



Universidad Nacional Autónoma de México

FACULTAD DE INGENIERIA

PERMEABILIDADES RELATIVAS DURANTE UN
PROCESO DE IMBIBICION PARA SISTEMAS
DE DOS Y TRES
FASES

TESIS PROFESIONAL

Que para obtener el título de:
INGENIERO PETROLERO

p r e s e n t a

HECTOR HERNANDEZ GARCIA

Director de Tesis:
DR. FERNANDO RODRIGUEZ DE LA GARZA



México, D. F.

1986



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.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA

FACULTAD DE INGENIERIA

Dirección
60-I-02

Señor HERNANDEZ GARCIA HECTOR.
P r e s e n t e .

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que aprobado por esta Dirección, propuso el Prof. Dr. -- Fernando Rodríguez de la Garza, para que lo desarrolle como - - tesis para su Examen Profesional de la carrera de INGENIERO - - PETROLERO.

"PERMEABILIDAD RELATIVA DURANTE EL CICLO DE IMBIBICION PARA SISTEMAS DE DOS Y TRES FASES"

- I CONCEPTOS FUNDAMENTALES.
 - II MODELOS PARA SISTEMAS DE DOS FASES.
 - III MODELOS PARA SISTEMAS DE TRES FASES.
 - IV CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.
- BIBLIOGRAFIA.

Ruego a usted se sirva tomar debida nota de que en cumplimiento con lo especificado por la Ley de Profesiones, deberá prestar -- Servicio Social durante un tiempo mínimo de seis meses como - - requisito indispensable para sustentar Examen Profesional; así - como de la disposición de la Coordinación de la Administración - Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de los ejemplares de la tesis, el título del trabajo realizado.

Atentamente.

"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Cd. Universitaria, D.F., Enero 15 de 1985.
EL DIRECTOR

Dr. Octavio A. Rascón Chávez

I N D I C E .-

RESUMEN	1
LISTA DE FIGURAS.....	2
CAPITULO I.-	
INTRODUCCION.....	3
CAPITULO II.-	
CONCEPTOS FUNDAMENTALES.....	6
CAPITULO III.-	
MODELOS ANALITICOS PARA SISTEMAS DE DOS	
FASES.....	15
CAPITULO IV.-	
MODELOS ANALITICOS PARA SISTEMAS DE TRES	
FASES.....	32
CAPITULO V.-	
METODO PROPUESTO PARA EL CALCULO DE k_{ro}	
DURANTE INIBICION EN SISTEMAS	
TRIFASICOS.....	45
CONCLUSIONES	50
APENDICE A.....	51
APENDICE B.....	54
NOMENCLATURA.....	61
REFERENCIAS.....	63
BIBLIOGRAFIA ADICIONAL.....	64

RESUMEN. -

En el presente trabajo se estudian los diferentes modelos desarrollados para el cálculo analítico de las permeabilidades relativas en sistemas de dos y tres fases durante un proceso de imbibición.

Para el cálculo de permeabilidades relativas en dos fases se encontró que el método más general es el desarrollado por C.S. Land. Los datos experimentales requeridos por este modelo son: la saturación crítica de la fase mojanete, un exponente de caracterización obtenido de la curva de presión capilar en drenaje y una constante de entrapamiento de la fase no mojanete. Estos parámetros, junto con la saturación de la fase no mojanete al inicio del proceso de imbibición definen la curva de permeabilidad relativa a la fase no mojanete correspondiente. La curva de permeabilidad relativa a la fase mojanete durante imbibición se considera, para fines prácticos, igual a la obtenida durante un proceso de drenaje.

Para el cálculo de las permeabilidades relativas en procesos de imbibición, para sistemas trifásicos se encontró que el modelo II de Stone es el más general para el cálculo de la permeabilidad relativa al aceite, considerada como la fase de mojabilidad intermedia. Este modelo requiere de valores de permeabilidad relativa en los sistemas bifásicos agua-aceite y gas-aceite, para cuyo cálculo se propone aplicar las ecuaciones de Land. La permeabilidad relativa al agua se considera, al igual que en los sistemas bifásicos, independiente de la historia de saturaciones y la permeabilidad relativa de la fase no mojanete se calcula a partir del modelo de Land para dos fases si se considera al agua y al aceite como una sola fase líquida.

Se presenta un procedimiento, para obtener las isopermas del aceite en sistemas trifásicos, basado en el método iterativo de Newton-Raphson.

LISTA DE FIGURAS.-

FIG. No.		PAG.
2.1	Curvas características de K_r en dos fases (drene e imbibición).....	12
2.2	Representación esquemática procesos drene e imbibición.....	13
2.3	Fenómeno de histeresis en la presión capilar.....	14
3.1	K_r para dos fases mostrando la influencia de la saturación inicial de gas.....	21
3.2	K_{rm} para dos fases, ciclos de drene e imbibición.....	23
3.3	Curvas de K_{rg} durante imbibición.....	24
3.4	Curvas de K_{rm} mostrando la diferencia entre curvas de drene e imbibición.....	26
3.5	Gráfica $\log K_{rm}$ vs. S_{nm}	30
4.1	Diagrama ternario mostrando la evolución de un sistema gas-aceite con imbibición de agua.....	35
4.2	K_{ro} en función de S_w mostrando el efecto de S_g atrapada.....	39
4.3	K_{ro} en función de S_w mostrando el efecto de S_g móvil.....	40
4.4	Isopermas de aceite en función de S_w , S_o y S_g móvil para un proceso de imbibición.....	41
4.5	Isopermas de aceite en función de S_w , S_o y S_g atrapada para un proceso de imbibición.....	42
5.1	Diagrama ternario mostrando curvas de K_{ro} para el proceso de imbibición-drene.....	48
5.2	Diagrama ternario mostrando curvas de K_{ro} para el proceso de imbibición-imbibición.....	49
B.1	Diagrama ternario mostrando curvas de K_{ro} durante imbibición.....	55

```
*****
*
*
*           C A P I T U L O   I . . .
*
*
*           I N T R O D U C C I O N
*
*
*****
```

CAPITULO I.

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

En este trabajo se discuten las técnicas y métodos analíticos más relevantes, empleados en el cálculo de las permeabilidades relativas durante imbibición, tanto para sistemas de dos fases como para sistemas de tres fases.

Los diferentes modelos que se estudian en este trabajo proporcionan expresiones para calcular las permeabilidades relativas a partir de algunas propiedades petrofísicas de fácil obtención. Las expresiones que se presentan son de gran utilidad en la estimación de las permeabilidades relativas cuando no se cuenta con datos medidos experimentalmente.

Las relaciones de permeabilidad relativa obtenidas para el proceso de imbibición se aplican cuando aumenta la saturación de la fase mojante en el medio poroso. La dirección del cambio de saturación, drene o imbibición, tiene gran importancia sobre los valores de permeabilidad relativa de la fase no mojante. Bajo condiciones de imbibición, las fuerzas capilares y las fuerzas viscosas actúan en direcciones opuestas: Las fuerzas capilares favorecen la resaturación de los poros pequeños, mientras que las fuerzas viscosas favorecen la resaturación de los poros grandes. El efecto neto es que los diferentes tamaños de poros no son resaturados en la misma forma durante la imbibición como lo son durante el drene.

Al aumentar la saturación de la fase mojante, durante un proceso de imbibición, se presenta un entrapamiento de las fases no mojante y de mojabilidad intermedia. El fluido de mojabilidad intermedia es directamente desplazado por el fluido mojante, llenando los poros que contenían inicialmente a la fase de mojabilidad intermedia. Parte de esta fase es bloqueada y el resto invade a poros llenos de fluido no mojante, parte del cual es a su vez bloqueado y el resto desplazado.

Los datos de permeabilidad relativa en imbibición son particularmente importantes en estudios del desplazamiento de aceite por agua, tanto en forma natural como inducida.

A continuación se presenta una síntesis del contenido de los capítulos que constituyen este trabajo.

En el capítulo II se revisan los conceptos referentes a la teoría y el cálculo analítico de permeabilidades relativas.

En el capítulo III se revisan la teoría y las ecuaciones para el cálculo de las permeabilidades relativas durante el proceso de imbibición para sistemas de dos fases.

En el capítulo IV se presentan modelos para el cálculo de las permeabilidades relativas en el ciclo de imbibición en sistemas de tres fases: agua, gas y aceite. En los modelos se considera que las permeabilidades relativas para la fase preferentemente mojante durante imbibición son las mismas para sistemas de dos y tres fases; lo mismo se considera para la fase preferentemente no mojante. Basados en esto, las permeabilidades relativas a las fases mojante y no mojante para sistemas de tres fases se calculan con las ecuaciones presentadas en el capítulo III y el capítulo IV se restringe a presentar las ecuaciones para calcular las permeabilidades relativas de la fase de mojabilidad intermedia, generalmente el aceite, para un proceso de imbibición.

En el capítulo V se propone un método para el cálculo de permeabilidades relativas al aceite para sistemas trifásicos en imbibición, el cual se basa en el método II de Stone y donde los datos de permeabilidades relativas a dos fases tanto para el sistema gas-aceite como para el sistema agua-aceite, requeridos por Stone, se calculan mediante las ecuaciones propuestas por Land vistas en el capítulo III.

En el apéndice A se presenta el método empleado para calcular las isopermas de permeabilidad relativa al aceite, en base al modelo propuesto, para su presentación en diagramas ternarios, y en el apéndice B se presenta el programa de cómputo desarrollado para este fin.

* * * * *
* * * * *
* * * * *
* * * * *
* * * * *
* * * * *
* * * * *
* * * * *
* * * * *
* * * * *

CAPITULO II..

CONCEPTOS

FUNDAMENTALES

CAPITULO II.

CONCEPTOS FUNDAMENTALES.

En este capítulo se revisan los conceptos fundamentales que se manejan en el cálculo analítico de las permeabilidades relativas de un sistema roca-fluidos.

La permeabilidad se define como la habilidad del medio poroso para dejar fluir a través de él uno o más fluidos. La permeabilidad absoluta es una propiedad intrínseca de la roca y no del fluido que pasa a través de ella. Esto sucede sólo cuando el fluido satura totalmente el espacio poroso de la roca; la permeabilidad absoluta esta definida por la ecuación de Darcy, la cual establece que el gasto, Q , que pasa a través del medio poroso es directamente proporcional al área, A , de la sección transversal perpendicular al flujo y a la diferencia de presiones, ΔP , entre las caras de entrada y salida del mismo, e inversamente proporcional a la viscosidad del fluido circulante, μ , y a la longitud del medio, L . Esto es:

$$Q \propto \frac{A \Delta P}{\mu L} \quad (2.1)$$

introduciendo el factor de proporcionalidad, K , la ecuación (2.1) puede escribirse como:

$$Q = \frac{K A \Delta P}{\mu L} \quad (2.2)$$

siendo K la constante de proporcionalidad conocida como permeabilidad absoluta. Despejando K de la ecuación (2.2) tenemos:

$$K = \frac{Q \mu L}{A \Delta P} \quad (2.3)$$

La ecuación anterior describe el flujo de una sola fase a través de un medio poroso, al cual satura totalmente. Cuando se considera el flujo simultáneo de dos o más fases no miscibles, una de las cuales moja las paredes del medio, se da origen a los conceptos de permeabilidades efectivas y relativas.

La permeabilidad efectiva es una medida relativa de la conductancia de un medio poroso al flujo de un fluido cuando este lo satura parcialmente. La permeabilidad efectiva al fluido f, K_{ef} , puede calcularse mediante la siguiente expresión:

$$K_{ef} = \frac{Q_f \mu f L}{A \Delta P} \quad (2.4)$$

la permeabilidad efectiva de un sistema roca fluidos depende de la cantidad de fluido presente en la roca o sea de su saturación.

La permeabilidad relativa, K_{rf} , se define como la relación entre la permeabilidad relativa de un medio poroso a un fluido, f, cuando éste lo satura parcialmente y una permeabilidad base, esto es:

$$K_{rf} = \frac{K_{ef}}{K_{base}} \quad (2.5)$$

Las permeabilidades relativas son así, el resultado de normalizar las permeabilidades efectivas. Las permeabilidades relativas pueden ser expresadas en términos de cualquier permeabilidad base. Las permeabilidades base más comunes son tres:

- 1.- Permeabilidad al aire, K_a , medida a presión atmosférica.

2.- Permeabilidad absoluta, K .

3.- Permeabilidad efectiva a los hidrocarburos, medida a la saturación de agua irreductible, S_{wi} .

Las ecuaciones concernientes al flujo de fluidos en un yacimiento hacen uso de las permeabilidades relativas. Las permeabilidades relativas son función de:

1.- El tamaño de los poros.

