



Universidad Nacional Autónoma de México

FACULTAD DE INGENIERIA

**MECANISMO DE IMBIBICION Y SU INFLUENCIA EN LA
EXPLOTACION DE YACIMIENTOS PETROLIFEROS FRACTURADOS**

Tesis Profesional

**Que para obtener el Título de
INGENIERO PETROLERO**

p r e s e n t a

JORGE SANDOVAL ZAPOTITLA



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



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 esta 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.

TESIS CON FALLA DE ORIGEN

CONTENIDO.

	PAGINA.
Introducción.	1
INTRODUCCION.	4
CAPITULO 1.	
CARACTERIZACION DE LA INHIBICION	
EN MEDICINA.	7
CAPITULO 2.	
INHIBICION EN MEDICINA FARMACOLOGICA.	17
CAPITULO 3.	
CONDICIONES CINETICAS DE LA INHIBICION	
EN UN SISTEMA FARMACOCINETICO MULTICOMPARTAMENTO.	23
CAPITULO 4.	
EQUACIONES DIFERENCIALES Y SU RESOLUCION	
CONCEPTOS.	28
CAPITULO 5.	
EQUACIONES DIFERENCIALES.	43
CAPITULO 6.	
EQUACIONES DIFERENCIALES Y SU RESOLUCION	
CONCEPTOS.	50

CAPITULO 7.	
FUERZAS OPERATIVAS TURANICAS EN EL -	
PLANIFICACION EN UN P ALCANTARADO FLUJO	
TURANICO.	67
CAPITULO 8.	
RESULTADOS DE UN P ALCANTARADO -	
YACIMIENTO TURANICO.	83
CAPITULO 9.	
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.	110
NOVENCLATURA.	110
BIBLIOGRAFIA.	116.

R E S U M E .

Lo que en el presente trabajo se expone es básicamente la descripción detallada de los parámetros que intervienen y que juegan un cierto papel en los procesos de desplazamiento - en los yacimientos fracturados, tal papel que juegan estos parámetros en dichos procesos se describen de acuerdo a las experiencias obtenidas por diferentes investigaciones efectuadas al respecto, y que se mencionan mediante referencias citadas.

De ninguna manera, este trabajo pretende ser un tratado por lo que respecta a mecanismos de desplazamiento en yacimientos fracturados, sin embargo se considera que se plantea el fenómeno desde un punto de vista básico y que pudiera ser de utilidad como orientador para un desarrollo matemático más exhaustivo, dado que se figuran algunas expresiones matemáticas que podrían servir como fundamento a quienes pretendan estudiar por mayor detalle el fenómeno de producción actuando sobre yacimientos fracturados.

El tiempo que se habla acerca de los parámetros que intervienen durante un desplazamiento por imbibición de agua, se analizan los efectos de los factores que con respecto de los efectos

tender de que manera se hace importante su mismo efecto durante los procesos de imbibición en los medios porosos fracturados.

De lo bien manejados que sean, los parámetros mencionados en este trabajo, durante su aplicación en un proyecto de recuperación de aceite por imbibición, dependerá el éxito alcanzado al término de la historia de recuperación de aceite. Esto significa que económicamente, un proyecto de recuperación de aceite por imbibición resultará mayormente rentable en la medida de lo acertado de la aplicación y control de los conceptos básicos que en este tipo de fenómeno intervienen.

De antemano se aclara que no es nada sencillo el lograr pleno éxito en un proyecto de recuperación de aceite por medio del mecanismo de imbibición, pues las dificultades que se tienen debido a lo complejo que puede resultar un medio poroso fracturado son bastantes, por tanto tal situación de complejidad, en la mayoría de los casos nos obligaría a adoptar una serie de suposiciones que de no ajustarse al caso real nos alejarían de - el lograr la recuperación de aceite esperada.



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

En experiencias obtenidas durante la explotación de yacimientos de hidrocarburos, se ha observado que la recuperación de aceite por métodos primarios es muy baja en el caso de algunos de los grandes yacimientos con sistemas porosos de matriz fracturada, esto ha despertado la inquietud de los investigadores y los ha llevado a estudiar procesos mas sofisticados de recuperación mejorada.

Como ejemplo de campos con sistemas de doble porosidad, debido al alto grado de fracturamiento, mencionaremos: los campos de la zona sur en Reforma Chiapas, México¹; el Kirkuk en Irák²; el Spraberry en Texas, E. U.³ el Dukhan en Qatar², en el Golfo Pérsico y los campos Masjid-Sulaiman y Haft-Gel en Irán⁴.

Los procesos generalizados de inyección de fluidos, tales como la inyección de: agua, gas o miscibles, o bien una combinación de estos, tienen una aplicación limitada en los yacimientos de doble porosidad, debido a la marcada canalización en las fracturas que los fluidos de inyección manifiestan. En una formación típica de matriz-fractura, cantidades muy significativas de aceite (aproximadamente 90%), se encuentran alojadas en la matriz

• REFERENCIAS AL FINAL.

del medio poroso. Además en este tipo de formaciones, la alta permeabilidad del sistema se debe principalmente al conjunto de fracturas que rodean a la matriz.

En la actualidad existe un gran número de yacimientos formados por un sistema que se ha dado en llamar matriz-fractura y que por su propia constitución presenta condiciones diferentes de explotación con respecto a los yacimientos que no poseen estas características. Es muy notable el aumento en la recuperación de aceite, cuando las condiciones de yacimiento favorecen al fenómeno natural de segregación gravitacional. Un estudio efectuado por Garaicochea y Acuña¹ demuestra la importancia de este hecho.

Para un medio poroso es posible establecer una teoría aproximada que considere la velocidad de imbibición que una roca presente en el laboratorio, con el fin de determinar los rangos del ritmo de inyección a los cuales deba sujetarse al yacimiento a fin de obtener la máxima recuperación del aceite. Sin embargo eso sería tema de un trabajo específico exhaustivo por cuyo motivo en este trabajo solo se propone para su estudio.

Con el propósito de dar mayor claridad a este trabajo se definen los conceptos que aquí se tratan.

**1. CARACTERIZACION FOTOFISICA DE UN
MEDIO POROSO.**

1. CARACTERIZACIÓN ESTATÍSTICA DE UN MEDIO POROSO.

Un yacimiento petrolífero está constituido por un medio poroso que contiene en sus poros fluidos tales como aceite, agua y gas. Para estudiar su comportamiento es necesario conocer las variables que definen tanto al medio poroso como las propiedades de los fluidos presentes.

Se define a un MEDIO POROSO como aquél material o materiales que contienen espacios porosos llamados poros, en los que pueden fluir uno o varios fluidos. Un ejemplo típico es el de la esponja, en donde inmediatamente reconocemos que puede almacenar una gran cantidad de agua en sus poros y que lo podemos desplazar ejerciendo una fuerza exterior sobre ella.

Para describir el medio poroso de un yacimiento existen dos alternativas: 1) A nivel microscópico; 2) A nivel de un bloque elemental (nivel macroscópico).

A nivel microscópico, la estructura que se nos presenta como un poro cuyo geometría es irregular y tal como la aleatoriedad aleatoria y el gran número de poros que contiene el medio poroso, resulta obvio que es difícil una descripción detallada del mismo. Las fuerzas que intervienen por fuerzas moleculares en-

tre el fluido y el sólido que corresponde al medio poroso ⁵.

A nivel de un bloque elemental sus dimensiones son tales que sobre él podemos definir propiedades medurables e incluso podemos considerar que un medio heterogéneo esta compuesto de un número de bloques homogéneos.

Este bloque elemental nos permite estudiar los diferentes fenómenos que ocurren en los yacimientos, ayudados ya sea por modelos físicos o por modelos matemáticos de simulación de yacimientos. A continuación se hará una breve descripción de las propiedades petrofísicas de dicho bloque.

La porosidad de un medio poroso se define como la fracción del volúmen total de una roca que es ocupada por los poros. Resulta entonces que la porosidad de una roca es una cantidad adimensional.

$$\phi = \frac{V_p}{V_r} = \frac{\text{Volúmen de poros}}{\text{Volúmen de roca}} .$$

Dado que la porción de roca que no es ocupada por los poros sino por los granos de sólido de la roca, se tiene:

$$1 - \phi = \frac{V_s}{V_r} = \frac{\text{Volúmen de sólidos}}{\text{Volúmen de roca}} .$$

Existen dos tipos de porosidad que son: la porosidad absoluta o total y la porosidad efectiva. La POROSIDAD ABSOLUTA es la fracción de espacios porosos con respecto al volúmen de roca, independientemente de que los poros sean o no interconectados. La POROSIDAD EFECTIVA es aquella fracción del volúmen de roca constituida exclusivamente por los poros interconectados. Muchas de las rocas originadas naturalmente, tales como la lava y otras rocas ígneas, tienen una alta porosidad total, pero muy baja o nula porosidad efectiva.

A través de procesos geológicos, la porosidad de los sedimentos se forma, se reduce o se elimina. Por tal motivo la porosidad se clasifica en porosidad primaria y porosidad secundaria.

La POROSIDAD PRIMARIA resulta de los vacíos que quedan entre los granos y los fragmentos minerales después de que se acumulan como sedimentos.

La POROSIDAD SECUNDARIA es el resultado de la acción de agentes geológicos tales como: Lixiviación, fracturamiento

to o fisuración, que ocurren después de la litificación de los se
dimentos.

Se define la PERMEABILIDAD ABSOLUTA como la facili
dad de escurrimiento de un solo fluido, en un medio poroso, someti
do a una diferencia de presión. La ley de darcy establece la re
lación entre la permeabilidad y otras variables físicas medura
bles;

$$k = \frac{q \mu L}{A \Delta p} . *$$

Cuando dos o tres fluidos fluyen en el medio poro
so, es aplicable el concepto de permeabilidad a cada fluido, y a
esta permeabilidad se le denomina PERMEABILIDAD EFECTIVA. Por tan
to la permeabilidad efectiva es función de la saturación de flui
dos.

Puesto que los medios porosos son deformables, las
variaciones de la porosidad con el tiempo dependen en primer tér-
mino de la presión del fluido que contienen:

$$\phi = \phi(p) .$$

* NOMENCLATURA AL FINAL.

CARACTERIZACION DE LOS FLUIDOS PRESENTES EN EL MEDIO POROSO. Cuando en un medio poroso existen varios fluidos en equilibrio, es decir en condiciones estáticas por ejemplo aceite y agua, se define la saturación de estos fluidos como:

$$S_w = \frac{V_w}{V_p} , \quad S_o = \frac{V_o}{V_p} .$$

La suma de las saturaciones es igual a uno, puesto que:

$$V_w + V_o = V_p .$$

La forma como los fluidos se reparten dentro del medio poroso está regida por la ley de la capilaridad.

La presión capilar es función del fluido mojado presente:

$$P_c = P_c (S_w) = P_o - P_w .$$

Posteriormente en el cap. 5 se estudia con detalle el fenómeno de capilaridad.

Cuando varios fluidos escurren simultáneamente en un medio poroso, para cada fluido se define una permeabilidad relativa (k_r), dada por:

$$k_r = \frac{k_f}{k} .$$

MEIOS POROSOS FRACTURADOS. A través de miles de millones de años, después de la depositación de los sedimentos - que conforman los medios porosos de los yacimientos, se han venido manifestando numerosos fenómenos geológicos que afectan los parámetros primarios u originales de las rocas de yacimientos, dando como resultado alteraciones notables a las condiciones originales de los medios porosos. Uno de los resultados de estas alteraciones son los medios porosos fracturados, los cuáles, como se ha dicho, son los medios heterogéneos integrados por pequeños bloques matriciales homogéneos. Básicamente todos los estudios que hasta la fecha se han realizado sobre los medios porosos fracturados consideran la existencia de parámetros tanto de fractura como de bloque

matriz, o bien parámetros ponderados del mismo medio, por lo cuál es común hablar de los parámetros que definen los medios porosos fracturados en forma similar a los usados en medios porosos.

Las fracturas que existen en los medios fracturados son originadas por grandes esfuerzos aplicados sobre una gran masa de roca, la cuál presenta un rompimiento numeroso en todas direcciones. Los pequeños bloques que resultan pueden manifestar movimientos ligeros de reacomodo, ocasionando que el material que se encuentra entre los bloques, es decir en la fractura, sea disgregado, originando así condiciones diferentes tanto en porosidad como en permeabilidad.

La porosidad de la fractura es función de la dureza del material de que estén formados los granos. Si se trata de silicatos, el valor de la porosidad de la fractura será muy cercano al valor de la porosidad de la matriz, debido a la dureza de este material.

Ahora bien, el grado de cementación que el material contenido en la fractura haya alcanzado es determinante para el valor de porosidad de la fractura. En el caso de muchos de los yacimientos estudiados, la porosidad efectiva de la fractura es ma-

yor que la porosidad efectiva de la matriz, dado que existe mayor interconexión entre poros en la fractura que en la matriz.

A los yacimientos fracturados se les conoce también como sistemas de doble porosidad.

La permeabilidad de las fracturas es función del espesor de ésta misma: la relación que la determina es :

$$k_{\text{frac.}} = \frac{w^2}{12} .$$

Parsons⁷ encuentra otras ecuaciones para la permeabilidad del sistema matriz-Fractura en medios heterogéneos, la cuál es función de la dirección de la fractura con respecto al gradiente de flujo.

$$k_{\text{frac.}} = k_r + a \cos^2 \alpha + b \cos^2 \beta + \dots .$$

a, b = función de espesor y espaciamento.
 α , β = ángulos de orientación de fracturas y respecto del gradiente de flujo.

Existe un parámetro conocido por permeabilidad - orientada. Esta permeabilidad puede conocerse en sus ejes principales del sistema de fracturas y puede evaluarse mediante pruebas de interferencia o bien mediante el uso de trazadores⁸.

2. IMBIBICION EN MEDIOS FRACTURADOS.

2. IMBIBICION EN MEDIOS FRACTURADOS.

Cuando un medio poroso saturado inicialmente con aceite se somete a una inmersión total en agua, si éste es preferentemente mojado por agua, el medio poroso muestra una tendencia a ser invadido espontáneamente por el agua; por tal motivo el aceite que inicialmente contiene la roca tiende a ser expulsado, sustituyéndolo en un gran porcentaje por el agua que penetra a los poros. La facilidad con que un medio poroso pueda efectuar un cambio de fluidos, es función de propiedades petrofísicas de la roca, tales como el índice de mojabilidad, porosidad y permeabilidad, sujetas a las condiciones de presión y temperatura del yacimiento⁹. Asimismo es función de las propiedades de los fluidos como son la viscosidad, la densidad y la tensión interfacial.

Un yacimiento fracturado que está sujeto a un gran ritmo de inyección o de invasión, al tiempo en el cuál la surgencia del agua se haya presentado, puede contener cantidades significativas de aceite atrapado. Lo anterior se debe a que al avanzar el agua, ésta no muestra un frente uniforme, pues el agua presenta una marcada tendencia a formar canales a lo largo de las

fracturas, sean éstas verticales u horizontales. El resultado de la canalización del agua en la mayoría de los yacimientos fracturados se explica fácilmente, a partir de la diferencia que existe en permeabilidades entre la matriz y la fractura, siendo en estos casos mucho mayor la permeabilidad de la fractura que la permeabilidad de la matriz. Se puede afirmar que existe un desbalance entre el agua que puede absorber la matriz y el agua que entra al sistema matriz-fractura.

Por medio de registros eléctricos de pozos, pruebas de laboratorio en núcleos representativos o bien mediante pruebas de presión, es posible conocer los valores de permeabilidad de fractura y de matriz, y se ha llegado a saber mediante estas técnicas, que la permeabilidad de fractura es de un orden mayor que la permeabilidad de la matriz.

Cuando en un proceso de inyección de agua, en un yacimiento fracturado, se ha llegado a alcanzar la invasión total de éste, a lo largo de las fracturas que rodean a las rocas matriz que contienen en sus poros una gran cantidad de aceite, se efectúa el reemplazo de fluidos, siendo expulsado el aceite hacia las fracturas, y ahí es conducido por éstas hasta los pozos productores.

La conducción del aceite contenido inicialmente en la roca matriz, que a un cierto tiempo ha sido expulsado de ésta hacia la fractura más próxima, se presenta en respuesta al ritmo de inyección de agua a que se encuentre sujeto. Cuando se tiene el caso de ritmos de inyección muy bajos, el transporte de los volúmenes de aceite expulsado de la roca matriz, se lleva a cabo por efecto de los gradientes de presión y de segregación gravitacional. En el caso en que el ritmo de inyección sea alto, el aceite que logra ser embebido es arrastrado por el agua en la fractura y conducido así hasta los pozos productores. Es factible que se presenten los dos tipos de transporte actuando en forma combinada, de ésta manera, tanto la segregación como el potencial de flujo contribuyen al transporte del aceite.

Como lo mencionan Graham y Richardson¹⁰ en ciertos casos típicos de sistemas compuestos por matriz-fractura, la permeabilidad llega a ser 10 o más veces superior a la permeabilidad de matriz. Con lo anterior, los fluidos de inyección tienden a canalizarse por las fracturas; sin embargo este efecto se compensa con el efecto de imbibición de agua causado por la roca matriz cuando se tienen ritmos de inyección óptimos¹⁰.

El FENÓMENO DE IMBIBICIÓN se define como la reten-

ción o absorción espontánea de un fluido, con cualidades propias de mojabilidad, por un medio poroso.

Para ejemplificar el fenómeno de imbibición basta citar los casos de un ladrillo seco que absorbe agua y expelle aire, o bien un papel secante que absorbe tinta y expelle aire; asimismo es el caso de una roca de un yacimiento preferencialmente mojable por agua que absorbe agua y expelle aceite.

Graham y Richardson clasifican en dos los mecanismos más importantes de recuperación de aceite de formaciones de matriz fracturada, mediante la invasión de agua, y éstos son debidos a: (1) gradiente de presión aplicada y (2) gradientes de presión capilar. Estos autores afirman que cuando se tienen altos ritmos de invasión de agua, los gradientes de presión aplicada al agua de inyección, tienden a controlar el proceso de desplazamiento, mientras que a bajos ritmos, predominan los gradientes de presión capilar. Cuando los gradientes de presión aplicada, son los que controlan el desplazamiento, el agua inyectada tiende a moverse a lo largo del sistema de fracturas, ocasionando que sólo una pequeña cantidad de agua pueda ser embebida por la roca matricial del yacimiento, antes que se presente la surgencia del agua de inyección; en estas condiciones, casi la totalidad del aceite es dejado en el yacimiento. En caso de que el mecanismo de desplazamiento dominante sea el de gradientes de presión capilar, el agua

tiene oportunidad de ser embebida hacia la matriz y el aceite es desplazado hacia las fracturas a contracorriente, teniendo como consecuencia una recuperación mayor, pues se permite la expulsión del aceite contenido en la matriz, siendo éste conducido hasta los pozos productores por medio del sistema de fracturas, que en la mayoría de los casos están todas comunicadas entre sí en todas direcciones.

