dada, de aquí que la diferencia de presión entre la entrada y la salida del núcleo usada en los cálculos de la permeabilidad relativa sea fácilmente obtenida midiéndola sólo en la fase gaseosa. Sin embargo un análisis muestra que los gradientes de saturación, siempre están presentes en la cara de --

salida del núcleo, y de igual forma la presión capilar no es estrictamente constante en el mismo.

La expansión del gas o el incremento en la relación gas-aceite -- G O R, como el flujo de fluidos a través del núcleo se efectúa -- bajo diferencias de presión previamente seleccionadas para estos experimentos, no tienen una relación importante en la medición de las permeabilidades relativas, siempre que las diferencias de -- presión usadas no excedan un límite determinado.

Las mediciones correctas de la permeabilidad relativa no están -- influenciadas por el gasto de flujo o el gradiente de presión si se usan gastos y gradientes suficientemente altos. Así, las mediciones pueden efectuarse más rápidamente usando gastos de flujo, más altos que aquellos que corresponden a los yacimientos.

El cambio de saturación de la muestra experimental causada en el final de la corrida por la expulsión de aceite al expandirse el -- gas en el interior del núcleo cuando este se retira de la manga -- del portanúcleo para trasladarse a la balanza y pesarlo, es -- independiente de las presiones usadas, porque generalmente no se usan presiones que las hagan significativas.

También se ha sugerido que la distribución de las fases dentro -- del espacio poroso, determinan la habilidad al flujo de una fase en particular. Y es probable que la segunda fase que se introduce al sistema capilar tenga una distribución que depende del meca---nismo usado en su introducción, y por lo tanto puede tener un -- efecto apreciable en la permeabilidad relativa observada en el -- sistema resultante a una saturación dada.

Existen varios mecanismos importantes para desplazar una segunda fase, y en base a estos mecanismos se ha dado nombre a varios --- métodos de medición de la permeabilidad relativa-saturación.

La permeabilidad relativa no es función sólo de la saturación, -- también lo es de la dirección con la cual se satura de fluidos al núcleo, y la permeabilidad relativa debe ser determinada en la -- manera que se requiera para el caso particular del yacimiento. -- A esto se refiere el llamado fenómeno de histéresis, y los procesos de saturación y desaturación de la fase mojanante son denominados imbibición y drene respectivamente.

II.A.2.1.2 METODO PENN STATE.

Este método intenta evitar el efecto de frontera usando dos mu--- estras de material similar al del núcleo a los lados del mismo, en donde los tres se encuentran en contacto capilar. Así, en teoría el efecto de frontera es confinado a la cara de salida del -- núcleo tercero, desvaneciendo así el gradiente de saturación en la muestra de prueba.

Este y casi todos los métodos usan núcleos cilíndricos de $7/8$ " de diámetro por $1\ 1/2$ " de largo, además se usa keroseno y helio, - el núcleo se satura inicialmente con keroseno y entonces se permite fluir gas a gastos muy bajos mediante una caída de presión - predeterminada, una vez que se llegó al equilibrio, el núcleo se desmonta y se pesa para calcular su saturación de aceite. El --- núcleo se reinstala y se incrementa el flujo de gas disminuyendo simultáneamente el flujo de aceite manteniendo la caída de presión , y después de alcanzar el equilibrio, el núcleo de prueba es -- removido para determinar su saturación. Este procedimiento se repite hasta completar la curva de permeabilidad relativa.

Cuando el keroseno se presatura con gas, los resultados de permeabilidad relativa son erróneos, por eso se instala un desgasificador en la fase aceite. Otra dificultad en este método es el efecto de frontera ya que el gradiente de saturación no siempre es eliminado, porque no se logra el contacto capilar, como lo muestra la figura II.1. La figura II.2 muestra resultados de muestras con buen contacto capilar. Para asegurar el buen contacto capilar se colocan pañuelos desechables (kleenex) sobre el núcleo. El efecto de histéresis se muestra en la figura II.3 con mediciones efectuadas con el método de Penn State.

II.A.2.1.3 METODO DEL NUCLEO DINAMICO SIMPLE.

En este método el efecto de frontera se reduce usando altos gastos, haciendo insignificantes los efectos del gradiente de saturación en el pequeño núcleo de prueba.

El equipo usado es similar al que usa el método de Penn State, excepto que se usa un sólo núcleo, montado en el portamuestras de Lucita, las fases gas y aceite se introducen directamente al núcleo por medio de una cabeza mezcladora, y usando un absorbedor (kleenex) se eliminan los efectos de frontera.

La muestra se satura totalmente con aceite, y el gasto de este corresponde a la caída de presión en la muestra, entonces se permite fluir un pequeño gasto de helio, y una vez que se alcanza el equilibrio, se procede a medir el peso de la muestra y determinar con él su saturación.

Después se cambian los gastos y se repite el proceso anterior hasta completar la curva de permeabilidad relativa-saturación.

Los resultados se exhiben en las figuras II.4 y II.5, muestran que el gasto no influye en las mediciones de permeabilidad relativa en ausencia del efecto de frontera.

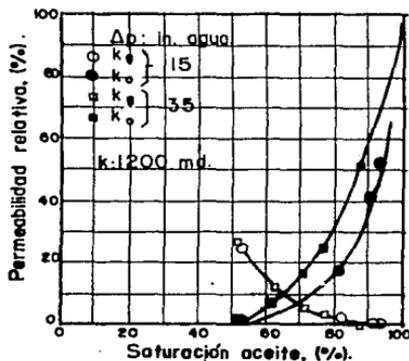


Fig. II.1 Efecto del gradiente de presión sobre la permeabilidad relativa (deficiente contacto capilar). Penn State.

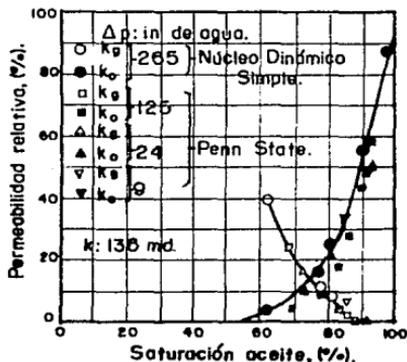


Fig. II.2 Efecto del gradiente de presión sobre la permeabilidad relativa (buen contacto capilar). Penn State.

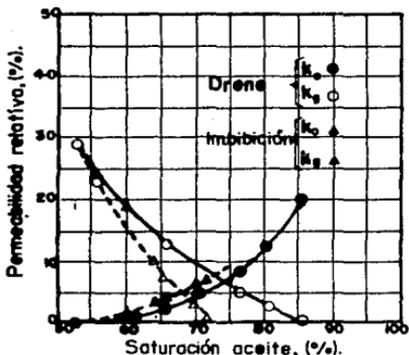


Fig. II.3 Histéresis en la permeabilidad relativa. Penn State.

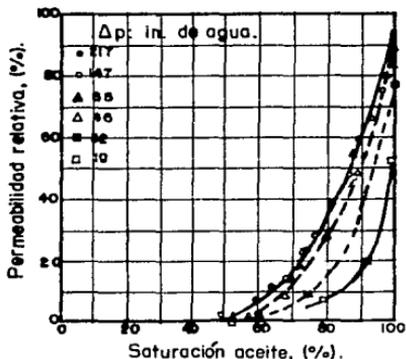


Fig. II.4 Efecto del gasto sobre la permeabilidad relativa. Núcleo Dinámico Simple.

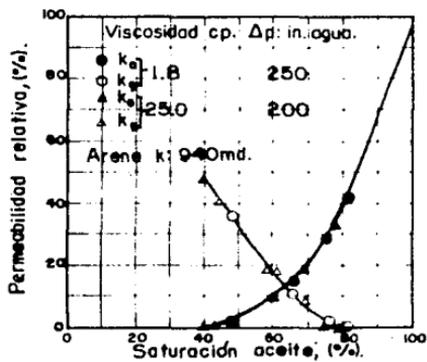


Fig. II. 5. Efecto de la viscosidad sobre la permeabilidad relativa. Núcleo Dinámico Simple.

II.A.2.1.4 METODO DE LIQUIDO ESTACIONARIO.

El efecto de frontera se reduce reteniendo la fase mojanter en el interior del núcleo por medio de fuerzas capilares, permitiendo el flujo sólo de la fase no mojanter, por lo que con este método se determina la permeabilidad relativa de la fase no mojanter. La figura II.6 muestra el arreglo del portamuestras usado en este método. Inicialmente se satura totalmente al núcleo con aceite. Después la saturación de aceite se va reduciendo en el núcleo, mediante el secado con absorbedores (kleenex). Cuando la saturación de aceite se reduce hasta menos que la correspondiente a la saturación de gas en equilibrio, el gas pasará a través del núcleo bajo una caída de presión de 1" de agua. En este punto se efectúan las mediciones para evaluar la permeabilidad relativa al gas, y también se determinará la saturación de aceite en el núcleo en este punto. Igualmente el proceso se repite hasta completar la curva de permeabilidad relativa-saturación.

Un método para desaturar la muestra, es desplazando al aceite por gas en una celda con diafragma poroso. Otro método es acomodando la muestra en el aparato del método de Penn State y para flujo continuo hasta lograr equilibrarlo, después el núcleo se desmonta y se instala en el aparato del método de Líquido Estacionario, y se continúa con las mediciones.

Las formas de desaturación mencionadas proporcionan curvas de permeabilidad relativa-saturación idénticas.

Se aclara que no es lo mismo el método de saturación que la dirección de saturación, porque si se satura al núcleo en dirección creciente de la fase aceite, la curva que arrojará será la de imbibición, si la saturación de aceite que es la fase mojanter

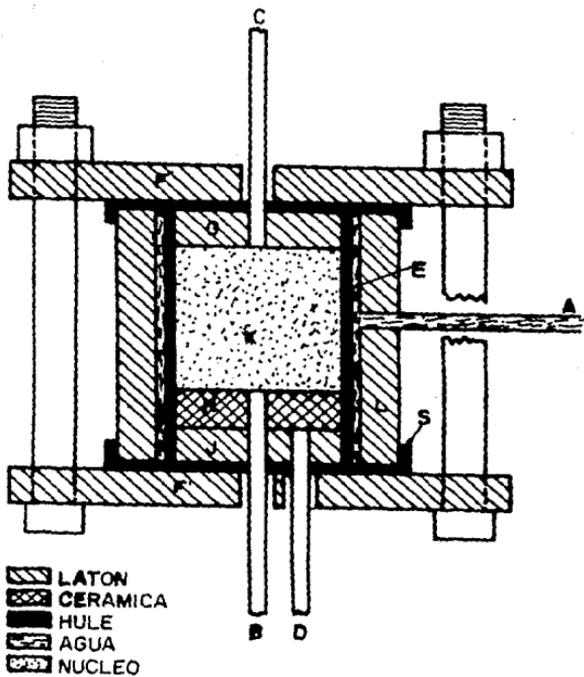


Fig. II.6 Celda de permeabilidad relativa. Líquido Estacionario.

en este caso decrece, entonces la curva que arrojará será la de drenaje, y se observa que hay diferencia entre las curvas de imbibición y drenaje, éste es el fenómeno llamado de histéresis y tal diferencia se muestra en la figura II.7 .

II.A.2.1.5 METODO DE GAS ESTACIONARIO.

La celda de permeabilidad relativa al líquido bajo condiciones de flujo paralelo se muestra en la figura II.8 por medio de barreras semipermeables (placas porosas), la presión capilar entre las fases gaseosa y líquida puede establecerse a cualquier valor deseado imponiendo una presión regulada en la fase gaseosa y manteniendo el equilibrio a lo largo de toda la muestra. Así el efecto de frontera es eliminado. Después de que se establece el equilibrio capilar, el aceite fluye en el núcleo y las placas mantienen un gradiente de presión insuficiente para distorsionar el equilibrio capilar establecido.

En principio el núcleo se monta ya saturado completamente con aceite, y a través del orificio central de una de las placas, el gas se introduce y desplaza al aceite por ambas placas hasta que el sistema alcanza el equilibrio, alcanza también una saturación que corresponde a la presión capilar impuesta al gas. Así se permite al líquido a fluir a través del sistema, considerando que el gas permanece inmóvil, el líquido regresará por las barreras semipermeables. Cuando se haya alcanzado perfectamente el equilibrio, se determina el valor exacto de la caída de presión en el líquido a lo largo del núcleo de prueba y el gasto del mismo líquido. Consecuentemente se obtiene la permeabilidad relativa con su correspondiente saturación, y el proceso se repite hasta completar la curva de dicha relación.

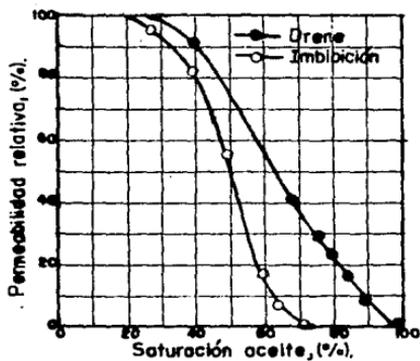


Fig. II.7 Histéresis de la permeabilidad relativa, Fase Líquida Estacionaria.

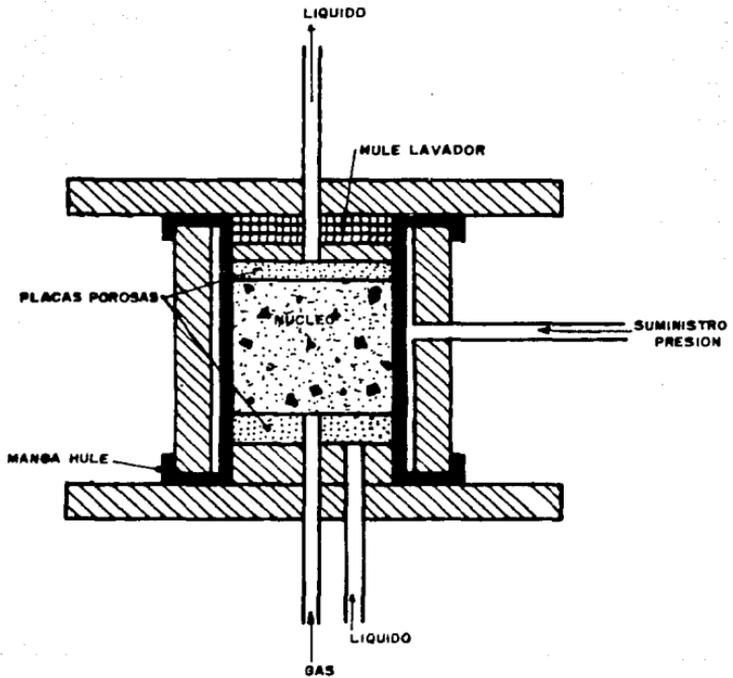


Fig. II.8 Celda de permeabilidad relativa. Gas Estacionario.

II.A.2.1.6 METODO DE EMPUJE DE GAS.

El efecto de frontera se reduce aplicando un gasto de flujo alto. Ambas fases fluyen simultáneamente, el flujo de las fases es resultado del desplazamiento de porciones de aceite por el flujo de gas, fué sugerido por Hassler en 1936.

En el inicio el núcleo se satura con aceite de alta viscosidad -- (19 cp.) para forzarlo a salir del núcleo lentamente, aumentando la exactitud de medición.

El gas se forzará a una presión pre-determinada hacia el núcleo - durante cinco segundos, durante este periodo de flujo será medido. Y la saturación del aceite será determinado pesando la muestra. - El procedimiento se repite varias veces hasta completar la curva de la relación de permeabilidad relativa-saturación.

II.A.2.1.7 METODO DE HASSLER.

El efecto de frontera se evita controlando la presión capilar en las terminales del núcleo, colocando dos discos permeables sólo - para la fase mojante, permitiendo una saturación uniforme del - - núcleo.

Los aparatos de medición se muestran en la figura II.9, los discos permeables permiten el paso y la medición del aceite, no así a la fase gaseosa.

La muestra se satura con aceite y se coloca en el aparato con -- pañuelos desechables (kleenex) en ambas terminales para asegurar un buen contacto capilar entre el núcleo y los discos semi-permeables .

El aceite y el gas pasan por la muestra a gastos semejantes a la caída de presión en las dos fases que están en el núcleo, que es la misma.

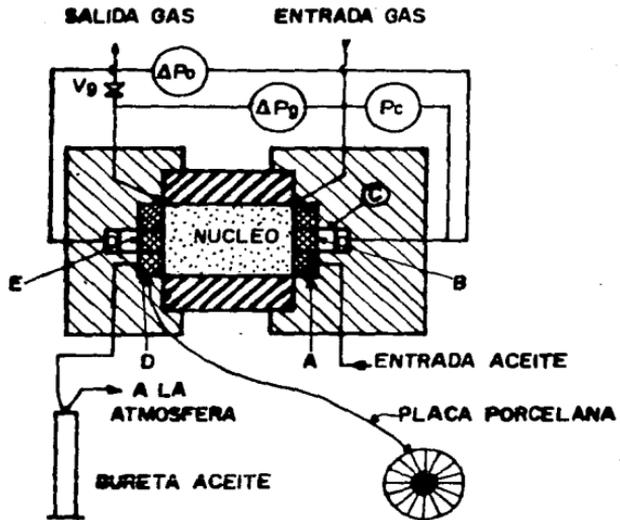


Fig. II.9 Aparato de permeabilidad relativa. (Principio Hassler).

La presión capilar es la misma en la entrada y en la salida de -- flujo del núcleo. Los discos semi-permeables tienen unas ranuras radiales que conducen a el gas.

Al alcanzar el equilibrio, se desmonta la muestra del porta-núcleo os y se pesa para determinar su saturación.

La permeabilidad relativa al aceite obtenida por este método --- resulta más baja que las obtenidas por otros métodos, las curvas de gas tienen un buen ajuste. La baja en la curva del aceite es - ocasionada por la presencia de un gradiente de saturación en la muestra.

La figura II.10 muestra gráficamente el hecho antes mencionado, - provocando una presión capilar en la salida de la muestra de 7" de agua.

II.A.2.1.6 METODO DE HAFFORD.

El fluido no-mojante será alimentado directamente hacia la mues-- tra y el fluido mojante será alimentado a través de disco semi- permeable que permite el flujo sólo del fluido mojante, como lo - muestra el diagrama de la figura II.11. La presión en el fluido no-mojante se mide en la toma de presión maquinada en la Lucita - que rodea al núcleo. La diferencia de presión entre el fluido - - mojante y el no-mojante es una medida de la presión capilar de la muestra en la entrada de flujo de la misma.

La muestra se satura con aceite, colocandola en el aparato y se - permite el paso de de aceite a través del disco semi-permeable. El aceite fué sujeta previamente al vacío para remover cualquier gas disuelto. El gasto de aceite se ajusta a la presión deseada - en el aceite a la entrada del núcleo. Se permite el flujo de gas a bajos gastos dentro del núcleo. Cuando la presión adquiere un - valor constante, es señal de que se ha alcanzado el equilibrio,--

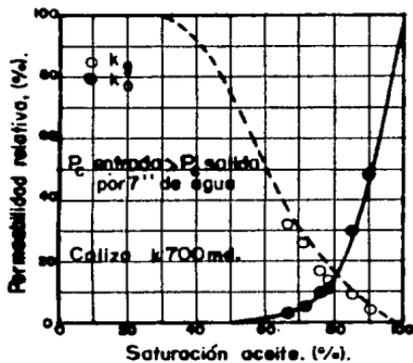


Fig.II.10 Efecto del gradiente de presión capilar, Hassler.

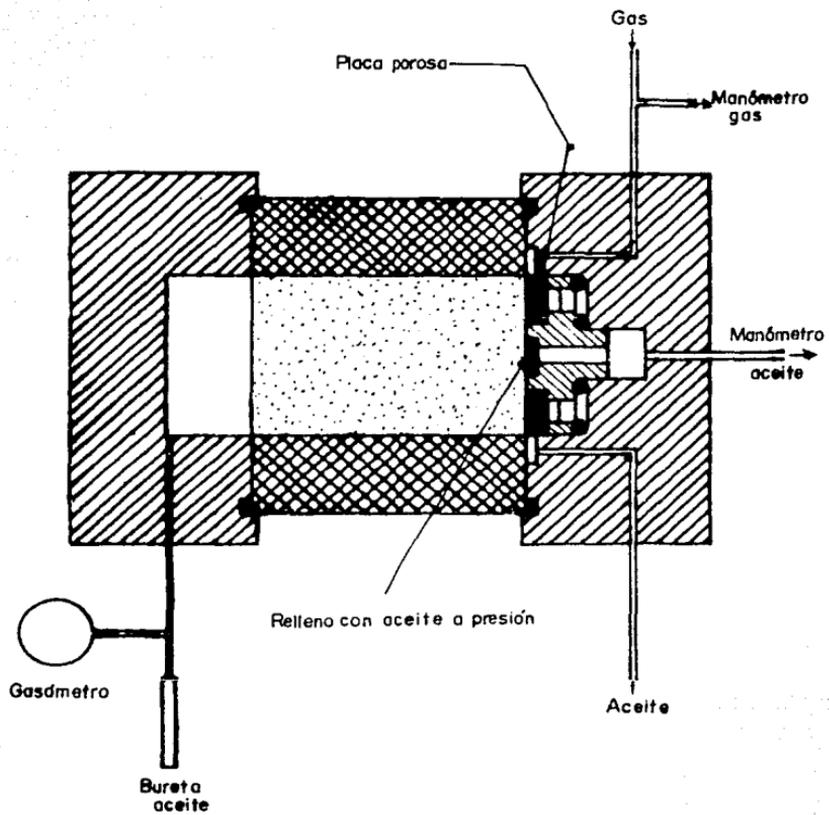


Fig. II.11 Aparato de Hafford.

, y se procede a medir los gastos. La muestra se desmonta y se pesa para determinar su saturación. Una vez más cuando el equilibrio es obtenido, el procedimiento anterior se repite hasta completar la relación de permeabilidad relativa-saturación.

II.A.2.1.9 METODO DE ALIMENTACION DISPERSA.

Es similar al método de Hafford y al del Núcleo Dinámico Simple. Aquí el fluido mojante entra al núcleo pasando primero por una sección de dispersión elaborada de un material poroso similar al del núcleo de prueba, pero no contiene un dispositivo de medición de presión en el fluido mojante a la entrada como en el método de Hafford.

Además se le maquinan unas ranuras radiales en forma vertical en la cara de salida de la sección de dispersión, el gas se introduce a la sección de prueba a través de estas ranuras figura II.12. Adicionalmente usando altos gastos los efectos de frontera se reducen significativamente.

El procedimiento en este método: En primer término se usaron muestras de arena de yacimientos productores de California y Oklahoma, con dimensiones de 7/8" de diámetro y 1 1/4" de longitud, el eje del núcleo fué cortado paralelamente al plano de estratificación. El núcleo se montará ya saturado con aceite al vacío según se muestra en la figura II.13. El aceite (keroseno) se bombea hacia el núcleo hasta que su peso permanezca constante, y el flujo se continúa así a gasto constante, correspondiendo a una caída de presión predeterminada a través del núcleo y así el gas (aire) seco es introducido al núcleo a un gasto bajo.

En etapas sucesivas de gastos bajos de aceite y altos gastos de gas, se establecerán para desaturar al núcleo.

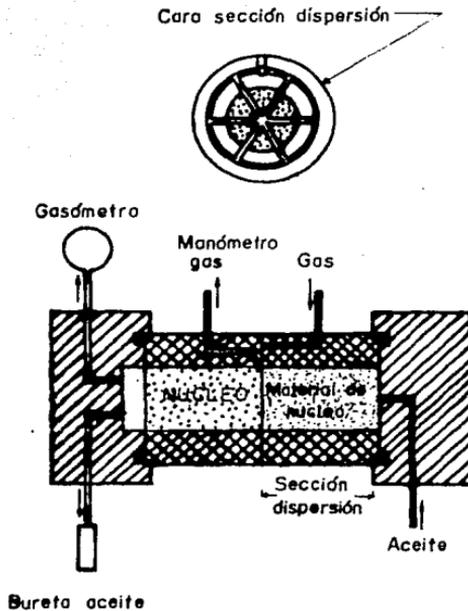


Fig. II.12 Aparato de Alimentación Dispersa.

