



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE CIENCIAS

LA IMBIBICION COMO UN PROCESO
DE DESPLAZAMIENTO DE FLUIDOS
EN MEDIOS POROSOS.

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE
MAESTRO EN CIENCIAS (FISICA)

P R E S E N T A

EL FIS. JOSE AGUSTIN HAYASHI MARTINEZ

MEXICO, D. F.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

JUNIO 1991

00362
5
24



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

CONTENIDO

RESUMEN	I
INTRODUCCION	II
Capítulo 1. FENOMENOS DE SUPERFICIE RELACIONADOS CON LA IMBIBICION	1
1. Tensión Superficial y Mojabilidad	1
2. Capilaridad	6
Capítulo 2. LA IMBIBICION	12
1. Antecedentes	13
Capítulo 3. CELDA BIDIMENSIONAL	20
1. Descripción del equipo experimental	20
2. Preparación de la celda	22
3. Obtención de datos experimentales	22
4. Algunas observaciones de interés en relación al experimento	26
Capítulo 4. LA DIFUSION COMO MODELO PARA DESCRIBIR LA IMBIBICION	27
1. El Modelo de Difusión en la Imbibición	28
2. Solución de la Ecuación de Difusión para Algunas Geometrías	29
3. Solución del Modelo de Difusión para la Celda Bidimensional	36
Capítulo 5. IMBIBICION EN MUESTRAS DE ROCA POROSA	39
1. Descripción del equipo experimental	39
2. Desarrollo de experimento y resultados	42
3. Ajuste de la ecuación de difusión a los datos experimentales	43
CONCLUSIONES	46
REFERENCIAS	47

RESUMEN.

La imbibición se puede definir como el desplazamiento espontáneo e Inmiscible de un fluido por otro dentro de un medio poroso. Este fenómeno juega un papel preponderante en la recuperación secundaria de hidrocarburos en yacimientos fracturados. A este tipo de yacimientos corresponden los más importantes de México. En este trabajo se presenta un estudio teórico-experimental sobre la imbibición. La razón de ser de este tema de investigación es la ausencia, casi total, de trabajos que traten a profundidad la mecánica de la imbibición, a pesar de su importancia estratégica dentro de la industria petrolera.

En la parte medular de esta tesis, se describe una celda bidimensional que fue diseñada para hacer observaciones visuales de los procesos de imbibición. Esencialmente consiste en dos placas de vidrio esmerilado que se ponen en contacto una contra la otra. Entre las dos placas se forma un espacio poroso que tiene una distribución al azar de los poros, similar a la distribución que existe en una roca natural. Originalmente, la celda se satura con un aceite que tenga un índice de refracción similar al del vidrio. Así, el sistema se vuelve transparente. Después, la frontera del espacio poroso se pone en contacto con agua. En ese momento comienza la penetración espontánea de este fluido, con la correspondiente expulsión del aceite. Como el agua tiene un índice de refracción diferente al del aceite, se pueden seguir con todo detalle los movimientos de la frontera entre ambos fluidos. Los estudios cuantitativos realizados a la fecha con esta celda indican que un proceso de imbibición se puede tratar como un fenómeno difusivo.

Además de los trabajos realizados con la celda bidimensional, se describe una metodología que fue desarrollada para hacer estudios de imbibición en muestras de roca porosa. El equipo utilizado consistió en una celda de imbibición, un baño térmico y un controlador de temperatura. El análisis de los datos experimentales obtenidos con este equipo confirman que la imbibición puede ser considerada como un fenómeno de difusión.

INTRODUCCION

La imbibición es el fenómeno mediante el cual un fluido desplaza a otro en un medio poroso, valiéndose únicamente de fuerzas capilares. En esta tesis se analiza el fenómeno de imbibición en relación al desplazamiento de aceite por agua.

El propósito de este trabajo es analizar, desde un punto de vista macroscópico, algunos de los aspectos más sobresalientes de la imbibición. Este análisis está basado en resultados experimentales y consiste en proponer que la ecuación de difusión reproduce razonablemente el proceso de imbibición. Esto es, la imbibición puede ser considerada como un fenómeno difusivo.