3. CONDICIONES OPTIMAS DE IMBIBICION EN UN
SISTEMA FORMADO POR MATRIZ-FRACTURA.

3. CONDICIONES OPTIMAS DE INHIBICION EN UN SISTEMA FORMADO POR MATRIAL-FRACTURA.

En la práctica actual de la explotación de los yacimientos petrolíferos, se ha observado que en yacimientos fracturados se tiene un agotamiento rápido del índice de producción - cuando el yacimiento se encuentra sujeto a un empuje hidráulico, bien sea natural de un acuífero o por inyección de agua. La recuperación de aceite que se obtiene a ritmos altos de producción es baja debido a la pronta surgencia del agua.

Las condiciones favorables que deben tenerse en un yacimiento fracturado, para lograr un incremento considerable en la recuperación de aceite al actuar el empuje hidráulico son las siguientes:

- a) Ritmo de inyección de agua menor o igual que el ritmo de inhibición. Por esto se permite que exista una fase continua de aceite por encima del nivel de agua de tal modo que

se evite la canalización prematura del agua de inyección.

- b) Comunicación entre todas las fracturas del yacimiento. Al estar comunicadas las fracturas, se tiene un medio de conducción apropiado para el flujo del aceite que va siendo expulsado de los bloques de matriz por la imbibición del agua de inyección, y que va siendo recolectado en los poros de las fracturas. La permeabilidad de las fracturas es mucho mayor que la permeabilidad de la matriz, existiendo por tanto mayor movilidad en las fracturas; el aceite fluye a través de éstas hasta los pozos productores.
- c) Mojabilidad preferencial al agua. La roca de la matriz debe presentar preferencia a ser mo

jada por el agua, de tal manera que propicie el cambio de fluido en los poros de la roca.

- d) Tamaño pequeño de los bloques de matriz. Cuando menor sea el tamaño de los bloques matriciales, mayor será la superficie expuesta a imbibición; con esto se disminuyen los tiempos de recuperación. El flujo a Contracorriente se efectúa con mayor intensidad.

Una idealización adecuada del fenómeno de imbibición se comprende si observamos la fig. (3.a) en la que se representa a los bloques matriciales. El arreglo de estos, que aquí se presenta del lado derecho, es el que más se aproxima a un bloque real de igual dimensión y con fracturas en tres dimensiones.

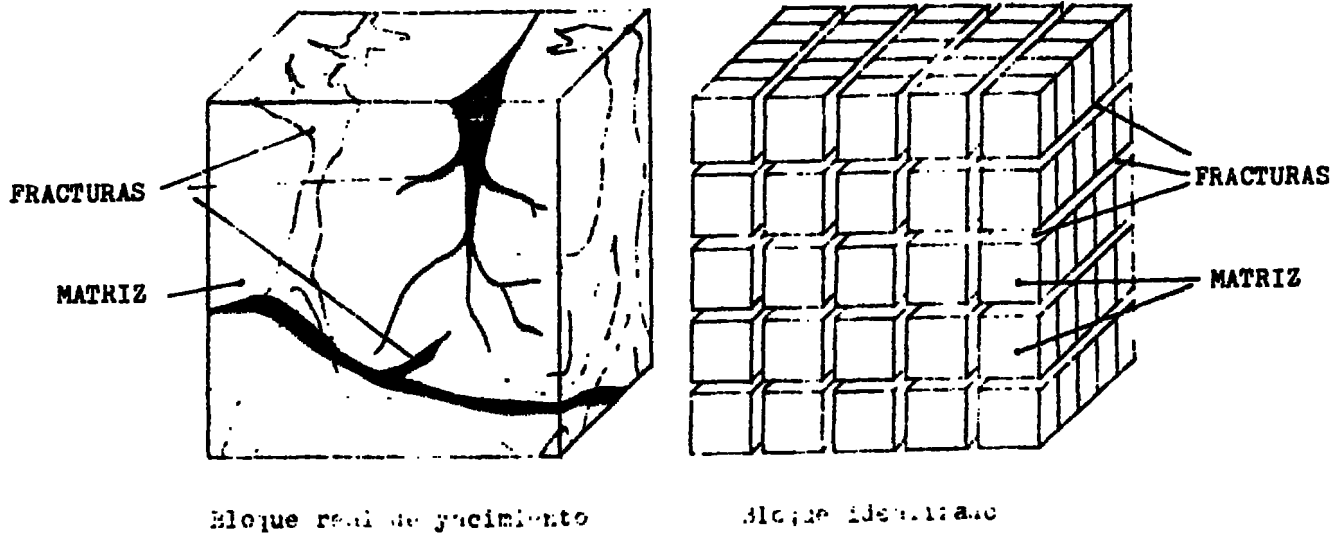


Fig.(3.a) Idealización de un medio poroso heterogéneo.

4. TENSION INTERFACIAL Y ANGULO DE CONTACTO.

4. TENSION INTERFACIAL Y ANGULO DE CONTACTO.

En todos los yacimientos de petróleo se tiene la presencia de dos o tres fluidos simultáneamente, esto propicia la creación de desequilibrios moleculares debido a la distinta naturaleza de los fluidos que se encuentran en contacto con un cuerpo sólido (roca del yacimiento).

El caso de un sólo fluido se simplifica puesto que las fuerzas que actúan en el seno del mismo son aquéllas que tienden a mantener el equilibrio molecular de la fase, éstas son conocidas como fuerzas de atracción molecular. Mientras no actúe ningún agente externo que altere la naturaleza del fluido, éste mantendrá su equilibrio molecular. Las fuerzas de atracción entre moléculas son de la misma magnitud, lo cual compensa el efecto que estas fuerzas causan entre una molécula y otra.

Al tener en contacto dos fluidos, ya sean líquido-líquido, o bien líquido-gas, en las vecindades del área de contacto definida como interfase, se crean alteraciones en el comportamiento natural de cada fluido, esto es, existe un dese-

equilibrio entre las fuerzas de atracción molecular de los dos fluidos. El nombre de la tensión superficial se debe a que en un principio el fenómeno observado se explicó en términos de una tensión en una membrana elástica aparente, la cual se suponía que formaba la superficie libre de cualquier líquido: en realidad las fuerzas de tensión superficial son el resultado de las interacciones de carácter electroquímico entre las moléculas más próximas a la interfase y se explican mediante la teoría de la atracción molecular. Cada molécula de un líquido ejerce una fuerza de atracción sobre sus vecinas en un radio relativamente pequeño, que se denomina límite efectivo de atracción molecular; por tanto en el seno de un líquido dichas fuerzas se encuentran en equilibrio, puesto que son iguales para cada molécula. Sin embargo en la interfase, la atracción es diferente entre las moléculas del líquido y las del medio con el cual se encuentra en contacto, existiendo por consiguiente una resultante en dicha interfase. Este es el fenómeno que se conoce con el nombre de tensión superficial.

Las fuerzas de tensión superficial en un determinado punto típico se ejercen en la interfase entre:

- a) un líquido y un gas (aceite-gas).
- b) un líquido y un líquido (aceite-agua).
- c) un líquido y un sólido (agua-roca).

El estudio de la tensión interfacial se amplia aún más, cuando consideramos que en realidad en las rocas de yacimiento se tiene un sistema formado por roca fluido, esto es, simultáneamente dos o tres fluidos están en contacto directo con un sólido que en este caso es el medio poroso que integra al yacimiento petrolífero. De la calidad de la roca del yacimiento dependerá la alteración molecular que sufran las superficies de contacto con los diferentes fluidos que ésta contenga; es decir, de acuerdo a la mineralogía de la roca será la variación de la actividad molecular de interfase.

La TENSION INTERFACIAL, se define como la fuerza por unidad de longitud requerida para distorsionar el comportamiento molecular en la interfase de un fluido, al estar este en contacto con un sólido o bien con otro fluido.

Se habla de TENSION SUPERFICIAL, cuando los fluidos en contacto son líquido-aire, pero es preciso entender que conceptualmente es lo mismo que tensión interfacial. Existen diversos métodos de laboratorio para evaluar la tensión superficial, como lo son el método de ascenso capilar, el método sessile y el método de burbuja atrapada. Sin embargo se cuenta con otro método de laboratorio muy preciso y práctico, el cual es el

del tensiómetro de Du Noüy, mismo que permite medir tanto tensión superficial como tensión interfacial¹¹.

Una expresión matemática muy útil para la evaluación de la tensión superficial es la que se tiene mediante el método de ascenso capilar; esta expresión se obtiene a partir de un balance de fuerzas en el interior de un tubo capilar que contiene un líquido. Tal expresión es la siguiente:

$$\sigma_1 = \frac{\gamma_1 h r_c}{2 \cos \theta} \quad \dots\dots\dots (4.1)$$

Esta ecuación tiene las siguientes unidades en el sistema c. g. s. :

$$\gamma_1 \left[\frac{gf}{cm^2} \right], \quad h [cm], \quad r [cm] \quad \text{y} \quad \theta \left[\frac{gf}{cm} \right]$$

Debido a que las fuerzas de tensión interfacial son de un orden muy pequeño, se hace necesario encontrar una expresión equivalente a la anterior, en la cual se trabaja con las unidades apropiadas y usuales, ésta es:

$$\sigma'_1 = 490.5 \times 10^{-4} \bar{\gamma}_1 h r'_c \dots\dots\dots (4.2)$$

La Ec. (4.2) es una forma más útil que la Ec.(4.1) ya que en ella se usa r'_c en micras y se obtiene el valor de σ'_1 en dina/cm. El número 490.5×10^{-4} es una constante de conversión de unidades.

Intimamente ligado al concepto de tensión interfacial se tiene el concepto de ANGULO DE CONTACTO, el cual se define como el ángulo que forma la superficie de contacto del sólido, medido a través de la fase mojante.

La variación que se observa en las Figs. (4.a, 4.b y 4.c), del ángulo de contacto, se debe a la diferente afinidad - que los fluidos presentan al entrar en contacto con la superficie del sólido.

Como se aclara en el capítulo correspondiente a la mojabilidad de las rocas del yacimiento, un sistema como el de la Fig. (4.a) se conoce como un sistema mojable por agua; el caso de la Fig. (4.b) corresponde a un sistema mojable por aceite, y finalmente en la Fig.(4.c), se dice que se trata de un sistema con mojabilidad intermedia, es decir existe igual afinidad de los -

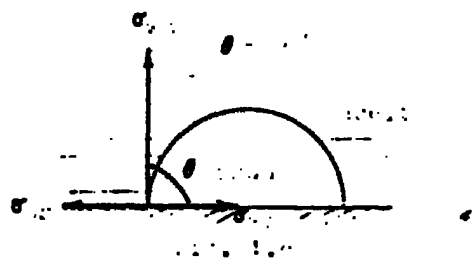
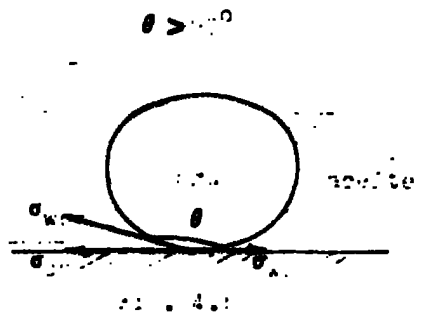
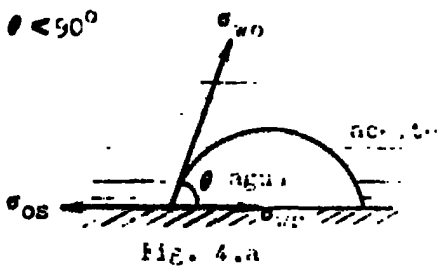


Fig. 4. Diagrams illustrating the stability of a semi-circular arch under various loading conditions. The angle θ is defined as the angle between the horizontal axis and the line of action of the force σ_w .

fluidos con la superficie del sólido.

Al efectuar un balance de las fuerzas que actúan en los sistemas como los mostrados en las Figs. (4.a, 4.b y 4.c), resulta la ecuación:

$$\cos \theta = \frac{\sigma_{os} - \sigma_{ws}}{\sigma_{wo}} \dots\dots\dots (4.3)$$

La expresión anterior relaciona las tensiones interfaciales con el ángulo de contacto de la interfase. Para sistemas igualmente mojables por agua y aceite, se tiene que:

$$\sigma_{ws} = \sigma_{os} \dots\dots\dots (4.4)$$

mientras que para los sistemas fuertemente mojables por agua se tienen ángulos de contacto muy pequeños, por lo cual es común considerar un ángulo de contacto igual a cero. De esta manera se obtiene la expresión siguiente:

$$\sigma_{wo} = \sigma_{os} - \sigma_{ws} \quad \dots\dots\dots (4.5)$$

Esta expresión se considera válida únicamente en el caso de tratar con un sistema poroso preferencialmente mojable por agua.

Análogamente se encuentra la expresión que corresponde a los sistemas preferencialmente mojables por aceite, en donde el ángulo de contacto es muy próximo a 180° y el valor del coseno tiende al valor unitario negativo. Para este caso la expresión es:

$$\sigma_{wo} = \sigma_{ws} - \sigma_{os} \quad \dots\dots\dots (4.6)$$

Es importante considerar que hasta ahora no se cuenta con un método preciso para conocer el valor de las tensiones sólido-Fluido; sin embargo, es común emplear los valores de tensión interfacial.

Una expresión muy útil, empleada en el método de la gota pendiente, es la de Laplace que relaciona los radios princi-

pales de curvatura con la presión capilar, de la siguiente manera:

$$P_{c\ w0} = \left[\frac{1}{R_o} + \frac{1}{R_w} \right] \sigma_{w0} \dots\dots\dots(4.7)$$

en esta expresión los términos R_o y R_w denotan los radios de curvatura para la fase no mojanete y fase mojanete, respectivamente: $P_{c\ w0}$ es la presión capilar en la interfase de los fluidos. La medición de los radios de curvatura principales se puede hacer usando un telescopio de alto alcance como lo hacen Mungan, Mc Daffery y Tucker ^{12, 13 y 14} en sus respectivos estudios. Así conociendo los valores de los radios de curvatura y la presión capilar, se puede evaluar la tensión interfacial existente en la interfase de los fluidos en consideración.

El papel que juegan las fuerzas de tensión interfacial dentro de un yacimiento es determinante sobre la cantidad de aceite que habrá de recuperarse, debido a que éstas fuerzas son las responsables de la retención del aceite residual de los yacimientos. Por tal motivo en algunos programas actuales de recupera

ción de aceite por inyección de agua se ha incluido la adición de materiales tensoactivos o surfactantes. Estos editivos se concentran en el área interfacial, reduciendo la cantidad de trabajo requerido para desplazar al aceite.

DETERMINACION GRAFICA DEL ANGULO DE CONTACTO. Se presenta aquí una forma de determinar el ángulo de contacto de una interfase agua-aceite-sólido a partir de datos experimentales de tensiones interfaciales agua-sólido y aceite-sólido, mediante una gráfica de estas tensiones, como abscisa y ordenada respectivamente.

De antemano se requiere que en laboratorio se determinen los valores de tensión interfacial: agua-sólido y aceite-sólido. Un procedimiento común consiste en utilizar un equipo que cuenta con un mecanismo transmisor de esfuerzo requerido para romper una membrana de fluido, ya sea agua o aceite, adherida a una placa o lámina del sólido representativo de la roca del yacimiento, tal como el tensiómetro de la Tully. Estos datos de tensión interfacial son determinantes en éste método, por lo cual es necesario buscar la mayor representatividad de los materiales usados y la mejor precisión posible al efectuar la medición de los valores.

Las observaciones óptimas efectuadas por varios autores¹⁵, sobre interfases de diversos tipos de espalilladas en só

líquidos se ha llegado a concebir un arreglo típico que suele presentarse como se observa en las Figs. (4.a, 4.b, y 4.c).

Efectuando un balance de fuerzas de tensión interfacial se obtiene la ec. (4.7). Esta ecuación nos relaciona el ángulo de contacto con las tensiones interfaciales, en forma directa con la diferencia entre tensiones de los líquidos, y en forma inversa con la tensión entre líquidos.

Si la ecuación (4.7) la expresamos en la forma:

$$\sigma_{LO} = \sigma_{wL} \cos \theta + \sigma_{wR} \dots \dots \dots (4.8)$$

se observa que para un determinado valor de ángulo de contacto, la ec. (4.8) se comporta como la ecuación de una recta de pendiente unitaria.

Dado que la tensión interfacial agua-aceite es única para un par de fluidos en un caso específico, y este no varía cuando se trate de fluidos inmiscibles a temperatura constante, entonces es válido considerar como constante esta fuerza de tensión.

$$\sigma_{\text{wS}} = \sigma_{\text{wS}} = \dots$$

por tanto:

$$\sigma_{\text{wS}} = \sigma_{\text{wS}} + \dots \quad (3.10)$$

donde: $\dots = \dots \cos \theta$

Ahora bien, analizando los casos en función de θ en el ángulo de contacto entre los valores de σ_{wS} , σ_{wS} y σ_{wS} , según sea el grado de mojabilidad tendremos los siguientes simplificaciones:

$$\theta = 0^\circ \quad \sigma_{\text{wS}} = \sigma_{\text{wS}} + \dots \quad (3.11)$$

$$\theta = 90^\circ \quad \sigma_{\text{wS}} = \sigma_{\text{wS}} \quad (3.12)$$

$$\theta = 180^\circ \quad \sigma_{\text{wS}} = \sigma_{\text{wS}} + (-) \dots \quad (3.13)$$

Estas tres ecuaciones las podemos representar en una gráfica, ver. (3.4). Analizando mejor visualmente la ecuación comprendida por los valores frontera. En la siguiente gráfica vamos encontrar fácilmente el valor de σ_{wS} en el ángulo de contacto, pues previamente se conocen los valores de los \dots = fluido sólido.