2.- La distribución del tamaño de los poros.

3.- La mojabilidad.

4.- La saturación de fluidos.

5.- La historia de saturación.

Varios trabajos sobre la medición de permeabilidades relativas en el laboratorio muestran que los cambios en la dirección de saturación tienen un efecto importante sobre los valores de permeabilidades relativas medidos a una saturación dada.

La historia de saturaciones se caracteriza por dos procesos; drene e imbibición. Durante un proceso de drene, la fase mojanante es desplazada del medio poroso por la fase no mojanante. De esta manera, las fuerzas capilares y las fuerzas viscosas actúan en la misma dirección, desaturando primeramente a los poros más grandes y posteriormente a los poros más pequeños. Durante un proceso de imbibición, en el que la fase mojanante desplaza a la no mojanante, las fuerzas capilares y las viscosas actúan en direcciones opuestas. Las fuerzas capilares tienden a resaturar primeramente a los poros más pequeños mientras que las fuerzas viscosas favorecen primero la resaturación de los poros más grandes. El efecto total durante un proceso de imbibición es el entrampamiento de una porción de la fase no mojanante en la estructura del poro, la cual es incapaz de fluir.

La mayor parte de los trabajos sobre el cálculo analítico de las permeabilidades relativas durante el ciclo de imbibición, tienen como base las siguientes suposiciones:

a) Los fluidos en la estructura del poro se encuentran bajo el control capilar. Para sistemas trifásicos mojados por agua, ésta llena preferentemente los poros pequeños y el gas ocupa los poros grandes; el aceite consecuentemente llena los poros restantes de tamaño intermedio. En estas condiciones, la permeabilidad relativa al agua depende solamente de la cantidad de agua móvil ($S_w - S_{wi}$); la permeabilidad al gas depende de la cantidad o saturación de gas presente, S_g , y no depende de la cantidad de agua o aceite, y la permeabilidad relativa al aceite depende de la cantidad de aceite presente, S_o , y del rango de poros en los cuales se encuentra, esto es, depende de S_w y de S_g .

b) Cada fluido se mueve a través de un grupo separado de poros. Dos o tres fluidos no pueden fluir en un mismo poro a la vez. Los cambios de saturación causan redistribución del rango de tamaño de poros ocupado por cada fluido.

Uno de los parámetros comunmente empleados en el desarrollo de los modelos de permeabilidad relativa es la saturación efectiva de fluidos. Las relaciones de permeabilidad relativa pueden ser expresadas más fácilmente en términos de este parámetro. Las saturaciones efectivas al gas, aceite y agua, S_g^* , S_o^* y S_w^* respectivamente, se definen de acuerdo a las siguientes relaciones:

$$S_o^* = \frac{S_o}{1 - S_{wi}} \quad (2.6)$$

$$S_g^* = \frac{S_g}{1 - S_{wi}} \quad (2.7)$$

$$S_w^* = \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \quad (2.8)$$

En la figura (2.1) se muestran las curvas características de permeabilidad relativa en dos fases para procesos de drene e imbibición. De esta figura se puede observar que la curva de permeabilidad relativa de la fase mojanante es función exclusiva de su saturación, de tal forma que dicha curva presenta el mismo comportamiento tanto en drene como en imbibición, desde su mínima hasta su máxima saturación.

Las características del flujo en procesos de drene e imbibición difieren debido al entrapamiento de la fase no mojanante durante la imbibición. A medida que ocurre el drene, la fase no mojanante ocupa los canales de flujo más favorables, mientras que durante la imbibición, parte de la fase no mojanante es rodeada por la fase mojanante dejando entrapada una porción de ésta. La porción entrapada de la fase no mojanante no contribuye al flujo, de aquí que para una saturación dada, su permeabilidad relativa es siempre menor en la dirección de imbibición que en la dirección de drene.

La figura (2.2) describe esquemáticamente la diferencia entre los procesos de drene e imbibición, cuando se considera el flujo de aceite y agua.

La diferencia entre las curvas de permeabilidad relativa para drene e imbibición constituyen lo que se denomina fenómeno de histéresis en las permeabilidades relativas.

Este fenómeno también se observa en la medición de la Presión Capilar, P_c , bajo condiciones de drene e imbibición.

La figura (2.3) ilustra el fenómeno de histéresis en la Presión Capilar.

FIGURA No.(2.1)

Curvas características da K_r en dos fases: drena e imbibición.

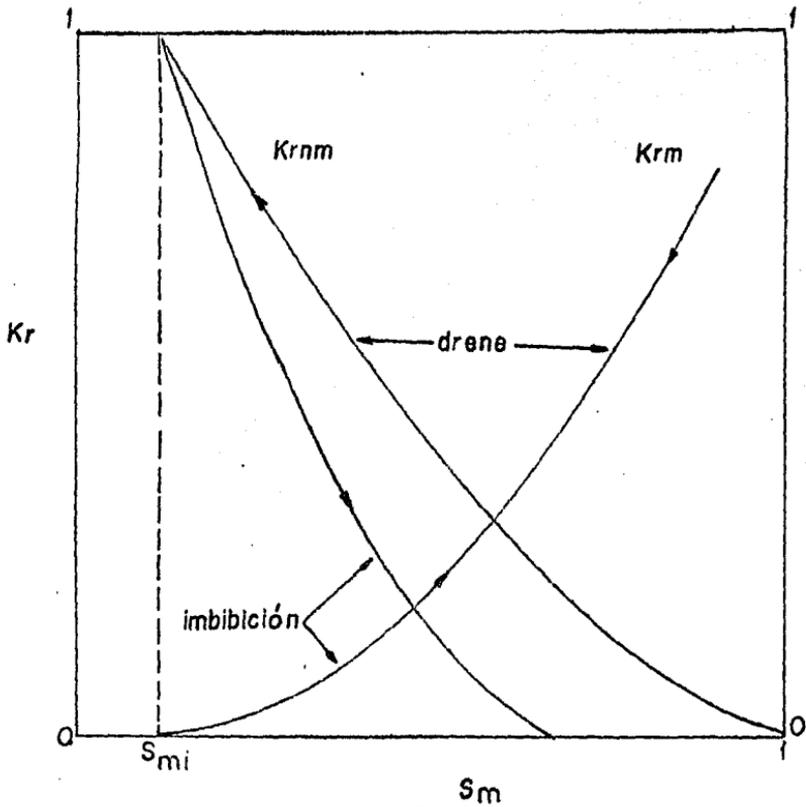
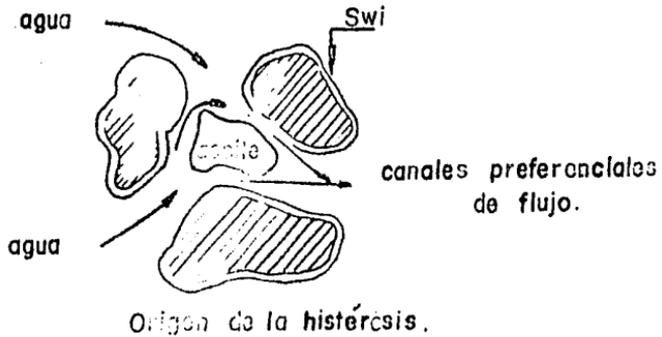
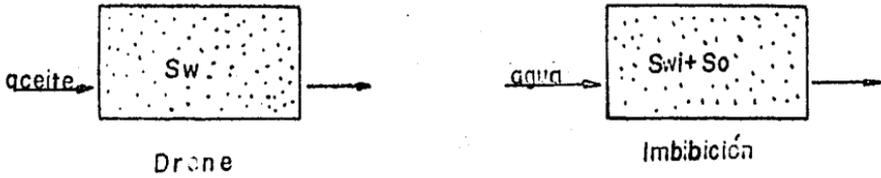


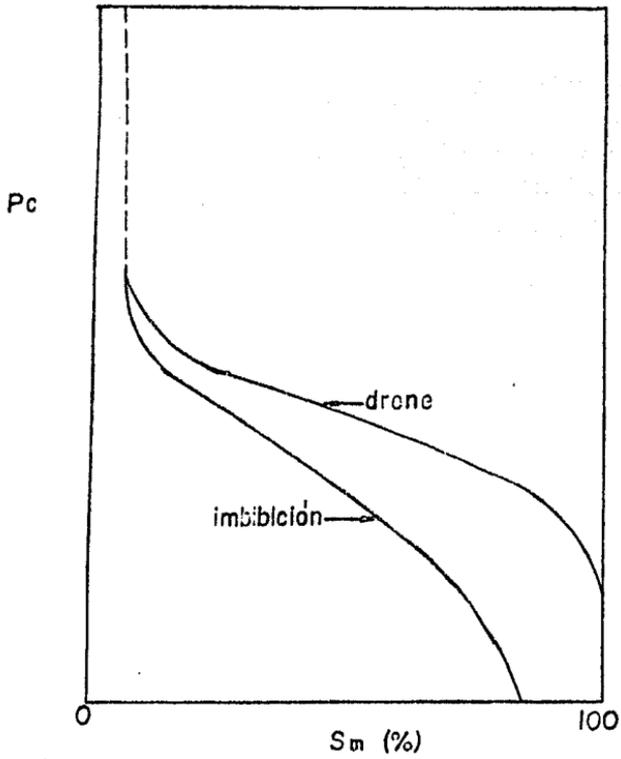
FIGURA No.(2.2)



Representación esquemática procesos de drenaje e imbibición.

FIGURA No. (2,3)

Fenómeno de histéresis en la presión capilar.



* *
* *
* CAPITULO III. *
* *
* *
* *
* MODELOS ANALITICOS PARA *
* *
* SISTEMAS DE DOS FASES. *
* *
* *

CAPITULO III.

En este capítulo se presenta una síntesis de los modelos más relevantes, desarrollados para el cálculo de las permeabilidades relativas en dos fases en procesos de imbibición.

Como se puntualizó en el capítulo anterior, durante un proceso de imbibición existe un entrapamiento gradual de la fase no mojante por el avance de la fase mojante, lo cual se refleja en valores de permeabilidad relativa a la fase no mojante más bajos que aquellos observados durante el proceso de drenaje, para un mismo valor de saturación.

Dada la característica de entrapamiento mencionada, los diferentes trabajos, orientados hacia el cálculo de permeabilidades relativas en imbibición han tomado como base los trabajos precedentes para procesos de drenaje y han establecido, a base de modelos de entrapamiento de la fase no mojante, la correspondencia entre las permeabilidades relativas para ambos procesos.

Naar y Henderson¹ sentaron las bases teóricas para optimar las permeabilidades relativas en procesos de imbibición. Las relaciones entre permeabilidades relativas durante imbibición y permeabilidades relativas durante drenaje se establecieron partiendo del comportamiento de flujo en un modelo idealizado de medio poroso, similar a los propuestos por Wyllie y Gardner² y por Marchal³, con las modificaciones pertinentes para permitir el entrapamiento de la fase no mojante.

Con base en las características de flujo en el modelo teórico entrampamiento, Naar y Henderson establecieron una relación entre las saturaciones efectivas de fluido mojante para drenaje e imbibición, dado un valor de permeabilidades relativas de la fase no mojante. Tal relación es la siguiente:

$$S_{imb}^* = S_{dr}^* - \frac{1}{2} S_{dr}^{*2} \quad (3.1)$$

La aplicación de esta ecuación en las ecuaciones de Wyllie y Gardner², para el cálculo de permeabilidad relativa a la fase no mojante en drenaje, los llevó a encontrar la siguiente ecuación aproximada para estimar la permeabilidad relativa a la fase no mojante en imbibición:

$$K_{rm,imb} = \left(1 - \frac{1}{2} S_{imb}^*\right) \left(1 - S_{imb}^{*2}\right) \quad (3.2)$$

Para la fase mojante se encontró la siguiente relación:

$$K_{rm,imb} = K_{rm,dr} \left(\frac{F^*}{S_{imb}^*}\right) \quad (3.3)$$

donde F^* es una función de $S_{w,imb}^*$ tal que:

$$F^* \geq S_{imb}^* \quad (3.4)$$

Este factor no puede deducirse sólo de argumentos teóricos sino que se requiere además de experimentación.

De acuerdo con la ecuación (3.4) :

$$K_{rm,imb} \geq K_{rm,dr} \quad (3.5)$$

sin embargo en base a resultados experimentales se ha encontrado, para fines prácticos, que:

$$K_{rm,imb} \approx K_{rm,dr} \quad (3.6)$$

Naar y Henderson recomiendan emplear la ecuación (3.1) junto con datos experimentales de permeabilidad relativa a la fase no mojanete durante el ciclo de drone, en cuanto sea posible, para establecer la correspondencia entre $K_{rm,dr}$ y la $K_{rm,imb}$. En ausencia de datos experimentales se podría sin embargo emplear la ecuación (3.2) o bien partir de datos de permeabilidades relativas a la fase no mojanete durante el ciclo de drone, calculadas a través de otras ecuaciones analíticas publicadas en la literatura.