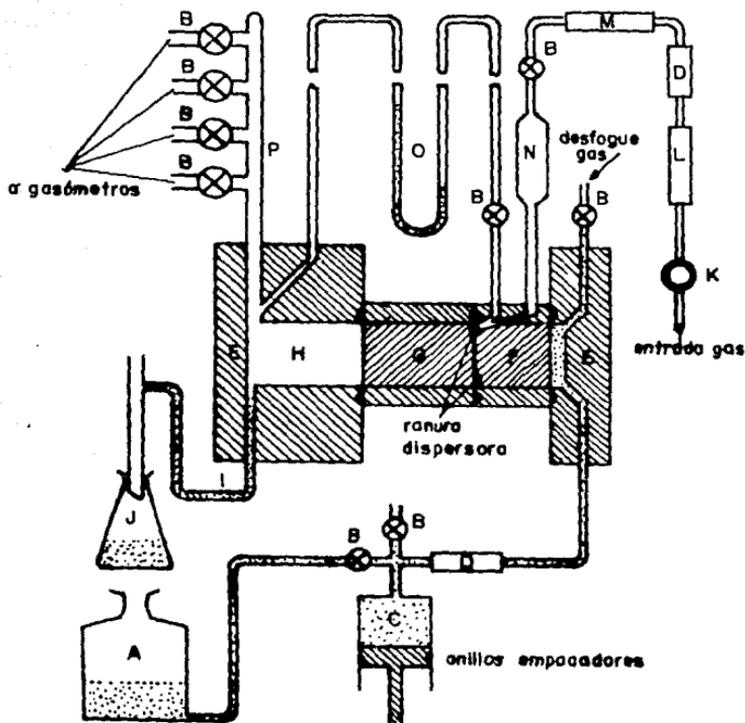


Fig. II.13 Núcleo montado en el aparato de Alimentación Dispersa.

El aceite se introduce al núcleo G, a través de la sección de dispersión F, que es de material poroso similar al del núcleo. La entrada de gas al núcleo es por la sección de dispersión adyacente a la cara de entrada del núcleo. Después pasa a través del núcleo, el aceite se mide en el dispositivo J, para determinar el gasto.

El aceite es bombeado a gasto constante por medio de una microbomba de pistón. La presión del gas se controla con un regulador de presión, es medida en un manómetro de mercurio y el gasto de este se mide con gasómetro o flujómetro como el usado por Lees, Jenks y Russell¹⁴. Las mediciones deben tomarse con cuidado para asegurar las condiciones de desaturación para cada medición. Sucesivamente se establecerán altos gastos o gradientes de presión, para medir las permeabilidades efectivas independientemente de el gasto de flujo. Aquí se usó una caída de presión suficiente de 60 a 65 cm. de mercurio a través del núcleo. Se registran las medidas de los gastos de aceite y de gas hasta que se establecen las condiciones de flujo en equilibrio, a gasto de gas y presión constantes. Después se interrumpe el flujo, y se remueve el núcleo para medir su peso y así determinar su saturación. Una abrazadera auxiliar hace posible soltar inmediatamente a la muestra. La diferencia de presión entre las placas se mide y se extrae de la caída de presión total en el aparato para calcular las permeabilidades altas, comparadas con la permeabilidad del núcleo, mantienen la estructura del núcleo y reducen errores inherentes en la etapa de extracción.

II.A.2.1.10 COMPARACION DE LOS METODOS.

Cuando se obtienen las mediciones de permeabilidad relativa al gas los métodos de Penn State, Núcleo Dinámico Simple, Empuje de Gas y el de Hassler promuecionan resultados idénticos como se observa en las figuras II.14 y II.15. El método de Líquido estacionario -

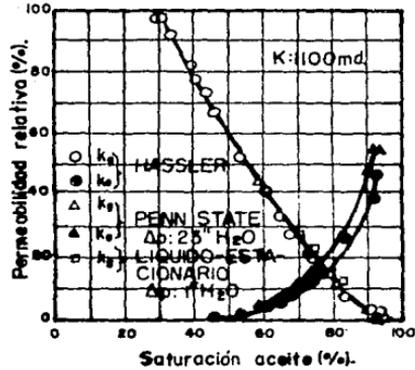


Fig. II.14 Comparación de tres métodos de permeabilidad relativa.

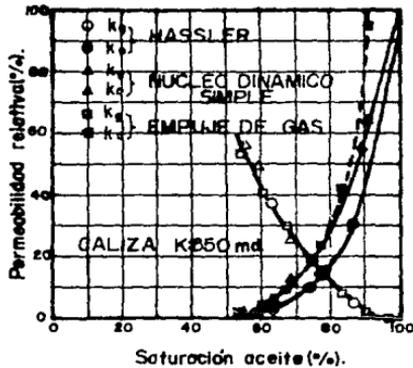


Fig. II.15 Comparación de tres métodos de permeabilidad relativa.

sólo en algunos casos coincide, pero en general es más bajo que las determinadas por otros métodos en la saturación de gas en --- equilibrio. Es resultado de un equilibrio de saturación que es -- más grande que el valor de saturación en equilibrio obtenido por otros métodos.

Las mediciones de la permeabilidad relativa al aceite hechas por los métodos del Núcleo Dinámico Simple, Penn State y Empuje de -- Gas proporcionan los mismos resultados excepto en las regiones de alta saturación de aceite, donde los valores obtenidos por el método de Empuje de Gas son al mismo tiempo altos. La permeabilidad relativa al aceite medida por el método de Hassler dan resultados más bajos y la determinación es más lenta que en los otros tres -- métodos ya mencionados, se requiere cerca de una semana por muestra . El método de Empuje de gas es seguro y requiere de casi una hora para una corrida completa de una curva de permeabilidad re--- lativa. Los métodos del Núcleo Dinámico Simple o de Penn State -- pueden analizar uno o dos núcleos por día.

Y el método de Líquido Estacionario puede analizar hasta cuatro -- núcleos en un día. El método de Gas Estacionario proporciona re--- sultados semejantes a los del método de Alimentación Dispersa, -- sólo que este es más rápido y más consistente que el de Gas Estacionario.

En altas saturaciones del fluido mojante (85 al 100%) se tienen -- ciertas fuentes de error. El método de Alimentación Dispersa a -- relativamente altos gradientes de presión (60-65 cm. de mercurio) pueden causar gradientes de saturación de magnitud significativa por la expansión de gas, y puede ser expulsado algo de aceite -- cuando se desmonta el núcleo para pesarlo resultando una satura--- ción de gas errónea en el núcleo, esto se acentúa en altas satura--- ciones del fluido mojante y en el método de Alimentación Dis--- persa. Por lo que se recomienda no usar altos gradientes de pre--- sión en el experimento. Los errores que causa el efecto de fron---

tera se reducen usando altos gastos de flujo.

El método que se debe usar depende de las condiciones en que se encuentre nuestro yacimiento, por ello no se recomienda el uso de un sólo método sino que el que más parecido tenga con el yacimiento, en cuanto en que forma ha llegado a su distribución de fluidos actual, cuántos fluidos están fluyendo, y las características de mojabilidad de la roca.

II.A.2.2 CORRELACIONES.

Han sido desarrollados varios tipos de correlaciones, es decir, - algunas que sólo parten de datos de saturación y otras que necesitan de datos de permeabilidad relativa al gas.

II.A.2.2.1 CORRELACION DE COREY.

Corey A.J.²⁰ propuso un método para calcular la permeabilidad relativa al aceite sólo para el proceso de drenaje, a partir de valores medidos de permeabilidad relativa al gas para el mismo núcleo.

La aplicación de este método involucra las etapas siguientes:

- 1.- Antes de aplicar los datos experimentales, se hace una gráfica exacta de la función:

$$k_g = (1-S_{oe})^2(1-S_{oe}^2)... \quad \text{(ecuación de Corey)} \quad \text{II.1}$$

, suponiendo arbitrariamente los valores de:

$$S_{oe} = (S_o - S_{or}) / (1 - S_{or}) \quad \text{II.2}$$

Para esta gráfica se hace una tabla de S_{oe} en términos de k_g que varía de 0.001 a 0.99.

- 2.- Usando esta tabla, los valores de S_{oe} se determinan para cada valor experimental de k_g , interpolando en la tabla.
- 3.- Estos valores de S_{oe} se grafican contra los valores de S_o que corresponden a los valores de k_g desde que los valores de S_{oe} fueron calculados. La gráfica sería una línea recta en el rango de S_o desde 50 al 80%.
- 4.- La línea recta se prolonga hasta cruzar con el eje horizontal de la gráfica ($S_{oe}=0$), y el valor de S_o en este punto corresponde a S_{or} .
- 5.- Usando este valor de S_{or} se calculan una serie de valores de k_g para suponer valores de S_o por medio de la ecuación:

$$k_o = (S_o - S_{or}) / (1 - S_{or})^4. \quad \text{II.3}$$

(ecuación final de Corey). Es evidente que no es necesaria alguna medición de la presión capilar o de la tortuosidad.

A partir de la figura II.16 que son datos de permeabilidad relativa al gas K_g , como una función de la saturación de aceite, se presenta la aplicación de este método para los datos de esa figura - en la figura II.17.

Se han medido muestras por el método de Líquido Estacionario, y esas mismas han sido tratadas por el método de Corey para calcular la curva correspondiente de K_o . En general la curva proporciona un buen ajuste en saturaciones altas y bajas, con una ligera desviación en saturaciones intermedias. Aunque es necesario un trabajo de análisis más amplio para evaluar el método de Corey.

Corey también ha puntualizado que las curvas de presión capilar contra saturación de material poroso sedimentario, frecuentemente se aproximan por la relación :

$$1 / P_c^2 = C S_{oe}. \quad \text{II.4}$$

II.A.2.2.2 CORRELACION DE FELSENTHAL.

Felsenthal M.²¹ desarrolló una serie de correlaciones gráficas para obtener datos de permeabilidad relativa gas-aceite, a partir de - propiedades del núcleo. Esta serie de correlaciones esta basada - en pruebas de laboratorio realizadas en trescientos núcleos de -- diecinueve yocimientos de Estados Unidos de America y Canadá. Se usaron núcleos de 7/8" de diámetro, 7/8" de longitud y cortados paralelamente al plano de estratificación. La permeabilidad se -- midió con presión media de 1.67 atmósferas en un aparato tipo Hassler, los núcleos se saturaron con salmuera de 25000 ppm de -- Na Cl, se desatura hasta la saturación irreductible, y el residuo del espacio poroso se llenó con keroseno. Esto seguido de pruebas de flujo multifásico (Método de Alimentación Dispersa). Las dis-- tribuciones del tamaño de poro se determinaron en núcleos selec-- cionados y con la técnica de inyección de mercurio.

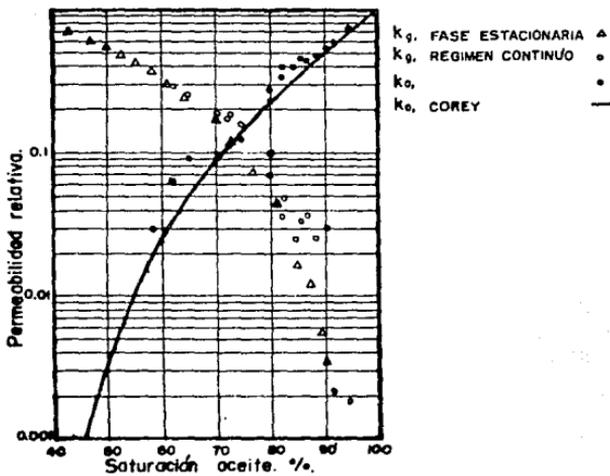


Fig. II.16 Permeabilidades relativas (nucleo del campo Baidini).

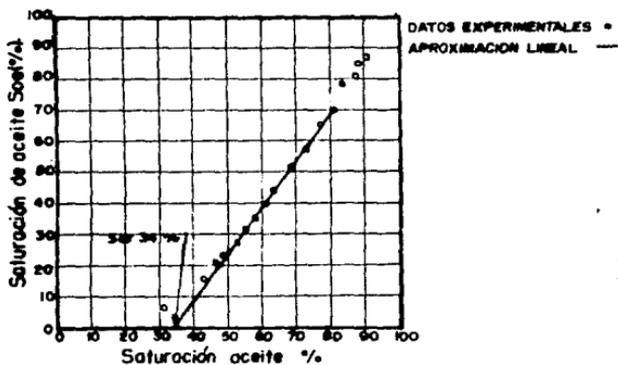


Fig. II.17 Saturación efectiva al aceite vs. saturación de aceite, para determinar la saturación de aceite residual.

Existe un efecto de la porosidad en datos de permeabilidad relativa gas-aceite, este efecto generalmente no es discernible en un estudio de datos de permeabilidad relativa para un yacimiento dado, pero esto es aparente cuando se comparan dos arenas de litología similar, pero diferente porosidad promedio. En una comparación de arenisca y/o argilita de once yacimientos, el rango de porosidad promedio es del 14 al 28%, con una notable tendencia definida, -- indica que para una curva de permeabilidad relativa k_g/k_o dada es menos favorable cuando se incrementa la porosidad.

Para una permeabilidad y porosidad dada, comparativamente arenas limpias proporcionan curvas más favorables de permeabilidad relativa gas-aceite que areniscas calcáreas y/o argilitas o yacimientos de pedernal. Los estudios en laboratorio también muestran --- curvas k_g/k_o menos favorables para areniscas lutíticas, conglomerados y arenas con inclusiones de carbón. Se han listado y clasificado varios yacimientos por su tipo de litología, para facilitar una correlación de datos de permeabilidad relativa k_g/k_o con características del núcleo, esto se basa en expedientes para trabajo con ciertas curvas k_g/k_o coordinadas y con promedios para -- grupos de seis muestras. La figura II.13 ilustra un ejemplo de -- correlación de algunos de estos datos.

El uso de estas correlaciones gráficas se describe de la forma --- siguiente:

Las figuras II.19, II.20 y II.21, muestran correlaciones de curvas de permeabilidad relativa k_g/k_o coordinadas con núcleos característicos para varios tipos o clases de núcleos.

La clase I representa comparativamente arenisca limpia, la clase II a la arenisca calcárea y/o argilita, la clase III a la arenisca lutítica o carbonatada y arena conglomerada. Las graficas ---- pueden usarse para estimar una curva de permeabilidad relativa -- k_g/k_o , de la permeabilidad, porosidad y litología, cuando las --- curvas actuales de permeabilidad relativa k_g/k_o del yacimiento --

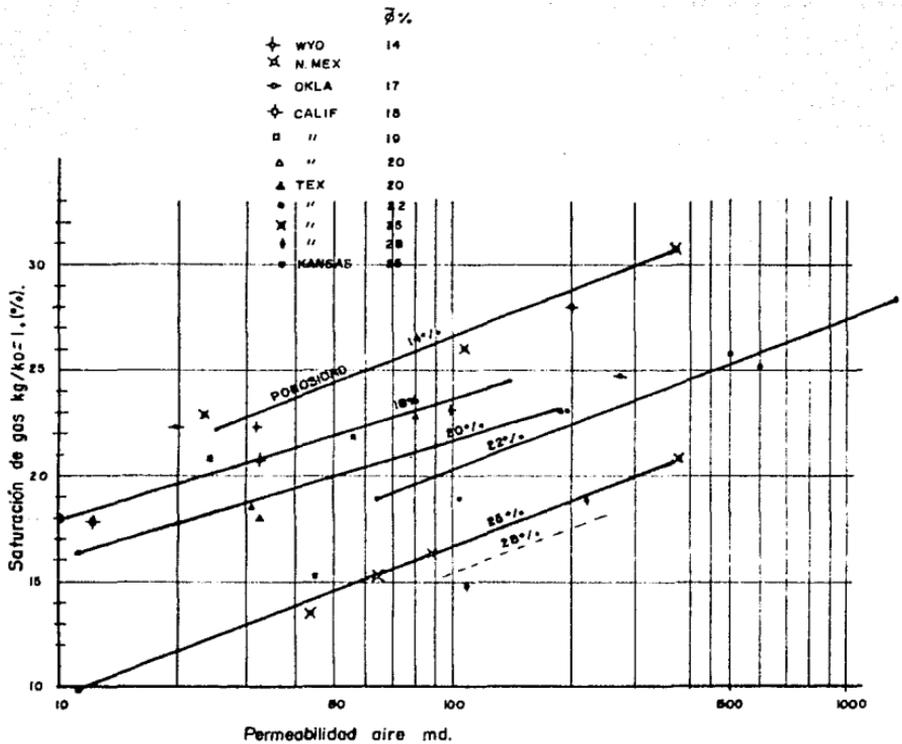


Fig. II.18 Correlación kg/kg.

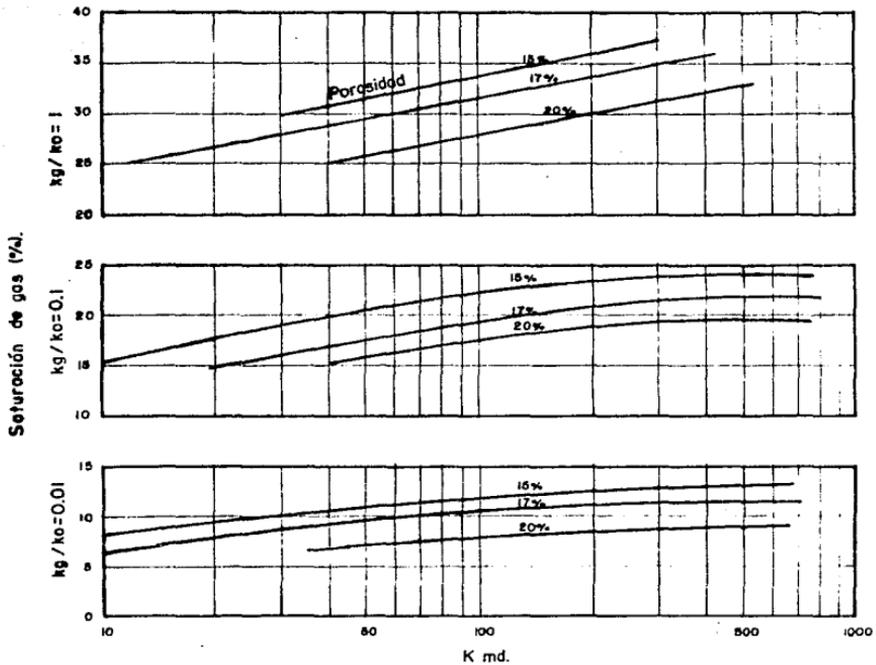


Fig. II.19 Curva kg/ko para areniscas limpias
(clase I).

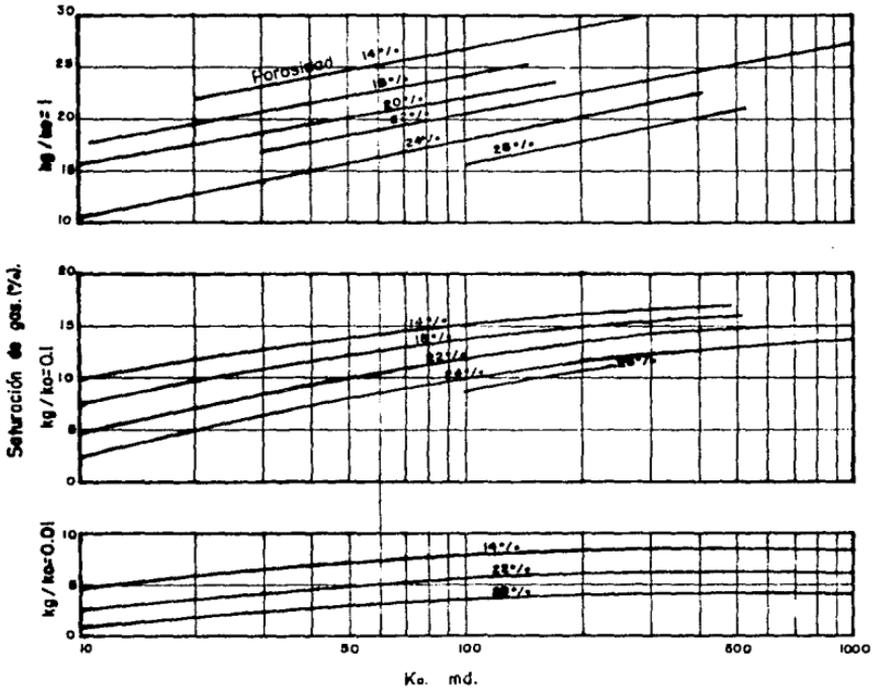


Fig. II.20 Curva kg/kg para arglita y/o arenisca calcáreo. (clase II).

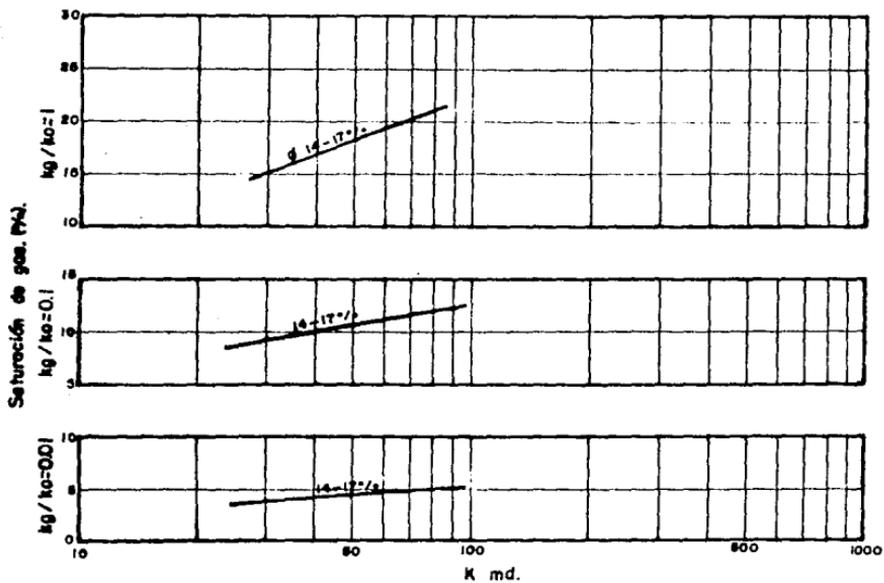


Fig. II.21 Curva kg/ko para conglomerado, arena sucia y carbonatado. (clase III).

no están disponibles, y se realiza como sigue:

- 1.- Con ayuda de cada una de las figuras II.19, II.20 y II.21 (dependiendo del tipo de roca), de la permeabilidad y ---- porosidad del núcleo, se obtiene la saturación de gas (S_g) a $k_g/k_o = 0.01, 0.1$ y 1 .
- 2.- Los puntos que se obtienen de S_g , se grafican en papel --- semi-logarítmico vs k_g/k_o , quedando k_g/k_o contra S_o o S_u . Si la litología del yacimiento es desconocida, se sugiere que se usen como primer aproximación las curvas de la clase II figura -- II.20.

Las curvas proporcionan una aproximación razonable, para predicciones del yacimiento. Sin embargo lo complejo de las condiciones del yacimiento hace aconsejable revisar estas predicciones, cuando los datos que se estimaron se encuentran ya disponibles. Los rangos de las propiedades de los núcleos estudiados son de 10 a 1500 md. de permeabilidad y de 14 a 28% en porosidad.

II.A.2.2.3 CORRELACION DE WAHL.

La permeabilidad relativa k_g/k_o se conoce como una función de la saturación y se han medido datos de yacimientos de arena, también han sido examinados con el objetivo de desarrollar una correlación de la relación de permeabilidad relativa k_g/k_o . Se ha encontrado que la saturación de agua intersticial es tratada como un parámetro en el procedimiento de correlación, y puede escribirse una ecuación de la relación de permeabilidad relativa k_g/k_o como una función sólo de la saturación, esta es:

$$k_g/k_o = F(0.0435 + 0.4556 F) \quad \text{II.5}$$

$$y \quad F = \frac{1 - S_{ge} - S_w - S_o}{S_o - C} \quad \text{II.6}$$

donde S_{ge} es la saturación de equilibrio del gas, o saturación de gas crítica, que para el caso calculado en la figura II.22 adquiere un valor de 0.05. Debe resaltarse que cada valor de la saturación de agua intersticial produce una relación de k_g/k_o diferente. Y C es una constante igual a 0.25 para los mismos cálculos de la figura II.22.

II.A.2.2.4 ECUACION DE TORCASO Y WYLLIE.