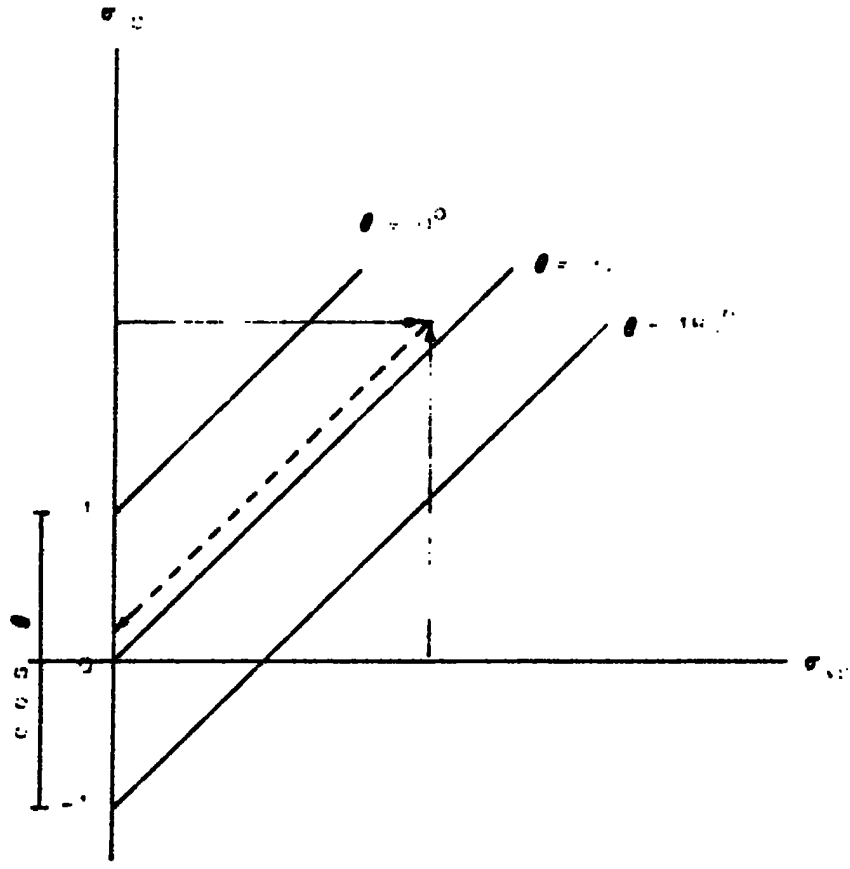


Fig. (3.1). Determinación Gráfica del Angulo de Contacto.

Teniendo como dato los valores de σ_{02} y σ_{w3} entramos en la gráfica y encontramos el punto de intersección. Este punto estará en una recta de la familia de rectas, a la cual corresponderá un valor de ángulo de contacto que la interfase agua-sólido manifieste.

Si bien es cierto que con ese valor de ángulo de contacto encontrado podemos nosotros determinar el valor de la tensión interfacial agua aceite, tan sólo es necesario reemplazar los valores en la ec. (4.5) y obtener así el correspondiente valor de σ_{w0} .

Por otro lado, mediante esta gráfica también se puede evaluar cualitativamente el grado de mojabilidad de la roca, es decir que podemos saber si la roca tiende a ser mojada por el agua o bien por el aceite. Sin embargo en un capítulo posterior (cap.6), referente a la mojabilidad de rocas se menciona un método más preciso para la evaluación del grado de mojabilidad de las rocas del yacimiento.

5. PRESTON CAPILAN.

1. Fenómeno de flujo.

El grado de movilidad en el medio poroso que un fluido tiene depende del grado de permeabilidad de la roca presente, así como de su viscosidad; sin embargo, lo que influye el valor de permeabilidad, la trayectoria que el fluido toma a través de los poros de la roca, y el movimiento, así como la naturaleza del fenómeno que se produce en el interior de la roca estática¹⁶, responde a los fenómenos de flujo.

En el estudio de los fenómenos de flujo en las trayectorias de flujo dentro de un medio poroso, la gran mayoría de autores se han basado en el estudio de los fenómenos de capilaridad, hecho que se debería justificar por el hecho de que se trata de un fenómeno de flujo capilar. Aquí se incluyen algunos conceptos de los fenómenos de flujo por defecto de dar un panorama claro de los fenómenos de flujo.

Al estudiar el fenómeno de flujo en un tubo capilar, cuyo diámetro es del orden de micras, se observa un fenómeno amplio que contiene por sí mismo, de manera bastante evidente un fenómeno conocido como flujo capilar. Este fenómeno en la parte baja del capilar se produce en contacto con el líquido, el nivel sube por las paredes interiores del tubo capilar, hasta alcanzar

una altura determinada, fig. (5.4), que es una característica de cada tubo capilar.

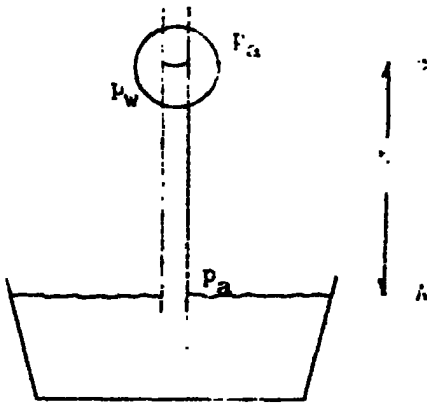


fig. (5.4)

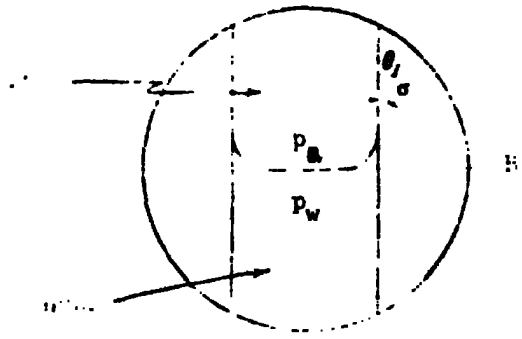


fig. (5.5)

5.2.2.2. EL ASCENSO DEL LIQUIDO EN UN TUBO CAPILAR.

El ascenso del líquido se debe a su propia energía de superficie, siendo la tensión superficial. La columna de líquido dentro del capilar permanece a una altura h debido a una cierta fuerza que se opone a la fuerza de gravedad. Efectuando el balance de fuerzas resultará:

Succión capilar = Atracción gravitacional

$$2\pi r_c \cos \theta = \rho_w gh \pi r_c^2 \dots\dots\dots (5.1)$$

La **IMPRESIÓN CAPILAR** representa la diferencia de presiones que existe en la interfase, entre la fase no mojanete y la fase mojanete.

$$P_c = P_n - P_w = \rho_w gh \dots\dots\dots (5.2)$$

En la ecuación anterior p_c es la presión capilar y el término $\rho_w gh$ es la fuerza por unidad de área debida al peso de la columna de líquido.

Observando la Fig. (5.b) se puede obtener otra expresión que de igual manera se obtiene de la ec. (5.1) al ser simplificada. Se llega entonces a una expresión de presión capilar en función de la tensión interfacial.

$$p_c = \frac{2\sigma \cos \theta}{r_c} \dots\dots\dots (5.3)$$

Los unidades de la tensión superficial son (dina/cm), r_c es el radio del capilar en (cm) y θ es el ángulo de contacto - interfacial medido en la fase acuosa, o bien en la fase mojante.

Cuando dos fluidos inmiscibles se encuentran simultáneamente en contacto con un medio poroso, éstos muestran siempre una cierta curvatura en la interfase de contacto, esta curvatura depende de la proporción de los fluidos y de la medida de los espacios intergranulares.

La existencia de la curvatura interfacial se atribuye directamente a la tensión interfacial o bien la energía libre de superficie de los fluidos en la interfase.

Hateau¹⁷ derivó una expresión para presión capilar en función de la tensión interfacial y de la curvatura que muestra un anillo de fluido adherido entre dos granos que se encuentran en contacto como se muestra en las Figs. (5.c y 5.d). La expresión es la siguiente:

$$P_c = \sigma \left(\frac{1}{h_1} + \frac{1}{h_2} \right) \dots\dots\dots (5.4)$$

en esta parte de la interfase, donde el signo de las curvaturas de la interfase.

La fig. (5.4) muestra un ejemplo de una interfase que tiene una curvatura de signo positivo en la parte superior y negativo en la parte inferior; en este caso, las curvaturas principales de curvatura tienen su centro de rotación en los puntos de inflexión, con un signo contrario, siendo el positivo en la parte superior y el negativo de la fig. (5.4) en la parte inferior. En la parte superior, las curvaturas de la fig. (5.4) se refieren a la parte superior de la interfase sobre un eje local de la interfase, así como la curvatura de signo negativo.

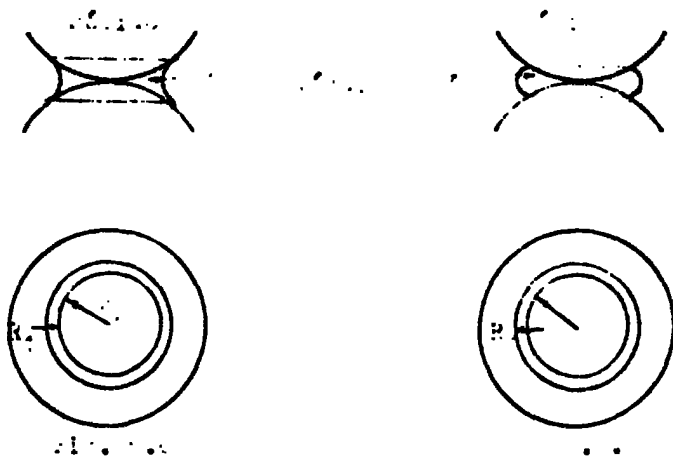


Fig. 5.4. Diagrams illustrating curvature and rotation. The top row shows two views of a curved interface with dashed lines indicating axes. The bottom row shows two circular diagrams with concentric circles and a radius vector labeled 'R'.

En forma general, si el centro de rotación se encuentra alojado del lado de la interfase ocupado por el fluido que moja preferencialmente al sólido, ese radio de curvatura adoptará signo negativo. Si el centro de rotación se encuentra alojado en el lado ocupado por el fluido no mojante, entonces el radio de curvatura tendrá signo positivo, de esta manera se logra la consistencia que la ec. (1) requiere.

El término $(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2})$ representa la CURVATURA MEDIA INTERFACIAL.

RELACION ENTRE p_c Y h . Un estudio efectuado por Leverett¹⁸ demuestra la relación que existe entre la curvatura interfacial y la altura de agua partiendo de considerar un medio poroso preferencialmente mojable por agua en el que los fluidos, agua y aceite se encuentran distribuidos de tal manera que éstos coexisten en equilibrio capilar, así es el caso de los yacimientos que permanecen aún sin explotar.

Dado que en condiciones estáticas el agua intersticial coexiste con el aceite en todo el yacimiento, a un solo nivel h de agua, en el cual los fluidos están inicialmente en equilibrio, se supone entonces en el estudio de Ilataru que un pequeño volumen de agua es transferido del nivel h al nivel $h + \Delta h$ dentro de la zona productora del yacimiento, y dado que dentro del medio

poroso, el cambio de energía libre de los fluidos es cero debido a que el proceso es isotérmico.

$$dF = 0 \dots\dots\dots (5.5)$$

Ahora bien, este diferencial de energía libre es el resultado de la suma de dos alteraciones al cambio de energía:

- 1). El cambio parcial de energía libre del elemento de agua al elevarse una distancia dh dentro de un campo gravitacional. La expresión para el cambio parcial de energía respecto de la altura es la siguiente:

$$\left(\frac{\partial F}{\partial h} \right) = \rho_w g \Delta V \dots (5.6)$$

- 2). El cambio parcial de energía libre del elemento de agua al variar la presión del agua desde p_w en el nivel h hasta $(p_w + \Delta p_w)$ en el nivel -

(h + Δh), entonces:

$$\left(\frac{\partial F}{\partial P_w} \right) = \Delta V \dots\dots\dots (5.7)$$

Así como que $F = F(h, P_w)$, el cambio lo podemos escribir:

$$\begin{aligned} dF &= \left(\frac{\partial F}{\partial h} \right) dh + \left(\frac{\partial F}{\partial P_w} \right) dP_w \\ &= \rho_w g \Delta h + \Delta V dP_w \dots\dots (5.8) \end{aligned}$$

Sustituyendo esta última ecuación en (5.6), obtenemos para la fase agua:

$$- dP_w = \rho_w g dh \dots\dots\dots (5.9)$$

De modo similar para la fase aceite:

$$- dP_o = \rho_o g dh \dots\dots\dots (5.10)$$

Partiendo de la definición de presión capilar expresada por la Ec. (5.2) y combinando esta con (5.9) y (5.10), se

tiene:

$$dp_c = \Delta \rho_{wo} g dh, \quad \dots\dots\dots (5.11)$$

en donde $\Delta \rho_{wo}$ representa la diferencia de densidades entre las fases agua y aceite.

Para una columna de material poroso que contenga agua y aceite en equilibrio capilar, existe un nivel en el que la presión capilar es cero (curvatura interfacial igual a cero). Si se llama $h = 0$ a este nivel hipotético en donde $p_c = 0$, la Ec. (5.11) se puede integrar entonces y resultar finalmente igualando con la Ec. (5.4):

$$p_c = \Delta \bar{\rho}_{wo} g h = \sigma \left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right) = \sigma C \quad (5.12)$$

En la ecuación anterior, h es la distancia vertical de la interfase en cuestión, arriba de la superficie libre del agua y $\bar{\rho}_{wo}$ es el valor promedio de las diferencias de densidad, cuando éstas varían considerablemente para alturas significativas.

Cabe hacer notar que para una altura determinada en un cierto sistema compuesto por dos fluidos, todas las interfaces tienen la misma curvatura y presión capilar.

La última ecuación es la relación que existe entre la presión capilar a través de una fase dada, su curvatura media y la distribución vertical de los fluidos en coexistencia de equilibrio capilar.

En el presente trabajo se han empleado varias técnicas en cuanto a la determinación de curvas de presión capilar se refiere, sin embargo todas estas técnicas se pueden agrupar en dos categorías generales, de acuerdo a las condiciones en que se efectúa su determinación:

- a) Condiciones estáticas
- b) Condiciones dinámicas.

En el primer grupo encontramos los métodos de Membrana semipermeable, inyección de mercurio y el método de la columna trifuga; mientras que el segundo grupo básicamente sería similar al de Membrana semipermeable solo que el equipo de prueba está sujeto a condiciones dinámicas de flujo, es decir en un ritmo constante de desplazamiento de fluidos.

METODO DE MEMBRANA SEMIPERMEABLE. El requerimiento esencial de este método es un material de contacto entre la cara de entrada al núcleo y el depósito abastecedor del fluido -

desplazante, el material comúnmente usado como membrana es la porcelana.

Un núcleo previamente saturado de agua cilíndrico se coloca, con su cara pulida en íntimo contacto con una membrana de porcelana, en el fondo de una celda de presión que se llena con el fluido que va a desplazar al agua. La membrana de porcelana se encuentra saturada de agua y, por lo tanto, presenta continuidad de fase con el núcleo y no ofrece dificultades al paso de agua a través de ella; en cambio, la parte de la membrana en contacto con el fluido desplazante, que puede ser un gas, aire o aceite, no permite el paso de ese fluido a través de ella debido a la discontinuidad de fases, hasta que la presión del fluido desplazante sobrepasa a la presión de desplazamiento de la propia membrana. De un pequeño incremento de presión a la fase desplazante, obteniéndose la correspondiente desaturación del núcleo que se manifiesta en el aumento de nivel de agua de un tubo de cristal. La aplicación de la presión se mantiene el tiempo suficiente hasta lograr un equilibrio capilar (cuando el nivel de agua permanece estacionario), obteniéndose de esta manera el valor de la presión capilar correspondiente a un cierto valor de la saturación del núcleo.

Es obvio que con este método la presión capilar máxima que se puede medir es la presión de desplazamiento de la

membrana.

La principal ventaja de este método consiste en el tiempo requerido para hacer una determinación. Puede ser del orden de semanas en el caso de métodos más complicados.

Este método puede utilizarse para la obtención de inyección de mercurio en el núcleo, con lo que se inyecta mercurio a presión en el núcleo el que previamente se le ha hecho el vacío. De esta manera se obtiene una curva de presión capilar contra saturación de mercurio.

Se ha demostrado que a partir de esta curva obtenida con un sistema mercurio-aire saturado y conociendo las tensiones interfaciales y ángulos de contacto de los fluidos en cuestión, se puede obtener la curva de p_c para cualquier otro sistema. Con este método se puede determinar en corto tiempo (de 1 a 2 horas) una curva completa, así como valores de p_c .

McCORT, L. L., GUNTERFLUN, Hassler y Brunner (1945) presentaron un método más rápido aunque más complicado para medir presiones capilares. En principio, el núcleo natural se somete a un efecto de arena por gravedad, en donde la aceleración de la gravedad g se ha multiplicado mediante una centrífuga de alta veloci-

cau.

Para medir presiones capilares con la centrífuga, los núcleos limpios de fluidos y secos se pesan, se saturan, se vuelven a pesar y se colocan en los retenedores de la centrífuga se pone en marcha y se opera a velocidades de 5000 y 6000 r.p.m. mayores. Se efectúa la velocidad a la que se opera hasta que los núcleos alcanzan un estado de equilibrio, lo cual puede determinarse cuando no se tiene un aumento en el volumen del líquido recuperado en las pipetas después de un período de tiempo. Cuando se alcanza el equilibrio, la cantidad de líquido recuperado en cada una de las pipetas se lee con la ayuda de un microscopio y entonces se aumenta la velocidad de la centrífuga. Cuando el experimento se termina se extraen los núcleos de la centrífuga y se pesan para comprobar los valores de saturación obtenidos en la última lectura de las pipetas.

En el artículo de Morrow y Mann²² se describen las mediciones de presión capilar en corrientes de fluidos en desplazamiento de fluidos, esto significa que se logra una mayor comparación con casos reales de desplazamiento. La medida de la presión capilar se efectúa directamente sobre un manómetro de agua y esta presión varía de acuerdo al ritmo de entrada del fluido desplazante, si no que se -

fijs mediante el mecanismo accionado por motor que mueve una foto celdas, estas a su vez envían una señal electrónica a unos solenoides y estos actúan para modificar las condiciones electroquímicas del sistema, (ver fig. 5.4), de modo que ajustando el gasto a un ritmo constante nosotros podremos observar las variaciones en todo momento en que el desplazamiento de la línea a cabo.

La preparación de la muestra se puede considerar que sigue los procedimientos convencionales, usando en una de las curvas una membrana para anular los efectos frontera.

Afirman Ferron y Lange haber encontrado bastante concordancia en sus resultados respecto a determinaciones efectuadas por el método tradicional por etapas.