Las aportaciones más importantes que se hacen en este trabajo, corresponden al campo de la física de yacimientos. Estas son:

- a) El desarrollo de una celda bidimensional en la que es posible visualizar los procesos de imbibición. En la actualidad, ningún dispositivo de esta naturaleza ha sido reportado en la literatura.
- b) Presentación de datos cuantitativos obtenidos a través de las observaciones hechas en la celda.
- c) Descripción de una metodología para hacer estudios de imbibición en muestras de roca porosa.
- d) Postulación de un modelo matemático que reproduce los resultados experimentales.

La trascendencia de este trabajo radica en que tiene aplicaciones en el área de los procesos de recuperación secundaria de hidrocarburos en yacimientos naturalmente fracturados, donde grandes bloques de roca porosa impregnados de aceite se encuentran sumergidos en agua.

En rasgos muy generales se describe a continuación el contenido de esta tesis, señalando los aspectos más importantes de cada capítulo. En el primer capítulo se describen algunos de los fenómenos de superficie que intervienen de manera decisiva en el proceso de imbibición, tales como: tensión superficial, mojabilidad y capilaridad, haciendo énfasis en su significado en medios porosos.

En el capítulo dos se exponen algunos de los trabajos más importantes desarrollados hasta la fecha en torno al fenómeno de imbibición, resaltando los aspectos más sobresalientes de cada trabajo.

En el capítulo tres se describe la construcción de una celda de vidrio diseñada para observar en detalle el comportamiento de los fluidos en el proceso de imbibición. En este mismo capítulo se presentan los resultados experimentales obtenidos.

En el capítulo cuatro, se exponen las ideas que justifican el uso de un modelo teórico de tipo difusivo para describir la imbibición. Asimismo, se presentan las soluciones analíticas para algunas geometrías regulares, con condiciones a la frontera que representen el fenómeno de imbibición. Como caso particular resalta la solución analítica para el caso de la celda bidimensional de vidrio.

En el capítulo cinco se presenta el diseño y construcción de una celda de imbibición utilizada para estudiar el fenómeno en muestras de roca porosa. Además, se presentan los resultados experimentales obtenidos con una muestra de forma cilíndrica. Finalmente, se ajusta la ecuación de difusión a estos resultados.

Capítulo 1

FENOMENOS DE SUPERFICIE

Algunos de los fenómenos de superficie que en este capítulo se abordan son aquellos que se presentan cuando dos o más medios inmiscibles se ponen en contacto, típicamente sólido-líquido-gas y sólido-líquido-líquido. Muy particularmente se tratarán aquellos en los que participan sólido-agua-aceite.

La superficie de un líquido que está en contacto con otro medio se encuentra en condiciones especiales en relación con la parte restante del líquido. Estas condiciones especiales surgen porque las moléculas de la capa superficial del líquido, a diferencia de las moléculas interiores, no se encuentran rodeadas por moléculas del mismo tipo. Esto es, los vecinos de las moléculas superficiales son las moléculas del otro medio, con el cual colinda el líquido. Este otro medio se puede diferenciar del líquido, tanto por su naturaleza como por su densidad. Teniendo diferentes vecinos las moléculas de la capa superficial tienen con ellos una interacción distinta. Por eso, las fuerzas que actúan en cada molécula de esta capa no están equilibradas, existe una fuerza resultante dirigida hacia el líquido, o bien, hacia el otro medio. A consecuencia de esta fuerza que desplaza la capa superficial hacia el líquido o hacia el medio colindante se realiza un trabajo en las moléculas colindantes del líquido. La magnitud y signo de este trabajo dependen de la relación de dichas fuerzas.

En este capítulo se presentan los fenómenos de superficie que están involucrados en el proceso de desplazamiento espontáneo de aceite por agua denominado imbibición. La intención de hacer un repaso de estos conceptos es que, al abordar el modelo aquí propuesto, se entienda naturalmente el razonamiento que justifica a dicho modelo, como se verá en el capítulo 4.