Posteriormente al trabajo de Naar y Henderson, Carlton S. Land⁶ presentó un modelo para el cálculo de permeabilidades relativas en sistemas de dos fases con cambios de saturación en la dirección de imbibición. El modelo se basa en una relación empírica entre la saturación inicial de la fase no mojanete y la saturación de ésta misma fase después de la imbibición, obtenida del análisis de datos experimentales publicados en la literatura. De esta relación empírica se obtuvieron expresiones que relacionan la saturación de la fase no mojanete atrapada y la saturación de la fase no mojanete móvil y que son usadas en conexión con la teoría que relaciona la permeabilidad relativa con la distribución del tamaño de poros.

Land encontró, del análisis de datos experimentales, que la diferencia entre los inversos de la saturación residual efectiva de la fase no mojanete y la saturación efectiva de ésta, al inicio del proceso de imbibición, es igual a una constante, o sea:

$$\frac{1}{S_{nmr}} - \frac{1}{S_{nmi}^*} = C \quad (3.7)$$

Quando la saturación efectiva de la fase no mojante es igual a la unidad se tiene que la saturación residual efectiva de dicha fase será máxima, por lo tanto:

$$C = \frac{1}{S_{nmr}^{máx}} - 1 \quad (3.8)$$

la saturación residual puede entonces relacionarse con la saturación inicial a través de:

$$S_{nmr}^* = \frac{S_{nmi}^*}{1 + C S_{nmi}^*} \quad (3.9)$$

La constante C, es un factor de entrapamiento característico de la roca porosa.

Esta relación nos indica que a medida que aumenta la saturación inicial de gas en un proceso de imbibición, la saturación residual también aumenta.

La ecuación (3.7) fue usada por Land para derivar una ecuación para la saturación móvil de la fase no mojante durante el ciclo de imbibición:

$$S_{nmf}^* = \frac{1}{2} \left[S_{nm}^* - S_{nmr}^* + \sqrt{(S_{nm}^* - S_{nmr}^*)^2 + \frac{1}{C} (S_{nm}^* - S_{nmr}^*)} \right] \quad (3.10)$$

donde, S_{nmf}^* , es la saturación efectiva de la fase no mojante móvil y S_{nm}^* es la saturación efectiva de ésta fase que incluye a la porción entrapada.

Las ecuaciones para calcular permeabilidades relativas a la fase no mojante durante un proceso de crene pueden entonces emplearse para estimar los correspondientes a un proceso de imbibición si la saturación de fluido no mojante empleada corresponde a la saturación de fluido no mojante libre.

Empleando la ecuación de Brooks y Corey ⁷, Land ⁴ presentó la siguiente ecuación para el cálculo de la permeabilidad relativa a la fase no mojante durante el ciclo de imbibición:

$$K_{rm} = S_{nm}^{\lambda} (1 - S_{nm}^{\lambda})^{\epsilon - 2} \quad (3.11)$$

donde:

$$\epsilon = \frac{2}{\lambda} + 3 \quad (3.12)$$

y λ es el índice de la distribución del tamaño de poros. Este índice es la pendiente de la recta que se obtiene al graficar $\log \frac{1}{P_c}$ vs. $\log S_m^{\lambda}$, o sea que:

$$S_m^{\lambda} = \left(\frac{\text{constante}}{P_c} \right)^{\frac{1}{\lambda}} \quad (3.13)$$

Para la obtención de la permeabilidad relativa al agua, Land presenta una ecuación para el caso particular en que:

$$S_m^{\lambda} = \frac{\text{constante}}{P_c^2} \quad (3.14)$$

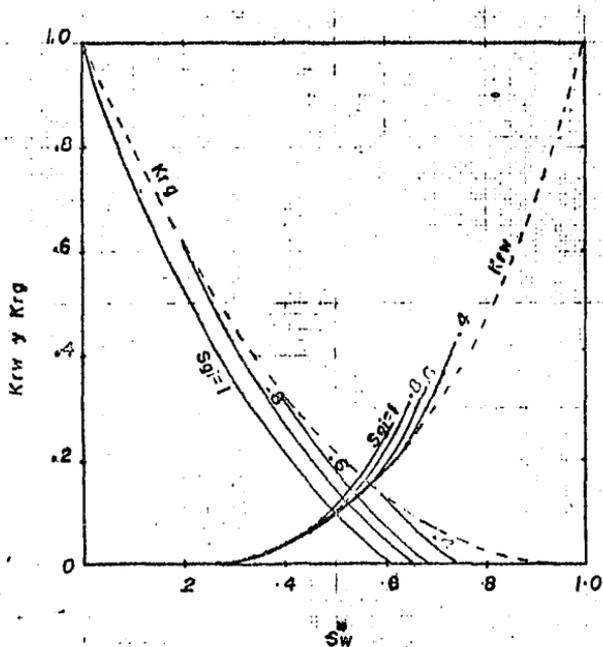
dicha ecuación se presenta a continuación:

$$K_{rm} = S_m^{\lambda 2} \left[\frac{(S_m^{\lambda} - S_{nmt}^{\lambda})^2}{c^2} - \frac{2}{c^2} \left(\frac{\ln \left[\frac{1 - (S_{nmr}^{\lambda})_{\text{máx}}}{1 - (S_{nmr}^{\lambda})_{\text{máx}}} \right] (S_m^{\lambda} - S_{nmt}^{\lambda})}{1 - (S_{nmr}^{\lambda})_{\text{máx}}} \right) \frac{1}{S_{ni}^{\lambda}} - \frac{1}{1 - (S_{nmr}^{\lambda})_{\text{máx}}} \frac{1}{S_{ni}^{\lambda}} \right. \\ \left. + \frac{1}{1 - (S_{nmr}^{\lambda})_{\text{máx}}} \frac{1}{(S_m^{\lambda} + S_{nmt}^{\lambda})} \right] \quad (3.15)$$

En la figura (3.1) se presentan curvas de permeabilidades relativas para un sistema agua-aceite durante imbibición, calculadas con las ecuaciones (3.11) y (3.15) para un valor de

FIG. 3.1. PERMEABILIDAD RELATIVA PARA DOS FASES

MOSTRANDO LA INFLUENCIA DE LA SATURACION INICIAL.



$E=4$ y una saturación residual máxima de gas $(S_{gr})_{máx.}^* = 0.4$, teniéndose como parámetro la saturación inicial de gas. Se muestra además la curva de drene calculada mediante las ecuaciones de Corey para $E=4$, curva discontinua.

Como se expuso anteriormente, cuando ocurre el proceso de imbibición, una porción de la fase no mojanete queda atrapada en la estructura del poro y es incapaz de fluir. Este efecto puede apreciarse en la línea punteada de la figura (3.2). El punto A representa la saturación de la fase no mojanete requerida para proporcionar el valor de la permeabilidad en un proceso de drene, indicado por la línea punteada. Continuando la desaturación hasta la saturación residual de la fase mojanete, S_{mr} , y entonces la resaturación hacia el mismo valor de permeabilidad relativa, punto B, resulta en una mayor saturación de la fase no mojanete, debido en parte a que la saturación de la fase no mojanete, saturación B menos saturación A, es atrapada y esta no contribuye a la permeabilidad relativa de la fase no mojanete en dicho proceso de imbibición.

En la figura (3.3) se muestran tres curvas de permeabilidades relativas al gas durante imbibición y una curva de drene, línea punteada, que empieza con $S_g^* = 0.0$ y va hasta $S_g^* = 1.0$. El punto de inicio para cualquier curva de imbibición es el punto de la curva de drene definida por el valor de S_{gi}^* .

El final de la curva de imbibición está regido por la saturación inicial de la fase no mojanete y por la constante de entrapamiento C de acuerdo con la ecuación (7.3). Esto define la saturación residual de la fase no mojanete (S_{nmr}), que es la saturación a la cual la permeabilidad relativa a la fase no mojanete durante imbibición es igual a cero.

Por lo que respecta a la permeabilidad relativa durante imbibición para la fase mojanete, toda esta fase permanece móvil cuando la saturación de esta se incrementa, entrapando algo de fluido no mojanete en los poros invadidos.

FIG. 3.2

K_{rnm} para dos fases, ciclos de drene
e imbibición.

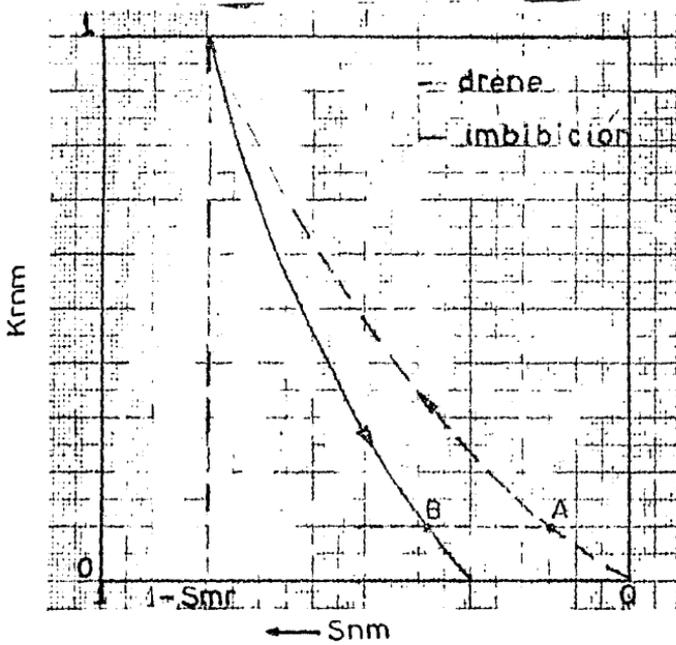
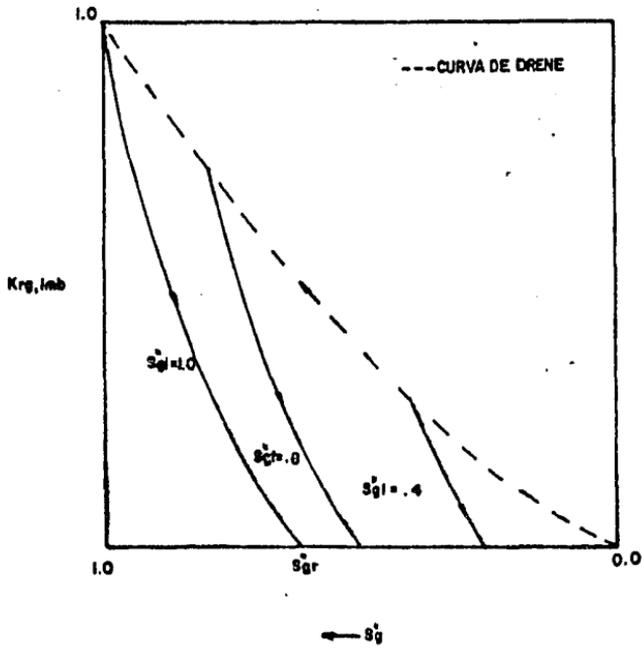


FIG. 3.3

Curvas de K_{rg} durante imbibición.



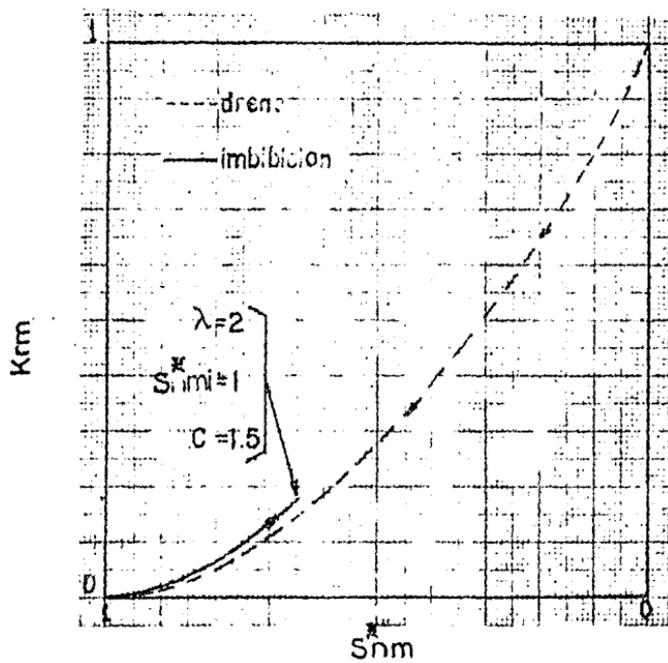
Debido al entrapamiento de la fase no mojante, para cualquier valor de saturación de fluido mojante, cierta cantidad de ésta debe ocupar los poros grandes que deberían ser ocupados por el fluido no mojante si éste no fuera atrapado. Como consecuencia del incremento del tamaño de poros ocupados por la fase mojante, los valores de permeabilidad relativa a la fase mojante durante imbibición son en ocasiones mayores que los valores de permeabilidad relativa a la fase mojante durante drene. La figura (3.4) ilustra la diferencia entre las curvas de drene e imbibición, donde puede notarse que la diferencia es mínima. Para valores grandes de C y valores pequeños de saturación efectiva a la fase no mojante inicial, la diferencia es todavía menor.