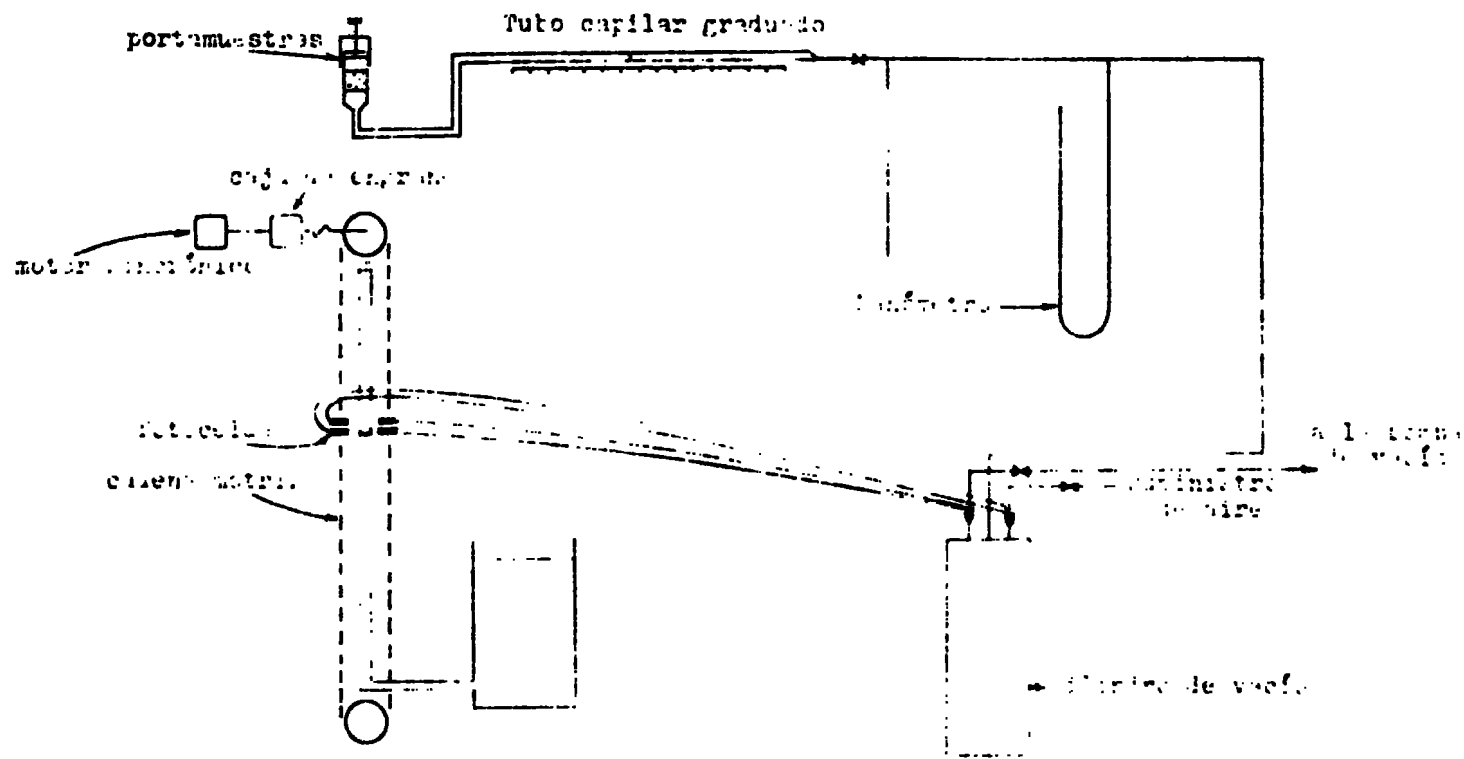


Fig. (5.6) aparato de medición de presión capilar para muestras pequeñas, en condiciones anisóticas.

6. REQUISITOS DE LAS BUCAL DEL YACIMIENTO.

6. ANALISIS DE LOS DATOS OBTENIDOS.

Los resultados de los ensayos realizados son muy variados; algunos de los resultados más importantes por su importancia en el estudio de la absorción de agua se refieren a:

1. El coeficiente de absorción de vapor de agua en una superficie plana, que depende de la temperatura de equilibrio, de la humedad relativa del aire y de la velocidad del agente de secado, por lo tanto, el coeficiente de absorción superficial de vapor de agua depende de la temperatura se halla afectado por la temperatura, la humedad relativa del aire y la velocidad del agente de secado. Este coeficiente depende también de la naturaleza del material, de la naturaleza del agente de secado y de la naturaleza de la superficie. En general, el coeficiente de absorción superficial de vapor de agua es mayor para los materiales que tienen una mayor capacidad de absorción de vapor de agua y para los materiales que tienen una mayor superficie. El coeficiente de absorción superficial de vapor de agua es mayor para los materiales que tienen una mayor capacidad de absorción de vapor de agua y para los materiales que tienen una mayor superficie. El coeficiente de absorción superficial de vapor de agua es mayor para los materiales que tienen una mayor capacidad de absorción de vapor de agua y para los materiales que tienen una mayor superficie.

cas en sistemas s6lido-fluido-fluido, en donde el s6lido es una placa con superficie pulida base s6lice o calcita.^{20, 21}

Ha quedado establecido por varios investigadores que los grados de mojabilidad de una roca respecto a la variaci6n del 6ngulo de contacto de la interfase, se clasifican de la siguiente manera:

6ngulo de contacto	roca preferencialmente mojada por:
$0^{\circ} \leq \theta \leq 90^{\circ}$	Agua
$90^{\circ} \leq \theta \leq 180^{\circ}$	Aceite
$\theta = 90^{\circ}$	Agua y aceite indistintamente

METODO PARA DETERMINAR LA MOJABILIDAD DE LAS ROCAS. - Slobod y Blum²¹ han desarrollado un m6todo para determinar la mojabilidad de las rocas del yacimiento. El m6todo que ellos desarrollaron es semicuantitativo para la evaluaci6n de la mojabilidad de rocas; consta de una medici6n directa de 6ngulo de contacto de la interfase de un sistema agua-aceite-s6lido; una simplificaci6n permite evaluar los 6ngulos de contacto, mediante el conocimiento de presiones capilares y tensiones interfaciales de los

sistemas aire-aceite y aceite-agua.

El método de Globod y Blum permite conocer el rango de mojabilidad para diferentes tipos de formaciones, detectar cambios de mojabilidad en los núcleos cuando estos son usados y medir los cambios de mojabilidad ocasionados por el lavado de núcleos con objeto de hacerlos más mojables.

De acuerdo a la ecuación de presión capilar en tubos capilares, se plantea un sistema de dos ecuaciones correspondientes a los sistemas agua-aceite y aceite-aire dentro de un tubo capilar:

$$P_0 w_0 = \frac{2 \sigma_{ac} \cos \theta}{r_c} \quad \dots\dots (0.1)$$

$$P_0 a_0 = \frac{2 \sigma_{ca} \cos \theta}{r_c} \quad \dots\dots (0.2)$$

Al efectuar dos desplazamientos sobre una muestra de roca del yacimiento se llega a la determinación del índice de mojabilidad definido por Globod y Blum. El primero consiste de un desplazamiento de agua contenida en la roca, por aceite inyectado; el segundo es un desplazamiento de aceite por aire. Las presiones de entrada de fluido, al inicio de la determinación, son

usadas como medida de las presiones capilares en los desplazamientos. Conociendo también las tensiones interfaciales y combinando las Ecs. (6.1) y (6.2) se obtiene el INDICE DE MOJABILIDAD definido como la relación que existe entre los valores de coseno de los ángulos de contacto de los sistemas agua-aceite y aceite-aire:

$$k = \frac{\cos(\theta_{wa})}{\cos(\theta_{oa})} = \frac{P(wa)t \sigma_{oa}}{P(oa)t \sigma_{wo}} \quad \dots (6.3)$$

$P(wa)t$: presión de entrada para desplazamiento de agua por aceite.

$P(oa)t$: presión de entrada para desplazamiento de aceite por aire.

Una simplificación a la ecuación anterior se logra suponiendo que el ángulo de contacto para el sistema aceite-aire-sólido es cero y por lo tanto el coseno del ángulo de contacto es uno. Mediante tal simplificación se puede calcular un "ángulo de contacto aparente" definido por la ecuación:

$$\cos(\theta_{wo})_{ap.} = \frac{P(wa)t \sigma_{oa}}{P(oa)t \sigma_{wo}} \quad \dots (6.4)$$

Esta ecuación permite conocer el ángulo de contacto del sistema agua-aceite-sólido, medido en la fase agua.

Para propósitos prácticos, es usual considerar a un sólido preferencialmente mojable por agua, cuando el ángulo de contacto medido en la fase de agua del sistema agua-aceite-sólido se encuentra comprendido dentro del rango $0^\circ - 90^\circ$. De modo similar, si el ángulo medido en la fase de agua está dentro del rango $90^\circ - 180^\circ$, se dice que el sólido es preferencialmente mojable por aceite.

Es importante hacer notar que el coeficiente del índice de mojabilidad y del ángulo de contacto aparente definidos por Slobod y Blum mediante las Ecs. (6.3) y (6.4), involucran las suposiciones básicas siguientes:

- a) la relación entre presión de desplazamiento de la fase no-parte y el ángulo de contacto para un tubo capilar cilíndrico es:

$$P_{wa} = \frac{2 \sigma_{wa} \cos \theta}{r_c} ;$$

esta relación es aplicable a un sistema poroso complejo. El radio r_p es considerado el radio efectivo de los poros y es equivalente al radio del tubo capilar cilíndrico.

b) El radio efectivo r_p en una roca del yacimiento, es aplicable tanto en el sistema aceite-aire-sólido como en el sistema agua-aceite-sólido. Además la presión de entrada representa la condición inicial del desplazamiento de las fases en ambos sistemas.

c) El ángulo de contacto aparente para el sistema aceite-aire-sólido es muy pequeño (casi cero) y permanece constante para cambios en el ángulo de contacto del sistema agua-aceite-sólido.

de los resultados obtenidos por los autores y puede observarse que es posible inducir cambios en morfología de los núcleos de roca mediante procesos de lavado a base de reflujo de soluciones químicas, como es el caso de la solución acuosa conteniendo silicato de sodio. En este caso se observa un aumento del índice de mojabilidad, es decir, el ángulo de contacto es más mojable por agua. Este aumento se previene cuando la mojabilidad se tiene por el efecto de tratamiento térmico a altas temperaturas (aproximadamente 100°C) durante un tiempo con el fin de restaurar las condiciones iniciales de mojabilidad, después de haber sido tratadas por soluciones de fluoruro. Alternativamente las condiciones iniciales de mojabilidad se restauran.

**7. FUERZAS OPERANTES DURANTE EL DESHILAMIENTO
EN UN YACIMIENTO FRACTURADO.**

7. RELACION ENTRE EL MOVIMIENTO DE LOS FLUIDOS Y EL DESPLAZAMIENTO DE LAS PARTÍCULAS SÓLIDAS EN LOS CONDUCTOS CAPILARES.

El movimiento de fluidos que se experimenta al efectuar un desplazamiento en el posicionamiento de los conductos por fuerzas de diferente origen, el movimiento de fluidos en la matriz es originado básicamente por los efectos viscosos y capilares, mientras que en los conductos que atraviesan la estructura las fuerzas que ponen en movimiento a los fluidos son debidas sobretodo a los gradientes de presión aplicados.

Debe tenerse en cuenta que las fuerzas viscosas son proporcionales a la viscosidad de los fluidos, al ritmo de flujo y la longitud de los poros / trayectoria, las fuerzas capilares varían en forma lineal con la tensión interfacial y el coseno del ángulo de contacto, dependiendo ambas fuerzas además de la radio capilar. Las fuerzas debidas a los gradientes de presión aplicadas son función del ritmo de inyección y de la longitud de los poros.

RELACION ENTRE EL MOVIMIENTO DE LOS FLUIDOS Y EL DESPLAZAMIENTO DE LAS PARTÍCULAS SÓLIDAS EN LOS CONDUCTOS CAPILARES. Dada la complejidad de la geometría de los poros en muchos procesos reales, no es posible efectuar un análisis muy detallado y riguroso,

es necesario hacer ciertas suposiciones con objeto de simplificar el estudio. More y Blobel efectuaron un estudio bastante simplificado pero muy útil para comprender la influencia que ejercen las fuerzas viscosas y capilares sobre la recuperación en un desplazamiento de aceite por agua, así como el comportamiento de las trayectorias al variar las condiciones de flujo. Este estudio considera que el medio por el que se mueven los poros interconectados a intervalos irregulares, (Fig. 6), para el cual suponen primeramente un arreglo de los poros en filamentos interconectados, con diferentes radios, y el comportamiento del comportamiento de cada capilar en función de la permeabilidad en el frente de invasión. Este mismo tratamiento se puede hacer extensivo para n capilares interconectados en tres dimensiones.

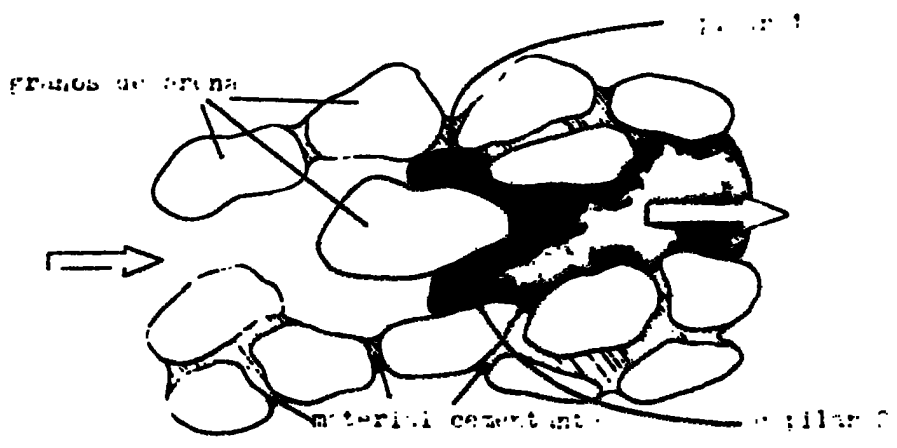


Fig. (7.a). Modelo de capilares en un medio poroso para mostrar la interacción de las fuerzas capilares y viscosas.

Basándonos en el esquema de la Fig. (7.1), se establece que el agua suministrada a un gasto constante q en el par de capilares es:

$$q = q_1 + q_2 \quad (7.1)$$

donde q_1 y q_2 son respectivamente los gastos de flujo en los capilares 1 y 2.

Las pérdidas de presión por viscosidad ΔP_{μ_1} y ΔP_{μ_2} que se oponen al flujo en los capilares 1 y 2 respectivamente, se expresan mediante la ley de Hagen-Poiseuille.

$$\Delta P_{\mu_1} = \frac{8 \eta l_1 \mu_1}{\pi r_1^4} \quad (7.2)$$

$$\Delta P_{\mu_2} = \frac{8 \eta l_2 \mu_2}{\pi r_2^4} \quad (7.3)$$

En estas ecuaciones r_1 y r_2 son los radios de los capilares 1 y 2 respectivamente, μ es la viscosidad del fluido - suponiendo que estos tienen el mismo valor, y l es la longitud

sobre la cual las fuerzas viscosas y capilares están en competencia.

La velocidad relativa de la interfase se ve influenciada por las presiones capilares por lo que se plantean las ecuaciones correspondientes:

$$i_{c1} = \frac{2 \sigma \cos \theta}{r_1} \dots \dots \dots (7.4)$$

$$i_{c2} = \frac{2 \sigma \cos \theta}{r_2} \dots \dots \dots (7.5)$$

Puesto que la caída de presión resultante en cada capilar estará dada por el balance entre fuerzas viscosas y capilares y puesto que existe interconexión entre los capilares 1 y 2 se establece la siguiente igualdad:

$$P_{c1} = P_{\mu 1} = i_{c2} = P_{\mu 2} \dots \dots \dots (7.6)$$

Justituyendo las Ecs. (7.1) a (7.5) en la Ec. (7.6) y reagrupando se llega a la obtención de las expresiones para los ritmos de flujo en los capilares 1 y 2.

$$Q_1 = \frac{\frac{4\mu L v_1}{\pi r_1^4} + \left(\frac{1}{r_1} - \frac{1}{r_2} \right) \sigma \cos \theta}{\frac{4\mu L v_2}{\pi} \left(\frac{1}{r_1^4} + \frac{1}{r_2^4} \right)} \quad (7.7)$$

$$Q_2 = \frac{\frac{4\mu L v_2}{\pi r_2^4} - \left(\frac{1}{r_1} - \frac{1}{r_2} \right) \sigma \cos \theta}{\frac{4\mu L}{\pi} \left(\frac{1}{r_1^4} + \frac{1}{r_2^4} \right)} \quad (7.8)$$

En el caso más general, lo que nos interesa es la recuperación obtenida de un medio poroso, siendo esta definida como la relación que existe entre la cantidad de aceite producido delante de las interfaces de los poros capilares y la cantidad de aceite contenido inicialmente en estos. Se puede, por lo tanto, afirmar entonces que la recuperación es una función de la relación de velocidades v_1 y v_2 de las interfaces; esto es, para un medio poroso dado, una fracción del aceite inicial será producida a la -

surgencia para un correspondiente valor de la relación de velocidades (\bar{v}), así cada valor de recuperación estaría asociado con un valor de \bar{v} .

La relación de velocidades se obtiene al dividir la ec. (7.7) entre la ec. (7.6), obteniendo de esta forma la relación de flujo; resultamos:

$$\bar{v} = \frac{v_1}{v_2} = \frac{\frac{4L\mu}{\pi r_2^2} + r_2^2 \left(\frac{1}{r_1} - \frac{1}{r_2} \right) \sigma \cos \theta}{\frac{4L\mu}{\pi r_1^2} - r_1^2 \left(\frac{1}{r_1} - \frac{1}{r_2} \right) \sigma \cos \theta} \quad (7.10)$$

$$\bar{v} = \frac{v_1}{v_2} = \frac{\frac{4L\mu}{\pi r_2^2 \sigma \cos \theta} + r_2^2 \left(\frac{1}{r_1} - \frac{1}{r_2} \right)}{\frac{4L\mu}{\pi r_1^2 \sigma \cos \theta} - r_1^2 \left(\frac{1}{r_1} - \frac{1}{r_2} \right)} \quad (7.11)$$

Con estas ecuaciones podemos predecir la influencia de ciertas variables sobre el comportamiento de los poros capilares de un medio poroso. Diferentes condiciones que pueden ocurrir en un medio poroso se pueden evaluar adecuadamente con las

expresiones anteriores, cuando se tiene un desplazamiento en el que intervienen fluidos igualmente mojables, el ángulo de contacto será igual o muy próximo a 90° y entonces la relación de velocidades estará dada por la expresión:

$$\bar{v} = \frac{v_1}{n} + \frac{v_2}{n} \dots\dots\dots (7.11)$$

Asimismo se tiene la simplificación anterior cuando el ritmo de inyección total y la velocidad de la lavante grande para poder compararse en el curso de un mismo rador y densidades: $\rho_1 = \rho_2$ (7.12).