1.1 TENSION SUPERFICIAL Y MOJABILIDAD.

La interacción entre las moléculas de dos medios de distinta naturaleza coloca a las moléculas superficiales de ambos medios en una situación distinta a la que se encuentran las moléculas internas. Así, la superficie que divide ambos medios quedará conformada de acuerdo a las fuerzas de interacción entre las moléculas. La situación anterior corresponde a

aquellos casos en que los medios en contacto pueden modificar su superficie de interacción, como es el caso de sólido-líquido, líquido-líquido (inmiscibles) y gas-líquido entre otros. En el primer caso el sólido no modifica su superficie de contacto, es el líquido el que se deforma siguiendo la morfología del sólido.

Si un líquido está en contacto con otra sustancia (gas, sólido u otro líquido inmiscible), hay una energía libre interfacial entre ambos. (Adam¹). Esto significa que se tiene que realizar cierta cantidad de trabajo con el fin de separar ambos medios. La energía interfacial proviene de la atracción molecular entre medios de distinta naturaleza que no se mezclan. Las superficies de cualquier medio poseen energía libre, la cual se manifiesta como *tensión interfacial*. La energía interfacial entre una sustancia y su vapor se denomina *tensión superficial*. La tensión superficial se denotará por la letra griega γ , con subíndices s, l, g , para sólido, líquido, gas, respectivamente. En correspondencia, la tensión interfacial se denotará de la misma manera, pero con dos subíndices indicando los medios en contacto. Sin embargo, los términos *tensión superficial* y *tensión interfacial* se usan en la literatura en forma indistinta.

El trabajo necesario para separar, por ejemplo, un líquido de un sólido (W'_{sl}) está relacionado a las tensiones superficial e interfacial a través de la siguiente ecuación establecida por Dupré²:

$$W'_{sl} = \gamma_s + \gamma_l - \gamma_{sl} \quad (1.1)$$

Si dos fluidos no miscibles están en contacto con un sólido, por ejemplo agua y aire, entonces las tensiones superficiales entre los medios puede calcularse de la ecuación 1.1. La forma que adopta el líquido en este caso se determina por la relación de tres fuerzas que actúan sobre el líquido: la fuerza de gravedad, las fuerzas de interacción entre las moléculas del líquido y las fuerzas de interacción entre el líquido y el sólido con el cual se encuentra en contacto (figura 1.1). Macroscópicamente, la relación que existe entre las dos últimas fuerzas puede evaluarse a través del *ángulo de contacto* θ , que es el ángulo que forma la tangente a la superficie del líquido con la superficie del sólido, en el punto donde comienza el contacto entre ambos medios. Por convención θ ($0 \leq \theta \leq \pi$) se mide a partir del medio de mayor densidad.

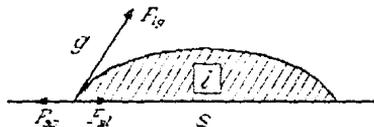


Figura 1-1 Fuerzas que actúan en una interfase constituidas por tres medios no miscibles.

La magnitud del ángulo de contacto se determina de la condición de equilibrio mecánico, en donde, la suma de las proyecciones de las fuerzas aplicadas a cualquier elemento de longitud de la línea límite de contacto de los tres medios deberá igualarse a cero, esto es:

$$F_{lg} = F_{lg} \cos\theta + F_{sl} \quad (1.2)$$

de aquí que:

$$\cos\theta = \frac{F_{sg} - F_{sl}}{F_{lg}} = \frac{\gamma_{sg} - \gamma_{sl}}{\gamma_{lg}} \quad (1.3)$$

que es la ecuación de Young³, donde las γ 's representan los coeficientes de tensión interfacial entre pares de medios, propiedad que también poseen los sólidos. El producto $\gamma_{lg} \cos\theta$ es la *tensión de adhesión*, la cual determina la preferencia del líquido para mojar al sólido, esto es, si se adhiere o se extiende sobre éste. Esto permite introducir el concepto de *mojabilidad* de un sólido por un líquido.