Por estas razones es usual el utilizar la misma ecuación para la permeabilidad relativa a la fase mojante en drene e imbibición. La ecuación puede escribirse en una forma simple como sigue:¹⁴

$$K_{rm_{imb}} = K_{rm_{dr}} = (S_m^*) \frac{2+3\lambda}{\lambda} \quad (3.16)$$

FIG. 3.4

Curvas de K_{rm} mostrando la diferencia entre
curvas de drenaje e imbibición.



Posteriormente, Francis M. Carlson⁸ presentó un método para evaluar la permeabilidad relativa a la fase no mojanete durante imbibición que tiene sus bases en la relación empírica publicada por Land⁶, dada por la ecuación (3.7).

El procedimiento de Carlson para construir una curva de permeabilidad relativa para el ciclo de imbibición en un sistema de dos fases requiere de la curva experimental de drene, la saturación máxima de la fase no mojanete en el proceso de imbibición y datos adicionales, cuando menos uno, correspondientes a la curva experimental de permeabilidad relativa a la fase no mojanete durante imbibición. La idea básica de éste método es la de proporcionar lo medios para estimar (interpolan) los datos de permeabilidades relativas a la fase no mojanete durante imbibición dado un número reducido de datos experimentales. Además es muy significativo el hecho de que la saturación residual de la fase no mojanete puede ser calculada sin una completa especificación de la curva experimental de imbibición.

El método propuesto por Carlson puede resumirse de la forma que se muestra a continuación. Dados n valores experimentales, $j=1,2,3,\dots,n$ tanto de S_{nmj} como de S_{nmi} , se procede de la siguiente forma:

1) Cálculo de la constante de entrampamiento C.

a) Se calcula \bar{S}_{nmr} usando una combinación de las siguientes ecuaciones:

$$S_{nmrj} = \frac{1}{2} \left\{ (S_{nmj} - S_{nmi}) + \left[(S_{nmj} - S_{nmi})^2 + \frac{4 S_{nmi} S_{nmi} (S_{nmj} - S_{nmi})}{S_{nmi} - S_{nmi}} \right]^{0.5} \right\} \quad (3.17)$$

$$\bar{S}_{nmr} = \frac{\sum_{j=1}^n S_{nmrj}}{n} \quad (3.18)$$

b) Calcular C con la ecuación (3.7):

$$C = \frac{I}{S_{nmr}} - \frac{I}{S_{nmi}} \quad (3.20)$$

II) Dado un valor de S_{nmi} , calcular S_{nmr} , por medio de la ecuación (3.9):

III) Usando S_{nmr} , la saturación a la cual se desea conocer la permeabilidad relativa a la fase no mojanete durante imbibición, y los valores de C y S_{nmr} determinados en los pasos anteriores, calcular la saturación efectiva libre a la fase no mojanete, S_{nm} , usando la ecuación (3.10) propuesta por Land :

IV) Determinar K_{rnm} durante imbibición de la curva de drene entrando con S_{nmf} , esto es:

$$K_{rnm} \text{ imb} (S_{nm}) = K_{rnm} \text{ dr} (S_{nmf}) \quad (3.20)$$

Repetiendo los pasos III y IV se puede generar totalmente la curva de imbibición deseada, dada una saturación inicial de no mojanete en imbibición, S_{nmi} .

Carlson hace mención del paralelismo que existe entre las curvas de imbibición calculadas por el método propuesto para diferentes valores de S_{nmi} . Lo cual queda demostrado con la siguiente explicación.

Cuando se desea una curva de imbibición en particular, que sea diferente de la curva de imbibición experimental; el procedimiento puede ser usado para generar la curva deseada, se tenga en disponibilidad o no una curva experimental de imbibición completa.

Para valores de S_{nmi} , es posible generar las curvas de imbibición correspondientes repitiendo los pasos II a IV.

Si existe una curva de imbibición completa, es más conveniente construir gráficamente la curva deseada paralela a la curva experimental.

El paralelismo entre curvas será demostrado mediante el siguiente desarrollo.

La figura (3.5) es un diagrama funcional que muestra dos curvas de imbibición definidas por el siguiente algoritmo:

Tomando como base la ecuación (3.7), mediante manipulación algebraica se llega a:

$$S_{nm} - S_{nmf} = S_{nmr} - \frac{S_{nmf}}{1 + C S_{nmf}} \quad (3.21)$$

El desarrollo para llegar a ésta ecuación, partiendo de la ecuación (3.7) se presenta en el apéndice A del trabajo de Carlson.

De la figura (3.5) S_{nm1} y S_{nm2} pueden ser expresadas mediante el arreglo algebraico de la ecuación (3.21) como sigue:

$$S_{nm1} = S_{nmf} + S_{nmr1} - \frac{S_{nmf}}{1 + C S_{nmf}} \quad (3.22)$$

$$S_{nm2} = S_{nmf} + S_{nmr2} - \frac{S_{nmf}}{1 + C S_{nmf}} \quad (3.23)$$

restando (3.23) a (3.22) tenemos:

$$S_{nm2} - S_{nm1} = S_{nmr2} - S_{nmr1} \quad (3.24)$$

La ecuación (3.24) confirma que la diferencia entre valores dados de S_{nm} , para una permeabilidad relativa a la fase no mojante dada es constante, por lo que se concluye que las curvas de imbibición para diferentes valores de S_{nm} son paralelas.

De los métodos analíticos propuestos para el cálculo de permeabilidad relativa a dos fases durante el ciclo de imbibición para la fase no mojante, el que mejores resultados a aportado es el propuesto por C. S. Land⁶ ya que caracteriza de la mejor manera posible el fenómeno de histeresis de las curvas de permeabilidad relativa.

CAPITULO IV.

En este capítulo se discuten las técnicas empleadas para calcular las permeabilidades relativas en sistemas trifásicos sujetos a un proceso de imbibición. Las características de mojabilidad de cada una de las fases se consideran bien definidas, esto es; se tiene una fase predominantemente mojante, otra predominantemente no mojante y la fase restante se considera de mojabilidad intermedia.

La evidencia experimental^{4,9} indica, para el caso del flujo trifásico de fluidos en un medio poroso, que la permeabilidad relativa al agua, generalmente la fase no mojante, depende basicamente de la saturación de agua, que la permeabilidad relativa al gas, la fase no mojante, depende solamente de la saturación de gas y que la permeabilidad relativa al aceite depende de ambas saturaciones. Para un valor dado de saturación de aceite, la permeabilidad a esta fase varía en función del tamaño de los poros donde el aceite se encuentra alojado. Esto a su vez depende de las cantidades relativas de agua y gas presentes en el medio poroso.

En base a lo expuesto en el párrafo anterior, la permeabilidad relativa al agua en sistemas trifásicos mojados por agua se puede calcular mediante las ecuaciones presentadas en el capítulo anterior para la fase mojante. Asimismo, la permeabilidad relativa al gas se puede calcular empleando las ecuaciones dadas para la fase no mojante, sustituyendo la saturación de mojante, S_m , y su residual, S_{mr} , por las saturaciones de líquidos, $S_L = S_o + S_w$, y por la saturación residual de líquidos, $S_{Lr} = S_{or} + S_{wc}$, respectivamente. El cálculo de la permeabilidad relativa al aceite es sin embargo más complejo por

lo que los diversos trabajos referentes al cálculo de permeabilidades relativas en sistemas trifásicos han tenido como objetivo el obtener expresiones para la permeabilidad relativa al aceite.

La evolución de un sistema gas-aceite con imbibición de agua desde la saturación inicial de agua, S_{wi} , hasta la saturación de imbibición máxima $(S_{wi,imb})_{máx.}$ muestra una tendencia a seguir a lo largo de una línea de saturación de aceite constante con incremento en la permeabilidad relativa al aceite y decremento en la saturación de gas. Cuando la saturación de gas no puede reducirse en mayor grado, el sistema se desarrolla a lo largo de una línea de saturación de gas constante con decremento en la saturación y permeabilidad al aceite. La línea punteada en la figura (4.1) muestra tal comportamiento.

En sistemas en los cuales se tienen tres fases se pueden presentar cuatro diferentes tipos de historias de saturación;

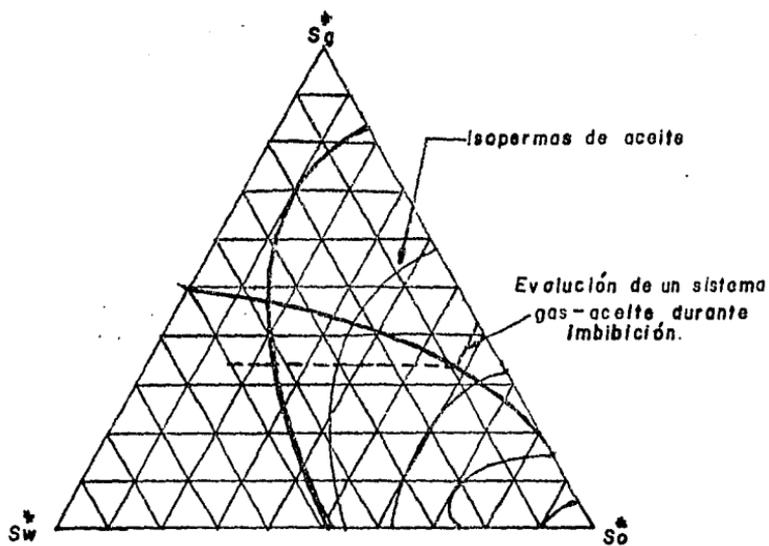
Las cuatro historias de saturación fueron indicadas por Snell como: II, ID, DI y DD. Donde I y D se refieren a la dirección del cambio de saturación; imbibición o drene, con la primer letra indicando la dirección del cambio de la fase preferentemente mojante en el sistema agua-aceite y la segunda letra indicando la dirección del cambio de saturación de la fase preferentemente mojante en el sistema gas-aceite.

Entre los modelos que permiten calcular la permeabilidad relativa al aceite en un proceso de imbibición para sistemas de tres fases, destacan los que se tratan a continuación.

Naar y Wygal¹¹ tomaron en cuenta los mecanismos de desplazamiento involucrados durante el proceso de imbibición y consideraron que cuando el agua, fase mojante*, invade el medio poroso y esta ocupa los poros de radio r , que estaban inicialmente llenos de aceite, parte del aceite contenido en esta clase de poros es bloqueado y el resto invade poros llenos de gas. Parte de la fase gaseosa es en cambio bloqueada y el gas remanente es expulsado del medio poroso. Los efectos de estos movimientos son los siguientes:

* En lo subsiguiente se considerará al agua como fase mojante, al gas como fase no mojante y al aceite como fase de mojabilidad intermedia.

FIG.4.1. IMBIBICION EN TRES FASES.



a) Debido a que cierto volumen de aceite es atrapado, la permeabilidad relativa al aceite tiende a disminuir.

b) Debido a que cierto volumen de aceite se mueve de poros pequeños a poros más grandes, la permeabilidad relativa al aceite tiende a aumentar.

La permeabilidad relativa al aceite es entonces un balance entre estas dos tendencias y es posible observar un incremento en la permeabilidad relativa al aceite a un valor de saturación de aceite constante.

Después de que el aceite invade todos los poros llenos de gas, la saturación de aceite y la permeabilidad relativa al aceite decrecen cuando la saturación de agua se incrementa.