En relación de velocidades estas velocidades características que nos van a servir para poder comparar en la manera en que el tipo de flujo ocurre en los capilares. Si $R_1 \ll R_2$, se esperará que $v_1 \gg v_2$ (7.13) que la relación de velocidades tome valores que son inferiores a la unidad cuando el flujo en el tubo grande ocurre en régimen de flujo laminar. Sin embargo el valor de la velocidad de flujo puede ser también superior a la unidad para condiciones de flujo en el flujo capilar o flujo no capilar y sentir con un efecto de apoyo para poder afirmar verdaderamente la calidad o tipo de flujo que se manifieste en un momento dado en un modelo experimental similar

al que aquí se ilustra, y se consiste básicamente de dos tipos de poros; se presenta el análisis efectuado.

Entonces del momento en que existe un determinado gasto total, para el cual la velocidad de flujo en los canales es igual y por lo tanto la relación de velocidades tiene el valor de uno, se establece entonces que:

$$v_1 = v_2 \dots\dots\dots (7.11)$$

por lo que dividimos las ec.(7.7) y (7.8) por sus respectivas áreas y sustituimos en la ec. (7.11) se obtiene:

$$\frac{\frac{4\mu l v^2}{\pi r_2^4} + \left(\frac{1}{r_1} - \frac{1}{r_2} \right) \sigma \cos \theta}{r_2^2} = \frac{\frac{4\mu l v^2}{\pi r_1^4} + \left(\frac{1}{r_1} - \frac{1}{r_2} \right) \sigma \cos \theta}{r_1^2} \dots\dots\dots (7.12)$$

En la ec.(7.12), v corresponde al gasto necesario para hacer cumplir la ec.(7.11). Al despejar v de la ec. (7.12) se obtiene:

$$q^* = \frac{(r_2^2 + r_1^2) \sigma \cos \theta}{\frac{4\mu L}{\pi} \left(\frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_2} \right)} \dots\dots\dots (7.13)$$

Con la expresión anterior se puede calcular el valor de gasto total para el que existieran unido a un sistema de fuerzas viscosas y fuerzas capilares, de por sí el mismo experimento nosotros afirmamos que para el caso de los capilares o bien que se debe a los grupos que se aplican cada por un mero sentimiento, haciendo ser bastante cuantioso con tal afirmación.

Veamos ahora un ejemplo con los datos siguientes siguientes:

- $r_1 = 1$ micras
- $r_2 = 2$ micras
- $\mu = 1$ c. g. / s.
- $\sigma = 50$ dinas/cm.
- $\cos \theta = 1$
- $L = 1$ micras

Calculamos entonces con la eq.(7.13) el valor de

• Se infiere que $\theta = 0^\circ$. Sistema mojable por agua.

q' para el que la relación de velocidades $\bar{v} = 1$.

$$q' = 1.57 \times 10^{-5} \frac{\text{cm}^3}{\text{seg}} .$$

Con este valor de q' , se obtiene el valor de las velocidades v_1 y v_2 y se verifica.

$$v_1 = v_2 = 9.6 \times \frac{\text{cm}}{\text{seg}} .$$

Luego se calcularon las velocidades v_1 y v_2 para diferentes valores de q y se obtiene la tabla I.

Se puede observar de la tabla I que al disminuir el gasto total de flujo sobre el modelo de 2 capilares en donde $r_1 < r_2$, la velocidad de flujo en el capilar 1 es comparativamente mayor que el flujo en el capilar 2, y es muy notable la diferencia cuando el gasto total q es muy pequeño. Podemos afirmar ahora - que cuando se tiene un gasto menor que $1.57 \text{ cm}^3/\text{seg}$ en el caso de este ejemplo hipotético, el flujo es del tipo capilar y el fluido desplazante (agua) tenderá a viajar con mayor rapidez por los canales de menor diámetro, y al momento de la surgencia alguna cantidad del aceite inicial quedará atrapado en los canales de mayor diámetro, entonces para obtener este aceite residual bastaría

con incrementar el ritmo de inyección después que la surroncia se haya presentado, de modo que se permita que el fenómeno de imbibición se efectúe por completo.

Un dato importante parece ser el valor límite al cuál tiende la relación de velocidades \bar{v} , por lo menos la relación propuesta por la eq. (7.11) se encuentra que $\bar{v} \rightarrow 1$. Si observamos la tabla I podemos proponer cuál será el máximo gasto permisible en determinados momentos, evitando así elevar el costo del desplazamiento que se trata en cuestión.

Además bien, al obtener un alto valor de la relación de velocidades \bar{v} , también puede obtenerse por un modelo real el número de canales pequeños que superan el número de canales grandes. Esto es favorable cuando conjuntamente se manejan gastos pequeños.

De modo similar al análisis aquí descrito anteriormente, se puede analizar el caso de un medio poroso intersectado en tres dimensiones.

q/q'	q	v_1	v_2	$\bar{v} = v_1/v_2$
0.16	0.2512	75.23	1.16	64.905
0.20	0.3140	76.47	1.27	60.277
0.25	0.3925	77.94	11.75	6.633
0.50	0.7850	81.19	41.13	2.073
0.75	1.1775	84.64	71.34	1.513
1.00	1.5700	86.27	86.27	1.000
1.25	1.9625	87.23	106.24	0.820
1.50	2.3550	114.68	150.23	0.722
1.75	2.7475	122.05	180.27	0.648
2.00	3.1400	129.38	217.53	0.595
10.00	15.7000	264.56	1100.20	0.515
100.00	157.0000	3010.26	11741.29	0.256
1 000.00	1 570.0000	29 467.34	117 569.78	0.250

Tabla I. Variación de velocidades en un modelo de 2 capilares respecto del gasto total.

buena comprensión es el análisis detallado anteriormente, que el efecto que causa la combinación de fuerzas viscosas y fuerzas capilares es determinante en los resultados finales de la recuperación. Lo real es un problema. En este punto no debemos perder de vista que, al estar el sistema a causar efectos, el efecto de las fuerzas viscosas y capilares se torna aún más importante cuando se trata de un sistema poroso. Esto es, en la medida en que el sistema poroso es más heterogéneo en su estructura fracturifera, tanto que considerar con mayor detalle la influencia de las fuerzas viscosas y fuerzas capilares en el sistema, con objeto de permitir que la combinación de estas fuerzas viscosas y fuerzas capilares de la inyección, a fin de lograr que el menor volumen de agua que entra en el yacimiento quede atrapado en esta zona, evitando así que el agua de inyección produzca un efecto perjudicial en la explotación del yacimiento.

Además de las fuerzas viscosas, las fuerzas capilares y las fuerzas de tensión superficial, el sistema poroso que integra a un yacimiento, puede ser afectado también el efecto causado por otro tipo de fuerza, como lo es el efecto de la fuerza de gravedad. En este caso, el efecto de la fuerza de gravedad tiene efecto sobre la distribución de la fractura

y la comunicación que existe entre ellos. El desarrollo de fracturas responde a una inclinación respecto del frente de avance del fluido de inyección, entendiéndose por tal el efecto de su permeabilidad variable, en consecuencia la diferencia de densidad de los fluidos (gas y agua), y también la influencia de la viscosidad de los fluidos inyectados, siendo conveniente tener presente que el fluido de inyección es un fluido compresible.

De modo que cuando se trata de un tipo variable, el efecto de segregación gravitacional es más intenso con bastante intensidad, siempre y cuando se presente un tipo de frente de avance del fluido de inyección, esto es un tipo de ritas de inyección apropiada para evitar el efecto de segregación gravitacional del fluido inyectado.

Por otro lado se debe tener presente que en la zona donde las recuperaciones son pequeñas, la zona de la inyección de desplazamiento es más difícil. Frente a la inyección se da en la zona productora de aceite con objeto de mejorar el intercambio molecular entre el gas y el aceite por intensificación de segregación gravitacional. Se hace referencia a los resultados obtenidos en laboratorio de gases definidos. Las conclusiones en cuanto a

presión del yacimiento y calidad del aceite permitiendo la aplicación de la inyección de gas para aumentar el efecto de segregación gravitacional. De igual forma también se considerará el efecto de la permeabilidad como orientación de fracturas, pues si estos parámetros no son favorables, se estaría reduciendo la aplicación de la inyección de gas al yacimiento.

P. PUBLISHED BY THE NATIONAL
ARCHIVES AT COLLEGE PARK, MD.

B. las líneas de fractura de las
matrices de las rocas.

El estudio de las líneas de fractura de las matrices de las rocas es de la importancia que se le ha dado en el presente trabajo de investigación de las rocas de las cuencas petrolíferas. En el presente aceite contenido en las rocas de las cuencas petrolíferas se refiere al nivel de fractura de las rocas de las cuencas petrolíferas para el estudio de las líneas de fractura de las matrices de las rocas de las cuencas petrolíferas. En las matrices de las rocas de las cuencas petrolíferas se encuentran en matrices de las rocas de las cuencas petrolíferas. Este nivel de fractura de las rocas de las cuencas petrolíferas con la ayuda de las líneas de fractura de las rocas de las cuencas petrolíferas se puede observar en el proceso de las líneas de fractura de las rocas de las cuencas petrolíferas.

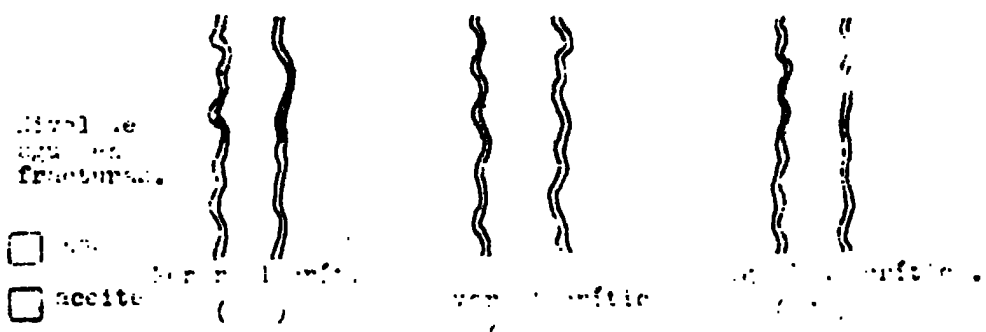


Fig. (c.1) Líneas de fractura de las matrices de las rocas de las cuencas petrolíferas.

Durante un lapso considerable de tiempo, al disminuirse el ritmo de la recuperación del agua al bloque-matriz, la cantidad de aceite tendrá un cierto valor, el cual será el mismo para diferentes ritmos a menos que el ritmo sea menor al ritmo crítico (9.2), así lo demuestran los resultados de laboratorio obtenidos por Mattar y Eyo¹⁴. Para ritmos de recuperación inferiores a 9.2 se observa el fenómeno de la recuperación crítica, y para ritmos superiores, mismo que se ilustra en el diagrama de la figura 4.1, la recuperación es igual al ritmo crítico. Este fenómeno puede ser observado convenientemente antes de iniciar el proceso de recuperación en un yacimiento fracturado, mediante el uso y aplicación de la ecuación 4.1 a fin de determinar el punto crítico de recuperación, al igual que el procedimiento a fin de obtener los ritmos de recuperación.

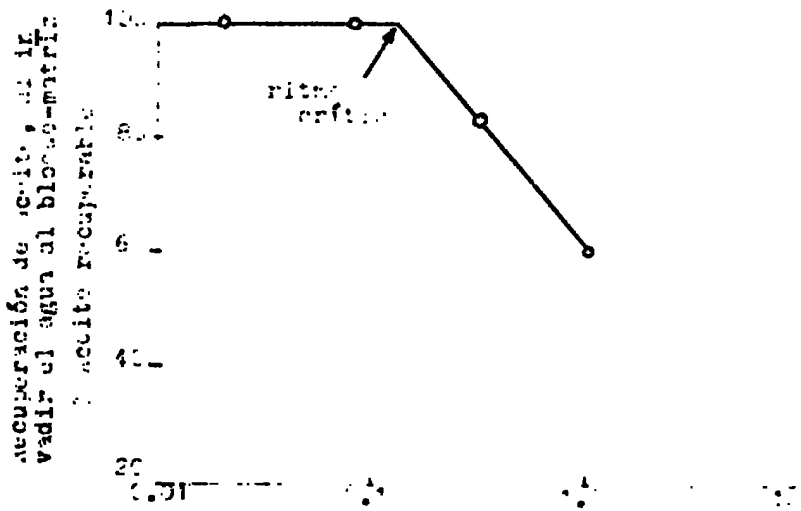


Fig. (4.1) Ritmo de recuperación de aceite en el yacimiento.

Ahora bien, si económicamente no resultara rentable desplazar a ritmos inferiores al crítico, al efectuarse despliegues en laboratorio se puede tener conocimiento de la curva de recuperación-ritmo de avance de agua y así utilizar para determinar la recuperación posible para el ritmo de inyección que mejor se ajuste al presupuesto de determinadas proyectos.

Sabrá aclararse que cuando se maneja una inyección a ritmos mayores al crítico se tendrá un terreno menos eficiente, Fig. (8.1b), y por tanto ciertos volúmenes de agua permanecerán dentro de los bloques matriciales. Al aumentar la saturación del agua de inyección.

La ventaja de producir a ritmos inferiores al crítico en los proyectos de inyección de agua, es que el costo es bastante pequeño, pero, al aumentar el ritmo de inyección se obtienen la curva de recuperación de avance de agua y el tiempo de labor total, que se comparan con el costo de la producción. Se han manifestado los resultados de los estudios de laboratorio y de campo de labor total de agua inyectada a ritmos inferiores al crítico no obtenidos a ritmos críticos, pero se puede apreciar que se ha obtenido un sistema de recuperación de agua inyectada.

El efecto de la tensión interfacial sobre el desplazamiento lo muestran las curvas de la figuras 2.3 y 2.4. Los desplazamientos efectuados por Lecmettin Hungen¹² emplearon los líquidos anotados en la Tabla II.

Si el líquido desplazante es el líquido nojante entonces el desplazamiento es eficiente. Observamos en la Fig. 2.3 que antes de que se presente la surgencia los líquido inyectado, 44 a 50 % de volumen de poros (V. i.) del líquido que es desplazado, ha sido recuperado, y que después de la recuperación a la surgencia se obtiene una recuperación adicional inferior a un 5 % V. i. para todos los valores de tensión interfacial investigados. El efecto resultante de disminuir la tensión interfacial desde 40 hasta 4.8, 1.1 y 0.5 dina/cm. es un incremento en la recuperación de 2.6, 1.0 y 0.5 % V. i. respectivamente. Las características de flujo correspondientes a cada uno de los desplazamientos aparecen enlistados en la Tabla III.

El efecto resultante de disminuir la tensión interfacial en los desplazamientos de líquido nojante por un líquido no nojante se ve claramente en la Fig. 2.4. Además de que el ritmo de desplazamiento es mayor que el caso anterior, estos flujos se caracterizan por turbulencias y además que los efectos finales de desplazamiento sí son superados.

TABLE 2. COMPARISON OF THE RESULTS OF THE EXPERIMENT.

σ (dino/cm.)	Injection	Time (min)	θ (deg.)	$\mu_{scattered} / \mu_{incident}$
4.0	Water-pure film	10	45	0.1
4.0	Water-pure film	10	45	0.1
4.0	Water-pure film	10	45	0.1
* 4.0	Water-pure film	10	45	0.1

TABLE 3. COMPARISON OF THE RESULTS OF THE EXPERIMENT.

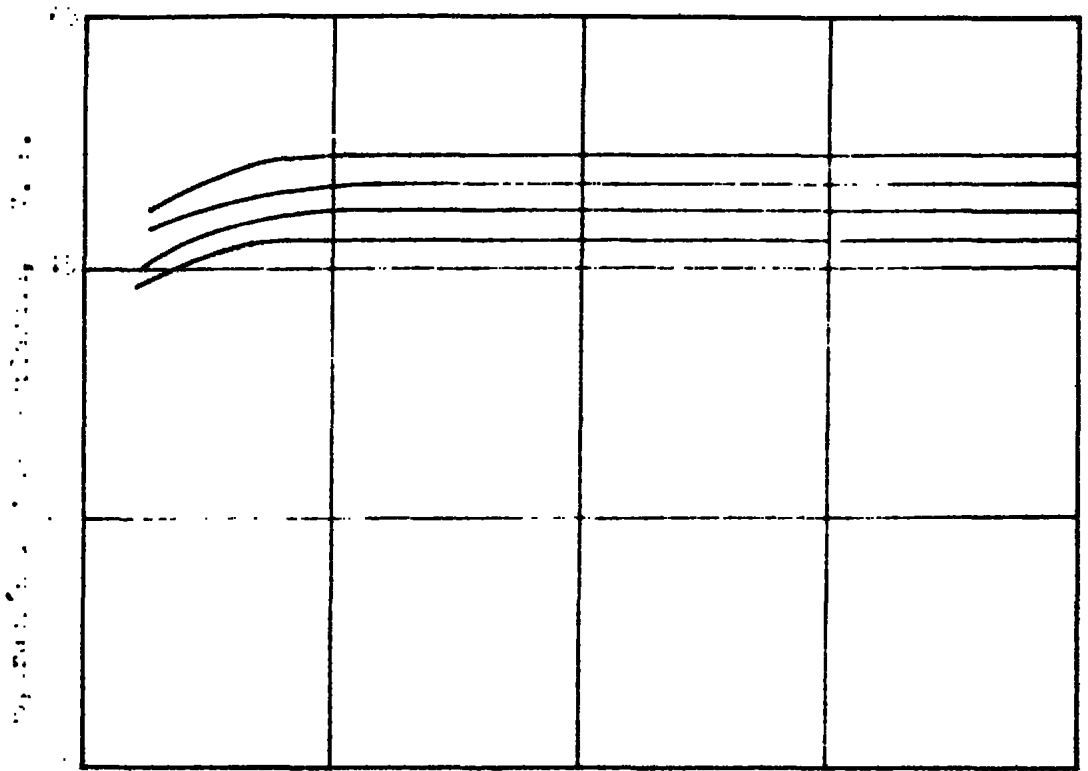
4.0	Water-pure film	10	45	0.1
4.0	Water-pure film	10	45	0.1
4.0	Water-pure film	10	45	0.1
4.0	Water-pure film	10	45	0.1
* 4.0	Water-pure film	10	45	0.1

* The results of the experiment are given in Table 2 and Table 3.