En yacimientos de arena donde $1/F_c^2$ es aproximadamente una función lineal de la saturación efectiva (Corey lo sugirió previamente), es posible expresar las permeabilidades relativas en términos muy simples. Para sistemas mojables por agua congénita y se producen aceite y gas (creciendo la saturación de gas en el gasto de aceite) la expresión para la permeabilidad relativa gas-aceite es:

$$k_g/k_o = \frac{(1 - S^*)^2}{(S^*)^4} \frac{1 - (S^*)^2}{(S^*)^4} \quad \text{II.7}$$

$$\text{donde } S^* = \frac{S_o}{1 - S_{wi}} \quad \text{II.8}$$

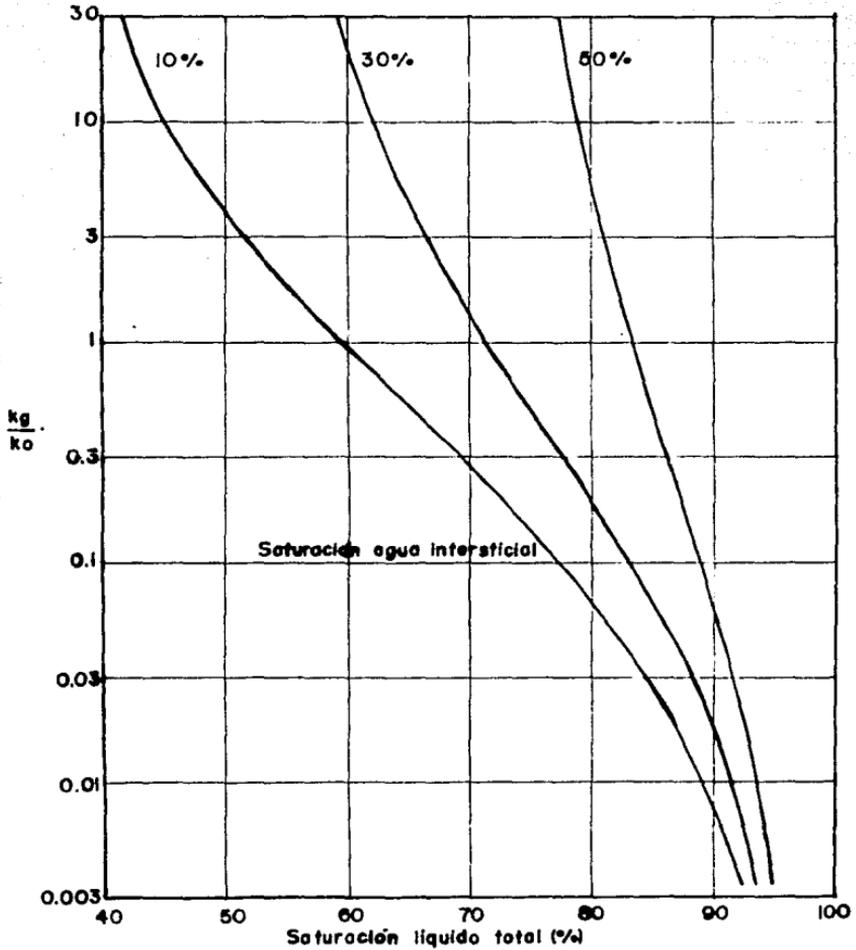


Fig. II.22 kg/ko vs saturación de líquido total.

La aproximación de la ecuación II.4 ha sido frecuentemente confirmada en laboratorios de la Gulf Research Development Co. - - Pittsburgh, PA.USA. , y se ha usado en la solución analítica de -- problemas de Ingeniería de Yacimientos. Sin embargo las comparaciones de datos de permeabilidad relativa k_g/k_o calculados con la ecuación II.7 y datos propios del yacimiento son muy pocos. Como se mencionó en la sección anterior, Wehl, Mullins y Elfrink publicaron una ecuación empírica para calcular datos de k_g/k_o , basados en datos de campo realizados en muestras de yacimientos de arena, también toman en cuenta a la saturación de agua intersticial S_{wi} . La figura II.23 expone una comparación entre curvas de k_g/k_o ---- calculadas por Wehl,²² y Torcaso²³ con la ecuación II.7. Seleccionando valores para S_{wi} de 0.1, 0.2, 0.3, 0.4, y 0.5. Cuando se considere que la ecuación de Wehl tiende al infinito en una saturación total de líquido de $S_{wi}+0.25$, las curvas tienen un ajuste -- excelente. La divergencia existente en $S_{wi}= 0.4$ y 0.5 puede atribuirse posiblemente a la escasez de yacimientos que producen - - aceite y gas en saturaciones de agua altas.

La ecuación II.7 es una expresión útil y sencilla para calcular - datos de las relaciones de permeabilidad relativa k_g/k_o para -- yacimientos de arena a partir de una saturación de agua promedio que ha sido obtenida con registros geofísicos o análisis de núcleos. Esta expresión es particularmente útil en la formulación analítica de problemas de Ingeniería de Yacimientos.

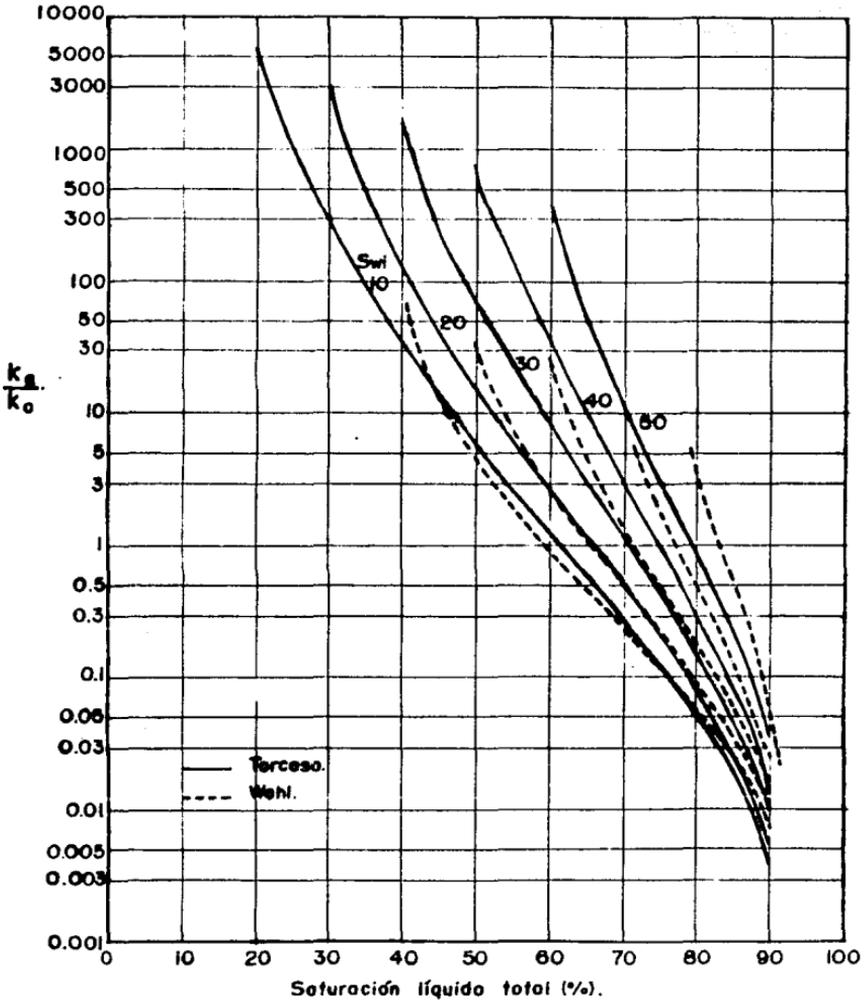


Fig. II 23 Comparación entre curvas calculadas de k_g/k_o .

II.A.2.2.5. CORRELACION DE TEYSSIER.

Teyssier, S.J.⁹ de la misma forma que otros investigadores como: - Burdine, Brooks, Corey, etc. determinó una una relación entre la saturación del fluido mojante, la saturación efectiva del mismo, y el cociente que representa a la presión capilar que a continuación se escribe:

$$\frac{\int_{S_{wi}}^{S_w} \frac{dS_{wi}}{P_c^2}}{\int_{S_{wi}}^1 \frac{dS_w}{P_c^2}} = \left(\frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right)^j \quad \text{para } S_w \geq S_{wi}. \quad \text{II.9}$$

la ecuación análoga para la fase no-mojante es:

$$\frac{\int_{S_w}^1 \frac{dS_w}{P_c^2}}{\int_{S_{wi}}^1 \frac{dS_w}{P_c^2}} = 1 - \left(\frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi} - S_{nwi}} \right)^j \quad \text{II.10}$$

al sustituir las ecuaciones anteriores en las ecuaciones II.38 y II.39, las cuales se desarrollaron en el próximo subcapítulo ---- (sección II.B.2.2.1), se obtiene:

$$k_w = \left(\frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right)^{2+j} \quad \text{II.11}$$

$$\text{y } k_{nw} = \left(\frac{1 - S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right)^2 \left[1 - \left(\frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right) \right] \quad \text{II.12}$$

donde el exponente j se evalúa con la ecuación siguiente:

$$j = \frac{\log \left(\frac{\int_{S_{wi}}^1 \frac{dS_w}{P_c^2}}{\int_{S_{wi}}^{S_w} \frac{dS_w}{P_c^2}} \right)}{\log \left(\frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right)} \quad \text{II.13}$$

Y es una relación indirecta de la forma de la curva de presión -- capilar con la saturación efectiva de la fase mojante, además se supone que como la curva de presión capilar es un reflejo de la -

distribución del tamaño de poro así como la mojabilidad de la roca, y la saturación efectiva a su vez refleja la historia de saturación del medio, se cree que implícitamente abarca la influencia de todas estas propiedades.

Estas ecuaciones son utilizadas en un simulador para evaluar las características de permeabilidad relativa gas-aceite en la Industria Petrolera Mexicana, a partir de la determinación de la presión capilar a los núcleos en estudio.

II.A.2.3 OTROS METODOS DE OBTENCION.

II.A.2.3.1. A PARTIR DE DATOS DE PRODUCCION.

La determinación de datos de la permeabilidad relativa gas-aceite k_g/k_o a partir de datos de producción es de interés particular en yacimientos donde posiblemente la inyección de gas disperso o inyección del gas en el casquete sean los posibles métodos de - - recuperación secundaria a emplear.

Las ecuaciones necesarias para determinar datos de permeabilidad relativa k_g/k_o , se obtienen en este caso de la definición de la -- relación gas-aceite producido instantáneo R.

$$R = \frac{\text{gas producido por día @ c.s.}}{\text{aceite producido por días @ c.s.}}$$

$$R = \frac{q_{gd} + q_{gl}}{q_o} = R_s + \frac{q_{gl}}{q_o} \quad \text{II.14}$$

$$\text{como } q_{gl} = \frac{C k k_g h (p_{ws} - p_{wf})}{\mu_g B_g \log(r_e/r_w)}$$

$$q_o = \frac{C k k_o h (p_{ws} - p_{wf})}{\mu_o E_o \log(r_e/r_w)} \quad \text{II.15}$$

sustituyendo las ecuaciones II.15 en la ecuación II.14 obtenemos:

$$R = R_s + \frac{k_g \mu_o B_o}{k_o \mu_g B_g} \cdot \frac{k_g}{k_o} = (R - R_s) \frac{\mu_g B_g}{\mu_o B_o} \quad \text{II.16}$$

La ecuación II.16, además contiene los factores volumétricos B_o y B_g , las viscosidades μ_o y μ_g , que son función de la presión y pueden determinarse de correlaciones o de datos P.V.T.. La relación de permeabilidad relativa gas-aceite k_g/k_o , es función de la - - saturación total de líquido existente en el yacimiento;

$$S_L = S_w + S_o = S_w + \left[\frac{N - N_p}{N} \frac{E_o}{B_{ob}} (1 - S_w) \right] \quad \text{II.17}$$

donde N_{p_o} es el volumen de aceite original @c.y., $N_p B_o$ volumen -

producido @ c.y., y $(N - N_p)E_0$ es el aceite remanente en el yacimiento @ c.y., S_L saturación de líquido, y S_g la saturación de gas. El valor de S_w puede obtenerse de registros geofísicos o de análisis de núcleos; el término del volumen original de aceite N , será estimado de consideraciones volumétricas y/o cálculos de Balance de materia. El aceite producido acumulado será dato de producción disponible. Los factores de volumen del aceite B_0 y B_{0b} son datos disponibles de correlaciones o de datos P.V.T., en una prueba de presión de fondo, o muestras recombinadas de fluidos del yacimiento.

En la tabla II.1 se sugiere un medio conveniente para realizar el cálculo de la relación de permeabilidad relativa gas-aceite k_g/k_0 usando las ecuaciones II.16 y II.17.

La producción suficiente y los datos de presión de yacimientos estarán más disponibles para definir la curva completa de la relación de saturaciones de líquido altas. Sin embargo esta curva es de valor considerable, ya que permite checar valores de datos derivados de aproximaciones empíricas, o aún de determinaciones de laboratorio para el comportamiento de la permeabilidad relativa gas-aceite.

La permeabilidad relativa determinada de datos de producción, es tratada estadísticamente del yacimiento completo, e incluye los efectos de mojabilidad, tensiones interfaciales de los fluidos y otras heterogeneidades peculiares del sistema actual, que no pueden considerarse en otros métodos, es la curva más verídica, que las de correlaciones y aún que las determinadas de análisis de muestras.

II.A.2.3.2 METODO DE DESPLAZAMIENTO EN REGIMEN TRANSITORIO.

La ecuación de Welge, es una extensión de la ecuación de avance frontal de Buckley y Leverett, y hace posible la determinación de la permeabilidad relativa como una función válida de la satura--

1	2	3	4	5	6	7	8	9
p	N_p	R	$\frac{N-N_p}{N}$	$\frac{B_o}{B_g}$	$S_e S_w (1-S_v)$ (4)-(5).	$F = \frac{B_o A_o}{B_g A_g}$	R_s	$\frac{k_g = R - R_s}{k_o F}$
paio.	stb.	scf stb.						
p_1	N_{p1}	R_{p1}	$\frac{N-N_{p1}}{N}$	$\frac{B_{o1}}{B_{ob}}$	etc.	$F_1 = \frac{B_{o1} A_{o1}}{B_g A_g}$	R_{s1}	$\frac{k_g = R_{p1} - R_{s1}}{k_o F_1}$
p_2	N_{p2}	R_{p2}	$\frac{N-N_{p2}}{N}$	$\frac{B_{o2}}{B_{ob}}$	etc.	etc.	R_{s2}	etc.
↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓

Tabla II.1 Procedimiento de cálculo de la permeabilidad relativa a partir de datos de producción.

ción promedio en las muestras, por medio de un método rápido y seguro que es el de desplazamiento en régimen transitorio en base a estadísticas para la máxima utilidad en los cálculos de yacimientos. En la solución de la ecuación de avance frontal, Welge supone que el sistema es lineal y homogéneo, y siguiendo con una práctica usual en los cálculos de yacimientos, suprime el término de presión capilar en el sistema, la cual es necesaria para estimar las fuentes principales de error causadas por gradientes de presión capilar durante el experimento con una muestra.

Puede aumentarse la diferencia de presión, para reducir el efecto de frontera y el tiempo de residencia de la zona de flujo estabilizado, así la permeabilidad relativa se vuelve independiente del gasto. El uso de aceite como fase desplazada, teniendo viscosidad de 25 cp., también reduce la zona de flujo estabilizado, proporcionando así una relación válida en un amplio rango de saturación. Las ecuaciones siguientes fueron desarrolladas por Welge para establecer una relación válida entre la permeabilidad relativa y la saturación promedio para un sistema gas-aceite:

$$\bar{S}_g = S_{g2} = f_o G_{im} \quad f_o = d\bar{S}_g/dG_{im} \quad \text{II.18}$$

donde f_o puede obtenerse midiendo la inclinación en la curva que representa a la historia de producción a cualquier valor de inyección dado G_{im} .

$$f_o = \frac{q_o}{q_T} = \frac{q_o}{q_o + q_g} \quad \text{II.19}$$

sustituyendo la ecuación de Darcy, aplicada al aceite y al gas en la ecuación II.19.

$$f_o = \frac{\frac{k_o A \Delta p}{\mu_o \Delta L}}{\frac{k_o A \Delta p}{\mu_o \Delta L} + \frac{k_g A \Delta p}{\mu_g \Delta L}} = \frac{\frac{k_o}{\mu_o}}{\frac{k_o}{\mu_o} + \frac{k_g}{\mu_g}} = \frac{1}{1 + \frac{k_g \mu_o}{\mu_g k_o}} \quad \text{II.20}$$

dejando k_g/k_o de la ecuación II.20 obtenemos:

$$\frac{k_g}{k_o} = \frac{\mu_g}{\mu_o} \left(\frac{1 - f_o}{f_o} \right) \quad \text{II.21}$$

donde $f_o + f_g = 1$ para un sistema de dos fases, y f_g es la fracción de gas en la corriente de flujo medida a las mismas condiciones que f_o .

El procedimiento puede realizarse como lo indica el ejemplo de la tabla II.2 que se realizó en núcleos del campo Crashing de Oklahoma. El volumen de aceite producido acumulado V_o , se lee simultáneamente con el gas producido en cm^3 . El tiempo transcurrido --- también se registra simultáneamente, por si se desea separar el cálculo de las permeabilidades relativas de su relación.

Como los volúmenes medidos de gas son la suma del gas y aceite --- producido V_{g+o} , el volumen real del gas producido V_g , es $V_{g+o} - V_o$, medido a presión barométrica. V_g y V_o se listan en las columnas 1 y 2 respectivamente. Como el gas remanente en la muestra es --- igual al aceite desplazado, la saturación de gas promedio \bar{S}_g , es igual a V_o en el volumen poroso.

El tiempo de medición de gas (seg.) y aceite producidos se expone en la columna 3. El volumen de gas producido G_{pm} , reducido a la presión media \bar{p} , esta dado en la columna 4. donde $\bar{p} = (p_i + p_e)/2$, p_i es la presión de entrada y p_e la presión de salida que usualmente es la barométrica.

Cuando se aplica la ecuación de avance frontal con base a la --- ecuación de Welge, ésta supone el mismo volumen de flujo en todos los puntos del sistema.

Como el gas se expande con el gradiente de presión en la medición del desplazamiento, resalta la pregunta de cuál es la magnitud de el error involucrado.

Afortunadamente Owens W.W.³¹ ha demostrado que la expansión del gas no causa un error apreciable en la presión media del gas en el interior del núcleo.

El gas inyectado total G_{im} (col. 5) a presión media debe ser --- igual al gas producido acumulado G_{pm} (col. 4), además el gas ---

Vg, gas producido acumulado, volúmenes de poro.	Vo, aceite producido acumulado, volúmenes de poro = \bar{S}_o	Tiempo en que inicia la inyección, segundos.	Qpm, gas producido corrido a la presión media, volúmenes de poro (NO.85)	Glm, gas inyectado, volúmenes de poro = (4) x (2).	ΔS_o cambio en \bar{S}_o por diez cambios en Glm, de la curva de la historia de producción	f _g , fracción de aceite en la salida de flujo = (6)/(15) x 2.303	kg/ko, relación de permeabilidades = E1 - (71)/(17) x (180).	ΔS_g , diferencia entre la saturación promedio de gas y la saturación de gas en la terminal = (7) x (5).	S _{ga} , saturación de gas en la terminal, volúmenes de poro = (2.149).	S _o , saturación de aceite en la terminal, volúmenes de poro = 1.00 - (10).
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0.531	0.0922	56.8	0.452	0.544	0.0867	0.0684	0.0115	0.0372	0.0550	0.945
1.13	.116	77.2	.962	1.08	.0892	.0359	.0227	.0388	.0772	.923
2.35	.141	103	2.00	2.14	.1126	.0226	.0363	.0488	.0922	.908
4.61	.170	138	4.09	4.26	.1204	.0123	.0680	.0524	.118	.882
9.76	.204	188	8.31	8.51	.1220	.00622	.135	.0529	.151	.849
19.7	.239	257	16.6	17.0	.1309	.00334	.253	.0568	.182	.818
30.9	.263	315	26.3	26.6	.1306	.00213	.397	.0567	.206	.794
62.0	.300	440	52.8	53.1	.1337	.00109	.776	.0579	.242	.756
124	.338	632	106	106.3	.1322	.000540	1.57	.0574	.281	.719
249	.374	930	212	212.4	.1277	.000261	3.24	.0554	.319	.681
313	.497	4621	3849	2649.5	.0969	.000060	53.2	.0421	.445	.545

Datos de la prueba: volumen poroso 1.606 ml., presión barométrica 76.10 cm., presión diferencial 26.61 cm., temperatura 79.7°F, viscosidad del aceite 21.85 cp., viscosidad del gas 0.0185 cp., $p/\bar{p} = 0.851$, $A_1/A_2 = 1.181$, en el núcleo K-41 de arena Bartlesville, campo Cushing, Oklahoma.

Tabla II.2 Procedimiento de cálculo de la permeabilidad relativa y las saturaciones a partir de pruebas de desplazamiento.

remanente \bar{S}_g , en la muestra (col. 2), los dos volúmenes posteriores también son a presión media. \bar{S}_g es equivalente al aceite producido. Con \bar{S}_g y G_{1m} evaluamos f_o , medida en la cara de salida de la muestra basándose en la ecuación II.18, evaluando la inclinación de la curva obtenida en la gráfica semi-logarítmica de G_{1m} como función de \bar{S}_g . Así la curva obtenida es la correspondiente a la historia de producción.

Mediante una recta tangente a la curva de producción a el valor deseado de G_{1m} , $\Delta\bar{S}_g$, (col. 6) y se lee de un ciclo en la escala logarítmica, La fracción de aceite f_o (col. 7) en el fluido producido se obtiene de:

$$f_o = \frac{\Delta\bar{S}_g}{\ln 10 G_{1m}} = \frac{\Delta\bar{S}_g}{2.303 G_{1m}} . \text{ La relación de permeabilidades } k_g/k_o \text{ --}$$

(col. 8) puede calcularse con la ecuación II.21. La diferencia $\Delta S_g = \bar{S}_g - S_{g2}$, entre la saturación de gas promedio \bar{S}_g (col. 2) de la muestra y la saturación de gas, S_{g2} en la salida de la muestra, es igual a el producto de la fracción de aceite por la inyección acumulativa de gas $f_o G_{1m}$ de la ecuación II.18. Entonces --

$f_o = \Delta\bar{S}_g / (2.303 G_{1m})$; (col. 7), $\Delta S_g = f_o G_{1m} = 0.4343 \Delta\bar{S}_g$. La saturación de gas S_{g2} (col. 10), en la salida de la muestra y que se aplica en la ecuación II.18, es igual a $\bar{S}_g - \Delta S_g$ (col. 2 a 9). las saturaciones de aceite, $S_o = 1 - S_{g2}$, consistente con las relaciones calculadas k_g/k_o , también enlistadas en la columna 11.

II.A.3 DRENE E IMBIBICION DE LA PERMEABILIDAD -- RELATIVA GAS-ACEITE.

Se ha reconocido la existencia de la histéresis en la relación de la permeabilidad relativa hace ya bastantes años, así como la -- importancia del cambio de dirección en la saturación. Generalmente se cree que la permeabilidad relativa es una función sólo de -- la saturación para una dirección dada del cambio de saturación , pero existe una diferencia en las curvas de permeabilidad relativa para distintos cambios de saturación en las diferentes direc-- ciones. La Ingeniería de Yacimientos conciente de este fenómeno -- (histéresis), seleccionará la curva de permeabilidad relativa -- apropiada para el proceso de recuperación de interés.

Las direcciones en el cambio de saturación se denominan drene e -- imbibición. En un sistema de dos fases, un incremento en la saturación de la fase mojanete se refiere a la imbibición, un decremen-- to en la saturación de la fase mojanete es llamada drene. El meca-- nismo de recuperación de empuje de gas en solución es controlado por la permeabilidad relativa al aceite y gas en que la satura-- ción de la fase mojanete crece. En el mecanismo de inyección de -- agua al yacimiento rocoso mojanete por agua, la saturación de la fase mojanete se incrementa. Estos dos juegos de curvas de permea-- bilidad relativa gas-aceite y agua-aceite, no tienen la misma --- relación a la saturación de la fase mojanete, esta diferencia no se debe básicamente a las propiedades de cada uno de los fluidos, es resultado de la diferencia en el cambio de la dirección de la saturación.