Para el caso particular en que la relación entre la saturación efectiva de mojanje y la presión capilar pueden aproximarse por la ecuación:

$$S_w^* = \frac{\text{constante}}{P_c^2} \quad (4.1)$$

Naar y Wygal presentaron la siguiente ecuación para calcular la permeabilidad relativa al aceite durante imbibición:

$$K_{ro} = S_{of}^3 (S_{of}^* + 3S_{fw}^*) \quad (4.2)$$

donde S_{of}^* y S_{fw}^* son definidas por:

$$S_{of}^* = S_o^* - S_{ob}^* \quad (4.3)$$

$$S_{fw}^* = S_w^* - S_{ob}^* \quad (4.4)$$

$$S_{ob}^* = \frac{S_w^*}{2} \quad (4.5)$$

Land⁶ extendió su modelo de imbibición bifásico al caso de flujo trifásico. Consideró una saturación de hidrocarburos, $S_h = S_o + S_g$, y supuso que la saturación residual máxima de éstos es la misma sin tomar en cuenta si la saturación inicial de hidrocarburos es gas, aceite o ambas.

Land partió de la ecuación (3.7), dada anteriormente y consideró que la diferencia entre los inversos de las saturaciones residuales e iniciales es igual a una constante, esto es:

$$\frac{1}{S_{gr}^* + S_{or}^*} - \frac{1}{S_{gi}^* + S_{oi}^*} = \frac{1}{(S_{hr})_{máx}} - 1 \quad (4.6)$$

Tomando en cuenta esta ecuación, Land obtuvo una expresión analítica para calcular la permeabilidad relativa al aceite, para el caso particular en que se cumple la ecuación (4.1). Esta es:

$$K_{ro} = S_{of}^* \left[(1 - S_{gr}^*)^2 - \frac{2}{C^2} \left(\ln \frac{(S_{hr})_{máx} + \{1 - (S_{hr})_{máx}\} S_{gr}^*}{(S_{hr})_{máx} + \{1 - (S_{hr})_{máx}\} S_{gi}^*} \right) + \frac{1}{(S_{hr})_{máx} + \{1 - (S_{hr})_{máx}\} S_{gi}^*} \right] \quad (4.7)$$

Si la saturación de agua se incrementa mientras que la saturación de gas permanece constante, el caso ID de Snell, la ecuación anterior se simplifica a:

$$K_{ro} = S_{of}^* \left[2(S_w^* + S_{ot}^*) + S_{of}^* \right] \quad (4.8)$$

donde:

$$S_{of}^* = \frac{1}{2} \left[(S_o^* - S_{or}^*) - \frac{1}{C} \left(\frac{S_{gi}^*}{S_{gr}^*} - \frac{S_{gr}^*}{S_{gi}^*} \right) + \sqrt{\left[(S_o^* - S_{or}^*) - \frac{1}{C} \left(\frac{S_{gi}^*}{S_{gr}^*} - \frac{S_{gr}^*}{S_{gi}^*} \right) \right]^2 + \frac{4(S_o^* - S_{or}^*) S_{gi}^*}{C S_{gi}^*}} \right] \quad (4.9)$$

Y

$$S_{or}^* = \frac{S_{oi}^* \frac{S_{gr}^*}{S_{gi}^*}}{1 + C(S_{gi}^* + S_{oi}^*)} \quad (4.10)$$

Land presenta también una forma particular de la ecuación (4.7) para el caso límite en que todo el gas contenido en el medio poroso queda atrapado durante el proceso de imbibición, el caso II de Snell, dicha ecuación es:

$$K_{ro} = S_{of}^* \left[2S_w^* + S_{of}^* \right] - S_{of}^* \left[S_{gr}^* \left(2 + \frac{2}{C} (S_{gr}^* + \frac{1}{C} \ln \frac{S_{gr}^*}{S_{gi}^*}) \right) \right] \quad (4.11)$$

El último término de ésta ecuación toma en cuenta el gas atrapado por el aceite.

En la figura (4.2) se muestra el efecto de la saturación de gas entrappedo sobre la permeabilidad relativa al aceite. Las curvas fueron obtenidas por medio de la ecuación (4.11). En la figura (4.3) se muestra el efecto de una saturación de gas móvil sobre la permeabilidad relativa al aceite. Estas curvas se calcularon a través de la ecuación (4.8).

En las figuras (4.4) y (4.5) se presentan diagramas ternarios mostrando isopermas del aceite, obtenidas con las ecuaciones (4.8) y (4.11) respectivamente. Todas las curvas fueron construidas empezando con $S_{wi}=0.0$. La ecuación (4.7) puede ser usada con el propósito de obtener curvas de permeabilidad relativa al aceite para cualquier historia de saturación de gas entre estos dos extremos y para saturaciones de agua iniciales diferentes de cero.

Como se mencionó anteriormente, la ecuación (4.7) corresponde al caso particular en que se cumple la ecuación (4.1). Para el caso general en que se tienen relaciones diferentes a (4.1), Land presenta una ecuación del tipo integral para permeabilidad relativa al aceite que no es posible resolver analíticamente y que requiere de métodos numéricos para su evaluación, lo cual la hace impráctica.

Entre los modelos desarrollados para el cálculo de la permeabilidad relativa al aceite en sistemas trifásicos destacan los métodos probabilísticos propuestos por H.L. Stone^{12,13}, modelos I y II, que se describen brevemente a continuación.

Los modelos propuestos por Stone para el cálculo de la permeabilidad relativa al aceite cuando se tienen tres fases fluyendo en el medio poroso, básicamente interpolan entre dos juegos de datos de permeabilidades relativas a dos fases.

Los datos necesarios en los métodos propuestos por Stone son dos juegos de datos de permeabilidad relativa: datos de un sistema gas-aceite y datos de un sistema agua-aceite. Del sistema agua-aceite se obtiene la permeabilidad relativa al agua, K_{rw} ,

FIG. 4.2 FERMEABILIDAD RELATIVA AL ACEITE EN FUNCION DE LA SATURACION DE AGUA MOSTRANDO EL EFECTO DE LA SATURACION DE GAS ENTRAMPADO.

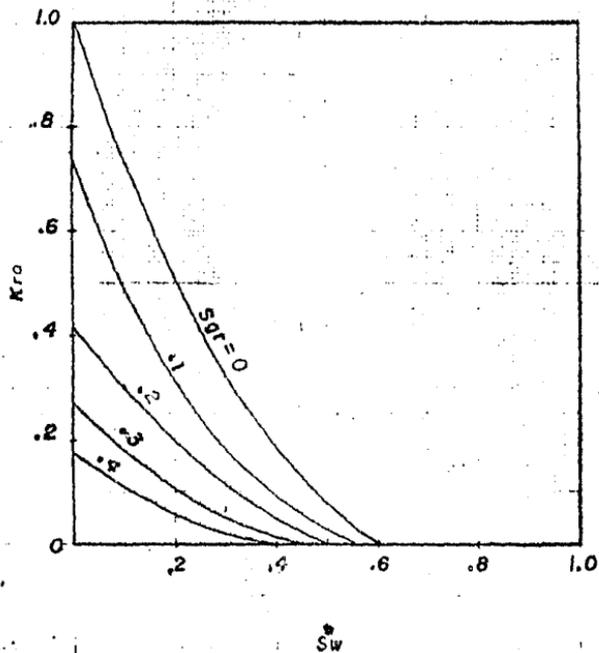


FIG.4.3 PERMEABILIDAD RELATIVA AL ACEITE EN FUNCION DE LA SATURACION DE AGUA MOSTRANDO EL EFECTO DE LA SATURACION DE GAS MÓVIL.

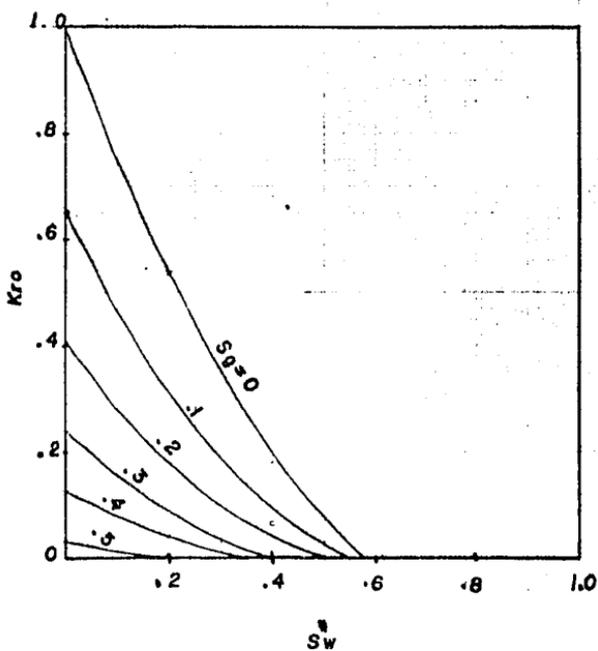


FIG.4.4 ISOPERMAS DE ACEITE EN FUNCION DE SATURACIONES
 DE AGUA, ACEITE Y GAS MOVIL PARA EL CICLO
 DE IMBIBICION EMPEZANDO CON
 $S_{wi}=0.0$

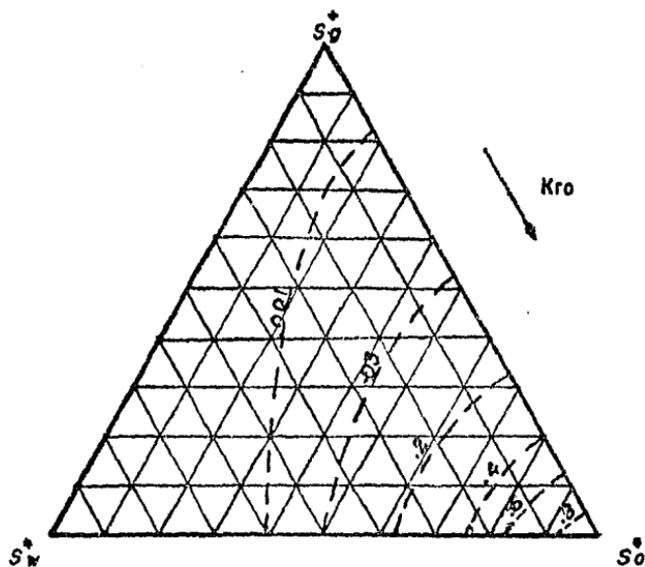
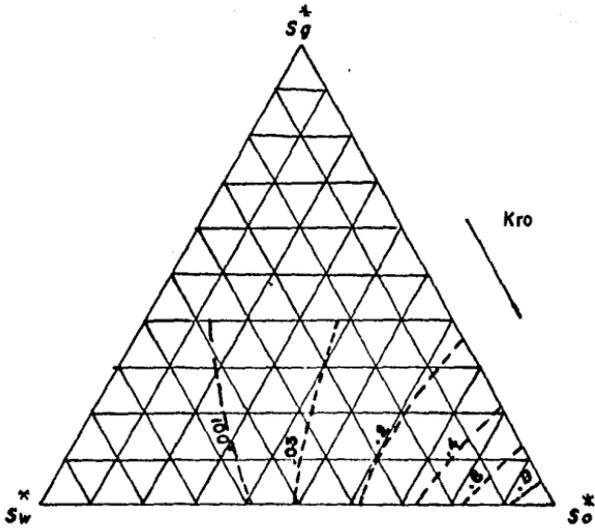


FIG.4.5 ISOPERMAS DE ACEITE EN FUNCION DE SATURACIONES DE AGUA, ACEITE Y GAS ENTRAMPADO PARA EL CICLO DE IMBIBICION EMPEZANDO CON $S_{wi} = 0.0$



y la permeabilidad relativa la aceite, K_{row} . Así mismo del sistema gas-aceite se obtiene la permeabilidad relativa al gas, K_{rg} , y la permeabilidad relativa al aceite, K_{rog} . Stone indica que la historia de saturaciones, drene o imbibición, se toma en cuenta al emplear los datos de permeabilidades relativas correspondientes al caso que se desee representar.

El modelo I de Stone¹² requiere del cálculo de dos parámetros definidos como β_w y β_g cuyo origen es el siguiente: cuando la saturación de aceite normalizada, S_o^* , es 100% la permeabilidad relativa al aceite también es 100%, pero cuando S_o^* decrece, ya sea por incremento en la saturación de agua o de gas, el decremento de la permeabilidad relativa al aceite es mucho mayor que el decremento de S_o^* . Se define el factor β_w , como un factor por el cual será multiplicada la saturación de aceite, para tomar en cuenta éste aumento desproporcionado de la permeabilidad relativa al aceite. El factor β_w es función de, S_w únicamente. Similarmente se define un factor para el gas, β_g el cual es sólo función de S_g . Asumiendo que la movilidad del aceite es obstaculizada por el flujo de agua y gas y que estos eventos son independientes, se puede escribir una ecuación que relacione la permeabilidad relativa al aceite y la saturación de aceite, S_o^* , como sigue;

$$K_{ro} = S_o^* \beta_w \beta_o \quad (4.12)$$

donde β_w y β_g están dados por la relaciones siguientes:

$$\beta_w = \frac{K_{row}}{1 - S_w^*} \quad (4.13)$$

$$\beta_g = \frac{K_{rog}}{1 - S_g^*} \quad (4.14)$$

La evaluación de los factores β_w y β_g , ecuaciones (4.13) y (4.14) requiere de datos de permeabilidades relativas a dos fases.