Si $\cos\theta = 1$, entonces $\theta = 0$ y el líquido se extiende en una delgada capa sobre la superficie del sólido. De acuerdo con la ecuación 1.3 esto corresponde a:

$$\gamma_{sg} - \gamma_{sl} = \gamma_{lg} \quad (1.4)$$

El fenómeno de extendimiento completo del líquido se llama *mojado completo*, que es característico, por ejemplo, del agua sobre el vidrio limpio.

El caso $\theta = \pi$ en donde, de acuerdo con la ecuación 1.3, se tiene

$$\gamma_{sg} + \gamma_{lg} = \gamma_{sl} \quad (1.5)$$

corresponde al *no mojado completo* del cuerpo sólido por el líquido. Esto se observa, por ejemplo, para el agua y la parafina.

En la mayoría de los casos se observa el caso intermedio de *mojado parcial* ($\theta < \pi/2$), como se muestra en la figura 1.2a. En este caso se dice que el fluido moja al sólido y se le llama

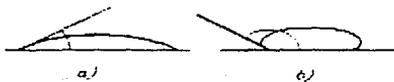


Figura 1-2 Ángulo de contacto para un líquido.
a) Mojante b) No mojante

fluido mojanste. Asimismo, existe el no mojado parcial ($\theta > \pi/2$), como se muestra en la figura 1.2b, donde el fluido no moja al sólido y se le llama *fluido no mojanste*.

Si un liquido se encuentra dentro de un recipiente, entonces la interacción de las moléculas del liquido con las del sólido influye en la forma que adopta la superficie del liquido cerca de las paredes del recipiente que lo contiene. En este caso la superficie está curvada, de manera tal que el menisco es cóncavo en los liquidos que mojan (fig. 1.3a) y convexo en los que no mojan (fig. 1.3b).

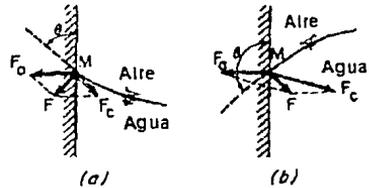


Figura 1-3 Ángulo de contacto con la pared que contiene un líquido.

La mojabilidad ha sido definida frecuentemente en términos del ángulo de contacto en la interface del fluido y el sólido. Sin embargo, dentro de un medio poroso una medición directa del ángulo de contacto es prácticamente imposible. Además, la mojabilidad en el medio poroso y sus efectos sobre el comportamiento del flujo de fluidos se manifiestan en primer lugar a través de la relación entre presión capilar y saturación. Así, los métodos usuales para la medición de las mojabilidades de materiales porosos se basan en la observación de los fenómenos relacionados con presiones capilares.

En física de yacimientos el término *preferentemente mojanste* comúnmente es aplicado a la superficie de una roca y a dos fases líquidas —agua y aceite— y puede ser definido cualitativamente si se considera el comportamiento del agua y del aceite cuando están en contacto con la superficie de la roca. Así, si el agua tiende a desplazar al aceite de la superficie, la roca será denominada *preferentemente mojanste por agua*. Similarmente, si es el aceite el que tiende a desplazar al agua, la roca se denominará *preferentemente mojanste por aceite*. En términos abreviados: *mojanste por agua* o *mojanste por aceite*, respectivamente.

En un yacimiento petrolero los fluidos son comúnmente aceite y agua y se dice que la roca es mojanste por agua o por aceite. Algunas rocas pueden ser parcialmente mojanstes por mas de un fluido. La figura 1.4 muestra la distribución de fluidos en rocas mojanstes por aceite o por agua.

Con este concepto de mojabilidad se pueden distinguir tres tipos de saturación de fluidos entre 0% y 100%. Las figuras 1.4a a la 1.4c muestran arena mojada por agua. Las figuras 1.4d a la 1.4f muestran arena mojada por aceite. Para saturaciones muy bajas de agua (fig. 1.4a), ésta forma anillos llamados *anillos pendulares*, alrededor de los puntos de contacto entre granos. En caso de saturaciones de agua muy bajas los anillos están aislados y no forman una fase continua de agua, excepto para películas muy delgadas, cercanas al espesor molecular en la superficie del grano.