Las propiedades de flujo de los procesos de drene e imbibición -- difieren porque existe un atrapamiento de la fase no mojanete du-- rante la imbibición, y cuando ocurre el drene, esta misma fase -- (no-mojanete) ocupa los canales de flujo más favorables. Durante la imbibición, una parte de la fase no-mojanete se desvía por el --

incremento de la fase mojan-te, permitiendo a la otra parte de la fase no-mojante permanecer inmóvil, esta parte atrapada no contribuye al flujo de la fase no-mojante, y una saturación dada la permeabilidad relativa a la fase no-mojante es menor siempre en el proceso de imbibición que en la dirección de drene. Este concepto de que una parte de la fase no-mojante móvil y otra parte inmóvil, ha sido usado para desarrollar ecuaciones para calcular la permeabilidad relativa en el proceso de imbibición.

En sistemas de dos fases, la histéresis se nota más en la permeabilidad relativa a la fase no-mojante que en la fase mojan-te. La histéresis en la permeabilidad relativa a la fase mojan-te es muy pequeña y así es difícil distinguir el error experimental normal. De conceptos de permeabilidad relativa aceptados, se considera que la curva de permeabilidad relativa gas-aceite, es la misma que se obtiene de cualquier otro sistema de dos fluidos, proporcionando un fluido completamente mojan-te y otro no mojan-te.

Las propiedades de flujo durante los procesos de drene e imbibición, además de mostrar una histéresis por atrapamiento, exhiben una histéresis de arrastre. Esta se observa durante una reducción aparente en la presión capilar entre los ciclos de drene e imbibición a una saturación dada de la fase no-mojante continua, en que el resultado de cada diferencia en el ángulo de contacto entre el avance y retroceso de la interfase o un cambio en la tensión interfacial, posiblemente ocasionado por causas semejantes como: impurezas del medio poroso concentradas en la interfase como en este retroceso.

II.A.4 CALCULO DE LA PERMEABILIDAD RELATIVA EN EL PROCESO DE IMBIBICION.

Las ecuaciones para calcular la permeabilidad relativa para el proceso de imbibición fueron derivadas por Carlon S.L.²⁵ a partir de la teoría de la dependencia de la permeabilidad relativa de la distribución del tamaño del poro, en el desarrollo de estas ecuaciones, se supone que: durante la imbibición la fase no-mojante puede manejarse como dos saturaciones separadas, ya que se considera -- que parte de la fase no-mojante es atrapada y no contribuye al -- flujo, pero la parte móvil de la fase no-mojante puede usarse -- como la saturación del fluido no mojanete que se usará en el cálculo de la permeabilidad relativa. La saturación de la fase móvil no-mojante se calcula de la relación de la saturación residual de la fase no-mojante después de iniciar la imbibición desde una -- saturación inicial establecida en la dirección de drené. Las saturaciones de gas residuales de pruebas de imbibición en el laboratorio, se supone que serán las saturaciones residuales correctas o críticas de la fase no-mojante de una curva de permeabilidad relativa en el proceso de imbibición. Las relaciones entre la saturación inicial y residual de gas, son una curva con pendiente característica que puede aproximarse por la ecuación:

$$\frac{1}{S_{gr}^*} - \frac{1}{S_{gi}^*} = C \quad \text{II.22}$$

donde la constante C es una característica del entrampe de la roca porosa, S_{gr}^* y S_{gi}^* , son las saturaciones de gas residual e inicial efectivas respectivamente expresadas en fracción del volumen poroso ocupado por la fase mojanete irreductible. Las saturaciones efectivas están relacionadas a las saturaciones ordinarias por -- medio de las siguientes ecuaciones:

$$S_{gr}^* = \frac{S_{gr}}{(1 - S_{or})} \quad \text{II.23}$$

$$S_{gi}^* = \frac{S_{gi}}{(1 - S_{or})} \quad \text{II.24}$$

donde S_{gr} y S_{gi} son las saturaciones de gas residual e inicial -- respectivamente, y S_{or} es la saturación irreductible de aceite. La ecuación II.22 sirve para calcular la constante que se empleará junto con las ecuaciones II.23 y II.24 para evaluar la saturación de gas móvil durante el ciclo de imbibición S_{gf}^* .

$$S_{gf}^* = \frac{1}{2} \left[S_g^* - S_{gr}^* + \sqrt{(S_g^* - S_{gr}^*)^2 + (4/C)(S_g^* - S_{gr}^*)} \right] \quad \text{II.25}$$

donde S_g^* es la saturación efectiva de gas total, incluyendo el gas atrapado. La permeabilidad relativa al gas k_g , para el proceso de imbibición se calcula con:

$$k_{g,imb} = S_{gf}^{*2} \left[1 - (1 - S_{gf}^*)^{\epsilon-2} \right] \quad \text{II.26}$$

donde ϵ es un factor de la distribución del tamaño de poro, los valores de ϵ y C se determinan empíricamente de datos apropiados de laboratorio.

En el cálculo de una curva de permeabilidad relativa al gas en el proceso de imbibición, se selecciona el punto donde se inicia la imbibición, a este punto corresponde la máxima saturación y es establecida por el drenaje de aceite. Después de convertir estas saturaciones a efectivas, se procede a calcular la saturación de gas móvil S_{gf}^* , ya que esta se usará en la ecuación II.26 para calcular la permeabilidad relativa al gas k_g , una vez obtenida, es graficada contra la saturación de gas S_g o S_g^* usadas en los cálculos.

El valor ϵ para alundum# es de 3.2 (poro casi uniforme), para muestras de arenisca de Berea la constante $\epsilon = 3.0$, y C para alundum será de 4.617, para arenisca de Berea $C = 1.273$.

Marca comercial de alumina fundida usada en la fabricación de abrasivos y de refractarios.

II.B SISTEMA AGUA-ACEITE.

II.B.1 INTRODUCCION.

Las propiedades de flujo agua aceite en la roca del yacimiento se usan generalmente para calcular la recuperación de aceite. Además para evaluar la conveniencia de inyectar agua al yacimiento para incrementar la recuperación en una segunda fase de producción en el yacimiento.

En la actualidad se ha ampliado el uso de la teoría del avance --- frontal de Buckley y Leverett en la evaluación de las características de flujo. Welge ha desarrollado ecuaciones más simples a -- partir de dicha teoría, para calcular las relaciones de permeabilidad relativa-saturación.

Las características de permeabilidad relativa de la roca del yacimiento son muy importantes para el diseño de una inyección de - agua, cuando estas características se determinan apropiadamente, son una medida del efecto combinado de la geometría de los poros, la mojabilidad, la distribución de los fluidos, la saturación y la historia de saturación .

La medición de la permeabilidad relativa incluye principalmente - la determinación del gasto de aceite y agua a una saturación de - fluidos conocida y a una presión diferencial específica. A partir de estas medidas se pueden calcular las permeabilidades relativas a los fluidos.

Los primeros investigadores propusieron métodos que fijarían la la saturación de los fluidos, estos métodos fueron: el método de Hassler, Penn State, Núcleo Dinámico Simple, y el de Alimentación Dispersa. Algunos de estos métodos intentan eliminar los efectos de frontera que se manifiestan en gradientes de saturación.

El método de Régimen Continuo desciende de las diferentes técni-- cas antes mencionadas. En este método agua y aceite se inyectan -

simultáneamente en una relación fija, se mide la presión diferencial durante el flujo y a partir de este valor se determinan las permeabilidades relativas al agua y al aceite. Algunas veces las saturaciones se miden pesando la muestra o determinando su resistividad eléctrica.

Alguno de los métodos anteriores han sido ya tratados en secciones anteriores por lo que al tratarse para éste sistema (agua---aceite) se hará brevemente.

Existen otros medios para evaluar la permeabilidad relativa por medio del uso de la distribución del tamaño de poro, características de presión capilar. Aunque usando estos medios se ha obtenido escaso éxito, serán tratados también algunos de ellos.

II.B.2 OBTENCION.

II.B.2.1 METODOS DE LABORATORIO.

II.B.2.1.1 METODO DINAMICO.

Este método fué desarrollado por Morse, Terwilliger y Yuster²⁶ --- para simplificar el proceso experimental así como los aparatos, - para que el procedimiento se hiciese rutinario en muestras pequeñas, ya que algunas veces resulta difícil y costoso el proceso -- experimental.

El presente método se basa en la suposición de que es posible --- lograr un íntimo contacto capilar entre las superficies lisas del núcleo, con el propósito de eliminar cualquier efecto de -- frontera, pensando en esto se planeó incrustar al núcleo en un -- portamuestras, entre dos piezas del mismo tipo de núcleo de arena

La figura II.24 muestra el sistema de aparatos que usa este método. La cabeza mezcladora donde se establece el flujo simultáneo de agua y aceite, consiste de dos cámaras con las entradas al portamuestras separadas, con la cabeza mezcladora es posible establecer un flujo de dos fluidos simultáneamente y distribuidos al -- mismo nivel en la sección transversal de la cara de entrada del -- núcleo de prueba. Posteriormente los fluidos se conducen hacia un segundo disco de arena permeable, el diafragma perforado es para emparejar la distribución del flujo de fluidos. El arreglo de --- salida consiste sólo de un núcleo que al igual que el primero --- puede incluir un electrodo, además esta sección la cubierte de -- Lucita incluye conexiones para la salida de fluidos. La cabeza -- mezcladora y el arreglo de salida también incluyen conexiones para manómetros, todo montado en plástico térmico, y para desmontar

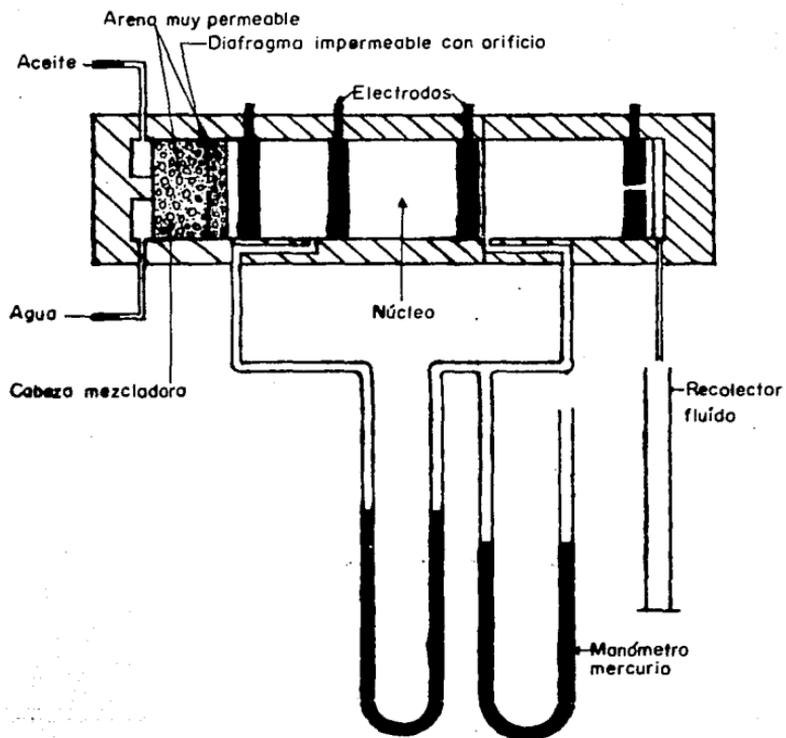


Fig. II.24 Aparato de permeabilidad relativa. Método Dinámico.

ESTA TESIS NO DEBE
SALIR DE LA BIBLIOTECA

rápídamente a la muestra, el portamuestras incluye una abrazadera.

El experimento tiene la siguiente secuencia: primero se mide la permeabilidad absoluta al aire en cada muestra y se determina el peso de la misma muestra limpia y seca, para luego forzar salmuera a la cabeza mezcladora con 85 psi. de presión, manteniendo en operación a la bomba de vacío, desconectándola hasta que aperece la salmuera en la salida, continuando con el flujo de salmuera un tiempo razonable. El núcleo es desmontado y se lleva a pesar en una balanza para determinar el volumen poroso, posteriormente se vuelve a montar el núcleo y se determina su permeabilidad absoluta a la salmuera y se mide la resistividad del núcleo.

Después se re-inicia con la introducción de un ligero flujo de aceite que se administra mediante una pequeña bomba de engranes de velocidad variable y así proporcionar cualquier gasto deseado, y es accionado por un motor eléctrico. Mediante una válvula de inyección en cada una de las líneas de alimentación de fluidos se impone la relación de gastos de fluidos. Se hacen fluir los gastos de aceite y agua hasta alcanzar el equilibrio, en estas condiciones se miden: la caída de presión a través del núcleo de prueba, los gastos y la conductividad eléctrica. Los fluidos producidos se recolectan en un dispositivo apropiado para su medición en un intervalo de tiempo determinado. Así con los datos obtenidos se procede a calcular la permeabilidad relativa para el sistema agua-aceite, después se repiten las mediciones a diferentes relaciones de gastos y por lo tanto diferentes saturaciones hasta completar la curva de permeabilidad relativa agua-aceite contra la saturación, debe hacerse notar que algunas veces se efectúa una calibración del peso del núcleo de prueba con el valor de la resistividad eléctrica para conocer posteriormente las saturaciones del núcleo de prueba en cada una de sus corridas como un evento extra para verificar bien. Este método es válido ya que -

ha sido comparado con los otros trabajos y en especial con aquellos que usan también las curvas de resistividad eléctrica contra la saturación.

Leverett³² ha reportado otro método que es muy similar al que se acaba de describir, con la diferencia de que usa un núcleo más largo y dividido en siete secciones, pero los resultados son idénticos.

Caudle, Slobod y Brownscombe²⁷ publicaron otro procedimiento al que llamaron método de Desplazamiento Dinámico.

II.B.2.1.2 METODO DE DESPLAZAMIENTO DINAMICO.

Después de que Yuster²⁶ describió su método Dinámico, este ha sido el método patrón a seguir, es el caso del método presente.

Esencialmente el método es igual, sólo difiere en el uso del porta-núcleos tipo Hassler y en las bombas de gasto constante de desplazamiento positivo para alcanzar los gastos de flujo deseada. La figura II.25 muestra un diagrama del equipo usado, el núcleo se coloca en la parte central de las tres secciones que se encuentran en el porta-núcleos, de manera semejante las terminales se extienden más allá de las tomas de presión. El núcleo de prueba tiene antes y después unos topes del mismo materia u otro similar, para distribuir el flujo en la cara del núcleo de prueba y así eliminar cualquier gradiente de saturación que puede ser causado por un efecto de frontera. La primer sección esta precedida además de una sección de pre-mezclado y es de un material poco poroso, también por una placa de plástico con un orificio en el centro.

Este tipo de arreglo permite mediciones de presión en la muestra sin que intervengan las caras de la misma, ya que de otra forma podrían introducir errores en las mediciones.

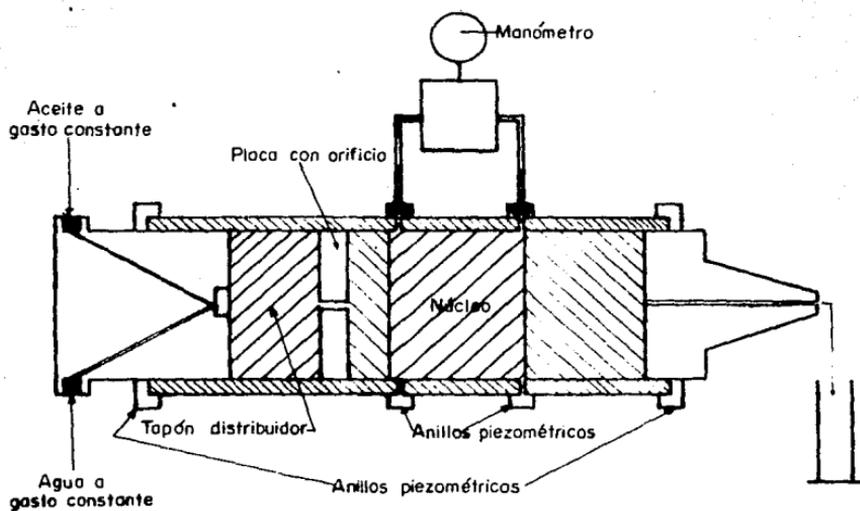


Fig. II. 25 Diagrama del aparato de permeabilidad relativa.
Método de Desplazamiento Dinámico.

El procedimiento de este método para determinar la relación de permeabilidad relativa del sistema agua-aceite es el que a continuación se describe: La muestra de prueba, saturada con aceite y con agua congénita, se coloca en el aparato y en estas condiciones se mide la permeabilidad efectiva al aceite. Se introduce simultáneamente un pequeño flujo de agua con aceite al núcleo para incrementar la saturación de agua en el mismo, cuando el sistema se aproxima al equilibrio, se procede a medir la caída de presión que se estabiliza cuando las saturaciones permanecen constantes. Esta caída de presión y el gasto pre-establecido permiten calcular la permeabilidad relativa, y la saturación correspondiente se obtiene desmontando el núcleo de prueba y determinando su peso en una balanza analítica. Así sucesivamente la muestra se reinstala en el portanúcleo y el proceso se repite aumentando cada vez la saturación de agua para completar la curva de la relación de permeabilidad relativa-saturación.

El punto final de la determinación, con la muestra reducida a la saturación residual de aceite mediante el empuje de agua, puede obtenerse con este método y estos aparatos, pero puede obtenerse más fácilmente usando una centrifuga de alta velocidad para obtener la condición de saturación y así se mide sólo la permeabilidad efectiva al agua en este punto.

De esta manera se complementa el método de Desplazamiento Dinámico que en esencia es el mismo que el método Dinámico y por lo tanto arroja casi los mismos resultados.

Básicamente los métodos anteriores son los que determinan más fácil y sencillamente las curvas de permeabilidad relativa en el sistema agua-aceite, aunque hay otro método experimental, este será tratado en una sección posterior, es el llamado método de Desplazamiento en Régimen Transitorio.

II.B.2.2 CORRELACIONES.

II.B.2.2.1 CORRELACION DE BURDINE.

Gates, J.I. y Lietz, W.T.³⁷ sugirieron, a partir de la ecuación I.28# del primer capítulo, una expresión para calcular la permeabilidad efectiva a la fase mojanete, haciendo notar que para una saturación del 100% en el medio poroso, es necesario integrar entre los límites de saturación 0.0 y 1.0, mientras que para una saturación fraccional dichos límites deben ser 0.0 y la S_w deseada, y también que el factor de litología de Purcell¹⁸ no puede ser el mismo para una saturación intermedia y una total, esto se hace evidente en el fenómeno que ocurre durante el proceso de imbibición, ya que para unos niveles dados de presión capilar y saturación del fluido mojanete, los capilares que intervienen en el flujo de esta fase, son aquellos cuya presión de desplazamiento es igual o mayor que P_c , por lo tanto así, no todos los capilares del sistema están disponibles al flujo de dicha fase. Como consecuencia de lo anterior, la constante de Kozeny C_k disminuye, al aumentar la saturación de la fase mojanete.

Con esta base Wyllie y Spangler¹⁰ emitieron una ecuación para la permeabilidad efectiva a la fase mojanete.

$$k_{ew} = \frac{C_c \sigma^2 \phi}{C_{kew}} \int_0^{S_w} \frac{dS_w}{P_c^2} \quad \text{II.28}$$

donde C_{kew} es la constante de Kozeny a dicha saturación S_w .

k_{ew} permeabilidad efectiva a la fase mojanete.

$$\text{como } k_w = \frac{k_{ew}}{k} = \frac{C_c \sigma^2 \phi C_k \int_0^{S_w} dS_w / P_c^2}{C_c \sigma^2 \phi C_{kew} \int_0^1 dS_w / P_c^2} \quad \text{II.29}$$

$$k_w = \frac{C_k \int_0^{S_w} dS_w / P_c^2}{C_{kew} \int_0^1 dS_w / P_c^2} \quad \text{II.30}$$

Desarrollada por Purcell.

pero si $C_k = GT$ entonces $C_{kew} = GT_{ew}$, y la ecuación anterior se transforma a:

$$k_w = \frac{T \int_0^{S_w} dS_w / P_c^2}{T_{ew} \int_0^1 dS_w / P_c^2} \quad \text{II.31}$$

Análogamente, la ecuación para calcular la permeabilidad relativa a la fase no mojanete es:

$$k_{nw} = \frac{T \int_0^{S_w} dS_w / P_c^2}{T_{enw} \int_0^1 dS_w / P_c^2} \quad \text{II.32}$$

Burdine¹⁷ desarrolló ecuaciones similares a las anteriores y son las siguientes:

$$k_w = \frac{X^2 \int_0^{S_w} dS_w / P_c^2}{X_{ew}^2 \int_0^1 dS_w / P_c^2} \quad \text{II.33}$$

en forma análoga la ecuación para la fase no-mojante es:

$$k_{nw} = \frac{X^2 \int_0^{S_w} dS_w / P_c^2}{X_{enw}^2 \int_0^1 dS_w / P_c^2} \quad \text{II.34}$$

A partir de una serie de investigaciones de varios autores, Burdine estableció la relación entre la saturación de la fase mojanete y el cociente del término de tortuosidad cuando el medio esta saturado con dicha fase, entre el término de tortuosidad efectiva, es decir:

$$S_w \text{ vs } X/X_{ew}.$$

Este cociente fué llamado factor de tortuosidad relativa de la fase mojanete X_{rw} y se expresa como:

$$X_{rw} = X/X_{ew} \quad \text{II.35}$$

Para la mayoría de los casos observados por Burdine, la correlación resultó casi lineal, por lo que consideró como una buena aproximación, a:

$$X_{rw} = \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \quad \text{II.36}$$

El término correspondiente a la fase no-mojante es:

$$X_{rnw} = 1 - \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \quad \text{II.37}$$

La relación de estas ecuaciones con los términos de tortuosidad de las ecuaciones de Burdine. Se obtienen las ecuaciones siguientes:

$$k_w = \left(\frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right)^2 \frac{\int_0^{S_w} dS_w / P_c^2}{\int_0^1 dS_w / P_c^2} \quad \text{II.38}$$

$$\text{y } k_{nw} = \left(1 - \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right)^2 \frac{\int_0^{S_w} dS_w / P_c^2}{\int_0^1 dS_w / P_c^2} \quad \text{II.39}$$

También éstas reciben el nombre de ecuaciones de Burdine.

Purcell, y Fatt y Dykstra²⁸ desarrollaron ecuaciones, también a partir de datos de presión capilar, llegando a ecuaciones de la siguiente forma:

$$k_w = \frac{\int_0^{S_{wi}} dS_w / P_c^n}{\int_0^1 dS_w / P_c^n} \quad \text{II.40}$$

$$\text{y } k_{nw} = \frac{\int_{S_{wi}}^1 dS_w / P_c^n}{\int_0^1 dS_w / P_c^n} \quad \text{II.41}$$

El valor del exponente n , para la ecuación de Purcell tiene un valor de 2, y para la ecuación de Fatt y Dykstra n es igual a 3.

II.B.2.2.2 CORRELACION DE PIRSON.

Pirson J.²⁹ ha derivado ecuaciones para las permeabilidades relativas de las fases mojan^{te} y no mojan^{te}, a partir de consideraciones petrofísicas para los procesos de drene e imbibición.

$$k_w = S_{wf}^{1/2} S_w^3 \quad (\text{imbibición y drene}) \quad \text{II.42}$$

$$k_{nw} = \left[1 - \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi} - S_{nw}} \right]^2 \quad (\text{imbibición}) \quad \text{II.43}$$

$$k_{nw} = (1 - S_{wf}) (1 - S_{wf}^{1/4} S_w^{1/2})^2 \quad (\text{drene}) \quad \text{II.44}$$

donde:

$$S_{wf} = \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \quad \text{II.45}$$

Las ecuaciones II.42, II.43, y II.44 fueron derivadas para rocas limpias, preferentemente mojables por agua y de porosidad intergranular. Mediante el uso de la ecuación de Archie $(R_o/R_t)^{1/2}$ puede sustituir a S_w .

La fase mojan^{te} es agua y la no mojan^{te} es aceite para este caso. La verificación de estas ecuaciones, se realizó con seis núcleos y usando el método Dinámico o el Penn State para un sistema aceite-salmuera durante el proceso de imbibición.

Los resultados se muestran en las figuras II.26 y II.27, haciendo además una comparación con resultados obtenidos de las ecuaciones II.42 y II.43. Debe hacerse notar que es de gran importancia para el uso de estas ecuaciones incluir un valor correcto de la saturación de agua irreductible.