En el modelo I se supone además la existencia de una saturación de agua congénita, S_{wc} y de una saturación de aceite

residual, S_{om} , como fluidos inmóviles. Es bien conocida la existencia de la saturación de agua inmóvil y ésta es uno de los parámetros que se consideran en la normalización de las saturaciones de fluidos. El modelo I puede predecir la ausencia total de aceite residual después de un desplazamiento de gas en la presencia de agua irreductible o en un desplazamiento de agua con suficiente gas presente. Se sabe que la saturación de aceite residual es pequeña, pero no exactamente cero. Esta saturación es tomada en cuenta en las ecuaciones (4.15), (4.16) y (4.17). En estas ecuaciones se supone que el valor de la saturación de aceite residual es constante:

$$S_o^* = \frac{S_o - S_{om}}{1 - S_{wc} - S_{om}} \quad (\text{para } S_o > S_{om}) \quad (4.15)$$

$$S_w^* = \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc} - S_{om}} \quad (\text{para } S_w > S_{wc}) \quad (4.16)$$

$$S_g^* = \frac{S_g}{1 - S_{wc} - S_{om}} \quad (4.17)$$

donde:

$$S_g^* + S_w^* + S_o^* = 1$$

El modelo II propuesto por Stone¹³, es una revisión al modelo I y proporciona una mejor concordancia entre los datos calculados y los experimentales, especialmente en la región de baja saturación de aceite. El modelo II no requiere de la especificación de la saturación residual de aceite, S_{om} , y es capaz de predecirla en base a los datos proporcionados.

La ecuación que predice el comportamiento de la permeabilidad relativa al aceite en tres fases, es la siguiente:

$$K_{ro} = (K_{row} + K_{rw}) (K_{rog} + K_{rg}) - (K_{rw} + K_{rg}) \quad (4.18)$$

con la restricción de que $K_{ro} \geq 0$. Esto es, si la permeabilidad relativa al aceite es negativa implicaría un completo bloqueo del aceite o sea que la permeabilidad relativa al aceite sería igual a cero.

CAPITULO V .

En el capítulo anterior se presentaron los métodos empleados para calcular la permeabilidad relativa al aceite en procesos de imbibición que involucran flujo trifásico. La aplicación de las ecuaciones desarrolladas por Naar-Wygal y por C.B. Lord, como se vió esta restringida a casos particulares. Por otro lado, la metodología propuesta por Stone aparentemente no tiene limitaciones en cuanto al tipo de proceso y podría ser capaz de manejar cualquier historia de saturaciones, siempre que los datos de permeabilidad relativa en los sistemas gas-aceite y agua-aceite, requeridos por el método correspondan al caso que se desea representar.

El modelo II de Stone dado por la ecuación (4.18) es:

$$I_{DII} = (K_{row} + I_{rw}) (K_{rog} + K_{rg}) - (K_{rg} + K_{rw})$$

En ausencia de datos experimentales se recomienda calcular los datos de permeabilidad relativa en dos fases requeridos por el modelo II de Stone a partir de las ecuaciones de Land presentadas en el capítulo III.

Para el proceso imbibición-drene, ID, el cual involucra imbibición de agua en el sistema agua-aceite y drene de aceite en el sistema gas-aceite, se tienen las siguientes ecuaciones: Para el sistema agua-aceite,

$$K_{rw} = (1 - S_o)^* C \quad (5.1)$$

$$K_{row} = S_o f \left[1 - (1 - S_o f)^* C^{-2} \right] \quad (5.2)$$

y para el sistema gas-aceite,

$$K_{rog} = (1 - S_g)^* C \quad (5.3)$$

$$Krg_{dr} = Sg^{*2} \left[1 - (1 - Sg^*)^{C-2} \right] \quad (5.4)$$

La saturación de aceite libre S_{of}^* de la ecuación (5.2) se calcula mediante la ecuación (3.10).

Para un proceso de imbibición-imbibición, II, donde existe imbibición de agua en el sistema agua-aceite e imbibición de aceite en el sistema gas-aceite, los datos de permeabilidades relativas en el sistema agua-aceite se siguen calculando con las ecuaciones (5.1) y (5.2). Para el sistema gas-aceite la ecuación (5.3) sigue aplicandose al cálculo de Krg mientras que la ecuación requerida para calcular Krg en imbibición es:

$$Krg_{imb} = S_{gf}^{*2} \left[1 - (1 - S_{gf}^*)^{C-2} \right] \quad (5.5)$$

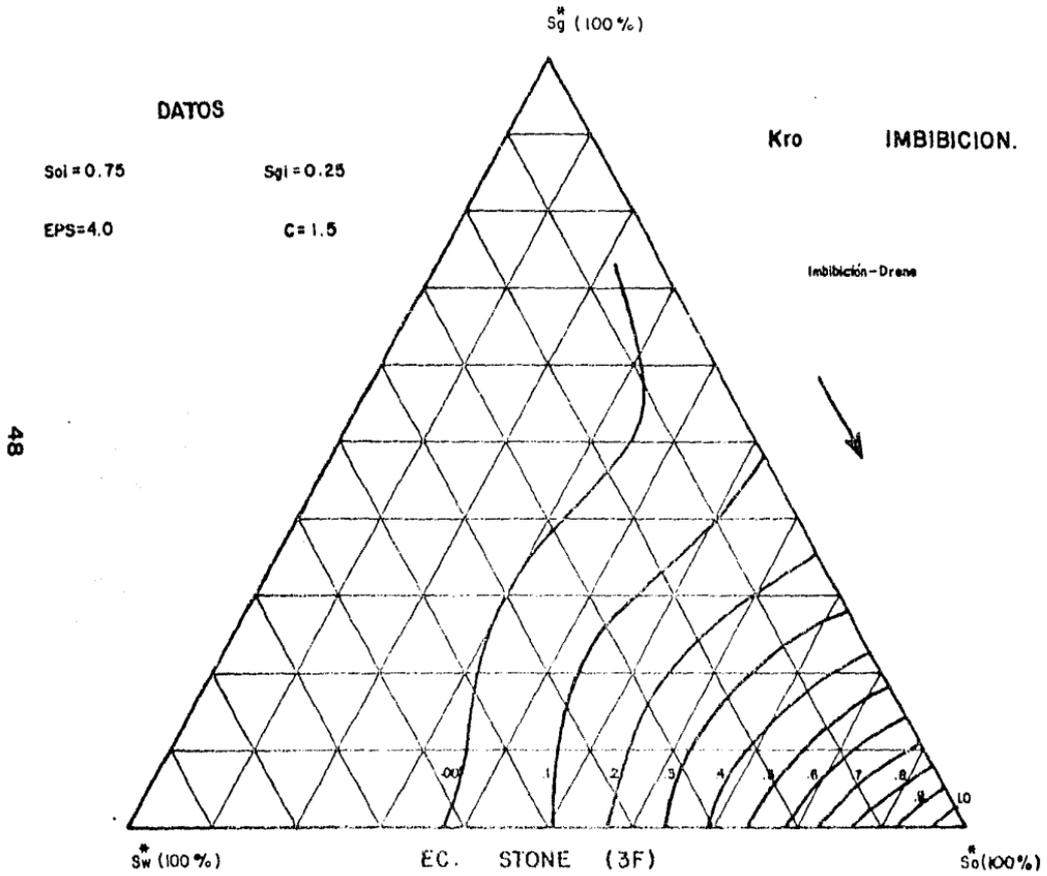
donde S_{gf}^* se calcula mediante la ecuación (3.10).

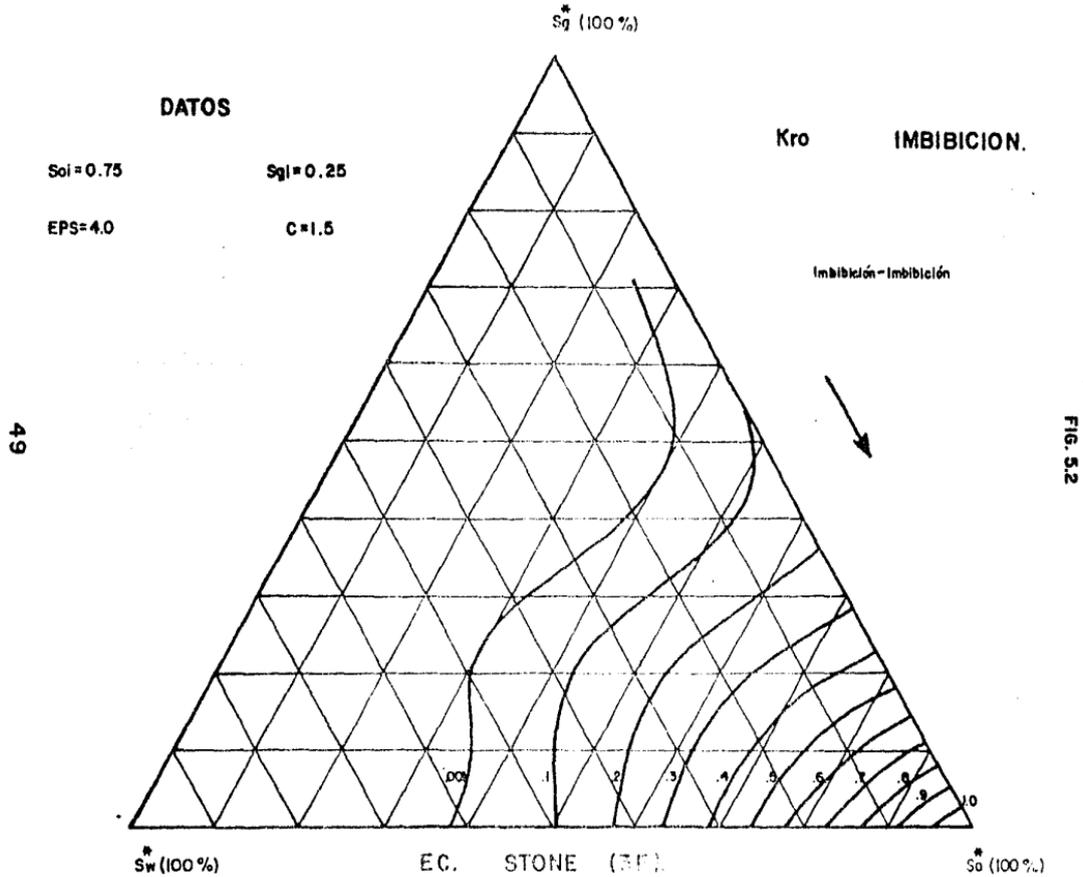
Para la obtención de curvas de isopermeabilidades al aceite presentadas en este trabajo, se manejó un procedimiento basado en el método de Newton-Raphson el cual se explica en el apéndice A. Para facilitar los cálculos necesarios en la generación de tales curvas se desarrolló el programa de cómputo que se presenta en el apéndice B.

Las ecuaciones para el cálculo de la permeabilidad relativa al aceite durante procesos de imbibición pueden calcularse mediante las ecuaciones mostradas anteriormente. En la figura (5.1) se muestra un diagrama típico que muestra las isopermas al aceite obtenidas mediante la aplicación de las ecuaciones (5.1), (5.2), (5.3) y (5.4) para el ciclo imbibición-drene (ID).

En la figura (5.2) se muestran curvas calculadas mediante las ecuaciones (5.1), (5.2), (5.3) y (5.5) para el caso imbibición-imbibición (II).

El método presentado en este capítulo puede manejarse en forma general aplicandose a un amplio rango de valores del índice de distribución del tamaño de poros, λ , constante de entrapamiento, C y saturaciones de fluidos.





CONCLUSIONES.

Las conclusiones más relevantes de este trabajo son las siguientes:

1) De los diferentes modelos analíticos para el cálculo de la permeabilidad relativa a la fase no mojanete para sistemas bifásicos en imbibición, concluimos que el que mejores resultados aporta es el propuesto por C.S. Land.

2) En el cálculo de la permeabilidad relativa a la fase mojanete se puede utilizar una misma ecuación tanto para el ciclo de drenaje como para el ciclo de imbibición, ya que resultados experimentales obtenidos por varios investigadores indican que la diferencia entre las curvas de permeabilidad relativa para ambos procesos es mínima.