The results of the experiment are given in Table 2 and Table 3. The results of the experiment are given in Table 2 and Table 3.

<u>Figure</u>	<u>$n(\lambda)$</u>	<u>$\phi(\lambda)$</u>	<u>θ (degrees)</u>	<u>μ_1/μ_2</u>	<u>Surface reflection</u> <u>(%)</u>	<u>σ (microns/cm.)</u>
3.3	1.00	0.00	30	1.0	0.0	1.5×10^4
3.4	1.00	0.00	30	1.0	0.0	1.5×10^4
3.5	1.00	0.00	35	1.0	0.0	3.0
3.6	1.00	0.00	35	1.0	0.0	3.0
3.7	1.00	0.00	35	1.0	0.0	3.0
3.8	1.00	0.00	35	1.0	0.0	3.0
3.9	1.00	0.00	35	1.0	0.0	3.0
3.10	1.00	0.00	35	1.0	0.0	1.5×10^4
3.11	1.00	0.00	35	1.0	0.0	1.5×10^4

Figure 3.3. Theoretical surface reflection coefficient R_s and transmission coefficient T_s for a dielectric slab of thickness $d = 10^{-4}$ cm. and refractive index $n = 1.00$. The angle of incidence is $\theta = 30^\circ$.



4-110
 20-115
 0-115

Function Interfacial

Fig. (8.1) Dependence of the parameter Y on the parameter X.

Fig. (8.1) Dependence of the parameter Y on the parameter X. The curves show that the parameter Y increases with X and then levels off. The curves are labeled 1, 2, 3, and 4 from top to bottom.

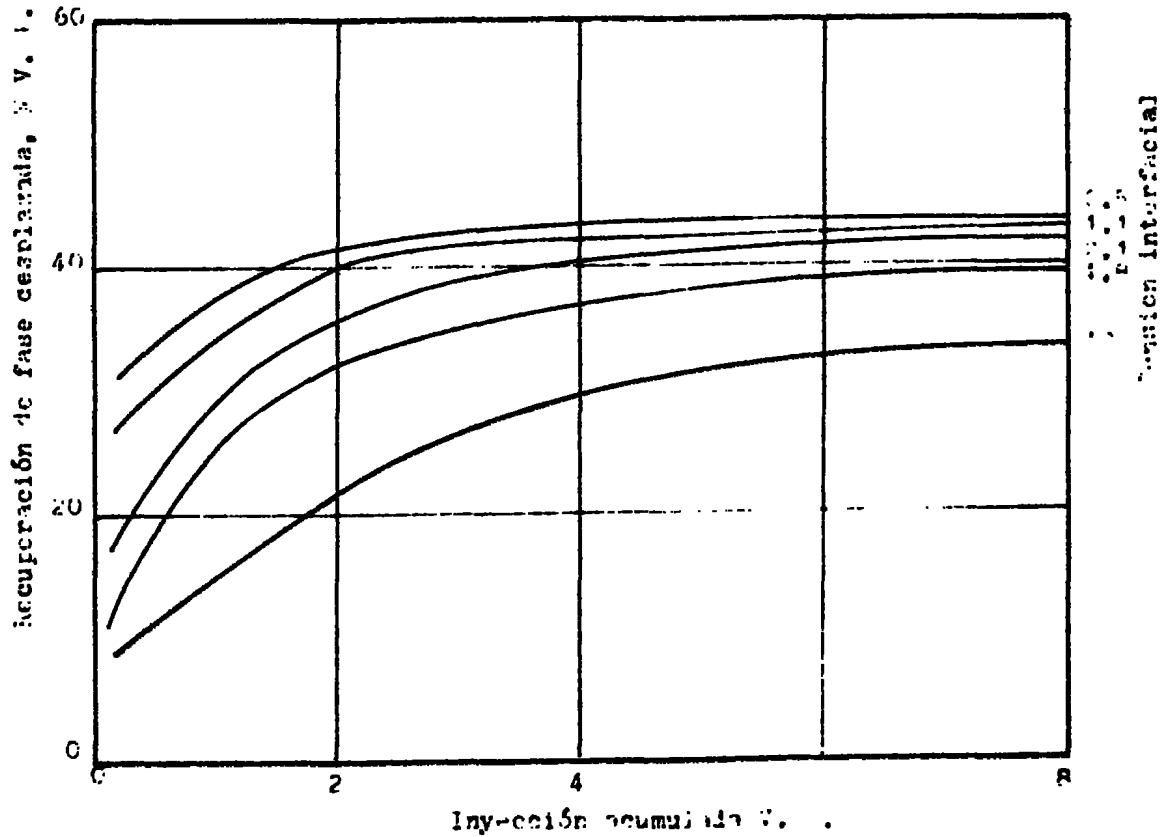


Fig.(8.4) EFECTO DE LA TENSIÓN INTERFASIAL EN LA RECUPERACIÓN DE FASE DESPLAZADA EN UN SISTEMA DE UN FLUIDO NO VISCOZO Y UN FLUIDO VISCOZO.

En este caso las líneas de corriente a por la -
pronta surgencia en comparación con las líneas representadas por
la Fig. 8.9, por ejemplo para $\sigma = 10^{-4}$ mas/cm. La surgencia ocu-
rre al $\xi = 1.1$ con un coeficiente de eficiencia de 0.77. Posteriormente
después de la surgencia, el comportamiento de σ es de nuevo si-
milar al comportamiento de σ en el caso de la surgencia.

Let us now consider the behavior of the interfacial
de la tensión interfacial, σ , para $\sigma = 10^{-4}$ mas/cm. σ tiende
a aproximarse a cero y se vuelve a ser cero en $\xi = 1.1$ cuando
la fase desplazada es la fase más pesada.

En el caso de $\sigma = 10^{-4}$ mas/cm, σ se vuelve a ser
los desplazamientos representados por las líneas de σ en la Fig. 8.7
con objeto de estudiar el tipo de surgencia que se produce en el
para un set de parámetros. En el caso de $\sigma = 10^{-4}$ mas/cm, los coeficientes
de viscosidad $\mu = 10^{-2}$ y $\mu = 10^{-3}$ respectivamente. En el caso de
interfacial $\sigma = 10^{-4}$ mas/cm.

En el caso de $\sigma = 10^{-4}$ mas/cm, σ se vuelve a ser
ración resultó ser $\sigma = 10^{-4}$ mas/cm. En el caso de $\sigma = 10^{-4}$ mas/cm
junto con el comportamiento de σ en el caso de $\sigma = 10^{-4}$ mas/cm
ta por la surgencia. En el caso de $\sigma = 10^{-4}$ mas/cm, σ se vuelve a ser
En el caso de $\sigma = 10^{-4}$ mas/cm, σ se vuelve a ser

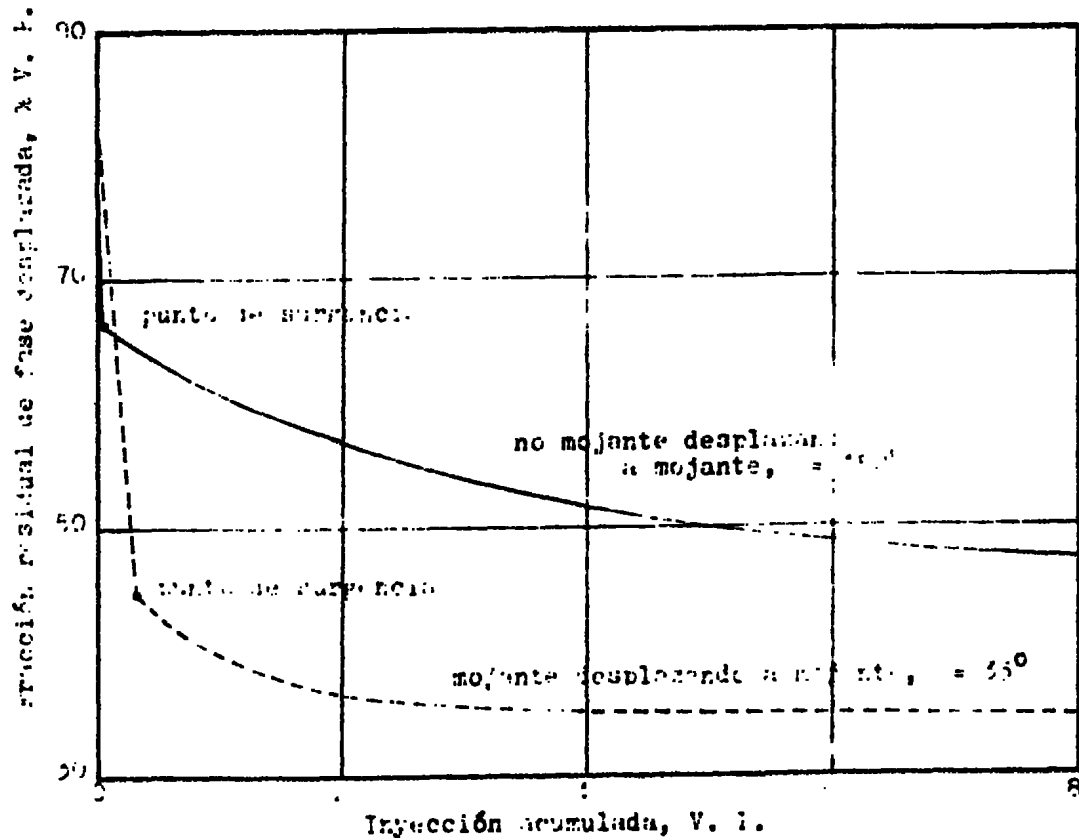


Fig. (4.) EFECTO DE LA MISCIBILIDAD SOBRE LA EFICIENCIA RESIDUAL DE LA CONDENSACION PARA UNA RELACION DE INYECCION DE 20%.

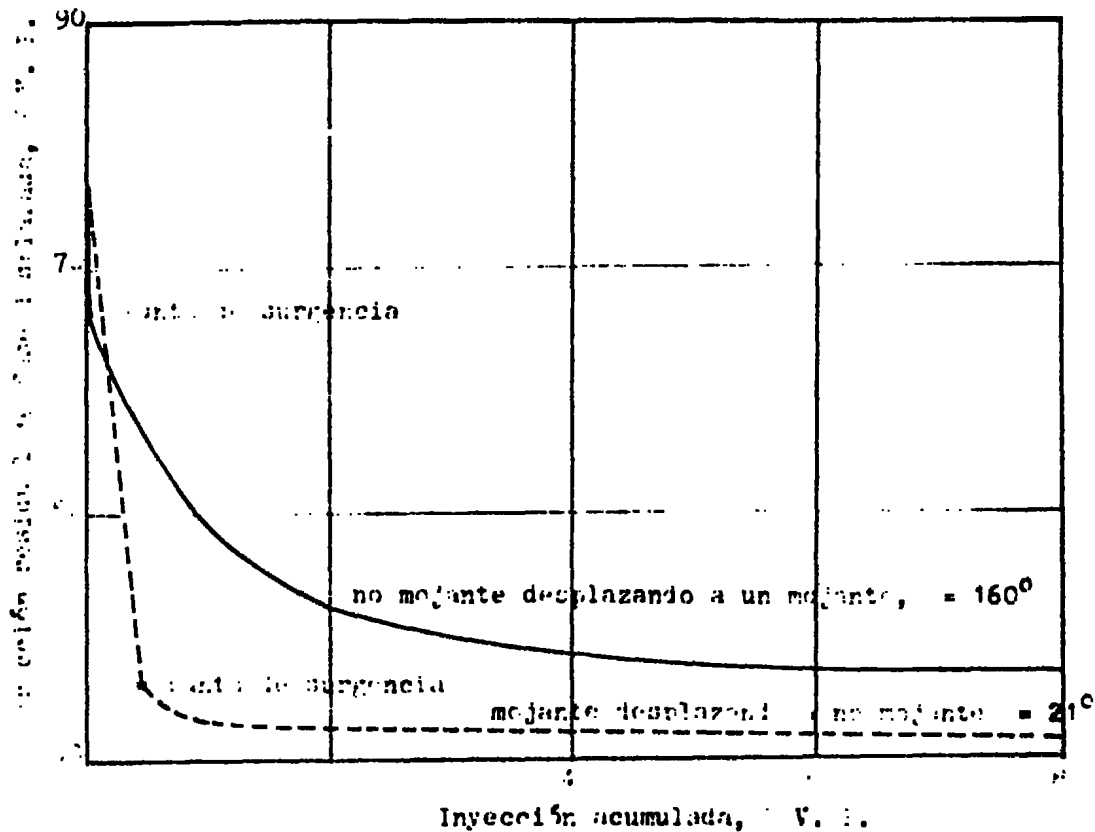


Fig. (8.8) EFECTO DE LA MOJABILIDAD SOBRE EL FACTOR DE RECUPERACION PARA UNA RELACION DE VISCOSIDADES DESFAVORABLE $k = 12$.

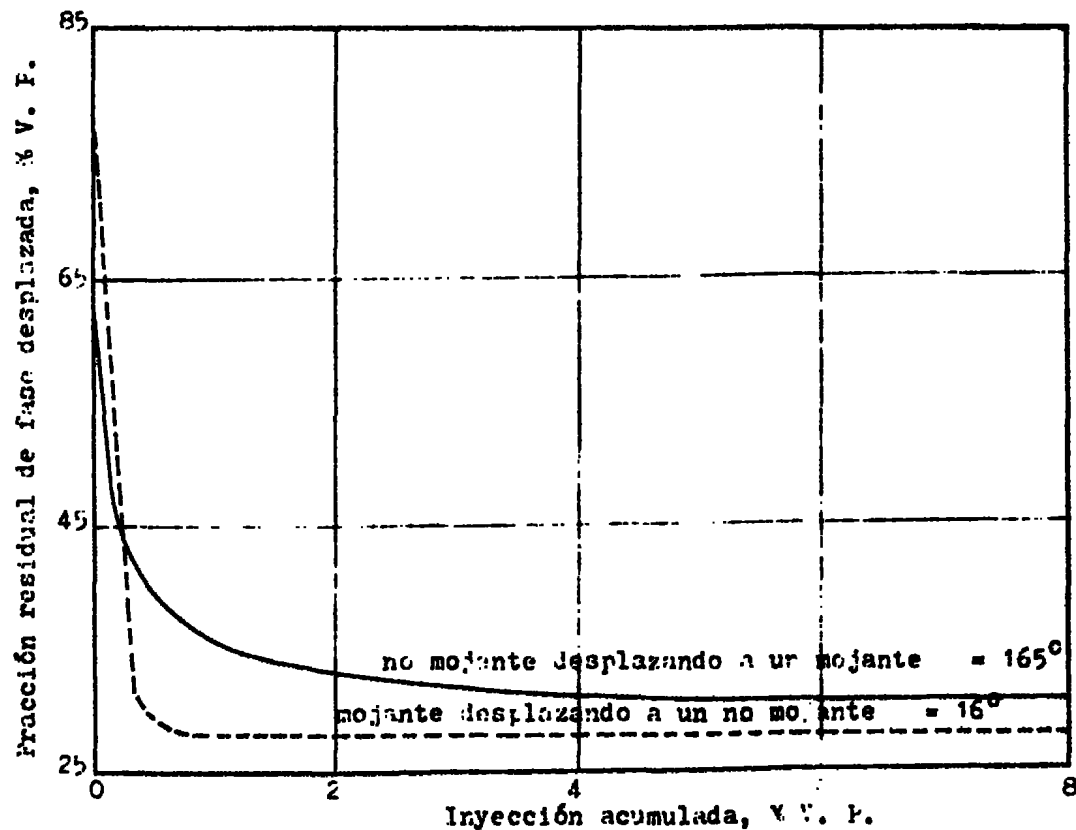


Fig. (8.7) EFECTO DE LA MOJABILIDAD SOBRE EL COMPORTAMIENTO DE LA RECUPERACION PARA RELACION DE VISCOSIDADES DE $k = 1$.

do que desplaza a otro mojante.

Las Figs. 8.5, 8.6 y 8.7 nos demuestran que cuando mas disminuye la relación de viscosidades, mas rapidamente le gramos llegar a la recuperación final, es decir se alcanza la recuperación final a una inyección menor de fluido desplazante.

Lo anterior nos sugiere que en el caso de que un medio poroso sea fuertemente mojable por un fluido desplazado, además de buscar la disminución de la tensión interfacial, nosotros podemos incrementar la viscosidad del fluido inyectado a fin de incrementar la recuperación final. Cuando se tiene el caso en que la fase desplazada es la que moja al medio poroso, se obtiene una producción considerable despues de presentarse la surgencia aún en el caso de que la relación de viscosidades sea igual a la unidad.

Las figs. (8.8) y (8.9) nos muestran las relaciones de permeabilidad relativa y las permeabilidades relativas respectivamente para los desplazamientos mostrados en la fig. (8.8). La relación de permeabilidades relativa de la fase desplazante a la fase desplazada a una determinada saturación es mayor en el caso de un desplazamiento de un líquido mojante por uno no mojante. La fig. (8.9) nos muestra que al aproximarnos a la natura-

— no mojante desplazando a un mojante
 - - - - - mojante desplazando a un no mojante

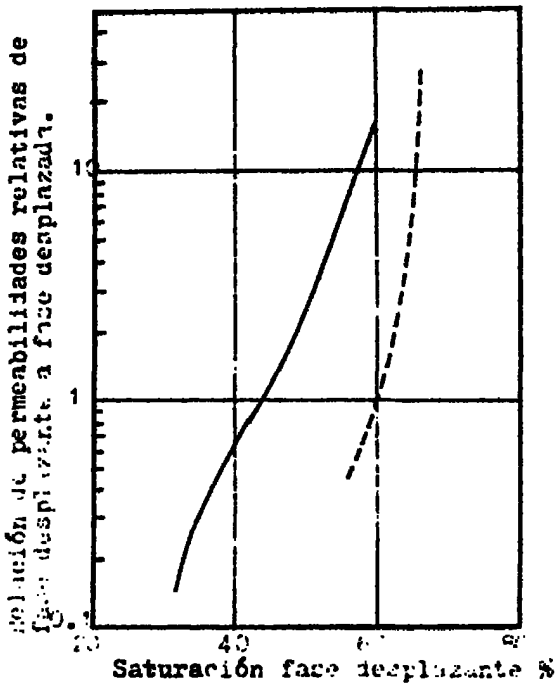


Fig. (9.4) EFECTO DE PERMEABILIDAD SOBRE LA RELACION DE PERMEABILIDADES RELATIVAS.