La ecuación II.42 para la permeabilidad relativa de la fase mojan^{te}, proporciona valores muy aproximados en la porción más inclinada de la curva de salmuera, aunque esta porción de la curva se considera que es de poca importancia, la mayor parte de la curva se encuentra en saturaciones de salmuera que son más grandes que la saturación de aceite residual.

Las saturaciones de salmuera de mayor interés son aquellas que se encuentran entre la saturación de salmuera irreductible y de aceite residual. Entonces la ecuación II.42, produce también --- valores altos comparados con los valores experimentales en esta región, se realiza un ligero ajuste empírico para obtener curvas más ajustadas a las experimentales. Este ajuste consiste en usar un exponente "2" para la relación (R_o/R_t) , en vez de "3/2" que se derivó de la teoría.

De las investigaciones anteriores, se concluyó que para obtener resultados empíricos aceptables es conveniente el uso de las ecuaciones II.42 y II.43, con la modificación ya mencionada, quedando las ecuaciones para el flujo simultáneo de aceite y agua en rocas de porosidad intergranular y preferentemente mojables por agua, de la siguiente forma:

$$k_w = S_{wf}^{1/2} (R_o/R_t)^2 \quad \text{II.46}$$

$$\text{y } k_o = \left[1 - \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi} - S_{nwi}} \right]^2 \quad \text{II.47}$$

Donde el agua fluye en la dirección de imbibición cuando se usan estas últimas ecuaciones, haciendo hincapié de que debe usarse un valor razonablemente exacto de la saturación irreductible de la fase mojante.

S_{nwi} Saturación de la fase no mojante irreductible.

S_{wf} Saturación de la fase mojante libre en el espacio poroso disponible al hidrocarburo.

II.B.2.3 OTROS METODOS.

II.B.2.3.1. A PARTIR DE DATOS DE PRODUCCION.

En el desplazamiento inmiscible de aceite por agua, es necesario conocer los datos de permeabilidad relativa entre los fluidos --- desplazados y desplazantes, resulta muy difícil conocer el valor exacto de la permeabilidad relativa en un sistema agua-aceite---roca, debido a problemas en el pozo y en la formación, tales como:

- 1) Conificación del agua de la formación subyacente.
- 2) Producción alternada o simultánea de secciones de arena y lú tita, que tengan alta saturación de agua móvil.
- 3) Producción simultánea de aceite y agua de una sección que -- tiene una extensa zona de transición antes del contacto --- agua-aceite.
- 4) Problemas desconocidos de intrusión de agua por fallas en la cementación del pozo.

Para casos prácticos, donde la información resultante podría ---- usarse para calcular k_w/k_o , esto es, suponiendo que no hay proble- mas como los que se acaban de mencionar, el desarrollo de las --- ecuaciones a usar es el siguiente:

En base a la relación agua-aceite, que se define como:

$$\text{WOR} = \frac{\text{gasto de agua producida al día @ c.s.}}{\text{gasto de aceite producido al día @ c.s.}}$$

$$\text{o sea } \text{WOR} = \frac{q_w}{q_o} \quad \text{II.48}$$

$$\text{como } q_w = \frac{c k k_w h (P_{ws} - P_{wf})}{\mu_w B_w \log(r_e/r_w)} \quad \text{II.49}$$

$$\text{y } q_o = \frac{c k k_o h (P_{ws} - P_{wf})}{\mu_o B_o \log(r_e/r_w)} \quad \text{II.50}$$

sustituyendo q_w y q_o en la ecuación II.48 obtenemos:

$$\text{WOR} = \frac{k_w \mu_o B_o}{k_o \mu_w B_w} \quad \text{II.51}$$

suponiendo que $(p_{ws}-p_{wf})_o = (p_{ws}-p_{wf})_w$:

$$(r_e)_o = (r_e)_w \quad \text{y}$$

$$h_o = h_w .$$

Ahora despejando a k_w/k_o :

$$k_w/k_o = (\text{WOR}) \frac{\mu_w B_w}{\mu_o B_o} \quad \text{II.52}$$

Para el uso de esta ecuación es necesario conocer simultáneamente la relación agua-aceite en producción, el tiempo y las presiones correspondientes. Las propiedades de los fluidos pueden determinarse en el laboratorio de producción, o en el otro caso, del uso de correlaciones como las de Beal, Dodson y Standing, etc.

II.B.2.3.2 METODO DE DESPLAZAMIENTO EN REGIMEN ---

TRANSITORIO.

Partiendo de la relación de Welge para el desplazamiento de aceite por agua, que es:

$$\bar{S}_w - S_{w2} = f_o W_1 \quad \text{II.53}$$

\bar{S}_w saturación promedio de agua (fluido desplazante).

S_{w2} saturación de agua en la salida de la muestra.

f_o fracción de aceite en la salida de la corriente de flujo.

W_1 inyección acumulativa de agua .

$$\text{además: } f_o = d\bar{S}_w/dW_1 . \quad \text{II.54}$$

esto es, que la fracción de aceite f_o en la corriente de flujo de dos fases puede obtenerse determinando la tangente a la curva de la historia de producción, en cualquier valor dado de inyección de agua W_1 , o si el fluido se recolecta en forma separada, f_o se determina por la relación del gasto de aceite recolectado de el - total producido. También:

$$f_w = \frac{q_w}{q_t} = \frac{q_w}{q_w + q_o} = (1 - f_o) \quad \text{II.55}$$

desarrollando de forma similar a la ec. II.18, obtenemos:

$$f_o = \frac{1}{1 + \frac{k_w \mu_o}{k_o \mu_w}} \quad \text{o} \quad \frac{k_w}{k_o} = \frac{\mu_w}{\mu_o} \frac{f_w}{(1 - f_w)} \quad \text{II.56}$$

Al igual que para el sistema gas-aceite de la sección II.A.2.3.2, el desarrollo de Welge para este caso, también esta basado en las suposiciones siguientes; el sistema poroso es lineal y homogéneo, y suprime el término de la presión capilar en el sistema, pero - este último concepto puede no influir demasiado si se usan altos gastos y aceites pesados (25 cp.).

El procedimiento y los aparatos usados es el siguiente:

La inyección de agua se efectúa desde una bomba de gasto constante A, figura II.26 a través del filtro B, hacia la entrada del - porta-muestras D, donde se encuentra montado el núcleo F, sos---

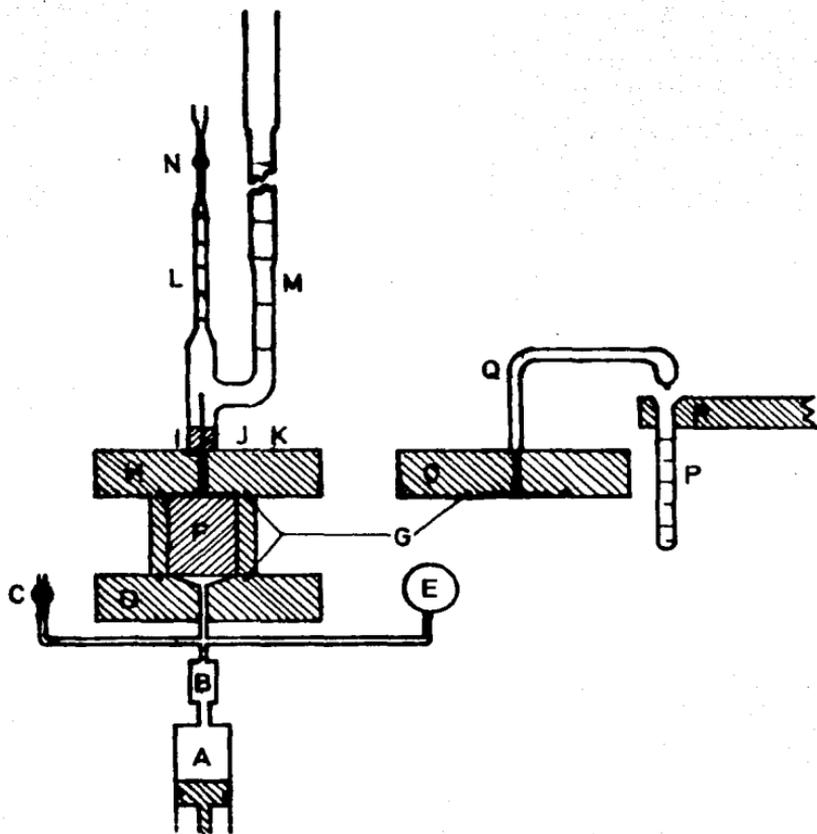


Fig. II.26 Aparato de permeabilidad relativa agua-aceite. Método de Desplazamiento en régimen no-continuo.

tenido con anillos G, debe cuidarse que no haya burbujas de aire entre el núcleo y la tapa H, de salida del porta-muestras. Como el núcleo está sostenido con anillos, debe expulsar el exceso de agua a través de la válvula C, y a través de la aguja hipodérmica J, así con la aguja llena se inicia la inyección de agua.

El espacio K, en las caras del núcleo es mínimo, ya que sumado al volumen de la aguja J, es de 0.04 ml.

Las pipetas recolectoras L y M, están unidas por un tapón de goma I, se llenan de agua que pasa por la válvula N. El aceite será introducido abajo del nivel de agua a través de la válvula N, hasta que se establezca la interfase agua-aceite en la pipeta opuesta de alta graduación L, y se cierra la válvula N. Esta interfase aceite-agua sirve como una lectura de ceros y así no se necesita una corrección por el menisco. El exceso de agua se sifonea por el miembro M, del recolector L-M.

Ambos lados del recolector son pipetas calibradas para medir directamente a 0.1 ml.; los volúmenes se estiman a \pm 0.01 ml..

La bomba inicia la inyección y el agua es expulsada por la válvula de presión C, hasta que se estabiliza el gasto de flujo a través del filtro. Como la inyección inicia cerrando la válvula C, el agua en el espacio K, es expulsada primero, requiriendo así una corrección por volumen de agua antes de recolectar el aceite. Los datos requeridos para establecer la curva de historia de producción son el volumen de aceite producido y el volumen de agua inyectado al núcleo. Como el aceite sólo se produce adelante del del rompimiento, el volumen de agua introducido es igual al aceite producido. Así el volumen de agua inyectada se obtiene automáticamente con el recolector de diseño dado, como el aceite producido desplazado es igual a un volumen de agua en el lado de agua del recolector (junto con el agua desplazada desde el espacio K).

El volumen total de fluidos producidos durante el experimento es igual a el total de agua inyectada, menos el agua inicialmente -- desplazada del espacio K.

El procedimiento de cálculo más común se muestra en la tabla ---- II.3 para una muestra del campo Dominguez de California. Los volu--
menes de aceite, agua y la producción total (cm^3), se convierten
en porcentajes del volumen poroso total de la muestra. La produc--
ción de aceite de cada intervalo se enlista en la columna 1, y la
correspondiente producción de agua en la columna 2, (la produc--
ción de agua para el primer intervalo se observa que es cero, ---
porque toda el agua recolectada en este periodo es agua despla--
zada desde el espacio K).

En la columna 3 se tabulan los incrementos de agua inyectada ΔW_i
por intervalo, con esta misma producción total de fluidos (col. -
1+2). La producción acumulativa de aceite dada en la columna 4,
y la inyección acumulativa de agua en la columna 5. Hasta la ----
surgencia la inyección acumulativa de agua es igual a el aceite -
producido acumulado, pero después de la surgencia, la relación --
agua-aceite se incrementa rápidamente.

La saturación promedio de agua \bar{S}_w (col. 6) es igual a la produc--
ción acumulativa de aceite desplazado, más la saturación inters--
ticial de agua. La fracción de aceite f_o (col. 7) en el fluido --
producido es obtenido dividiendo el aceite producido en cada ----
intervalo (col. 1) entre ΔW_i -la producción total de fluido en -
cada intervalo (col. 3). La diferencia entre la saturación de ---
agua promedio \bar{S}_w y la saturación de agua terminal S_{w2} (en la cara
de salida del núcleo de prueba), de acuerdo con la ecuación II.53
es $f_o W_1$ y esta listada en la columna 8. La saturación de agua en
la terminal de salida de la muestra de prueba, listada en la ----
columna 9, se obtiene de la diferencia entre las columnas 6 y 8.
La saturación de aceite S_o (col. 10) es igual a $100.0 - S_{w2}$.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
19.88	0.00	19.88	19.88	19.88	59.54	1.000	19.88	39.66	60.34	0.000	0.000
3.80	2.02	5.82	23.68	25.70	63.34	.653	19.78	46.66	53.44	.347	.281
.74	4.96	5.70	24.42	31.40	64.08	.130	4.08	60.00	40.00	.870	3.54
.54	5.19	5.73	24.96	37.13	64.62	.0942	3.50	61.12	36.88	.906	5.09
.43	5.50	5.93	25.39	43.06	65.06	.0725	3.12	61.93	36.07	.928	6.77
.31	5.62	5.93	25.70	48.99	65.36	.0623	2.56	62.60	37.20	.946	8.59
2.33	48.60	50.93	28.03	99.92	67.69	.0457	4.57	63.12	36.88	.954	11.1
1.08	39.49	40.57	29.11	140.49	68.77	.0266	3.74	65.03	34.97	.973	19.4
1.59	79.25	80.84	30.70	221.33	70.36	.0167	4.36	66.00	34.00	.980	26.3
.77	52.05	52.82	31.47	274.15	71.13	.0146	4.00	67.13	32.87	.985	35.7
.43	51.43	51.86	31.90	326.01	71.56	.00829	2.70	68.66	31.14	.992	63.3
1.86	374.68	376.54	33.78	702.55	73.42	.00494	3.47	69.95	30.05	.996	107.
2.21	732.59	734.60	35.97	1437.35	75.63	.00301	4.33	71.30	28.70	.997	175.

Volumen de poro 2.56 cm³; agua intersticial 39.6%; $M_w/M_o = 0.529$; temperatura 77°F; gasto de inyección 40 cm³/hr. Nucleo 4; campo Dominguez, California.

Tabla II.3 Cálculo de la permeabilidad relativa agua-aceite y las saturaciones, a partir de pruebas de desplazamiento.

La fracción de agua f_w (col. 11) en la corriente de flujo es ---- igual a $1.00-f_o$. La relación de permeabilidad relativa k_w/k_o ---- (col. 12), puede calcularse con la ecuación II.56, usando la relación de viscosidades μ_w/μ_o a la temperatura de inyección.

Este proceso puede simplificarse sustituyendo la saturación de -- aceite promedio por la saturación de agua promedio en la columna 6 y eliminando la columna 9. La saturación de aceite promedio es la diferencia entre la saturación de aceite inicial (100 menos la saturación de agua intersticial) y la producción de aceite acumulativa (col. 4). La saturación de aceite final S_o (col. 10), es la suma de la saturación de aceite promedio más el producto de la -- fracción de aceite por la inyección acumulativa de agua $f_o W_1$.

La detrmnación gráfica de f_o de las pendientes de la curva de la historia de producción en papel semi-logarítmico, es decir:

$$f_o = d\bar{S}_w/dW_1$$

y de papel semi-logarítmico:

$$f_o = d\bar{S}_w/(W_1 \ln 10) = d\bar{S}_w/(2.303W_1).$$

CAPITULO III **PERMEABILIDAD RELATIVA DE**
SISTEMAS TRIFASICOS.

III.1 INTRODUCCION.

Generalmente en los yacimientos petroleros coexisten tres fases. En la parte superior del yacimiento la fase agua permanece estática y las otras (aceite y gas) se encuentran fluyendo. En la parte inferior del yacimiento es probable que no sólo la fase gaseosa permanezca estática, sino que probablemente no exista. Pero esto sucede cuando el yacimiento es grande en espesor y si actúa por su energía propia, además de otras propiedades del sistema.

Cuando el yacimiento para seguir fluyendo necesita de energía adicional como: inyección de agua, inyección de vapor, inyección de gas, combustión in-situ, etc. las tres fases fluirán simultáneamente, y para predecir el comportamiento del yacimiento con su nueva energía, es necesario conocer la relación entre las propiedades de los fluidos en el medio poroso y las corrientes de flujo. Esto condujo a que varios investigadores desarrollaran o ampliaran sus métodos experimentales, correlaciones y otros métodos para obtener curvas de permeabilidad relativa en sistemas trifásicos.

Leverett M.C. y Lewis W.B.³² efectuaron estudios exploratorios de las características de flujo de tres fases a través de arenas no consolidadas, aunque exploratorios, estos estudios lograron buenos resultados, como en su momento lo han reconocido investigadores más recientes.

Wyllie M.R.J. y Gardner G.A.F.³⁹ desarrollaron ecuaciones empíricas para determinar las relaciones de permeabilidad relativa en sistemas trifásicos durante el proceso de drene en diferentes tipos de rocas.

Corey A.T., Rathjens C.H., Henderson J.H. y Wyllie M.R.J.³⁴ también dedicaron investigaciones a el comportamiento de flujo en sistemas de tres fases en núcleos de Berea mojables por agua, y de sus conclusiones recomendaron un método de cálculo.

Naar J. y Wygal R.J.³⁶ propusieron una serie de ecuaciones para calcular las permeabilidades relativas durante el proceso de imbibición también para sistemas trifásicos.

Sarem A.M.³³ propuso un método de laboratorio que es una extensión del método de Régimen Transitorio que parte de la teoría de Buckley y Leverett.

Por último se presenta un modelo desarrollado por Stone H.L.³⁵ quien combinó la teoría del canal de flujo en el medio poroso con algunos conceptos de probabilidad obteniendo un resultado muy simple y bien aceptado para el cálculo de las permeabilidades relativas en sistemas de tres fases, usando datos disponibles de dos curvas de permeabilidad relativa (agua-aceite y gas-aceite).

III.2 OBTENCION.

III.2.1 METODOS DE LABORATORIO.

III.2.1.1 FACTORES QUE AFECTAN A LOS EXPERIMENTOS DE PERMEABILIDAD RELATIVA DE SISTEMAS TRIPASICOS.

Los factores que afectan a las mediciones de permeabilidad relativa en sistemas de tres fases son los mismos que afectan a la determinación experimental de la permeabilidad relativa gas-aceite y agua-aceite, es decir:

principalmente el efecto de frontera, expansión de gas, gasto de flujo, preferencia a la mojabilidad y la migración de una saturación parcial de agua.

Como ya se mencionó, el efecto de frontera puede reducirse usando materiales similares en ambos lados del núcleo de prueba y/o usar altos gastos de flujo, la expansión del gas no tiene mucho efecto si mantenemos la caída de presión entre las caras de entrada y salida del núcleo dentro de un cierto límite.

Se recomienda que el gasto de flujo a usar en los experimentos sea alto, ya que también así se logra controlar al efecto de frontera.

La preferencia a la mojabilidad de un núcleo de yacimiento, puede no ser la misma que la existente en el yacimiento y por esto deben hacerse pruebas de permeabilidad relativa a un mismo núcleo pero con diferentes preferencias a la mojabilidad, y posteriormente hacer una interpolación entre las curvas resultantes, esta interpolación se realizará de acuerdo a la verdadera mojabilidad de la roca del yacimiento.

El efecto de la migración de una saturación parcial de agua es un factor que no se ha tratado anteriormente, esto se hará a continuación:

Durante las pruebas de permeabilidad relativa simulando un yacimiento con empuje de gas, se requiere la presencia de una saturación de agua para representar al agua congénita del yacimiento. Si las saturaciones del núcleo se determinan gravimétricamente, esta agua debe permanecer constante. Aunque cualquier migración de agua, no hace que cambie la saturación promedio, las características de flujo gas aceite sí cambiarán. En un laboratorio, las saturaciones de agua pueden reducirse desplazandolas con aceite como en el método Dinámico, o por medio de barreras semi-permeables como en el método de Fase Estacionaria. En cada caso la saturación de agua alcanzará un equilibrio dependiendo de la presión capilar impuesta. Las condiciones de flujo subsecuentes alterarán este equilibrio capilar y la saturación de agua tiende a reajustarse para alcanzar un nuevo equilibrio. En cambio, si el núcleo ha sido previamente reducido a la saturación de agua "mínima irreductible", su movilidad para todo propósito práctico es cero, y así la migración no toma lugar.

El método Dinámico para reducir la saturación de agua a un valor pequeño, se asocia de manera inherente con un cambio en el gradiente de saturación debido al efecto de frontera. Así el agua que estará en el núcleo será móvil, dando lugar a la migración con los cambios en las condiciones de flujo. Este fenómeno ha sido demostrado con pruebas de laboratorio realizadas en arenas de Tensleep.

El aceite se inyecta dentro de un núcleo pre-saturado con salmuera y se obtienen perfiles de permeabilidad relativa al aceite figura III.1. El flujo se detiene a las 16 horas de iniciado, y el perfil obtenido a este tiempo muestra una marcada caída en magnitud a lo largo de todo el núcleo. La baja en la permeabilidad al aceite puede atribuirse a un incremento en la saturación de agua después de la que ha existido previamente. El aumento volumétrico de agua necesario para mostrar este cambio en la

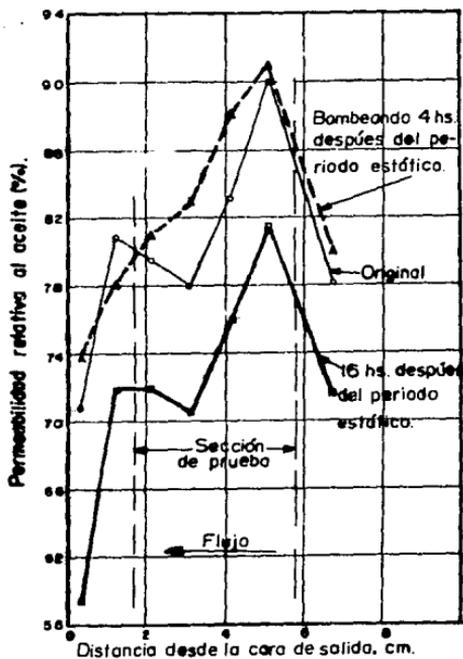


Fig. III.1 Efecto de la migración parcial de agua sobre la permeabilidad relativa al aceite.

permeabilidad al aceite se calcula que es de 0.1 cm^3 , este volumen también estará disponible para su re-distribución en el núcleo junto con el agua que previamente se presentó en el efecto de frontera, así como también la que se adhiere a la cara de salida del núcleo. La continuación del flujo por cuatro horas después de haber parado el flujo a las 16 horas de iniciado, resulta en un perfil de permeabilidad relativa al aceite que se aproxima mucho al perfil inicial. De estos datos es evidente que la saturación de agua esta en movimiento.

La solución a este problema (evaluar individualmente cada una de las saturaciones de fluidos existentes) requiere equipo muy complejo, por ello es que se acepta un método sencillo.

El uso de un método de desaturación tipo presión capilar puede establecerse en todo el núcleo en una saturación "mínima irreducible" y así prevenir la migración de agua.

Existen otros factores como la historia de saturación, pero más que su historia es mejor determinar adecuadamente la saturación inicial de su fase mojante que es la que más influencia tiene en los resultados de permeabilidad relativa en sistemas de tres fases.

III.2.1.2 METODO DE REGIMEN CONTINUO.

Leverett M.C. y Lewis W.B.³² han desarrollado una forma de determinar las permeabilidades relativas a partir de parámetros más fácilmente medibles.

Los experimentos para sistemas de tres fases varían sólo ligeramente de los experimentos en sistemas de dos fases desarrollados también por Leverett, al igual que en el sistema de dos fases la saturación de agua se determina eléctricamente, la saturación de gas se determina midiendo los cambios de volumen acompañado de mediciones en cambios de presión.

Estos experimentos fueron exploratorios, con el fin de lograr una razonable aproximación y la reproductibilidad de resultados, pero sus conclusiones fueron muy aceptables.

Los experimentos se efectuaron en una serie de arenas no-consolidadas, usando nitrógeno, agua y keroseno, sin embargo se pueden aplicar cualitativamente en arenas consolidadas.

La parte principal de los aparatos es la celda, la cual contiene un empacamiento de arena y conexiones para la toma de presiones, y adicionalmente 5 electrodos para medir la resistividad, también esta conectada con dispositivos que le suministran y miden fluidos. La figura III.2 muestra un diagrama de los aparatos que Leverett usó para sus estudios de flujo de tres fases. Las presiones se miden en un conjunto de manómetros (estático y diferencial). Los líquidos que salen de la celda son conducidos hacia un recolector graduado (probeta), el gas pasa por un medidor de flujo de pruebas de mojabilidad, determinando así los gastos de flujo de las tres fases.