3) En sistemas trifásicos las curvas de permeabilidad relativa tanto para la fase predominantemente mojanete, como para la fase predominantemente no mojanete pueden calcularse empleando las ecuaciones propuestas para su cálculo en sistemas bifásicos.

4) En el cálculo de la permeabilidad relativa a la fase de mojabilidad intermedia durante imbibición se recomienda usar el modelo II de Stone propuesto en el capítulo V, dada la generalidad del modelo y lo versátil de su aplicación.

APENDICE A.

En este apéndice se describe la forma mediante la cual se calcularon las curvas de isopermeabilidad relativa al aceite en sistemas trifásicos.

Partiendo del modelo II de Stone, ecuación (4.18), se tiene que:

$$K_{ro} = (K_{row} + K_{rw}) (K_{rog} + K_{rg}) - (K_{rw} + K_{rg}) \quad (A.1)$$

donde las permeabilidades relativas en los sistemas bifásicos correspondientes se calculan con las ecuaciones dadas en el capítulo III. Como se mencionó anteriormente, la permeabilidad relativa al aceite es una función de S_{w*} y de S_{g*} , esto es:

$$K_{ro} = K_{ro}(S_{w*}, S_{g*}) \quad (A.2)$$

Con el fin de graficar las curvas de isopermeabilidades en un diagrama ternario sería conveniente, sin embargo, establecer una funcionalidad de la siguiente forma:

$$S_{g*} = S_{g*}(K_{ro}, S_{w*}) \quad (A.3)$$

esto es, dados los valores de permeabilidad relativa al aceite y de S_{w*} , encontrar el correspondiente valor de S_{g*} .

No es posible, partiendo de (A.1), establecer una relación explícita para S_{g*} como la mostrada en (A.3) por lo que se empleó el método iterativo de Newton-Raphson.

Conforme al método de Newton-Raphson definimos de la ecuación (A.1) la siguiente función:

$$f(Sg^*) = K_{ro} - (K_{row} + K_{rw}) (K_{rog} + K_{rg}) + (K_{rw} + K_{rg}) = 0 \quad (A.4)$$

y se establece, empleando una serie de Taylor truncada, el siguiente esquema iterativo:

$$f(Sg^{(j+1)}) = f(Sg^{(j)}) + \left. \frac{df}{dSg} \right|^{(j)} \delta Sg^{(j+1)} = 0 \quad (A.5)$$

donde los superíndices (j) y $(j+1)$ indican los niveles de iteración conocido e incógnita respectivamente, y

$$\delta Sg^{(j+1)} = Sg^{(j+1)} - Sg^{(j)} \quad (A.6)$$

Sustituyendo (A.6) en (A.5) y despejando se tiene que:

$$Sg^{(j+1)} = Sg^{(j)} - \frac{f(Sg^{(j)})}{\left. \frac{df}{dSg} \right|^{(j)}} \quad (A.7)$$

(o)

Se inicia el proceso iterativo con $Sg^* = 0.5$ y se detiene cuando $|\delta Sg^{(j+1)}| < 0.0001$.

La derivada de la función f requerida en la ecuación (A.7) es:

$$\frac{df}{dSg} = - \left(\frac{dK_{rog}}{dSg} + \frac{dK_{rg}}{dSg} \right) (K_{row} + K_{rw}) + \frac{dK_{rg}}{dSg} \quad (A.8)$$

Las derivadas requeridas en esta ecuación dependen del tipo de proceso, esto es:

a) Proceso de imbibición-drene, ID, de las ecuaciones (5.3) y (5.4) se obtiene que:

$$\frac{dKrg}{dS_g^*} = -\epsilon(1-S_g^*)^{\epsilon-1} \quad (A.9)$$

$$\frac{dKrg}{dS_g^*} = 2S_g^* \left[1 - (1-S_g^*)^{\epsilon-2} \right] + S_g^{*2} (\epsilon-2)(1-S_g^*)^{\epsilon-3} \quad (A.10)$$

b) Proceso de imbibición-imbibición, II, de las ecuaciones (5.3) y (5.5) encontramos que:

$$\frac{dKrg}{dS_g^*} = -\epsilon(1-S_g^*)^{\epsilon-1} \quad (A.11)$$

y

$$\frac{dKrg}{dS_g^*} = \left[2S_{gf}^* \left[1 - (1-S_{gf}^*)^{\epsilon-2} \right] + S_{gf}^{*2} (\epsilon-2)(1-S_{gf}^*)^{\epsilon-3} \right] \frac{dS_{gf}^*}{dS_g^*} \quad (A.12)$$

APENDICE B.

En este apéndice se presenta el programa de cómputo desarrollado para calcular las curvas de isopermeabilidad relativa al aceite, conforme al método dado en el apéndice A. El programa se desarrolló en lenguaje FORTRAN IV. Se hace uso de una serie de subrutinas obtenidas del paquete de graficación PLOT 76, disponible en el I.N.P. con las cuales se obtiene una gráfica triangular como la presentada en la figura (B.1). El programa de cómputo requiere, como datos de entrada, de los siguientes parámetros: $S_{g1\%}$, $S_{oi\%}$, C y D .

El listado del programa de cómputo desarrollado para la solución del problema se presenta a continuación.

SS (100%)

DATOS

KRO IMBIBICION

SOI = 0.750

SSI = 0.250

EPS = 3.0

C = 2.0

-- IMBIBICION
- IMBIBICION + PERMEACION

SS

△

FIG. No. B.1

SV (100%)

EC. STONE (3F)

SO (100%)

0.00 0.10 0.20 0.30 0.40 0.50 0.60 0.70 0.80 0.90 1.00

```

1:BRUN STGRAF,D2219/DBSCHHG,DBB,5,100 .HECTOR HERNANDEZ GARCIA (STONE 2 GRA
2:BFN, IS ,TPFS,PRIM
3: LOGICAL P
4: REAL KRO(20),KROW,KROG,KRW,KRG
5:C *****
6:C ***** N O M E C L A T U R A *****
7:C ***** SM= SATURACION DEL FLUIDO MOJANTE *****
8:C ***** SOI= SATURACION INICIAL DE ACEITE *****
9:C ***** SGI= SATURACION INICIAL DE GAS *****
10:C ***** DS=MAGNITUD DE LOS INCREMENTOS *****
11:C ***** TOL=TOLERANCIA DE CONVERGENCIA *****
12:C ***** C=CONSTANTE DE ENTRAMPAMIENTO *****
13:C ***** NKR=NUMERO DE PERMEABILIDADES A EVALUAR *****
14:C ***** NITER=NUMERO DE ITERACIONES MAXIMO *****
15:C ***** SOR= SATURACION RESIDUAL DE ACEITE *****
16:C ***** SGR= SATURACION RESIDUAL DE GAS *****
17:C ***** KRW=PERMEABILIDAD RELATIVA AL AGUA *****
18:C ***** KROW=PERMEABILIDAD RELATIVA ACEITE-AGUA *****
19:C ***** KROG=PERMEABILIDAD RELATIVA ACEITE-GAS *****
20:C ***** KRG=PERMEABILIDAD RELATIVA AL GAS *****
21:C ***** EPS=EXPONENTE DE SATURACION: EPS=(2/LAM)+3 *****
22:C *****
23:C *****
24:C
25:C
26:C
27: 5 FORMAT(1H1,10X,"RESULTADOS ECUACIONES DE C.S. LAND Y STONE",/)
28: 15 FORMAT(18X,"CALCULO DE LA PERMEABILIDAD RELATIVA")
29: 25 FORMAT(12X,"DURANTE IMBIBICION FASE DE MOJABILIDAD INTERMEDIA")
30: 35 FORMAT(26X,"SISTEMA TRIFASICO",/)
31:C
32: 100 FORMAT(6F10.5)
33: 250 FORMAT(10X,2I10)
34: 201 FORMAT(13F5.3)
35: 300 FORMAT(10X,4E15.5)
36: 400 FORMAT(1111)
37: 800 FORMAT(10X,"KRO",11X,"SW",13X,"SG(ID)",9X,"SGP(II)",/)
38: 500 FORMAT(10X,"SOI=",F5.3,10X,"SGI=",F5.3)
39: 501 FORMAT(10X,"EPS=",F5.2,10X,"C =",F5.2,/)
40:C
41:C
42:C *****
43:C ***** L E C T U R A D E *****
44:C ***** D A T O S *****
45:C *****
46: READ(5,100)SOI,SGI,EPS,C,DS,TOL
47: READ(5,200)NKR,NITER
48: READ(5,201)(KRO(I),I=1,NKR)
49:C
50:C
51:C
52:C *****
53:C ***** SUBROUTINAS DE GRAFICACION *****
54:C ***** UTILIZANDO EL PAQUETE PLOT-76 *****
55:C *****
56:C
57:C
58:C
59: CALL PLOTS("1FN,2FA,3FR",2,50.0,50.0)
60: CALL PLTGG

```

```

61: CALL PLTHV(0.0,0.0,0.3)
62: CALL PLTHV(0.0,11.0,2)
63: CALL PLTHV(9.5,11.0,1)
64: CALL PLTHV(3.5,0.0,1)
65: CALL PLTHV(0.0,0.0,1)
66: CALL PLTHV(4.25,5.5,-3)
67: CALL PLTLAB(14HEC. STONE (3F),14.,.TRUE.,.TRUE.)
68: CALL PLTTG(10)
69: CALL PLTSN(2.5,-2.0,0.25,"KRO IMBIBICION",-90.0,15)
70: CALL NEWPEN(3)
71: CALL SYMBOL(1.5,-2.9,0.05,13,0.0,-1)
72: CALL PLTSN(1.5,-3.0,0.05,"IMBIBICION-DRENE",-90.0,16)
73: CALL NEWPEN(2)
74: CALL SYMBOL(1.25,-2.9,0.05,13,0.0,-1)
75: CALL PLTSN(1.25,-3.0,0.05,"IMBIBICION-IMBIBICION",-90.0,21)
76: CALL NEWPEN(1)
77: CALL PLTSN(3.5,0.0,0.10,"SG (100%)" , -90.0,9)
78: CALL SYMBOL(3.6875,-0.1875,0.05,11,0.0,-1)
79: CALL PLTSN(-3.5,-3.75,0.10,"SO (100%)" , -90.0,9)
80: CALL SYMBOL(-3.3125,-3.9375,0.05,11,0.0,-1)
81: CALL PLTSN(-3.5,3.75,0.10,"SW (100%)" , -90.0,9)
82: CALL SYMBOL(-3.3125,3.5625,0.05,11,0.0,-1)
83: CALL SYMBOL(-3.9375,5.0,0.05,11,0.0,-1)
84: CALL PLTSN(-4.0,4.875,0.05,"SATURACIONES EFECTIVAS",-90.0,22)
85: CALL SYMBOL(0.0,-2.75,0.25,6,119.0,-1)
86: CALL PLTSN(2.75,3.50,0.15,"DATOS",-90.0,5)
87: CALL PLTSN(2.25,4.50,0.10,"SOI",-90.0,4)
88: CALL PLTSN(2.25,2.50,0.10,"SGI",-90.0,4)
89: CALL PLTSN(1.75,4.50,0.10,"EPS",-90.0,4)
90: CALL PLTSN(1.75,2.50,0.10,"C",-90.0,4)
91: CALL NUMBER(2.25,4.125,0.10,"SOI",-90.0,+3)
92: CALL NUMBER(2.25,2.125,0.10,"SGI",-90.0,+3)
93: CALL NUMBER(1.75,4.125,0.10,"EPS",-90.0,+1)
94: CALL NUMBER(1.75,2.125,0.10,"C",-90.0,+1)
95: P=.FALSE.
96: CALL PLTTP(0.0,0.5,0.5,P)
97:C
98:C
99:C
100:C *****
101:C ***** ESCRITURA ENCAEZADO *****
102:C ***** * DEL PROBLEMA *****
103:C *****
WRITE(6,3)
104: WRITE(6,15)
105: WRITE(6,25)
106: WRITE(6,35)
107:C *****
108:C ***** ECUACIONES PARA EL CALCULO DE LA KRO SIST.(ID)*****
109:C ***** METODO DE C.S.LAND *****
110:C ***** UTILIZANDO EL MODELO DE STONE *****
111:C ***** VERSION MODIFICADA PARTE 2.- *****
112:C ***** SISTEMAS DE TRES FASES *****
113:C *****
114:C *****
115:C
116:C
117: NSM=1./DS
118: EPS2=EPS-2
119: EPS3=EPS-3
120: SOR=SOI/(1.+C*SOI)