Prácticamente, ninguna presión se puede transmitir de un anillo a otro contiguo. Cuando la saturación de la fase mojannte aumenta, los anillos pendulares se expanden hasta formar una fase mojannte continua. La saturación a la cual esto ocurre se denomina *saturación de equilibrio de la fase mojannte*. Por arriba de esta saturación crítica, la saturación se llama *funcular* y la fase mojannte puede fluir. Cuando la saturación del fluido mojannte se incrementa, se desarrolla una situación en la cual el fluido no-mojante ya no es una fase continua; ésta se rompe en pequeñas gotas que se alojan en los poros (fig. 1.4e). Se dice entonces que la fase no-mojante se encuentra en estado de *saturación insular*. Un glóbulo de este tipo solo puede moverse si se aplica una diferencia de presión suficiente para hacerlo pasar a través de restricciones capilares. Consideraciones equivalentes se pueden hacer para las arenas mojables por aceite.

En general, la mojabilidad no es un proceso reversible, es decir, está sujeto a histéresis. Esto sucede porque una vez que el fluido ha mojado la superficie sólida, deja una película, modificando así las propiedades superficiales del sólido.

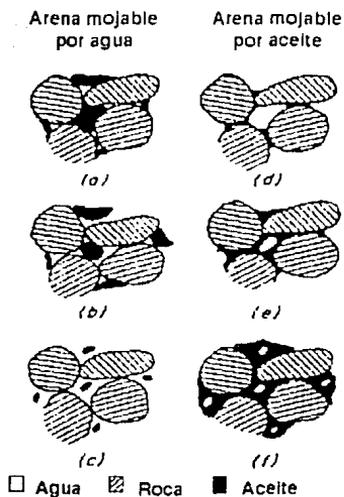


Figura 1-4 Grados de saturación por líquidos y gas en granos de arena.

1.2 CAPILARIDAD.

La diferencia de mojabilidades entre los distintos fluidos hacia un sólido es la causa que origina los denominados fenómenos capilares. La manifestación macroscópica de este hecho ocurre cuando los fluidos penetran espontáneamente a través de espacios muy reducidos, como en los llamados tubos capilares o como en la roca porosa. De hecho el fenómeno de imbibición, que es el tema principal de esta tesis, es una manifestación macroscópica de los fenómenos capilares.

Cuando dos fluidos inmiscibles están en contacto existe una discontinuidad en la presión de los fluidos, la cual depende de la curvatura de la superficie que separa ambos fluidos. Esta diferencia de presión, que recibe el nombre de *presión capilar*, se denota por p_c y está dada por la ecuación debida a Laplace⁴

$$p_c = p_1 - p_2 = \gamma_{12} \left(\frac{1}{r'} + \frac{1}{r''} \right) \quad (1.6)$$

donde r' y r'' son los radios principales de curvatura de la interfase y γ_{12} es el coeficiente de tensión interfacial entre los medios 1 y 2. Esta ecuación se obtiene de considerar en equilibrio las fuerzas que actúan sobre un elemento de área en un punto de la interfase (ver figura 1.5).

Una de las manifestaciones macroscópicas de la presión capilar se presenta cuando en un tubo capilar colocado verticalmente se permite la entrada de un líquido por uno de sus extremos, como se muestra en la figura 1.6. A causa de la presión originada por la curvatura de la superficie, el líquido que llena el tubo experimenta una presión p , dirigida al centro de curvatura del menisco, es decir, hacia arriba y es igual a $2\gamma/r_0$, donde r_0 es el radio del menisco y γ es el coeficiente de tensión superficial del líquido. Bajo la acción de esta presión, el líquido se eleva por el tubo hasta el nivel h , para el cual la presión hidrostática ρgh de la columna de