Los experimentos muestran que la tercer fase no produce desviación en la relación establecida de resistencia-saturación de los estudios en dos fases.

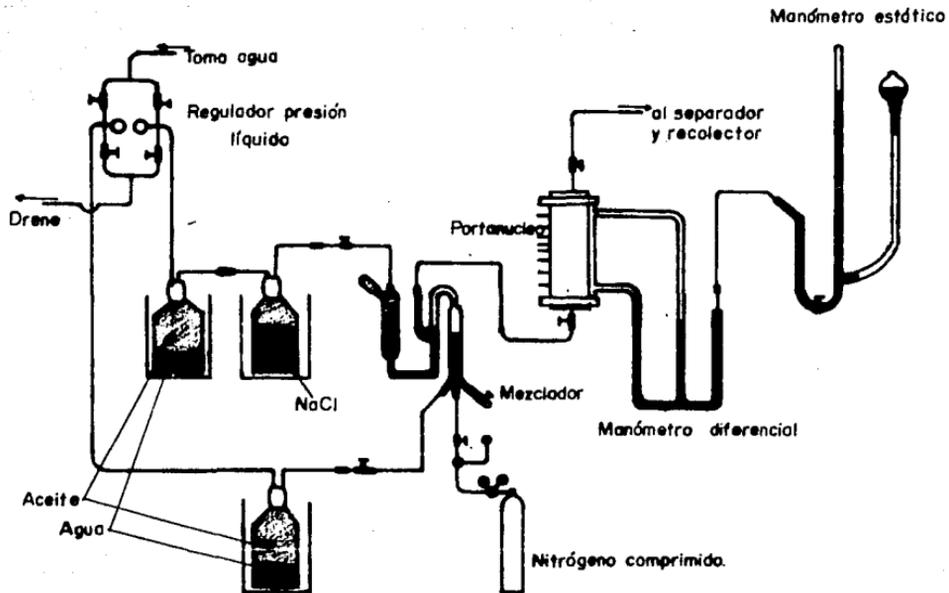


Fig. III.2 Diagrama del aparato para el estudio de flujo en sistemas trifásicos.

Las formulas utilizadas fueron derivadas de las suposiciones ---- siguientes:

- 1.- El gas libre esta regida por la ley de los gases ideales.
- 2.- El aumento de gas disuelto es proporcional a la presión.
- 3.- El equilibrio entre las fases existe todo el tiempo.

La solubilidad del nitrógeno en agua está tomado de tablas crí--- ticas internacionales.

Por otra parte la figura III.3 muestra que la permeabilidad rela--- tiva al agua es función sólo de la saturación de agua. Las per--- meabilidades relativas al gas y al aceite dependen de las satura--- ciones de las tres fases según lo muestran las figuras III.4 y -- III.5 donde las curvas representan isopermas.

Los puntos limite se determinan de experimentos de sistemas de -- dos fases.

Los errores más sobresalientes son: 1) el espacio en la celda; y 2) cuando no se alcanza el equilibrio totalmente. El primero a -- veces llega a ser del 6%, el segundo intrduce errores de menos -- del 2% en el cálculo de la permeabilidad relativa al aceite. Esto puede superarse ampliando el tiempo de duración de la prueba.

Las mediciones eléctricas introducen errores de \pm 1%: las médi--- ciones de presión menos del 1%.

Las conclusiones a las que se llegaron con este método fueron:

Los diferentes aceites usados proporcionan los mismos resultados, indicando que las permeabilidades relativas son esencialmente in--- dependientes del aceite.

La permeabilidad relativa al agua se determina sólo con la satu--- ración de agua y no se afecta por la introducción de una fase más. La permeabilidad relativa al gas es ligeramente menor que la ---- correspondiente a la misma saturación de gas en el flujo de dos - fases.

La permeabilidad relativa al aceite varía de una manera más com--- pleja, siendo en algunas regiones menor y en otras mayor , que --

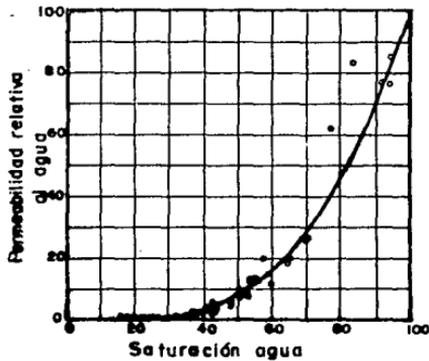


Fig. III.3 Permeabilidad relativa al agua en sistemas de tres fases, como función de la saturación de agua. La curva sólida fue determinada para CO_2 -agua.

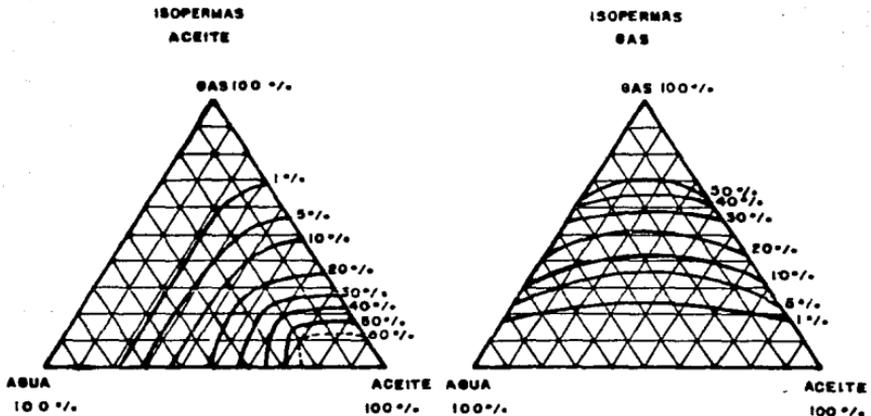


Fig. III.4 Isopermas al aceite (en arenas no-consolidadas).

Fig. III.5 isopermas al gas (en arenas no-consolidadas).

Las correspondientes a las mismas saturaciones de aceite en un -- sistema de dos fases.

La recuperación de aceite casi no varía si existe o no una sa---- turación de agua congénita (irreductible).

III.2.1.3 METODO DE DESPLAZAMIENTO EN REGIMEN --- TRANSITORIO.

Sarem A.M.³³ ha desarrollado una aplicación del método de Welge de des fases, a un sistema de flujo trifásico, que es tan fácil y -- tan seguro como el sistema de dos fases.

Las expresiones analíticas igualmente fueron derivadas de la teoría de Buckley y Leverett, haciendo una extensión para expresar -- la saturación en la cara de salida para las tres fases en térmi-- nos de parámetros conocidos. Las mismas ecuaciones suponen que el flujo fraccional y la permeabilidad relativa a cada fase son ---- función de la misma saturación de esa fase. Otra simplificación es el considerar despreciables los efectos gravitacionales y los --- capilares. La historia de saturación se evalúa en el laboratorio de forma similar a la del campo.

El núcleo inicialmente se pre-satura con aceite y agua, y quedará sujeto al empuje de gas. Durante la prueba los gastos requeridos serán los gastos producidos de agua, aceite y gas, junto con la -- caída de presión y la temperatura. Los aparatos de permeabilidad relativa son similares a los usados para sistemas de dos fases -- gas-aceite en Régimen Transitorio, con pequeñas modificaciones. La técnica propuesta fue aplicada a una Berea y a un núcleo de un yacimiento. De este experimento se desprende que el efecto de la historia de saturación sobre la permeabilidad relativa es el ---- siguiente: el incremento de la saturación inicial de agua tiene un efecto similar sobre la permeabilidad relativa en sistemas de tres fases como en el flujo de sistemas de dos fases.

La derivación de ecuaciones supone la inyección de gas dentro de un medio macroscópicamente homogéneo saturado con aceite y agua —, suponiendo que el gas es inyectado en una terminal, y los fluidos se producen en la terminal opuesta. Si el gas se inyecta a un gasto constante y a una presión media suficientemente alta, entonces el gas al igual que las fases aceite y agua pueden verse como fluidos incompresibles e inmiscibles, si además se supone que el gas es insoluble en líquidos; los efectos de capilaridad y gravitacionales se desprecian. Entonces las ecuaciones siguientes serían verdaderas para un sistema de flujo agua-aceite-gas, y basados en las ecuaciones de flujo fraccional, se tiene que:

$$\frac{q_T}{A} \frac{\partial f_i}{\partial X} = - \frac{\partial S_i}{\partial t} \quad ; \quad i = o, g, w. \quad \text{III.1}$$

$$f_i = \frac{\frac{k_i}{\mu_i}}{\frac{k_o}{\mu_o} + \frac{k_g}{\mu_g} + \frac{k_w}{\mu_w}} \quad ; \quad i = o, g, w. \quad \text{III.2}$$

$$q f_i = \frac{k_i}{\mu_i} A \frac{\partial p}{\partial X} \quad ; \quad i = o, g, w. \quad \text{III.3}$$

$$S_o + S_w + S_g = 1 \quad \text{III.4}$$

$$f_o + f_w + f_g = 1 \quad \text{III.5}$$

donde las incógnitas del sistema son 13: f_o , f_w , f_g , k_o , k_w , k_g , S_o , S_w , S_g , X , t , q_T y p , y 11 ecuaciones independientes. Esto — nos proporciona dos grados de libertad, esto es: que cualquiera — de las variables pueden expresarse en términos de cualesquiera de las otras variables, así:

$$S_o = S_o (X, t) \quad \text{III.6}$$

Considerando la diferencial total de la ecuación III.6 para un — plano de saturación de aceite constante donde $dS_o=0$ tendremos:

$$dS_o = \left(\frac{\partial S_o}{\partial t} \right)_X dt + \left(\frac{\partial S_o}{\partial X} \right)_t dX = 0 \quad \text{III.7}$$

* Recuerdese que en este capítulo k_i es la permeabilidad efectiva de una fase dada, y k_{ri} la permeabilidad relativa.

$$o \left(\frac{dX}{dt} \right) \Big|_{S_o:cte} = - \frac{(\partial S_o / \partial t)_x}{(\partial S_o / \partial X)_t} \quad \text{III.8}$$

Ahora, suponiendo que el flujo fraccional de cada fase es función de la saturación de sólo esa fase de la región limitada de flujo simultáneo de todas las fases. La suposición anterior esta sostenida por Corey³⁴ para las fases agua y gas. Las isopermas al aceite reportadas por Leverett y Lewis³² también tienden a ser paralelas a las líneas de isosaturación de aceite en la región de saturación central donde las tres fases fluyen, puede suponerse que la permeabilidad relativa al aceite es sólo función de la saturación de aceite, teniendo sólo un pequeño error. En saturaciones de aceite altas y saturaciones de agua bajas, las isopermas de Leverett y Lewis tienen una curvatura definida.

La permeabilidad relativa y el flujo fraccional de cada fase debe ser función de las mismas variables si el gasto total es constante y la caída de presión a través de todas las fases se supone deberán ser las mismas.

Basados en la suposición anterior:

$$\left(\frac{\partial f_o}{\partial X} \right)_t = \frac{df_o}{dS_o} \left(\frac{\partial S_o}{\partial X} \right)_t \quad \text{III.9}$$

Sustituyendo la ecuación III.1 para $i = o$ (aceite), en la ecuación III.8, y considerando la relación en la ecuación III.9, se tendrá:

$$\left(\frac{\partial X}{\partial t} \right) \Big|_{S_o:cte} = \frac{q_r}{A\theta} \left(\frac{\partial f_o}{\partial X} \right)_t = \frac{q_r}{A\theta} \left(\frac{df_o}{dS_o} \right)_t \quad \text{III.10}$$

Considerando el experimento original de inyección de gas para desplazar aceite y agua de un medio poroso. A una distancia ∂X de la entrada, el flujo de aceite pronto cesará, así que f_o y $f_o' = df_o/dS_o$ puede hacerse cero en la entrada. Entonces la velocidad del plano de saturación de aceite constante es independiente del tiempo, dX/dt puede reemplazarse por $(X/t)_{S_o:cte}$, para obtener:

$$\left(\frac{X}{t}\right)_{S_0} = \frac{q_T}{A\theta} f_{o'} \quad \text{III.11}$$

La ecuación III.11, cuando se aplica para la terminal de salida - del medio producirá:

$$\left(\frac{X}{t}\right)_{S_0} = \frac{q_T}{A\theta} f_{o2}' \quad \text{III.12}$$

La sustitución de $Q = (q_T t) / (LA\theta)$ en la ecuación III.12 produce:

$$f_{o2}' = 1/Q \quad \text{III.13}$$

Donde Q es el volumen inyectado acumulado del fluido dado en volu-
menes de poro.

Por definición se tiene:

$$\bar{S}_0 = \frac{\int_1^2 S_0 dX}{\int_1^2 dX} \quad \text{III.14}$$

Cambiando de variable de acuerdo a la ecuación III.10 desde X a $f_{o'}$ se obtiene:

$$\bar{S}_0 = \frac{\int_1^2 S_0 df_{o'}}{\int_1^2 df_{o'}} \quad \text{III.15}$$

$$o \quad \bar{S}_0 = \frac{S_0 f_{o2}' \int_1^2 - \int_1^2 f_{o1}' dS_0}{f_{o2}' - f_{o1}'} = \frac{S_0 f_{o2}' - S_0 f_{o1}'}{f_{o2}' - f_{o1}'} - \frac{\int_1^2 f_{o1}' dS_0}{f_{o2}' - f_{o1}'} = S_0 - \frac{f_{o2}' + f_{o1}'}{f_{o2}' - f_{o1}'}$$

III.16

Sustituyendo $f_{o2}' = 1/Q$ en la ecuación anterior, se tendrá:

$$\bar{S}_0 = S_{o2} - f_{o2} Q \quad \text{III.17}$$

$$o \quad S_{o2} = \bar{S}_0 + f_{o2} Q \quad \text{III.18}$$

Nótese que la ecuación III.18, proporciona la saturación de la -- fase desplazada (aceite) en términos del flujo fraccional de la - misma fase en la cara de salida de la muestra, que es diferente de la relación de Welge para flujo de dos fases donde la saturación en la cara de salida del flujo de la fase desplazante (gas) está dada en términos del flujo fraccional de la fase desplazada aceite.

De forma similar, la saturación de agua en la cara de salida es:

$$S_{w2} = \bar{S}_w + f_{w2}Q \quad \text{III.19}$$

y la del gas $S_{g2} = 1 - S_{w2} - S_{o2}$. III.20

Así la saturación de aceite, agua y gas en la cara de salida del núcleo, donde la permeabilidad relativa es determinada, esté relacionada a la facilidad de determinación de cantidades medibles, las saturaciones promedio, el flujo fraccional en la terminal de salida, y la inyección acumulativa.

Las ecuaciones de permeabilidad relativa para dos fases, usadas por Johnson E.F., Bossler D.P. y Naumann V.O.⁴⁰ fueron ampliadas para desarrollar expresiones para flujo en tres fases como sigue: Dividiendo la ecuación III.11 entre la ecuación III.12 se obtiene

$$\frac{I}{L} = \frac{f_o^i}{f_{o2}^i} \quad \text{III.21}$$

Escribiendo la ecuación de Darcy un poco diferente se tendrá:

$$q_T f_o = -k \frac{k_{ro} \Delta p}{\mu_o} \frac{\partial p}{\partial X} \quad \text{III.22}$$

$$o \quad \frac{\partial p}{\partial X} = - \frac{q_T \mu_o f_o}{kA k_{ro}} \quad \text{III.23}$$

La caída de presión en un medio poroso puede expresarse como:

$$\Delta p = - \int_0^L (\partial p / \partial X) dX \quad \text{III.24}$$

Sustituyendo la ecuación III.23 en la ecuación III.24 y cambiando la variable X por f_o^i se obtendrá la ecuación :

$$\Delta p = \frac{q_T \mu_o L}{A k} \frac{f_o^i}{f_{o2}^i} \int_0^{f_o^i} \frac{f_o d f_o}{k_{ro}} \quad \text{III.25}$$

$$o \quad \frac{\Delta p k A f_o^i}{L \mu_o q_T} = \int_0^{f_o^i} \frac{f_o d f_o}{k_{ro}} \quad \text{III.26}$$

De la ecuación III.13, como $f_{o2}^i = 1/Q$ se obtendrá:

$$\frac{d(\Delta p_A/L \mu_{oq} Q)}{d(1/Q)} = \frac{f_{o2}}{k_{ro}} \quad \text{III.27}$$

$$o \quad k_{ro} = \frac{f_{o2} d(1/Q)}{d(\Delta p_A/L \mu_{oq} Q)} \quad \text{III.28}$$

La permeabilidad relativa al aceite de esta ecuación se obtiene -
graficando $1/Q$ vs $\Delta p_A/L \mu_{oq} Q$ para evaluar f_{o2} en un punto de esa
curva, y proceder a calcular k_{ro} .

De igual modo la permeabilidad relativa al agua puede calcularse
con:

$$k_{rw} = \frac{f_{w2} d(1/Q)}{d(\Delta p_A/L \mu_{wq} Q)} \quad \text{III.29}$$

Para obtener la permeabilidad relativa al gas, puede escribirse -
una ecuación correspondiente a la III.22 para términos de gas, --
después se despeja a q_r o $\partial p/\partial X$ que es igual para las dos equa-
ciones, se igualan las ecuaciones III.23 para gas y para aceite -
y se despeja a k_{rg} :

$$k_{rg} = k_{ro} \frac{\mu_{og}}{\mu_{og} f_o} \quad \text{III.30}$$

Las isopermas resultantes del experimento usando las ecuaciones
anteriores se visualizan en la gráfica triangular de la figura --
III.6.

De acuerdo con la suposición que se hizo de que la permeabilidad
de cada fase es función sólo de la saturación de la misma fase en
cuestión, las isopermas se trazan como líneas rectas paralelas a
las líneas de isosaturación.

La permeabilidad relativa de cada fase en la muestra de Berea, se
grafica contra la saturación de la misma fase de que se trate, y
se muestra en las figuras III.7, III.8 y III.9. Nótese que la ---
condición de saturación inicial de agua influye en la permeabili-
dad relativa al agua y al aceite, y sólo ligeramente al gas.

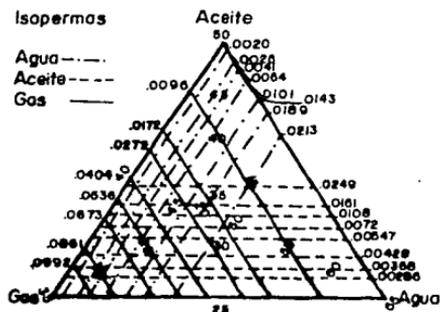


Fig. III.6 Permeabilidad relativa en tres fases (arenas del campo Brea-Otinda).

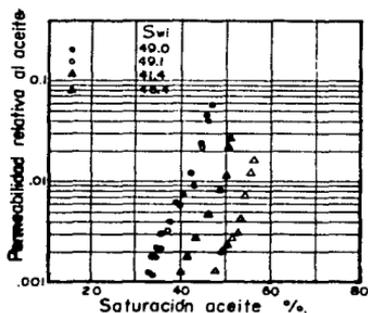


Fig. III.8 Permeabilidad relativa en tres fases al acetite (arena Brea). Método en régimen no-continuo.

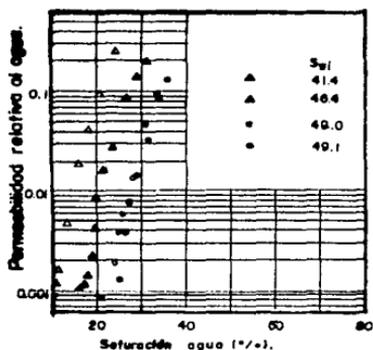


Fig. III.7 Permeabilidad relativa en tres fases al agua (arena Brea). Método en régimen no-continuo.

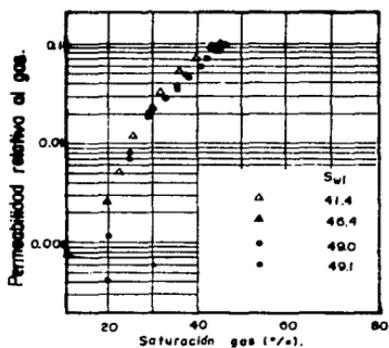


Fig. III.9 Permeabilidad relativa en tres fases al gas (arena Brea). Método en régimen no-continuo.

El experimento es factible y seguro, tanto en sistemas de dos --- fases, como de tres fases. Es necesario obtener la historia de -- saturación real ya que como se observó, las permeabilidades relativas están influenciadas por la saturación inicial de agua.

Al igual que el método de Corey, este también es seguro y en resumen contempla el efecto de mojabilidad y la historia de saturación sobre la permeabilidad relativa en tres fases.

III.2.2. CORRELACIONES.

III.2.2.1 CORRELACION DE WYLLIE Y GARDNER.

En 1958 Wyllie M.R.J. y Gardner G.A.F.³⁹ publicaron un trabajo en el cual desarrollaron una serie de relaciones para determinar la permeabilidad relativa para sistemas de tres fases para rocas --- preferentemente mojables por agua, actuando durante el proceso de drene con respecto al agua y al aceite. Para esto la saturación de gas aumenta al tiempo que las saturaciones de agua y aceite -- disminuyen. Donde la formación puede representarse como arena --- no-consolidada, así las ecuaciones para determinar las relaciones de permeabilidad relativa son:

$$k_{rg} = \frac{S_g^3}{(1 - S_{wi})^3} \quad \text{III.31}$$

$$k_{ro} = \frac{S_o^3}{(1 - S_{wi})^3} \quad \text{III.32}$$

$$k_{rw} = \left(\frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right)^3 \quad \text{III.33}$$

Cuando la roca del yacimiento es una arenisca cementada, caliza -oolitica o una roca vulgar la forma de las ecuaciones son:

$$k_{rg} = \frac{S_g^2 [(1 - S_{wi})^2 - (S_w + S_o - S_{wi})^2]}{(1 - S_{wi})^4} \quad \text{III.34}$$

$$k_{ro} = \frac{S_o^3 (2S_w + S_o - 2S_{wi})}{(1 - S_{wi})^4} \quad \text{III.35}$$

$$k_{rw} = \left(\frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right)^4 \quad \text{III.36}$$

Las seis ecuaciones anteriores pueden modificarse para sistemas - preferentemente mojables por aceite, donde el agua y el gas son - las fases no-mojantes. En este caso al aplicar las formulas, S_o -

debe sustituirse por S_w y viceversa.

Estas ecuaciones proporcionan valores razonables para las permeabilidades relativas durante el proceso de drene. Debido a la insensibilidad de cualquier caso de flujo de tres fases en un medio poroso, las ecuaciones deberán usarse con cuidado donde pueda existir una mojabilidad intermedia, o para el proceso de imbibición.

Las figuras III.10 y III.11 muestran isopermas al aceite e isopermas al agua respectivamente, para una arenisca de Berea preferentemente mojabable por agua, que contiene aceite, gas y agua.

III.2.2.2 CORRELACION DE COREY.

Corey A.T., Rathjens C.H., Henderson J.H. y Wyllie M.R.J.³⁴ han desarrollado un método de cálculo de las permeabilidades relativas al aceite y al agua de un sistema trifásico de fácil medición de la permeabilidad relativa al gas, y los resultados se presentan en un diagrama triangular. Las muestras que se usaron, nueve areniscas de Berea preferentemente mojables por agua. El rango de saturaciones de agua varía del 17 al 71% de el volumen poroso. Las permeabilidades relativas al gas y al aceite se midieron en los núcleos con presencia de salmuera de $CaCl_2$ como fase mojante. Los núcleos se instalan entre barreras capilares y así se obtienen las permeabilidades relativas gas-aceite. Las barreras capilares se fabrican de un material repelente al agua mediante un tratamiento con silicones.

Las permeabilidades al gas y al aceite están relacionadas como una función de la saturación total de líquido. Lo cual muestra que las curvas de permeabilidad relativa al gas obtenidas en núcleos con presencia de salmuera, es idéntica con las obtenidas en los mismos núcleos sin la presencia de salmuera.