```

```

121: SGR=SGI/(1.+C*SGI)
122: WRITE(6,500)SO1,SGI
123: WRITE(6,501)EPS,C
124: DO 1 K=1,NKR
125: WRITE(6,600)
126: SW=0.0
127: DO 10 L=1,NSM+1
128: KRW=FKRN(SW, EPS, 0, DER)
129: KROW=FKRN(SW, SOR, EPS2, EPS3, C, 1, 0, DER)
130: SG=0.5
131: DO 20 J=1,NITER
132: KROG=FKRN(1.-SG, EPS, 1, DKROG)
133: KRK=FKRN(1.-SG, SGR, EPS2, EPS3, C, 0, 1, DKRG)
134: F=KRO(K)-(KROW+KRW)*(KROG+KRK)+(KRW+KRG)
135: DF=- (DKROG+DKR K)*(KROW+KRW)+DKRG
136: DSG=-F/DF
137: SG=SG+DSG
138: 20 IF (ABS(DSG).LT.TOL) GO TO 2
139: C *****
140: C ***** ECUACIONES PARA EL CALCULO DE LA KRO SIST.(II)*****
141: C ***** METODO DE C.S.LAND *****
142: C ***** UTILIZANDO EL MODELO DE STONE *****
143: C ***** VERSION MODIFICADA PARTE 2.- *****
144: C ***** SISTEMAS DE TRES FASES *****
145: C *****
146: C *****
147: C *****
148: 2 SGP=SG
149: DO 30 J=1,NITER
150: KROG=FKRN(1.-SGP, EPS, 1, DKROG)
151: KRK=FKRN(1.-SGP, SGR, EPS2, EPS3, C, 1, 1, DKRG)
152: F=KRO(K)-(KROW+KRW)*(KROG+KRK)+(KRW+KRG)
153: DF=- (DKROG+DKR K)*(KROW+KRW)+DKRG
154: DSG=-F/DF
155: SGP=SGP+DSG
156: 30 IF (ABS(DSG).LT.TOL) GO TO 3
157: 3 IF (SG+SW.GT.1.AND.SGP+SW.GT.1) GO TO 150
158: WRITE(6,300)KRO(K),SW,SG,SGP
159: C
160: C *****
161: C ***** GRAFICACION DE RESULTADOS *****
162: C ***** EN PAPEL TRILINEAL *****
163: C ***** CICLO (I-D) *****
164: C *****
165: Z=1-SW-SG
166: IF(Z+SW+SG.GT.1.0.OR.Z+SW+SG.LT.0.0) GO TO 900
167: CALL NEWPEN(3)
168: IF (SG.LT.0.0) THEN
169: P=.FALSE.
170: ELSE
171: P=.TRUE.
172: END IF
173: CALL PLTTP(SW, Z, SG, P)
174: C
175: C
176: C
177: 900 SW=SW+DS
178: 10 CONTINUE
179: 150 CALL WHERE(NX, YY, FF)
180: CALL NEWPEN(1)

```

```

181: CALL NUMBER(CX,YY,J,CS,KRC(K),-90.0,+2)
182: P=.FALSE.
183: CALL PLTTP(0.0,0.5,0.5,P)
184: WRITE(6,400)
185: 1 CONTINUE
186: NSM=1./DS
187: EPS2=EPS-2
188: EPS3=EPS-3
189: SOR=SOI/(1.+C*SOI)
190: SGR=SGI/(1.+C*SGI)
191: DO 901 K=1,NKR
192: SW=0.0
193: DO 910 L=1,NSM+1
194: KRW=FKR4(SW,EPS,J,DER)
195: KROW=FKR4(SW,SOR,EPS2,EPS3,C,1,C,DER)
196: SG=0.5
197: DO 920 J=1,NITER
198: KR0G=FKR4(1.-SG,EPS,1,DKR0G)
199: KR0K=FKR4(1.-SG,SGR,EPS2,EPS3,C,1,DKR0G)
200: F=KRO(K)-(KROW+KRW)*(KR0G+KR0K)+(KRW+KR0G)
201: DF=-((DKR0G+DKR0K)*(KROW+KRW)+DKR0G)
202: DSG=-F/DF
203: SG=SG+DSG
204: 900 IF (ABS(DSG).LT.TCL) GO TO 902
205: C *****
206: C ***** ECUACIONES PARA EL CALCULO DE LA KRO SIST.(II)*****
207: C ***** METODO DE C.S.LAND *****
208: C ***** UTILIZANDO EL MODELO DE STONE *****
209: C ***** VERSION MODIFICADA PARTE I.- *****
210: C ***** SISTEMAS DE TRES FASES *****
211: C *****
212: C *****
213: C *****
214: 902 SGP=SG
215: DO 930 J=1,NITER
216: KR0G=FKR4(1.-SGP,EPS,1,DKR0G)
217: KR0K=FKR4(1.-SGP,SGR,EPS2,EPS3,C,1,DKR0G)
218: F=KRO(K)-(KROW+KRW)*(KR0G+KR0K)+(KRW+KR0G)
219: DF=-((DKR0G+DKR0K)*(KROW+KRW)+DKR0G)
220: DSG=-F/DF
221: SGP=SGP+DSG
222: 930 IF (ABS(DSG).LT.TCL) GO TO 902
223: 903 IF (SG+SW.GT.1.AND.SGP+SW.GT.1) GO TO 950
224: C
225: C *****
226: C ***** GRAFICACION DE RESULTADOS *****
227: C ***** EN PAPEL TRILINEAL *****
228: C ***** CICLO (I-I) *****
229: C *****
230: Z1=1-SW-SGP
231: IF(Z1+SW+SGP.GT.1.C.OR.Z1+SW+SGP.LT.0.0) GO TO 990
232: CALL NEWPEN(2)
233: IF (SGP.LT.0.0) THEN
234: P=.FALSE.
235: ELSE
236: P=.TRUE.
237: END IF
238: CALL PLTTP(SW,Z1,SGP,P)
239: 990 SW=SW+DS
240: 910 CONTINUE

```

```

241: 950 CALL WHERE(I,YY,FF)
242: CALL NEWPEN(I)
243: P=.FALSE.
244: CALL PLTTP('0.0','E,C05,P)
245:C
246:C
247:C
248: 901 CONTINUE
249: CALL :FINAL
250: STOP
251: END
252:C
253:C
254:C
255:GFTN,IS ,TPFS,FKRM
256: FUNCTION FKPM(SM, EPS,KD,DER)
257: FKRM=SM**EPS
258: IF (KD.EQ.0) RETURN
259: DER=-EPS*SM**(EPS-1)
260: RETURN
261: END
262:C
263:C
264:C
265:GFTN,IS ,TPFS,FKRN
266: FUNCTION FKPN(SM,SNR,EPS2,EPS3,C, ID,KD,DER)
267: IF (ID.EQ.0) GO TO 1
268: AUX=1.-SNR-SM
269: IF (AUX.LE.0.) GO TO 2
270: SN=(AUX+SQRT(AUX*(AUX+4./C)))/2
271: GO TO 2
272: SN=1.-SN
273: 1 FKRN=SN*SN*(1.-(1.-SN)**EPS2)
274: IF (KD.EQ.0) RETURN
275: DER=2.*SN*(1.-(1.-SN)**EPS2)+SN*SN*EPS2*(1.-SN)**EPS3
276: IF (ID.EQ.0) RETURN
277: DSGF=(1.+0.7/3*QRT(AUX*(AUX+4./C)))*(2.*AUX+4./C)/2
278: DER=DER*DSGF
279: RETURN
280: 3 FKRN=T.
281: DER=0.
282: RETURN
283: END
284:C
285:C
286:C
287: JASG, IHJ, C915, T, C915
288: AUS = 2, C915
289: WPREP KF*FTNGRAF.
290: WMAP, N DBR*HHGTESIS1.7ABS
291: IN PRIM
292: IN FKRM
293: IN FKRN
294: LIB KF*FTNGRAF.
295: =NO
296: SXQT DBR*HHGTESIS1.7ABS
297: 1.000 1.000 4.00 1.500 .050 .0001
298: 13 20
299: 1.00 1.00 1.00 1.00 1.00 1.00 1.00 1.00 1.00 1.00 1.00
300: =FIN

```

N O M E C L A T U R A . -

A	Area.
C	Factor de entrapamiento.
K	Permeabilidad.
Kr	Permeabilidad relativa.
Krog	Permeabilidad relativa al aceite en sistemas gas-aceite.
Krow	Permeabilidad relativa al aceite en sistemas agua-aceite.
L	Longitud.
P	Presión.
Pc	Presión capilar.
Q	Gasto.
S	Saturación.

SUBINDICES.-

dr	drene.
ef	efectiva.
f	fluido.
g	gas.

gf	gas libre.
hr	hidrocarburos.
imb	imbibición.
m	mojante.
máx.	máxima.
nm	no mojante.
nmf	no mojante libre.
nmi	no mojante inicial.
nmr	no mojante residual.
nmt	no mojante atrapado.
o	aceite.
ob	aceite bloqueado.
of	aceite libre.
om	valor mínimo de aceite residual.
or	aceite residual.
w	agua
wi	agua inicial.
*	indica que se toma el valor efectivo.

LETRAS GRIEGAS EMPLEADAS.-

β_w	Factor que toma en cuenta el bloqueo de aceite por agua.
β_g	Factor que toma en cuenta el bloqueo de aceite por gas.
Δ	Incremento.
μ	Viscosidad.
λ	Indice de distribución del tamaño de poros
$(\epsilon = \frac{2}{\lambda} + 3)$.	

REFERENCIAS.-

- 1.- Naar J. and Henderson J.H. 'An imbibition model it's application to flow behavior and the prediction of oil recovery.' SPEJ (June-1961) pp. 61-70.
- 2.- Wyllie M.R.J. and Gardner G.H.F. 'The generalized Kozeny-Carman equation.' World Oil (March-April, 1958) vol.146 No.4 and 5.
- 3.- Marshall T.J. 'A relation between permeability and size distribution of porous.' Journal of Soil.Scienc.(1958) vol.9 No.1.
- 4.- Corey A.T. et all. 'Three phase relative permeability.' J.P.T. vol.207 1956 pp.349-351
- 5.- Rodriguez de la Garza F. y Teyssier G.J. 'Permeabilidades relativas en funcion de la presion capilar y las saturaciones efectivas.' I.M.P. Publicacion No.73 Feb.1973.
- 6.- Land C.S. 'Calculation of imbibition relative permeability for two- and three- phase flow from rock properties.' SPEJ (June-1968) pp. 149-156.
- 7.- Brooks R.H. and Corey A.T. 'Hydraulic properties of porous media.' Hydraulic paper 3, Colorado State U. Fort Collins (1964).
- 8.- Carlson F.M. 'Simulation of relative permeability hysteresis to the nonwetting phase.' SPE No. 10157 1981.
- 9.- Snell R.W. 'Three phase relative permeability in unconstituted sand.' J.Inst.Pet. vol. 84, 1962 , pp. 80-88.
- 10.- Snell R.W. 'The saturation history dependence of three phase oil relative permeability.' J.Inst.Pet. vol. 49 March-1963.
- 11.- Naar J. and Wygal R.J. 'Three phase imbibition relative permeability.' SPEJ (dec-1961) pp.254-258.
- 12.- Stone H.L. 'Probability model for estimating three phase relative permeability.' JPT (Feb-1980) pp. 214-218.
- 13.- Stone H.L. 'Estimation of three-phase relative permeability and residual oil data.' Journal of Canadian Petroleum Technology, vol.12 No.4 pp.53-61.
- 14.- Standing M.B. 'Notes on relative permeability relationships.' Trondheim Norway. (August,6,1974).

BIBLIOGRAFIA ADICIONAL.

- 1.- Amix, Bass and Whiting. 'Petroleum reservoir engineering.' Mc. Graw Hill Book Co. 1960.
- 2.- Ashford F. , Ramones M. y Betancourt J. 'Determinacion de permeabilidades relativas bifasicas y trifasicas a partir de mediciones de presion capilar.' (ARPEL-1980).
- 3.- Land C.S. 'Comparison of calculated whit experimental imbibition relative permeability.' SPEJ (Dec-1971) pp.419-425.
- 4.- Keeland D.K. 'A practical approach to determination of imbibition gas-water relative permeability.' J.P.T. (Feb-1976) pp.199-204.
- 5.- Chierici G.J. 'Simulation of relative permeability hysteresis to the nonwetting phase.' S.P.E. No.10157 (Oct-1981).
- 6.- Burdine N.T., Gournay L.S. and Reichertz P.P. 'Pore size distribution of petroleum reservoir rocks.' J.P.T. vol.189 (1950) pp.195-204.
- 7.- Fatt T. 'The network model of porous media.' J.P.T. vol.207 (1956) pp.144-159.