— no mojante desplazando a un mojante
 - - - - - mojante desplazando a un no mojante

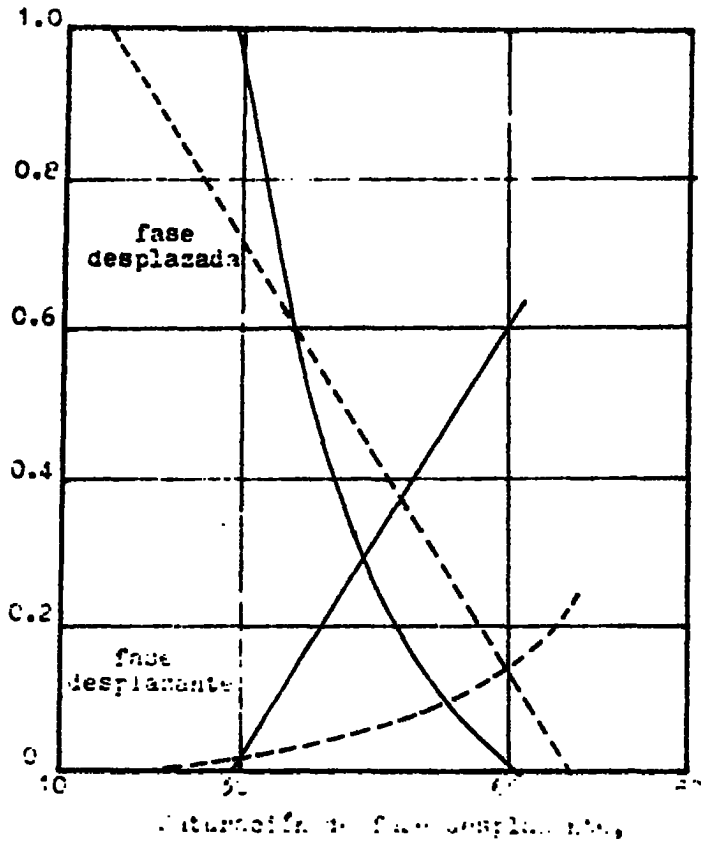


Fig.(4.9) EFECTO DE LA VELOCIDAD DE FLUJO EN LA SEPARACION DE FASES EN UN SISTEMA BIFASICO.

ción residual de fase desplazada, la permeabilidad relativa a la fase desplazante no mojannte es tan alta como 0.65, mientras que para la fase mojannte solo alcanza el valor de 0.25. Aquí se demuestra que independientemente de la viscosidad, la tensión interfacial y la estructura de poros, la mojabilidad por sí sola puede afectar el flujo por efecto de modificación de ésta en un flujo de dos fases en un medio poroso.

EFFECTO DE LA RELACION DE VISCOSIDADES. Para encontrar el efecto causado sobre la recuperación debido a la relación de viscosidades entre las fases desplazada y desplazante, se efectuaron los flujos que se muestran en las figs. (8.10) y (8.11).¹² La Fig.(8.10) describe el desplazamiento de un líquido no mojannte (solución sacrosa) por un líquido mojannte (aceite parafínico); la recuperación final difiere ligeramente de la recuperación a la surgencia solo para relaciones de viscosidades dentro del rango de 16 desfavorable hasta 1/16 favorable. Estos resultados son similares a aquellos que se encuentran normalmente en el laboratorio para desplazamiento de aceite por agua en medios porosos fuertemente mojables por agua.

Para relaciones de viscosidades dentro del rango de 2 a 1/2, las recuperaciones a la surgencia y final dependen en

gran medida, de la relación de viscosidades; mientras que fuera de este rango, las recuperaciones no varían con la relación de viscosidades, para este rango estudiado.

La fig. (d.11) describe las recuperaciones a la surgencia y final para los desplazamientos efectuados, cuando un líquido mojante es desplazado por otro líquido no mojante. Podemos observar en esta figura que para todo el rango estudiado, la recuperación final no es muy sensitiva con respecto a la relación de viscosidades. Por otro lado la recuperación a la surgencia muestra pequeña dependencia sobre la relación de viscosidades, cuando esta relación es desfavorable.

A medida que la relación de viscosidades tiende a ser favorable, la diferencia entre las recuperaciones final y a la surgencia tiende a disminuir; es decir, una mayor parte del fluido desplazado puede ser recuperado antes de que se presente la surgencia del fluido inyectado. Véase en la figura que mediante un ajuste de la relación de viscosidades de 1 a 1/2, puede aumentarse en un 20% la recuperación antes de la surgencia. Y aún más, se puede encontrar una recuperación adicional si se disminuye la relación de viscosidades a la del valor 1/4.

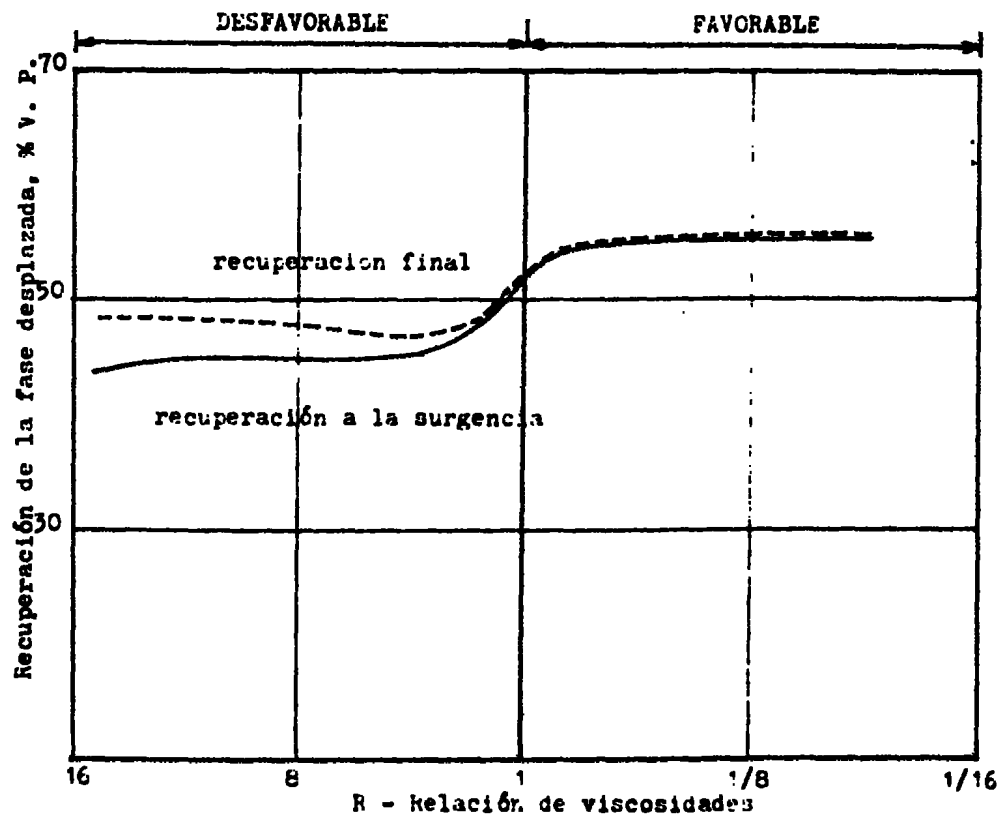


Fig.(810) EFECTO DE LA RELACION DE VISCOSIDADES SOBRE LA EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO DE UN LIQUIDO NO MOJANTE POR UN LIQUIDO MOJANTE.

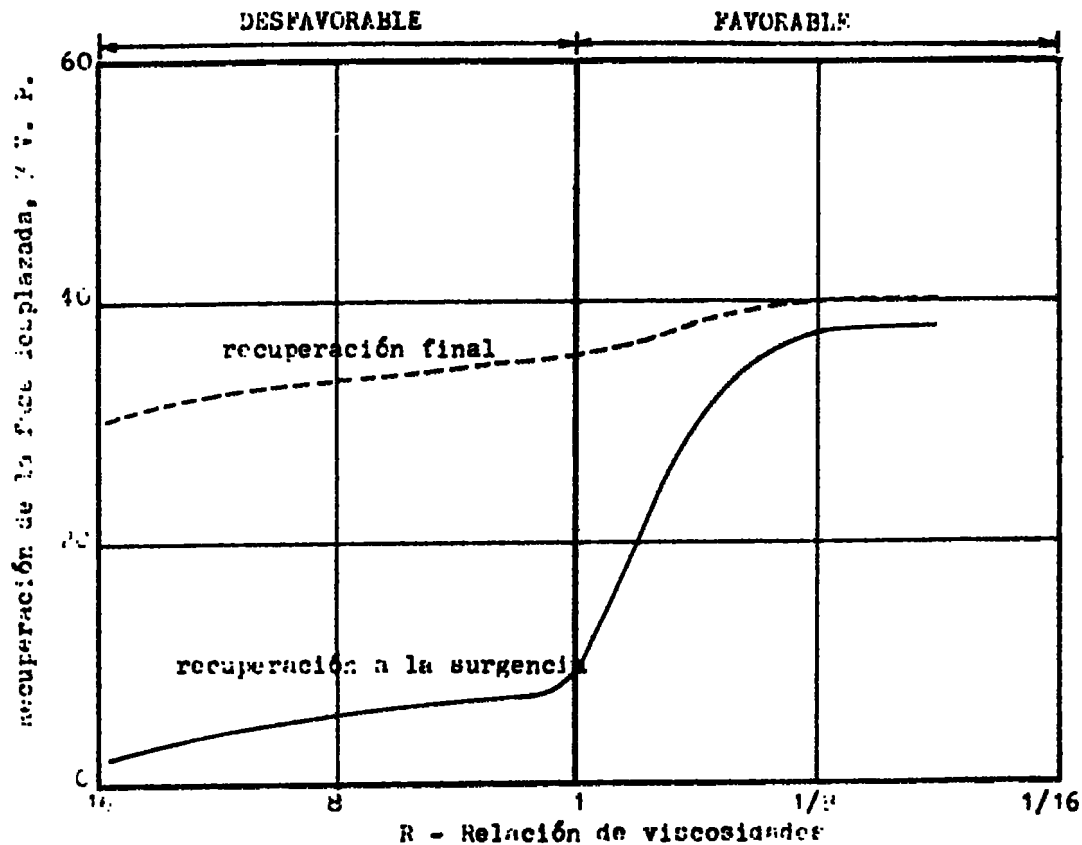


Fig. (8.11) EFECTO DE LA RELACION DE VISCOSIDADES SOBRE LA EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO DE UN LIQUIDO NOJANTE POR UN LIQUIDO NO MOJANTE.

ARTÍCULO 1. LA LEY DE LOS YACIMIENTOS FRACTURADOS.

El fin de proporcionar en este trabajo a los lectores de algunas investigaciones efectuadas en materia de comportamiento de flujo en yacimientos fracturados, se mencionan a continuación brevemente estas investigaciones y los autores que las han llevado a cabo pues cabe la posibilidad de que algún lector esté interesado al respecto.

El flujo de fluidos en yacimientos fracturados ha preocupado notablemente a numerosos autores, es por esto que ha recibido considerable atención durante los últimos 20 años principalmente. Se han publicado numerosas artículos acerca del comportamiento de yacimientos fracturados, bien sea en forma natural o en forma artificial, cuando un solo fluido se encuentra desplazando. Estos artículos han contribuido mucho al entendimiento de el efecto causado por las fuerzas constantes en los sistemas formados por matriz y fractura de los yacimientos fracturados y también el efecto causado por las mismas fracturas en yacimientos de baja o muy baja permeabilidad. La mayoría de esos artículos han considerado fracturas verticales solamente, y en la mayoría de esos artículos suponen para los específicos capacidades de flujo en la fractura infinita. Sin embargo debemos comprender que tales suposiciones han sido hechas con el único fin de dar simplicidad a los estudios, por tal motivo es necesario no perder de vista por ejemplo que un sistema matriz-fractura en un caso real posee un arreglo específico de fracturas.

Quanto en un gran número de fracturas se encuentran presentes más de un fluido, las trayectorias de flujo tienden a ser mucho más complejas y el comportamiento de flujo de los sistemas presenta mayores dificultades de análisis. El factor de simulación a través de un medio heterogéneo de los procesos en flujo simultáneos en los granitales fracturados es considerablemente difícil debido a la discontinuidad de la permeabilidad y presión capilar entre los bloques estratigráficos y los fracturados. Se reconoce aquí en el capítulo correspondiente a presión capilar y en otra sección en que se hace un análisis de la competencia entre fuerzas viscosas y capilares, que la imbibición capilar puede ser uno de los factores más importantes en el control de la producción de aceite a partir de bloques estratigráficos impermeables.

25

Hay quienes han estado de acuerdo en que el agua es más móvil que el petróleo y que la posibilidad de recuperación del aceite a partir de los bloques sucesivos mediante el agua depende de la imbibición, que depende del nivel de producción resultante de la imbibición. El agua puede ser económicamente recuperada a partir de los bloques 76. En un caso de un sistema de bloques estratigráficos impermeables, el agua se inyecta en un bloque y se recupera en un bloque adyacente. La imbibición en el primer bloque depende de la fuerza considerable de capilaridad que se genera en los otros establecimientos. El agua que se inyecta en un

ritmos mayores de el ritmo de inhibición interfiere con la con-
 tracorriente de flujo del aceite. En vez de esto ¹⁰ presentarse una
 función de inhibición sub-regular exterior a los ¹¹ en el flujo de
 agua a través de las fracturas, y con el tiempo de el tiempo res-
 rido para reducirse a un ¹² ¹³ ¹⁴ ¹⁵ ¹⁶ ¹⁷ ¹⁸ ¹⁹ ²⁰ ²¹ ²² ²³ ²⁴ ²⁵ ²⁶ ²⁷ ²⁸ ²⁹ ³⁰
 se proporcionalmente a la ³¹ ³² ³³ ³⁴ ³⁵ ³⁶ ³⁷ ³⁸ ³⁹ ⁴⁰ ⁴¹ ⁴² ⁴³ ⁴⁴ ⁴⁵ ⁴⁶ ⁴⁷ ⁴⁸ ⁴⁹ ⁵⁰
 del ⁵¹ ⁵² ⁵³ ⁵⁴ ⁵⁵ ⁵⁶ ⁵⁷ ⁵⁸ ⁵⁹ ⁶⁰ ⁶¹ ⁶² ⁶³ ⁶⁴ ⁶⁵ ⁶⁶ ⁶⁷ ⁶⁸ ⁶⁹ ⁷⁰
 diferencia de ⁷¹ ⁷² ⁷³ ⁷⁴ ⁷⁵ ⁷⁶ ⁷⁷ ⁷⁸ ⁷⁹ ⁸⁰ ⁸¹ ⁸² ⁸³ ⁸⁴ ⁸⁵ ⁸⁶ ⁸⁷ ⁸⁸ ⁸⁹ ⁹⁰
 en sistemas ⁹¹ ⁹² ⁹³ ⁹⁴ ⁹⁵ ⁹⁶ ⁹⁷ ⁹⁸ ⁹⁹ ¹⁰⁰ ¹⁰¹ ¹⁰² ¹⁰³ ¹⁰⁴ ¹⁰⁵ ¹⁰⁶ ¹⁰⁷ ¹⁰⁸ ¹⁰⁹ ¹¹⁰
 lítica para el flujo de ¹¹¹ ¹¹² ¹¹³ ¹¹⁴ ¹¹⁵ ¹¹⁶ ¹¹⁷ ¹¹⁸ ¹¹⁹ ¹²⁰ ¹²¹ ¹²² ¹²³ ¹²⁴ ¹²⁵ ¹²⁶ ¹²⁷ ¹²⁸ ¹²⁹ ¹³⁰
 través de un ¹³¹ ¹³² ¹³³ ¹³⁴ ¹³⁵ ¹³⁶ ¹³⁷ ¹³⁸ ¹³⁹ ¹⁴⁰ ¹⁴¹ ¹⁴² ¹⁴³ ¹⁴⁴ ¹⁴⁵ ¹⁴⁶ ¹⁴⁷ ¹⁴⁸ ¹⁴⁹ ¹⁵⁰
 flujo entre ¹⁵¹ ¹⁵² ¹⁵³ ¹⁵⁴ ¹⁵⁵ ¹⁵⁶ ¹⁵⁷ ¹⁵⁸ ¹⁵⁹ ¹⁶⁰ ¹⁶¹ ¹⁶² ¹⁶³ ¹⁶⁴ ¹⁶⁵ ¹⁶⁶ ¹⁶⁷ ¹⁶⁸ ¹⁶⁹ ¹⁷⁰
 de un ¹⁷¹ ¹⁷² ¹⁷³ ¹⁷⁴ ¹⁷⁵ ¹⁷⁶ ¹⁷⁷ ¹⁷⁸ ¹⁷⁹ ¹⁸⁰ ¹⁸¹ ¹⁸² ¹⁸³ ¹⁸⁴ ¹⁸⁵ ¹⁸⁶ ¹⁸⁷ ¹⁸⁸ ¹⁸⁹ ¹⁹⁰
 la inhibición, ¹⁹¹ ¹⁹² ¹⁹³ ¹⁹⁴ ¹⁹⁵ ¹⁹⁶ ¹⁹⁷ ¹⁹⁸ ¹⁹⁹ ²⁰⁰ ²⁰¹ ²⁰² ²⁰³ ²⁰⁴ ²⁰⁵ ²⁰⁶ ²⁰⁷ ²⁰⁸ ²⁰⁹ ²¹⁰
 que ha estudiado el ²¹¹ ²¹² ²¹³ ²¹⁴ ²¹⁵ ²¹⁶ ²¹⁷ ²¹⁸ ²¹⁹ ²²⁰ ²²¹ ²²² ²²³ ²²⁴ ²²⁵ ²²⁶ ²²⁷ ²²⁸ ²²⁹ ²³⁰
 bloques ²³¹ ²³² ²³³ ²³⁴ ²³⁵ ²³⁶ ²³⁷ ²³⁸ ²³⁹ ²⁴⁰ ²⁴¹ ²⁴² ²⁴³ ²⁴⁴ ²⁴⁵ ²⁴⁶ ²⁴⁷ ²⁴⁸ ²⁴⁹ ²⁵⁰
 que ²⁵¹ ²⁵² ²⁵³ ²⁵⁴ ²⁵⁵ ²⁵⁶ ²⁵⁷ ²⁵⁸ ²⁵⁹ ²⁶⁰ ²⁶¹ ²⁶² ²⁶³ ²⁶⁴ ²⁶⁵ ²⁶⁶ ²⁶⁷ ²⁶⁸ ²⁶⁹ ²⁷⁰
 el ²⁷¹ ²⁷² ²⁷³ ²⁷⁴ ²⁷⁵ ²⁷⁶ ²⁷⁷ ²⁷⁸ ²⁷⁹ ²⁸⁰ ²⁸¹ ²⁸² ²⁸³ ²⁸⁴ ²⁸⁵ ²⁸⁶ ²⁸⁷ ²⁸⁸ ²⁸⁹ ²⁹⁰
 del ²⁹¹ ²⁹² ²⁹³ ²⁹⁴ ²⁹⁵ ²⁹⁶ ²⁹⁷ ²⁹⁸ ²⁹⁹ ³⁰⁰ ³⁰¹ ³⁰² ³⁰³ ³⁰⁴ ³⁰⁵ ³⁰⁶ ³⁰⁷ ³⁰⁸ ³⁰⁹ ³¹⁰
 capilar y en la ³¹¹ ³¹² ³¹³ ³¹⁴ ³¹⁵ ³¹⁶ ³¹⁷ ³¹⁸ ³¹⁹ ³²⁰ ³²¹ ³²² ³²³ ³²⁴ ³²⁵ ³²⁶ ³²⁷ ³²⁸ ³²⁹ ³³⁰
 del ³³¹ ³³² ³³³ ³³⁴ ³³⁵ ³³⁶ ³³⁷ ³³⁸ ³³⁹ ³⁴⁰ ³⁴¹ ³⁴² ³⁴³ ³⁴⁴ ³⁴⁵ ³⁴⁶ ³⁴⁷ ³⁴⁸ ³⁴⁹ ³⁵⁰
 blaron un ³⁵¹ ³⁵² ³⁵³ ³⁵⁴ ³⁵⁵ ³⁵⁶ ³⁵⁷ ³⁵⁸ ³⁵⁹ ³⁶⁰ ³⁶¹ ³⁶² ³⁶³ ³⁶⁴ ³⁶⁵ ³⁶⁶ ³⁶⁷ ³⁶⁸ ³⁶⁹ ³⁷⁰
 como ³⁷¹ ³⁷² ³⁷³ ³⁷⁴ ³⁷⁵ ³⁷⁶ ³⁷⁷ ³⁷⁸ ³⁷⁹ ³⁸⁰ ³⁸¹ ³⁸² ³⁸³ ³⁸⁴ ³⁸⁵ ³⁸⁶ ³⁸⁷ ³⁸⁸ ³⁸⁹ ³⁹⁰
 experimentos. ³⁹¹ ³⁹² ³⁹³ ³⁹⁴ ³⁹⁵ ³⁹⁶ ³⁹⁷ ³⁹⁸ ³⁹⁹ ⁴⁰⁰ ⁴⁰¹ ⁴⁰² ⁴⁰³ ⁴⁰⁴ ⁴⁰⁵ ⁴⁰⁶ ⁴⁰⁷ ⁴⁰⁸ ⁴⁰⁹ ⁴¹⁰
³¹ ³¹¹ ³¹² ³¹³ ³¹⁴ ³¹⁵ ³¹⁶ ³¹⁷ ³¹⁸ ³¹⁹ ³²⁰ ³²¹ ³²² ³²³ ³²⁴ ³²⁵ ³²⁶ ³²⁷ ³²⁸ ³²⁹ ³³⁰
 producción del ³³¹ ³³² ³³³ ³³⁴ ³³⁵ ³³⁶ ³³⁷ ³³⁸ ³³⁹ ³⁴⁰ ³⁴¹ ³⁴² ³⁴³ ³⁴⁴ ³⁴⁵ ³⁴⁶ ³⁴⁷ ³⁴⁸ ³⁴⁹ ³⁵⁰
 sistema.