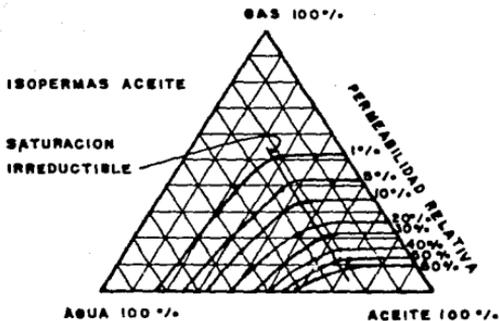


Fig. III.10 Isopermas al aceite en sistemas trifásicos (arenisca Berea mojable por agua, durante el ciclo de drene del agua y del aceite).

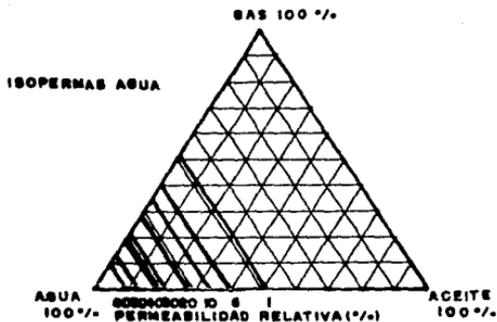


Fig. III.11 Isopermas al agua en sistemas trifásicos (arenisca Berea mojable por agua, durante el ciclo de drene del agua y del aceite).

La curva de presión capilar gas-aceite para un sistema de tres -- fases se supone que puede aproximarse por la relación:

$$1/P_c^2 = \begin{cases} C(S_L - S_{Lr}) & \text{para } S_L > S_{Lr} \\ 0 & \text{para } S_L \leq S_{Lr} \end{cases} \quad \text{III.37}$$

Esto se ilustra en la figura III.12, donde S_{Lr} es la saturación de líquido residual que tiene una contribución nula a la permeabilidad y se considera numéricamente igual a S_{OR} para un sistema de dos fases (gas-aceite); S_w y S_L son las saturaciones de agua y la total del líquido respectivamente.

La permeabilidad relativa al aceite desarrollada por Wyllie y Spangler³⁸ para el sistema gas-aceite y preferentemente mojable -- por aceite es:

$$k_{rO} = \left(\frac{S_O - S_{OR}}{1 - S_{OR}} \right)^2 \frac{\int_0^{S_O} dS_O / P_c^2}{\int_0^1 dS_O / P_c^2} \quad \text{III.38}$$

La cuál aplicada a un sistema de tres fases adquiere la forma:

$$k_{rO} = \left(\frac{S_L - S_w}{1 - S_{Lr}} \right)^2 \frac{\int_0^{S_L} dS_L / P_c^2}{\int_0^1 dS_L / P_c^2} \quad \text{III.39}$$

Esta ecuación considera que sólo los poros que no están llenos -- con agua pueden llenarse por aceite o gas. Esto supone que el -- agua esta presente en dos posiciones; 1) llenando completamente -- los poros pequeños; y 2) como anillos pendulares en los intersticios de los poros grandes. Como corolario, cuando el gas desplaza aceite de los poros que contienen agua residual, el aceite será desplazado completamente, excepto una pequeña película remanente. Esta suposición se refleja en el término de tortuosidad de la ecuación anterior.

La relación de integrales de la ecuación III.39 puede evaluarse -- de la relación de áreas, como se observa en la figura III.12.

$$\frac{\int_0^{S_L} dS_L / P_C^2}{\int_0^1 dS_L / P_C^2} = \frac{A_{II}}{A_I + A_{II} + A_{III}} = \frac{(S_L - S_W)(S_W + S_L - 2S_{Lr})}{(1 - S_{Lr})^2} \quad \text{III.40}$$

sustituyendo la ecuación III.40 en la III.39 se obtiene:

$$k_{rO} = \frac{(S_L - S_W)^3}{(1 - S_{Lr})^4} (S_W + S_L - 2S_{Lr}) \quad \text{III.41}$$

La figura III.13 muestra curvas de permeabilidad relativa gas---aceite con la ausencia de salmuera, la saturación residual de ---aceite es del 19% como la que se determinó de la curva de permeabilidad relativa al gas en la sección II.3.2.1 que también desarrolló Corey²⁰. De manera que como se ha mencionado, la permeabilidad relativa al gas para el sistema de tres fases k_{rG} será casi ---la misma que en el caso de la permeabilidad relativa al gas en el sistema de dos fases k_{rG} , de aquí que la ecuación para determinar k_{rG} en el sistema de tres fases es:

$$k_{rG} = (1 - \bar{S}_{oe})^2 (1 - S_{oe})^2 \quad \text{III.42}$$

Las isopermas se encuentran trazadas en una gráfica triangular, ---como se muestra en las figuras III.14, III.15 y III.16. Las iso---permas al aceite exhiben una marcada curvatura como se observa en la figura III.14. Donde un incremento en la permeabilidad relativa al aceite para una saturación de aceite dada tiene lugar cuando ---la saturación al agua aumenta sobre la expansión de la saturación de gas y manteniendo la misma saturación de aceite, este efecto ---es más pronunciado en zonas de baja saturación de agua.

La permeabilidad relativa al agua no se mide en este experimento, las isopermas al agua (figura III.15) se calcula haciendo dos ---suposiciones: 1) la permeabilidad relativa al agua en un sistema preferentemente mojabable por agua es igual que la permeabilidad re---lativa al aceite para un sistema gas---aceite preferentemente moja---ble por aceite; y 2) la permeabilidad relativa al agua depende ---sólo de la saturación de agua como lo muestra Leverett y Lewis.

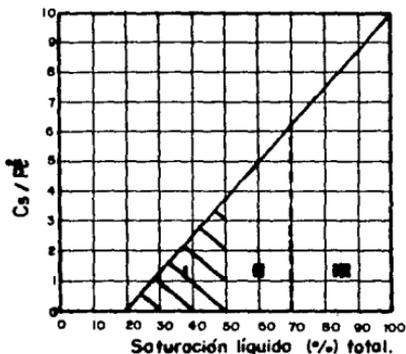


Fig. III.12 Función aproximada ($1/P_c^2$ vs S_L), para arenas consolidadas.

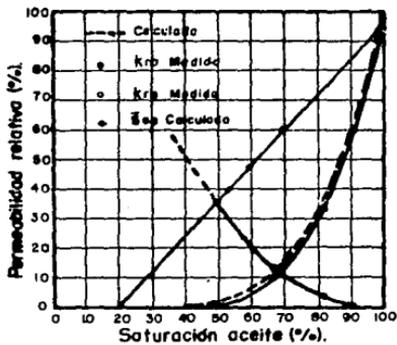


Fig. III.13 Permeabilidad relativa gas-aceite (arena Berea, $S_w=0\%$).

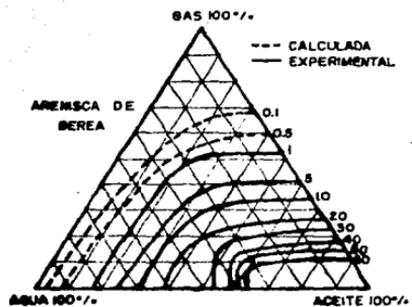


Fig. III. 14 Isopermas al aceite.

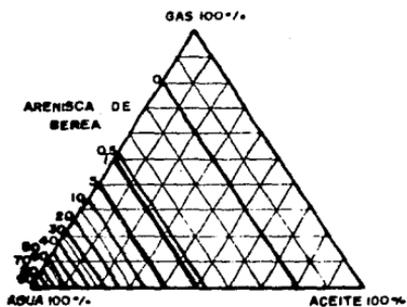


Fig. III. 15 Isopermas al agua.

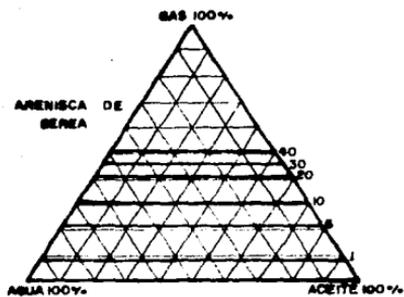


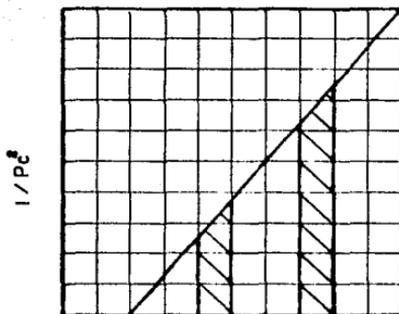
Fig. III. 16 Isopermas al gas.

Para núcleos consolidados la figura III.12 muestra la gráfica $1/P_c^2$ vs S_c que se aproxima a una línea recta, para núcleos no consolidados de tamaño de poros más uniforme, la gráfica se aproxima a una escuadra deforme. Así, en un sistema preferentemente mojable por agua, el movimiento de aceite dentro de los poros grandes durante la expansión del gas, el aceite es desplazado del sistema, entonces la permeabilidad relativa al aceite depende de la relación:

$$\frac{\int_0^{S_c} dS_c / P_c^2}{\int_0^{S_c} dS_c / P_c^2}$$

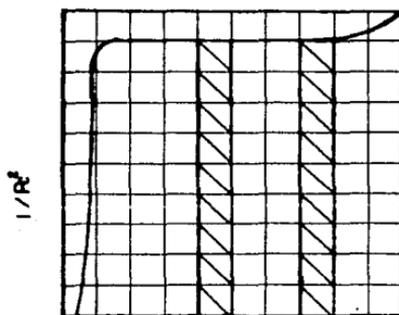
El incremento de la permeabilidad relativa es mayor para una gráfica recta que para la que tiene forma de escuadra deforme, estos dos tipos de gráficas están representadas en la figura III.17.

Los resultados experimentales y las consideraciones teóricas, llevan a la conclusión de que es factible el cálculo de las permeabilidades relativas al aceite y al agua a partir de mediciones de permeabilidad relativa al gas.



Saturación líquido total %.

Fig. III.17 (a) $1/P_c$ vs SL para arenas consolidadas.



Saturación líquido total %.

Fig. III.17 (b) $1/P_c$ vs SL para arenas no-consolidadas.

III.2.3. OTROS METODOS DE OBTENCION.

III.2.3.1 METODO DE PROBABILIDAD.

Varios autores han sugerido que la permeabilidad relativa en un sistema de tres fases puede predecirse a partir de datos más fácilmente medibles de permeabilidad relativa en dos fases (agua-aceite y gas-aceite). La predicción se efectúa para la fase mojan te intermedia (aceite) a partir de conceptos de probabilidad y de funciones empíricas apropiadas. Esta técnica puede verse como un medio de interpolación entre dos juegos de datos de permeabilidad relativa en dos fases.

En muchos yacimientos que involucran flujo de tres fases, sólo el aceite y el gas son móviles en la parte superior del yacimiento, en la porción baja del mismo el agua y el aceite son las fases de alta movilidad. El modelo de probabilidad es semejante al que producirá los datos correctos de un sistema de dos fases, y proporcionará datos interpolados para flujo en tres fases que son funciones consistentes y continuas de las fases saturantes, y además en este método se considera que el agua es la fase mojan te.

Los datos que se requieren para la estimación de la permeabilidad relativa en sistemas de tres fases, son dos juegos de datos de dos fases (agua-aceite y gas-aceite). De los datos agua-aceite se obtiene k_w y k_{ow} como una función de la saturación de agua, donde k_{ow} esta definida como la permeabilidad relativa al aceite en el sistema de dos fases agua-aceite. Similarmente para obtener k_g y k_{og} como una función de la saturación de gas.

El efecto de histéresis se toma en consideración tan a fondo como es posible, empleando datos apropiados de sistemas de flujo en dos fases.

Por ejemplo considere un sistema mojable por agua en que la saturación de aceite se abate, y las saturaciones de agua y gas aumentan. Los datos de imbibición serían usados para el sistema agua-aceite, y los datos de drene para el sistema gas-aceite. Sin embargo si disminuye la saturación de agua, los datos de drene serían usados para el sistema agua-aceite. Generalmente esto no es factible para su uso porque el efecto de histéresis es más complicado para saturaciones oscilantes.

Se sugiere que para sistemas mojables por agua, la permeabilidad relativa para la fase mojante (agua) es sólo función de la saturación de la misma fase mojante desplazante, y la permeabilidad relativa a la fase no-mojante (gas) es sólo función de la saturación de gas. La permeabilidad relativa del fluido de mojabilidad intermedia varía en una forma más compleja, pero el modelo de probabilidad a usar es el mismo que para datos de dos fases.

Las saturaciones de fluidos normalizados, dados por las ecuaciones siguientes están definidas por el tratamiento de agua congénita y el aceite residual irreductible como fluidos inmóviles.

$$S_o^{\#} = \frac{(S_o - S_{oi})}{(1 - S_{wi} - S_{oi})} \quad \text{para } S_o \geq S_{oi} \quad \text{III.43}$$

$$S_w^{\#} = \frac{(S_w - S_{wi})}{(1 - S_{wi} - S_{oi})} \quad \text{para } S_w \geq S_{wi} \quad \text{III.44}$$

$$S_g^{\#} = \frac{S_g}{(1 - S_{wi} - S_{oi})} \quad \text{III.45}$$

Puede verse que cuando la saturación de aceite normalizada $S_o^{\#}$ es 100%, k_{ro} también es 100%, pero reduciendo $S_o^{\#}$, la permeabilidad relativa al aceite también disminuye, sólo que en mayor proporción que $S_o^{\#}$. Stone H.L.³⁵ definió para este método a la constante β_w como un factor para que multiplique a $S_o^{\#}$ para permitir esa pronunciada reducción de la permeabilidad relativa al aceite k_{ro} ,

debido a la presencia de agua, y supuso que β_w es función sólo de la saturación de agua. También definió, un factor similar para el gas $\beta_g = \beta_g(S_g^{\#})$. Suponiendo una disminución del flujo de -- aceite por aumento de gas y agua, por estar en eventos mutuamente independientes, así la ecuación III.46, puede escribirse para -- relacionar la permeabilidad relativa con la saturación de aceite.

$$k_{ro} = S_o^{\#} \beta_w \beta_g \quad \text{III.46}$$

Los valores de β_w como función de la saturación de agua se obtiene de datos experimentales de k_{ow} . Cuando $\beta_g = 1$ y $S_g^{\#} = 0$ en la -- ecuación III.46 y resolviendo para β_w resulta la ecuación III.47.

$$\beta_w = \frac{k_{ow}}{1 - S_w^{\#}} \quad \text{III.47}$$

En la ecuación III.47, k_{ow} es función sólo de la saturación de -- agua e igual a la determinada por los experimentos en sistemas de dos fases. Similarmente, β_g puede desarrollarse como una función de $S_g^{\#}$ de datos experimentales de k_{og} por la relación:

$$\beta_g = \frac{k_{og}}{1 - S_g^{\#}} \quad \text{III.48}$$

Las ecuaciones anteriores (III.43 a III.48) definen la permeabilidad relativa al aceite en sistemas de tres fases.

Un caso especial resalta en una región relativamente sin importancia de $S_w \leq S_{wi}$. Para esta situación se supone que k_{ro} sólo es -- función de la saturación de gas, despreciando la saturación de -- agua.

Los valores obtenidos de k_w de la figura III.18, de k_g de la figura III.19 se usan en las ecuaciones anteriores, y estas proporcionan resultados cuya gráfica se muestra en la figura III.20. -- Estos resultados muestran un buen ajuste para datos experimentales excepto en regiones de altas saturaciones de agua, y saturaciones de gas bajas.

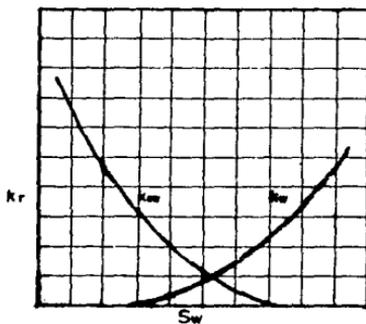


Fig. III.18 Permeabilidad relativa agua-aceite.

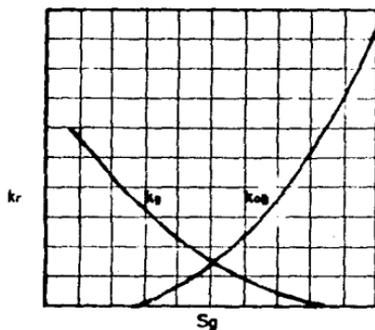


Fig. III.19 Permeabilidad relativa gas-aceite

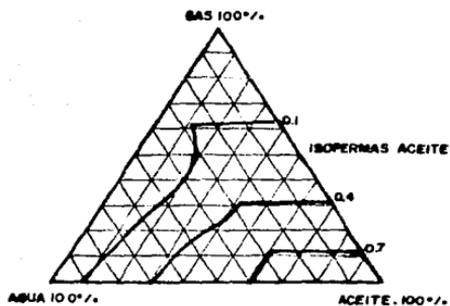


Fig. III.20 Permeabilidad relativa de sistemas trifásicos.

III.3 IMBIBICION DE LA PERMEABILIDAD RELATIVA EN SISTEMAS DE TRES FASES.

Naar J. y Wygal R.J.³⁶ han desarrollado ecuaciones para calcular la permeabilidad relativa al aceite durante el proceso de imbibición en un sistema de tres fases (agua-aceite-gas) preferentemente - - mojable por agua. Las muestras que se usaron fueron areniscas - - consolidadas que se caracterizan por $1/P_o^2 = C S_{oe}$.

El comportamiento de un sistema gas--aceite imbibiendo agua desde S_{wi} a $S_{w\text{ imb,máx.}}$ es parecida a una línea de saturación de aceite constante con un incremento en la permeabilidad relativa al - - aceite y una disminución en la saturación de gas. Cuando la sa-- turación de gas no puede reducirse aún más, el sistema semeja a - una línea de S_g constante, con una disminución en la saturación y la permeabilidad del aceite.

Las isopermas de imbibición del aceite se requieren para la pre-- dicción del comportamiento para un pozo cuando se produce agua, - aceite y gas, esto ocurre cuando existen desplazamientos multi-- fásicos durante algún procedimiento de combustión in-situ, in--- yección de vapor o inyección de agua al yacimiento.

El modelo de imbibición de un medio poroso, parte de un sistema de capilares rectos interconectados al azar, previendo el bloqueo de aceite por la invasión del fluido mojante.

La suma del aceite bloqueado por dicha invasión del fluido mojan- te es:

$$S_{ob} = (1 - S_{wi}) \int_0^{1-a} X dx. \quad \text{III.49}$$

donde $a = \frac{(1 - S_w)}{(1 - S_{wi})}$. III.50

y la permeabilidad puede obtenerse mediante la siguiente ecuación:

$$k = \phi^{@3} \sigma^2 \int_0^1 \frac{1 - S^@}{P_c^2} dS^@ \quad \text{III.51}$$

$$\text{donde } \phi^{@} = (1 - S_{wi}) \phi \quad \text{III.52}$$

$$\text{y } S^@ = \frac{(S_w - S_{wi})}{(1 - S_{wi})} \quad \text{III.53}$$

Para el fluido mojante durante el proceso de imbibición, la permeabilidad relativa en una saturación $S_{w,imb}^@$ de la fase mo-
jante dada, es igual a la permeabilidad relativa en una satura-
ción $S_{w,dr}^@$ durante el proceso de drene, definida por la relación:

$$S_{w,imb}^@ = S_{w,dr}^@ - \frac{1}{2} S_{w,dr}^{@2} \quad \text{III.54}$$

$$\text{donde } S_{w,dr}^@ = \frac{S_{w,dr}}{1 - S_{wi}} \quad \text{III.55}$$

La evaluación de las permeabilidades relativas para las tres fases es el siguiente:

La permeabilidad relativa al agua, si el aceite y el gas se consideran como las fases no-mojantes, el sistema puede tratarse --- como si se tuvieran dos fases, así la permeabilidad relativa al agua en sistemas de tres fases es igual a la permeabilidad relativa a la fase mojante durante el drene en el sistema de dos fases. Con la ecuación III.56 puede calcularse la permeabilidad --- relativa al agua, conociendo sólo la curva de presión capilar.

$$k_{rw,imb} = \frac{\phi^{@3} \sigma^2}{k} S_{w,imb}^@ \int_0^{S_{w,imb}^@} \frac{S_{w,imb}^@ - S^@}{P_c^2} dS^@ \quad \text{III.56}$$

La permeabilidad relativa al gas. Una vez más el sistema puede --- ser tratado como si se tuvieran dos fases, con el agua o el aceite como fase mojante, la permeabilidad al gas se obtiene con la --- ecuación siguiente:

$$k_{rg,imb} = \left(\frac{0.5 - S_{w,imb}^@}{0.5} \right) (1 - S_{w,imb}^{@2}) \quad \text{III.57}$$

La permeabilidad relativa al aceite. El cálculo de esta es más compleja que para las fases gas y agua, ya que cuando el agua entra en el medio poroso e invade poros de radio "r" que inicialmente estaban ocupados por aceite, parte de este aceite queda atrapado en esos poros e incursiona en los poros que están llenos de gas, el efecto de esta situación es de dos formas:

- 1) La permeabilidad al aceite disminuye, porque parte del aceite queda atrapado.
- 2) La permeabilidad al aceite también tiende a aumentar, debido a que parte del volumen de aceite se desplaza desde poros pequeños hacia poros más grandes.

Por esto la permeabilidad al aceite es considerada como un balance entre estas dos tendencias, así puede comprenderse el porqué ocurre un aumento en la permeabilidad al aceite a una saturación de aceite constante.

Después cuando se incrementa la saturación de agua, la saturación y la permeabilidad al aceite disminuyen.

La permeabilidad al aceite en cualquier etapa de el proceso de imbibición, se calcula suponiendo que la fase aceite es la que moja con respecto al gas. La saturación de agua, mas la saturación de aceite bloqueado forma una saturación llamada ficticia irreductible de la fase mojante.

Para areniscas consolidadas que tienen una curva de presión capilar aproximada por la ecuación: $l/p_c^2 = C S_{oe}$. $k_{ro,imb}$ puede calcularse con:

$$k_{ro,imb} = S_{of}^3 (S_{of}^2 + 3S_{fw}^2) \quad \text{III.58}$$

$$\text{donde } S_{of}^2 = \frac{S_o - S_{ob}}{1 - S_{wi}} \quad \text{III.59}$$

$$y \quad S_{fw}^2 = \frac{(S_w - S_{wi}) + S_{ob}}{(1 - S_{wi})} \quad \text{III.60}$$

Las isopermas al aceite para arenas consolidadas se muestran en el diagrama triangular de la figura III.21, como funciones de las saturaciones reducidas de agua, aceite y gas, para agua como fase mojante.

Las isopermas al agua para un medio mojable por aceite se exhibe en el diagrama triangular de la figura III.22 durante el proceso de drene calculadas con las ecuaciones III.61 y III.62.

$$S_{w,dr} = S_{wi} + (1 - S_{wi})(1 - a) . \quad \text{III.61}$$

$$S_{w,imb}^@ = \frac{S_{w,imb} - S_{wi}}{1 - S_{wi}} . \quad \text{III.62}$$

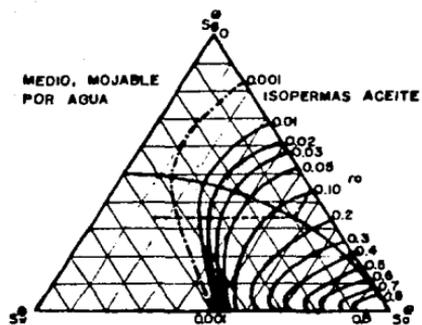


Fig. III. 21 Imbibición en tres fases.

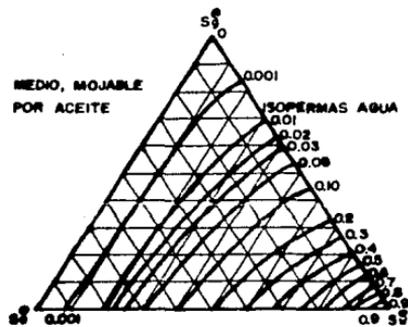


Fig. III. 22 Drene en tres fases.

CONCLUSIONES.

De el primer capítulo en el cual se ha estudiado a la permeabilidad absoluta, se ha concluido que no es factible aplicar alguna de las correlaciones tratadas, o que es muy difícil su evaluación, ya que requieren de otros parámetros cuya determinación es más laboriosa -- que la propia determinación experimental de la permeabilidad absoluta, y a su vez el mejor método de laboratorio que la determina es el indirecto usando gas y que comunmente se denomina "Método de Klin---kenberg".

La permeabilidad relativa k_g o k_o en sistemas de dos fases gas-aceite se puede determinar con varios métodos de laboratorio, de los cuales casi todos los tratados producen esencialmente los mismos resultados, excepto el método de Líquido Estacionario cuya curva de permeabilidad relativa al gas es más baja en las zonas de saturación de gas crítica. Para la permeabilidad relativa al aceite también casi todos los métodos tratados producen resultados idénticos, excepto en zonas de altas saturaciones de aceite, en ésta misma zona el método de Empuje de Gas proporciona resultados altos, y el método de Hassler da resultados más bajos.

El efecto de frontera se acentúa más en los métodos de Hassler y de Penn State, pero este efecto se reduce usando altos gastos de flujo. El efecto de expansión de gas no tiene gran influencia en las mediciones de la permeabilidad relativa cuando se usan los gradientes de presión adecuados en los experimentos. En estas mediciones existe una histéresis, entonces la permeabilidad relativa no es sólo función de la saturación, y ésta debe medirse en la forma deseada en lo que se refiere al sentido del cambio de saturación.

De las correlaciones, la de Corey ajusta bien, aunque no en saturaciones intermedias, por ello es necesario un trabajo más profundo --

para evaluar dicha correlación.

La correlación de Felsenthal produce buenos resultados, pudiendo con éstos sustituir a los datos de permeabilidad relativa cuando no se cuenta con ellos. Sin embargo es aconsejable revisar datos de pozos vecinos si estuvieren disponibles.

Una comparación entre las ecuaciones de Wahl y Torcaso-Wyllie se observa que arrojan resultados cuyas curvas tienen un buen ajuste. La ecuación de Torcaso y Wyllie es sencilla y útil en el cálculo de datos de permeabilidad relativa para yacimientos de arena para una saturación de agua promedio que puede obtenerse a partir registros geofísicos o análisis de núcleos. Siendo así de gran ayuda para solucionar problemas de yacimientos.

La obtención a partir de datos de producción, teóricamente podría ser la que mejor determinara la curva de permeabilidad relativa, pero es difícil tener disponibles los valores reales de los datos de producción. Sin embargo el cálculo por este método es útil para predecir el comportamiento de flujo cuando el yacimiento inicie la etapa de recuperación mejorada.

El método de Régimen Transitorio aplicando la ecuación de Welge da resultados válidos, aunque la ecuación no contenga a términos de presión capilar, por ello el método experimental ha sido diseñado para reducir al máximo las fuentes de error, como lo son: el efecto de frontera y la zona del gradiente de saturación estabilizada entre el gas y el aceite.

La comprensión de la histéresis es necesaria para obtener la permeabilidad relativa en la forma deseada (durante el proceso de drenaje o de imbibición). La histéresis puede desglosarse en dos partes que son:

histéresis de trampa (cuando la fase no-mojante queda atrapada en los poros pequeños, por no existir un gradiente de presión suficiente para liberarla); y la histéresis de arrastre (la que ha sido causada por impurezas del medio poroso, alterando las propiedades capilares de los fluidos).

La permeabilidad relativa agua-aceite medida con el método de Régimen Continuo produce resultados acertados ya que ha sido comparado con métodos similares.

El método de Desplazamiento Dinámico ha sido el método patrón a seguir por el uso de tres núcleos en contacto capilar reduciendo así el efecto de frontera y cualquier gradiente de saturación, los resultados que se obtienen con este método son certeros.

La mayoría de correlaciones han sido desarrollados a partir de consideraciones petrofísicas como: presión capilar, tortuosidad, resistividad eléctrica, etc. De ellas, la correlación de Burdine así como la de Pirson y Teyssier producen buenos resultados, pero la determinación de características petrofísicas necesarias para evaluar dichas correlaciones, son más laboriosas y complicadas que la propia determinación de la permeabilidad relativa. Sin embargo las correlaciones se aplican en la actualidad, como sucede en la Industria Petrolera Mexicana en la cual se tienen simuladores basados en la correlación de Teyssier.

A partir de datos de producción como ya antes se mencionó pudiera ser la forma que mejor obtuviera datos de permeabilidad relativa agua-aceite, pero debido a múltiples problemas prácticos de campo resulta difícil conocer la curva real de la permeabilidad relativa. Sin embargo la curva obtenida por esta forma es bien aceptada.

El método de Desplazamiento en Régimen Transitorio nuevamente es la evaluación de la ecuación desarrollada por Buckley y Leverett y que Welge extendió, diseñando apropiadamente un experimento para reducir el efecto de frontera y el gradiente de saturación al máximo, puesto que la ecuación de Welge no incluye términos que comprendan a la --- presión capilar. La mojabilidad tanto en éste como en otros métodos juega un papel muy importante, ya que supone al agua como la fase -- mojanete, y en la realidad tanto el agua como el aceite pueden ser la fase mojanete, o bien que el medio poroso tenga características de -- mojabilidad intermedia. Por ésto debe cuidarse la selección del fluj do mojanete.

Se hace notar que la mayoría de métodos usados para el sistema gas-- aceite pueden ser usados para determinar características de permeabi lidad relativa agua--aceite, haciendo sólo modificaciones ligeras a los aparatos que se usan.

Se han intensificado las investigaciones del comportamiento de flujo en sistemas trifásicos, debido a que en estos tiempos se han incre-- mentado el número de yacimientos que inician su etapa de recupera-- ción mejorada, en los cuales es muy frecuente el flujo de tres fases.

Leverett y Lewis realizaron experimentos exploratorios, de los cua-- les observaron que la permeabilidad relativa al agua depende sólo de la saturación de agua fundamentalmente y no de la presencia de una - tercer fase no-mojante, que la permeabilidad relativa al gas es li-- geramente menor que la correspondiente a la misma saturación de gas en flujo de sistemas de dos fases, y que la permeabilidad relativa - al aceite varia de una forma más compleja. Aunque éste método es - - tardado y engorroso, produce resultados aceptables.

Sarem hizo una extensión para sistemas de tres fases al método que propuso Welge para sistemas de dos fases, esta extensión es tan rápida y tan segura como el método para el sistema de dos fases. Al igual que en los sistemas de dos fases, observó que también en sistemas trifásicos la permeabilidad relativa está influenciada por la condición de saturación inicial, además de considerar los efectos de mojabilidad así como la historia de saturación.

De las correlaciones desarrolladas en estudios de sistemas de tres fases, la desarrollada por Wyllie y Gardner proporcionan datos razonables. Pero debido a la sensibilidad de cualquier flujo multifásico en el medio poroso, las ecuaciones deben usarse con mucho cuidado donde existen rocas de mojabilidad intermedia, pudiendo alterar las ecuaciones en la forma siguiente: si la roca es preferentemente mojabable por aceite k_{ro} debe sustituirse por k_{rw} , S_o por S_w y viceversa.

De los resultados obtenidos con las ecuaciones de Corey, se observó que éstos y sus consideraciones teóricas son bien aceptadas, por lo cual el uso de estas ecuaciones son factibles de usar.

Stone sugirió un método de probabilidad para el cálculo de la permeabilidad relativa en sistemas trifásicos, y sus resultados los ha comparado con otros métodos como los de Corey, Dalton y Saraf, de esas comparaciones se ha concluido que el método de Stone puede aplicarse sin problema ya que indirectamente involucra características de mojabilidad y de procesos de flujo.

Naar y Wylgal desarrollaron una ecuación para evaluar la permeabilidad relativa al aceite en un sistema trifásico durante el proceso de imbibición. Los resultados sólo pueden verificarse indirectamente mediante la recuperación de aceite predicha y la que se observe.

La mayoría de los métodos efectúan determinaciones adecuadas de los núcleos, esto no indica que suceda lo mismo con el resto del yacimiento del cual se extrajo. Fundamentalmente porque al extraer los núcleos, estos ven alteradas sus características petrofísicas originales y es casi imposible restaurarlas, además de que el núcleo no es realmente representativo del yacimiento, porque éste generalmente está formado de varios estratos y en general son heterogéneos. Para equilibrar este tipo de situaciones conviene obtener un promedio adecuado o una interpolación de las curvas de permeabilidad relativa -- obtenidas, y así obtener valores representativos de las características de permeabilidad relativa del yacimiento. Aunque en la actualidad se discretiza a los yacimientos en los simuladores, no sucede lo mismo con la permeabilidad relativa, ya que son muy pocos los pozos a los cuales les extraen núcleos para su estudio, y en este caso sólo se puede auxiliar de correlaciones.

NOMENCLATURA.

- a constante.
- A area de sección transversal a la dirección de flujo, cm^2 .
- B factor de volumen, $\text{m}^3 @ \text{c.y.} / \text{m}^3 @ \text{c.s.}$
- B_o factor de volumen del aceite, $\text{m}^3 @ \text{c.y.} / \text{m}^3 @ \text{c.s.}$
- B_{ob} factor de volumen del aceite en el punto de burbujeo, $\text{m}^3 @ \text{c.y.} / \text{m}^3 @ \text{c.s.}$
- C constante.
- Cc constante de conversión, $9.87 \times 10^{-7} \text{ atm/dina/cm}^2$.
- C_k constante de Kozeny = GT .
- C_{kew} constante de Kozeny a una saturación dada.
- F factor de formación.
- F factor auxiliar.
- f factor de litología de Purcell.
- f fracción de fase promedio en la corriente de flujo, fracc.
- f'_o derivada del flujo fraccional de aceite con respecto a la S.
- f'_{o2} derivada del flujo fraccional de aceite con respecto a la S en la cara de salida del núcleo = $1 / Q$.
- f_i fracción de una fase dada en la corriente de flujo, $i=g,o$ y w, fracc.
- g aceleración de la gravedad, $(980.7) \text{ cm/seg}^2$.
- G factor geométrico o de forma.
- G_{im} inyección acumulativa de gas, cm^3 o vol. poro.
- G_{pm} volumen total de gas producido, reducido a la presión media de flujo del núcleo, cm^3 o vol. poro.
- h levantamiento o altura capilar, cm.
- h espesor del intervalo productor, m. o ft^3 .
- k permeabilidad absoluta, d. o md.
- k_{ew} permeabilidad efectiva a una saturación dada de la fase mo-
jante, d. o md.
- k_g permeabilidad absoluta obtenida con un gas, d. o md.
- k_i permeabilidad efectiva a una fase dada para el sistema de -
tres fases, d. o md.

k_g	permeabilidad relativa al gas en sistemas bifásicos, fracc.
k_o	permeabilidad relativa al aceite en sistemas bifásicos, --- fracc.
k_w	permeabilidad relativa al agua o fase mojante en sistemas - bifásicos, fracc.
k_{nw}	permeabilidad relativa a la fase no-mojante en sistemas bifásicos, fracc.
k_g	permeabilidad efectiva al gas en sistemas trifásicos, d. o md.
k_o	permeabilidad efectiva al aceite en sistemas trifásicos, d. o md.
k_w	permeabilidad efectiva al agua en sistemas trifásicos, d. o md.
k_{rg}	permeabilidad relativa al gas en sistemas trifásicos, fracc.
k_{ro}	permeabilidad relativa al aceite en sistemas trifásicos, -- fracc.
k_{rw}	permeabilidad relativa al agua o a la fase mojante en sistemas trifásicos, fracc.
k_{rnw}	permeabilidad relativa a la fase no-mojante en sistemas --- trifásicos, fracc.
L	longitud del núcleo, cm.
Ln	logaritmo natural (base "e").
log	logaritmo decimal (base "10").
L_r	longitud real del capilar, cm.
N	volumen original de aceite en el yacimiento, bls.
N_p	volumen de aceite producido acumulado @c.y., bls.
p	presión, atm.
p'	presión, dina/cm ² .
P_c	presión capilar, dina/cm ² .
q	gasto de flujo, cm ³ /seg.

q_{gd}	gasto de gas disuelto, $m^3@c.s./dfa.$ o $ft^3@c.s./dfa.$
q_{R1}	gasto de gas libre, $m^3@c.s./dfa.$ o $ft^3@c.s./dfa.$
o_o	gasto de aceite, $m^3@c.s./dfa.$ o $bls@c.s./dfa.$
Q	volumen inyectado acumulado, cm^3 o vol. poro.
r	radio del capilar, cm.
R	resistencia, ohm.
R	relación gas-aceite instantánea, $m_g^3@c.s./m_o^3@c.s.$ o $ft_g^3@c.s./bls_o@c.s.$
R_B	relación de solubilidad gas-aceite, $m^3_{gd}@c.s./m^3_o@c.s.$ o $ft^3_{gd}@c.s./bls_o@c.s.$
\bar{R}	radio hidráulico, $cm^3/cm^2.$
R_t	resistencia del medio poroso saturado parcialmente, ohm.
R_o	resistencia del medio poroso saturado al 100%, ohm.
R_w	resistencia del fluido saturante, ohm.
r_e	radio de drene, m. o ft. compatible con unidades de r_w
r_w	radio del pozo, m. o ft.
\bar{S}_g	saturación de gas promedio, fracc.
S_g	saturación de gas, fracc.
S_{ge}	saturación de gas en equilibrio o crítica, fracc.
S_o	saturación de aceite, fracc. o vol. poro.
S_{oe}	saturación de aceite efectiva = $(S_o - S_{or}) / (1 - S_{or}).$
S_{or}	saturación de aceite residual, fracc.
S_{nw}	saturación del fluido no-mojante, fracc.
S_B	superficie específica, $cm^2/cm^3.$
S_w	saturación de agua o del fluido mojante, fracc.
S_L	saturación de líquido total = $(S_o + S_w) = (1 - S_g),$ fracc.
S_{oi}	saturación de aceite irreductible, fracc.
S_i	saturación de una fase dada, $i = g, o$ y $w,$ fracc.
S_{fw}	saturación de agua ficticia irreductible.
S_{ob}	saturación de aceite bloqueado.
S_{nwi}	saturación de la fase no-mojante irreductible, fracc.
S_{wf}	saturación de la fase mojante libre.

S_{O}^*	saturación de aceite efectiva.
S_{R}^*	saturación de gas efectiva total (incluye el atrapado).
S_{RF}^*	saturación de gas móvil durante el ciclo de imbibición.
S_{RI}^*	saturación de gas efectiva inicial.
S_{RR}^*	saturación de gas efectiva residual.
S_{RN}^*	saturación de gas normalizada.
S_{ON}^*	saturación de aceite normalizada.
S_{WN}^*	saturación de agua normalizada.
S_{e}^*	saturación reducida.
$S_{w,dr}^*$	saturación de agua reducida durante el proceso de drene.
$S_{w,imb}^*$	saturación de agua reducida durante el proceso de imbibición.
S_{of}^e	saturación de aceite libre reducida.
S_{fw}^e	saturación de agua ficticia irreductible.
$S_{w,dr}^e$	saturación de agua durante el proceso de drene.
T	tortuosidad $(L_f/L)^2$
T_{ew}	tortuosidad efectiva de la fase mojante.
T_{enw}	tortuosidad efectiva de la fase no-mojante.
t	tiempo, seg.
v	q/A velocidad de flujo a través de una area unitaria, cm/seg.
\bar{v}	velocidad real del fluido dentro del capilar, cm/seg.
v	velocidad del fluido en el núcleo, cm/seg.
V	volumen de aceite producido acumulado, cm^3 o vol. poro.
V_{g+o}	volumen de aceite más gas, cm^3 o vol. poro.
V_g	volumen de gas, cm^3 o vol. poro.
W_i	inyección acumulativa de agua, cm^3 o % del vol. poro.
WOR	relación agua-aceite, $m^3 w @ c.s. / m^3 o @ c.s.$ o $cm^3 w @ c.s. / cm^3 o @ c.s.$
X	distancia desde la cara de entrada del sistema, cm.
X	raíz cuadrada del factor de tortuosidad $T^{1/2} = L_f/L$.
Y_{ew}	raíz tortuosa efectiva de la fase mojante.

- X_{enw} raíz tortuosa efectiva de la fase no-mojante.
 X_{rw} = X/X_{ew} , raíz tortuosa relativa de la fase mojanete.
 X_{rnw} = X/X_{enw} , raíz tortuosa relativa de la fase no-mojante.
 z coordenada vertical dirigida hacia abajo.

SUBINDICES.

- a atmosférica.
 b constante en la ecuación de Klinkenberg.
 c congénita, consta, crítica.
 e salida, equilibrio.
 E gas.
 i entrada, ideal, = g , o y w ., irreductible.
 j exponente en la ecuación de Teyssier.
 l libre.
 l líquido.
 n exponente.
 nw no-mojante.
 o aceite.
 r real, residual.
 w agua, mojanete.
 s distancia a lo largo de la dirección de flujo, cm, específico.

LETRAS GRIEGAS.

- α , $\tan \alpha$ = ds/dz , ángulo de la trayectoria de flujo con respecto a la horizontal.
 β_E factor de bloqueo de aceite por invasión de gas.
 β_w factor de bloqueo de aceite por invasión de agua.
 Δ diferencia.
 δ diferencial parcial.
 γ densidad.

- ϵ factor de distribución del tamaño de poro.
- Θ ángulo de contacto líquido-sólido. grados sexagesimales.
- μ viscosidad, cp.
- ξ constante en la ecuación de Wahl.
- ρ resistividad de una sustancia dada, ohm-m.
- ρ densidad, gr/cm³.
- σ tensión interfacial, dina/cm.
- Σ sumatoria.
- ϕ porosidad.

BIBLIOGRAFIA

- 1.- Rodríguez Nieto, R., "Apuntes de Principios de Mecánica de Yacimientos", Facultad de Ingeniería, U.N.A.M., 1980.
- 2.- Loreto Mendoza, E.G., "Apuntes del curso de Recuperación --- Secundaria", Facultad de Ingeniería, U.N.A.M., 1985.
- 3.- Villamar Vigueras, M., "Apuntes del curso de Laboratorio de Yacimientos, Facultad de Ingeniería, U.N.A.M., 1985.
- 4.- Smith, C.R., "Mechanics of Secondary Oil Recovery", Robert - E. Krieger Publishing Co. Inc. Huntinton, New York, 1975.
- 5.- Muskat, M., "Phisical Principles of Oil Production", McGraw Hill Book Co., 1958.
- 6.- Estes, R.K., "Gas Slippage and Permeability Measurements", - Pet. Trans. A.I.M.E., 207, 1956.
- 7.- Klinkenberg, L.J., "The Permeability of Porous Media to Li-- quid and Gases", Drill and Prod. Prac., A.P.I., 1941.
- 8.- Gatlin, C., "Oil Reservoir Engineering Drill Well Completi-- ons", Prentice Hall Inc., 1960.
- 9.- Rodríguez de la Garza, F. y Teyssier, S.J., "Permeabilidades Relativas en Función de la Presión Capilar, Publicación 73,- I.M.P., Febrero 1973.
- 10.- Wyllie, M.R.J. and Spangler, M.B., "Applied Electrical Resis-- tivity to problems of Flow in Porous Media", Bull AAPG 36, 1952.

- 11.- Loomis, A.G. and Crowell, D.C., "Relative Permeability Studies", Sn. Francisco Petroleum Research Lab., Bureau of Mines, 1961.
- 12.- Brownscombe, B.R., Slobod, R.L. and Caudle, B.H., "Relative Permeability", I y II, Oil and Gas Journal, Feb. 9 y 16, 1950
- 13.- Osoba, J.S., Richardson, J.G., Kerver, J.K. and Hafford, J.A., "Laboratory Measurements of Relative Permeability", Pet. Trans. A.I.M.E., 192, 1951.
- 14.- Leas, W.J., Jenks, L.H. and Rusell, C.D., "Relative Permeability to Gas", Pet. Trans. A.I.M.E. 189, 1950.
- 15.- Rapoport, L.A. and Leas, W.J., "Relative Permeability to Liquid in Liquid-Gas Systems", Pet. Trans. A.I.M.E. 192, 1951.
- 16.- Richardson, J.G., Kerver, J.K., Hafford, J. and Osoba, J.S., "Laboratory Determination of Relative Permeability", Pet. -- Trans. A.I.M.E., 195, 1952.
- 17.- Burdine, N.T., "Relative Permeability Calculations From Pore Size Distribution Data", Pet. Trans. A.I.M.E. 198, 1953.
- 18.- Purcell, W.R., "Capillary Pressures- Their Measurement Using Mercury and The Calculation of Permeability Thereform", Pet. Trans. A.I.M.E. 186, 1949.
- 19.- Grichlow, H.B., "Modern Reservoir Engineering-A Simulation - Approach", Prentice Hall Inc. Englewood Cliffs, New Jersey - 07632.

- 20.- Corey, A.T., "The Interrelation Between Gas and Oil Relative Permeabilities", Prod. Monthly 19, No. 1, Nov. 1954.
- 21.- Felsenthal, M., "Correlation of k_g/k_o Data with Sandstone -- Core Characteristics", Pet. Trans. A.I.M.E. 216, 1959.
- 22.- Wahl, W.L., Mullins, L.D. and Elfrink, E.B., "Estimation of Ultimate Recovery from Solution Gas Drive Reservoirs", Pet. Trans A.I.M.E. 213, 1958.
- 23.- Torcaso, M.A. and Wyllie, M.R.J., "A Comparison of Calculated k_{rg}/k_{ro} Ratios with a Correlation of Field Data", Pet. Trans. A.I.M.E. 213, 1958.
- 24.- Welge, H.J., "A Simplified Method for Computing Oil Recoveries by Gas or Water Drive", Pet. Trans. A.I.M.E. 195, 1952.
- 25.- Carlon, S.L., "Comparison of Calculated with Experimental -- Imbibition Relative Permeability", Pet. Trans. A.I.M.E. 251, 1971.
- 26.- Morse, R.A., Terwilliger, P.L. and Yuster, S.T., "Relative - Permeability Measurements on Small Core Samples", Oil and -- Gas Journal, Ag. 23 1947, VII No. 10.
- 27.- Caudle, B.H., Slobod, R.L. and Brownscombe, E.R., "Further - Developements in the Laboratory Determination of Relative -- Permeability", Pet. Trans. A.I.M.E. 192, 1958.
- 28.- Fatt, I. and Dykstra, H., "Relative Permeability Studies", - Pet. Trans. A.I.M.E. 192, 1951.

- 29.- Pirson, S.J., Boatman, E.M. and Nettle, R.L., "Prediction of Relative Permeability Characteristics of Intergranular Reservoirs Rocks from Electrical Resistivity Measurements", Journal Petroleum Technology May 1964.
- 30.- Geffen, T.M., Owens, W.W., Parrish, D.R. and Morse, R.A., -- "Experimental Investigation of Factors Affecting Laboratory Relative Permeability Measurements", Pet. Trans. A.I.M.E. -- 192, 1951.
- 31.- Owens, W.W., Parrish, D.R. and Lamoreaux, W.E., "A Comparison of Field k_g/k_o Characteristics and Laboratory k_g/k_o Test Results Measured by a New Simplified Method", A.I.M.E. 30th Ann Meeting, New Orleans, Paper 518-G, Oct. 1955.
- 32.- Leverett, M.C. and Lewis, W.B., "Steady Flow of Gas-Oil-Water Mixtures Through unconsolidated Sands", Pet. Trans. A.I.M.E. 127, 1938.
- 33.- Sarem, A.M., "Three-Phase Relative Permeability Measurements by Unsteady-State Method", Pet. Trans. A.I.M.E. 237, 1966.
- 34.- Corey, A.T., Rathjens, C.H., Henderson, J.H. and Wyllie, M.R. J., "Three-Phase Relative Permeability", Pet. Trans. A.I.M.E. 207, 1956.
- 35.- Stone, H.L., "Probability Model for Estimating Three-Phase - Relative Permeability", Pet. Trans. A.I.M.E. 249, 1970.
- 36.- Naar, J. and Wygal, R.J., "Three-Phase Imbibition Relative - Permeability", S.P.E.J. Dec. 1961.

- 37.- Gates, J.I. and Lietz, W.T., "Relative Permeabilities of --- California Cores by the Capillary Pressure Method", Drill and Prod. Pract. A.P.I. 285, 1950.
- 38.- Wyllie, M.R.J. and Gardner, G.H.F., "The Generalized Kozeny-Garman Equation", World Oil 121, March 1958, 210 April 1958.
- 39.- Johnson, E.F., Bossler, D.P. and Naumann, V.O., "Calculation of Relative Permeability from Displacement Experiments", Pet Trans A.I.M.E. 216, 1959.
- 40.- Naar, J. and Henderson, J.H., "An Model- It's Application to - Flow Behavior and the Prediction of Oil Recovery", S.P.E.J. June 1961.