Kleppe y Richard Morse³⁷, en el trabajo que ellos presentan se investigan los efectos cuantitativos de la capacidad de flujo de la fractura y el ritmo de producción sobre la historia de producción y la recuperación final de aceite de un yacimiento de aceite fracturado, producido por medio de desplazamiento con agua. Para llevar a cabo este estudio, se desarrolló un modelo capaz de calcular las relaciones de flujo en la matriz y en las fracturas. En este modelo se emplearon técnicas desarrolladas recientemente³⁸⁻⁴¹ para resolver las ecuaciones de flujo.

Kleppe y Morse desarrollaron un modelo numérico bidimensional capaz de simular el flujo de aceite y de agua en los bloques matriciales, así como en las fracturas. Ellos chequean la validez del modelo contra los datos obtenidos a partir de experimentos de laboratorio que involucran sistemas de matriz-fractura. En este trabajo se evalúan por medio de simulación numérica los efectos del ritmo de producción y la capacidad de flujo en la fractura en la historia de producción y la recuperación final de aceite de un sistema fracturado. Los autores presentan resultados para un sistema de bloque matricial simple en donde el bloque se encuentra rodeado por fracturas horizontales y verticales. Los ritmos de producción están comprendidos dentro del rango de 0.05 a 5 veces el ritmo de referencia gravitacion-

nal de la matriz, y el elemento a_{ij} de la matriz A se define como
 el producto de a_i por b_j , es decir, $a_{ij} = a_i \cdot b_j$. El producto de
 un vector por un escalar k se define como el producto de k por cada
 uno de los elementos del vector. Si A es una matriz de m filas y n
 columnas, el producto de A por un escalar k es una matriz de m filas
 y n columnas, cuyo elemento a_{ij} es $k \cdot a_{ij}$.

La matriz A se dice que es simétrica si $a_{ij} = a_{ji}$ para todos los i y j .
 La matriz A se dice que es diagonal si $a_{ij} = 0$ para $i \neq j$. La matriz
 A se dice que es triangular superior si $a_{ij} = 0$ para $i > j$. La matriz
 A se dice que es triangular inferior si $a_{ij} = 0$ para $i < j$. La matriz
 A se dice que es diagonal superior si $a_{ij} = 0$ para $i > j$ y $a_{ii} = 1$. La matriz
 A se dice que es diagonal inferior si $a_{ij} = 0$ para $i < j$ y $a_{ii} = 1$. La matriz
 A se dice que es diagonal si $a_{ij} = 0$ para $i \neq j$ y $a_{ii} = 1$. La matriz
 A se dice que es identidad si $a_{ij} = 0$ para $i \neq j$ y $a_{ii} = 1$. La matriz
 A se dice que es nula si $a_{ij} = 0$ para todos los i y j . La matriz
 A se dice que es invertible si existe una matriz B tal que $AB = BA = I$, donde I es la matriz
 identidad. La matriz B se dice que es la inversa de A . La matriz A se dice que
 es invertible si y solo si su determinante es distinto de cero. La matriz
 A se dice que es simétrica si $a_{ij} = a_{ji}$ para todos los i y j . La matriz
 A se dice que es diagonal si $a_{ij} = 0$ para $i \neq j$. La matriz A se dice que
 es triangular superior si $a_{ij} = 0$ para $i > j$. La matriz A se dice que
 es triangular inferior si $a_{ij} = 0$ para $i < j$. La matriz A se dice que
 es diagonal superior si $a_{ij} = 0$ para $i > j$ y $a_{ii} = 1$. La matriz
 A se dice que es diagonal inferior si $a_{ij} = 0$ para $i < j$ y $a_{ii} = 1$. La matriz
 A se dice que es diagonal si $a_{ij} = 0$ para $i \neq j$ y $a_{ii} = 1$. La matriz
 A se dice que es identidad si $a_{ij} = 0$ para $i \neq j$ y $a_{ii} = 1$. La matriz
 A se dice que es nula si $a_{ij} = 0$ para todos los i y j . La matriz
 A se dice que es invertible si existe una matriz B tal que $AB = BA = I$, donde I es la matriz
 identidad. La matriz B se dice que es la inversa de A . La matriz A se dice que
 es invertible si y solo si su determinante es distinto de cero.

producción de los bienes de consumo. El resultado de esta
alta productividad es el aumento de la oferta de bienes de consumo.
Este proceso se repite en los sectores de producción de bienes de
consumo. Como resultado de este proceso, la oferta de bienes de
consumo aumenta. Este aumento de la oferta de bienes de consumo
permite que los consumidores compren más bienes de consumo.



4. Como se tiene altas relaciones de conductividad en esta frecuencia y matriz la propagación de ondas se efectúa en forma de ondas longitudinales y transversales, las cuales se propagarán en las direcciones de propagación. Si se aumentan las relaciones de propagación, la propagación final se verá afectada, por lo que se correspondiente a una evaluación precisa al proponer la explotación de estas relaciones de conductividad de el medio y el medio a tener.
5. Si las relaciones de flujo de la frecuencia son bastante grandes con las relaciones de flujo de la matriz, entonces el efecto de ondas el sistema de propagación de ondas longitudinales de propagación, las cuales se propagan en forma de ondas longitudinales y transversales, las cuales se propagan en las direcciones de propagación. Si se aumentan las relaciones de propagación, la propagación final se verá afectada, por lo que se correspondiente a una evaluación precisa al proponer la explotación de estas relaciones de conductividad de el medio y el medio a tener.

3. Por cuando gran parte del aceite contenido en los bloques matriciales no haya sido recuperado debido a los altos ritmos de producción, es te puede ser recuperado mediante la disminución apropiada de los ritmos de producción, para fa vorecer al efecto de imbibición en los bloques matriciales. Si los ritmos de producción son altos la condensación del agua de inyección se hará presente a través de las fracturas, pues invariablemente la permeabilidad de éstas es mucho mayor que la permeabilidad de la matriz.
4. A ritmos de producción mucho muy bajos respecto del ritmo crítico de avance de agua se logra la mayor recuperación de aceite, pues se permi te con esto que el fenómeno de imbibición actúe con plenitud en todos los bloques matriciales. Por lo tanto es conveniente determinar y con trolar el ritmo de avance de agua necesario - para que el desplazamiento de tipo capilar - tenga efecto.
5. Las pruebas escaladas de imbibición sobre mues

de la actividad de los receptores, como la liberación de neurotransmisores, se puede ver afectada por una acción indirecta que resulta de la liberación de receptores por inhibición por neurotransmisores - matrices. En el caso de la corteza prefrontal.

6. Las modificaciones de la actividad de los receptores de la corteza prefrontal pueden ser el resultado de un cambio en la actividad de los receptores de la corteza prefrontal por una acción indirecta que resulta de la liberación de receptores por inhibición por neurotransmisores. Por el contrario, en los receptores de la corteza prefrontal puede haber un cambio en la actividad de los receptores de la corteza prefrontal por una acción indirecta que resulta de la liberación de receptores por inhibición por neurotransmisores. En consecuencia se puede tener los siguientes casos:

- a) se disminuye la liberación de neurotransmisores,
- b) se incrementa la liberación de neurotransmisores, y
- c) se levanta la actividad de los receptores de la corteza prefrontal por una acción indirecta de la liberación de neurotransmisores por inhibición por neurotransmisores.

7. Las consideraciones anteriores se refieren a los receptores de la corteza prefrontal que participan en la inhibición ex-

un yacimiento fructífero de los siguientes:

a) el volúmen de aceite que se encuentra contenido en las fracturas respecto del volúmen de aceite contenido en los bloques estratigráficos.

b) la distribución de las fracturas respecto de la extensión superficial de los bloques estratigráficos.

c) la distribución de las fracturas sobre el flanco de cada bloque estratigráfico.

d) la distribución de las fracturas al frente de un núcleo de un tipo estratigráfico, la forma de fondo y estructura de los, control de la permeabilidad y otros factores que influyen en él.

El conocimiento de los factores que controlan la permeabilidad de un yacimiento, así como de la distribución de las fracturas, es fundamental para el estudio de la producción de un yacimiento de petróleo.

En consecuencia, el estudio de las fracturas en un yacimiento de petróleo es un problema de gran importancia para el estudio de la producción de un yacimiento de petróleo.

g) La posibilidad de Inversión de Mojabilidad de mojabie por aceite a mojabie por agua. O bien la posibilidad de Incrementar la Mojabilidad, cuando ya de por sí el medio poroso sea liperamente mojabie por agua. Las consideraciones anteriores deberan ser aplicadas según sea el caso y desde el punto de vista económico el tratamiento sea factible de aplicarse.

8. En la mayoría de los casos estudiados se nota que el ritmo de producción por imbibición de agua es: proporcional a la tensión interfacial, la raíz cuadrada de la permeabilidad, y una función del ángulo de contacto o implícitamente la mojabilidad que presenta el medio poroso, y depende también de la viscosidad de los fluidos y las características de la roca.

• *CONFIDENTIAL* •

a, b	Constantes.
c	Costo.
d	Porcentaje de costo adicional.
e	Porcentaje de costo adicional.
g	Costo específico de producción.
h	Altera.
k	Formación de capital.
k_c	Formación de capital.
$k_{finc.}$	Formación de estructura.
k_p	Formación de capital.
l	Costo.
r	Interés.
r_c	Formación de capital.
s	Costo de producción.
r	Costo.
r_c	Formación de capital.
r_c^i	Formación de capital expresada en dinero.
k_1, k_2	Formación de capital expresada en dinero.
k_1, k_2	Formación de capital expresada en dinero expresada en dinero expresada en dinero.

11. БІБЛІОГРАФІА.

RESUMEN

1. Gonzalez y Acuna; "Alternativas de explotación de los yacimientos del Área Reforma". Rev. I. I. I. vol. 20, "Ún. 1, 1974".
2. Daniel, A. J.; "Procedimientos de explotación". - Bull. A.A.I.I. (1974) 14, 774.
3. Hiking, L. I.; "Reservoir performance and well spacing, Sprberry field (a field of well fields)". Trans. A.P.E. (1959) 54, 117.
4. Gibson, G. J.; "The production of oil from the fields of a petroleum basin". Amer. Inst. Min. (June, 1961), 24, 171.
5. Gibson, G. J.; "The production of oil from the fields of a petroleum basin". Amer. Inst. Min. (June, 1961), 24, 171.

- 12. Kramers, J. G. M.: "Interfacial effects in immiscible liquid-liquid dispersions in porous media" *Ind. Eng. Chem.*, 1966, pag. 147.
- 13. R. I. Ho, G. J. Goffery and L. Tungas: "Contact Angle and Interfacial Tension of Liquid in Porous Media - Stereoscopic Systems". *Trans. Annual Meeting of the Petroleum Society of Canada*, Calgary, 1961.
- 14. Tucker, G. F.: "Apparatus for Interfacial Tension Measurements". *Ind. Eng. Chem. Anal. Ed.*, 1937, 9, 10, 400-401.
- 15. Hoag, G. W. and Southerton, J.: "A Simple and Accurate Drop Apparatus for the Measurement of Surface Tension". *Ind. Eng. Chem. Anal. Ed.*, 1937, 9, 10, 402-403.
- 16. G. W. Hoag: "A Simple and Accurate Drop Apparatus for the Measurement of Surface Tension". *Ind. Eng. Chem. Anal. Ed.*, 1937, 9, 10, 402-403.
- 17. Kramers, J. G. M.: "Interfacial effects in immiscible liquid-liquid dispersions in porous media" *Ind. Eng. Chem.*, 1966, pag. 147.

18. R. L. Everett: "Welling - a review in cross section".
Mining Engineering, Oct. 1951.
19. H. G. Sanchez, J. W. Slat, G. J. Lewis: "Effects of -
Grain Oil Components on Rock Wettability". Trans AIME;
vol 146, 1942, p. 288.
20. J. W. Slat, G. J. Lewis: "Improving Oil Displacement
Efficiency by Wettability Adjustment". Trans. AIME; vol.
216, 1957, p. 65.
21. H. W. Slat, G. J. Lewis: "Method for Determining Wett-
ability of Rock Reservoir", Trans. AIME; vol. 195, 1953,
p. 1.
22. H. W. Slat and G. J. Lewis, Petroleum Recovery Research
Institute, Surface Wettability and Wettability in Pe-
troleum Reservoirs - 1957.
23. T. S. Lewis, G. J. Lewis: "The Effect of Wettability on
Oil Recovery from Reservoirs of Oil by Water". Trans
AIME, vol. 146, p. 288.

24. Williams, J. G.: "Investigation of the effect of water temperature on the growth of rainbow trout, *Salmo gairdneri* Richardson", *California Fish and Game Commission Research Bulletin*, 1931, (21), 1-10, June, 1931.
25. Grossman, R. G. and J. G. Williams: "Water temperature and fish production: a study of the effect of water temperature on the growth of rainbow trout, *Salmo gairdneri* Richardson", *California Fish and Game Commission Research Bulletin*, 1931, (21), 1-10, June, 1931.
26. Williams, J. G. and R. G. Grossman: "The effect of water temperature on the growth of rainbow trout, *Salmo gairdneri* Richardson", *California Fish and Game Commission Research Bulletin*, 1931, (21), 1-10, June, 1931.
27. Williams, J. G.: "Investigation of the effect of water temperature on the growth of rainbow trout, *Salmo gairdneri* Richardson", *California Fish and Game Commission Research Bulletin*, 1931, (21), 1-10, June, 1931.
28. Williams, J. G.: "Investigation of the effect of water temperature on the growth of rainbow trout, *Salmo gairdneri* Richardson", *California Fish and Game Commission Research Bulletin*, 1931, (21), 1-10, June, 1931.
29. Williams, J. G.: "Investigation of the effect of water temperature on the growth of rainbow trout, *Salmo gairdneri* Richardson", *California Fish and Game Commission Research Bulletin*, 1931, (21), 1-10, June, 1931.

20. Wenzel, R. G., and Johnson, J. G.: "Recovery from the Porous Matrix due to Water Injection in Structured Reservoirs", J. Pet. Tech. (Jan. 1966) 115, 17-18.
21. Wenzel, R. G., and Johnson, J. G.: "Recovery Problems in a Fractured Reservoir: A Case Study", Proc. Fifth World Petroleum Congress, Section 11, paper 24, (1963).
22. Wenzel, R. G., and Johnson, J. G.: "Development of Methods for Analysis of Fractured Well Reservoirs", Proc. Sixth World Petroleum Congress, Section 11, paper 14 (1965).
23. Wenzel, R. G., and Johnson, J. G.: "Water-Floods in Fractured Reservoirs", J. Pet. Tech. (June 1966) 115-116.
24. Wenzel, R. G., and Carroll, J. J.: "Oil Recovery from Fractured Blocks by Cyclic Injection", J. Pet. Tech. (Feb. 1966) 115-116.
25. Wenzel, R. G.: "Water and Gas Cyclic Flooding Used for Improved Oil Recovery", J. Pet. Tech. (Dec. 1971) - 1167-1168.