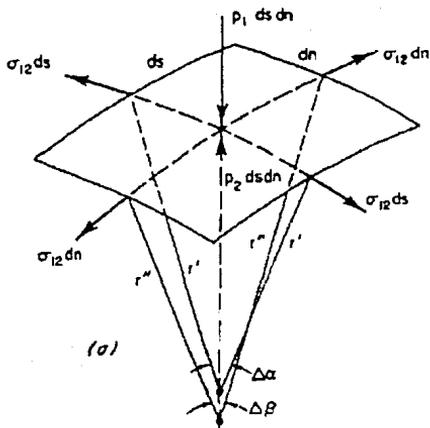


Figura 1-5 Equilibrio de fuerzas en una interfase de dos fluidos no miscibles.

líquido de altura $h = a_1 a_2$ equilibra a la presión p . La condición de equilibrio será, por consiguiente, la igualdad

$$\frac{2\gamma}{r_c} = \rho g h \quad (1.7)$$

donde γ es la tensión interfacial, ρ es la densidad del líquido y g es la aceleración de la fuerza de gravedad. Esta igualdad determina la altura de elevación del líquido en el capilar. Con ayuda de la figura 1.7 se puede ver que $r_c \cos \theta = r$, con lo cual la ecuación precedente se puede reescribir como

$$h = \frac{2\gamma \cos \theta}{\rho g r} \quad (1.8)$$

de esta manera la expresión queda en términos del radio del tubo capilar.

La presión capilar es una medida de la tendencia del medio poroso a succionar los fluidos mojantes o a repeler a los no mojantes. La figura 1.8 muestra un anillo pendular para una interfase agua-aire, cuando $r = r' = r''$, donde $2/r = 1/r' + 1/r''$, de acuerdo con la ecuación 1.6 se tiene

$$p_c = \frac{2\gamma_{12}}{r} \quad (1.9)$$

En un medio poroso real las expresiones para la presión capilar que se han mostrado sólo podrían aplicarse a nivel local en los espacios porosos, sin embargo, sería imposible deducir, en base a estas

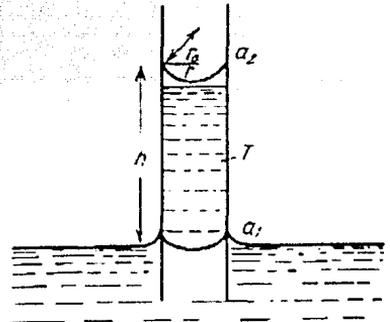


Figura 1-6 Elevación capilar de un líquido.

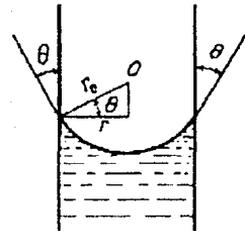


Figura 1-7 Radio de curvatura de un menisco en un tubo capilar

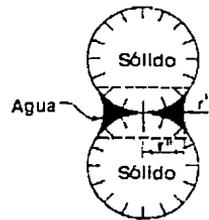


Figura 1-8 Radio de curvatura de una interfase aire-agua en un anillo pendular.

ecuaciones, el comportamiento promedio de la presión capilar, porque ello involucra el comportamiento promedio de varios parámetros como son la tensión interfacial, el radio promedio de poro, el grado de saturación de la fase mojannte (S_m), etc. En el medio poroso natural, la geometría de los espacios vacíos es extremadamente irregular y compleja y no es posible describirla analíticamente. Asimismo es imposible definir la forma geométrica de la interfase. Sin embargo, se han adoptado varios modelos para representar los espacios porosos, por ejemplo, tubos capilares, esferas del mismo radio colocadas en diferentes arreglos, un conjunto de cilindros paralelos, etc. para los cuales sea posible deducir la dependencia de p_c de S_m . Obviamente este enfoque puede mostrar los efectos de varios factores involucrados pero puede fallar al proporcionar una función $p_c = p_c(S_m)$ del medio poroso real. Los experimentos en laboratorio han sido el único camino para derivar las expresiones para cualquier medio poroso.

En la literatura se han publicado varias expresiones empíricas y semiempíricas que intentan relacionar la presión capilar con las propiedades del medio, de los fluidos y de la saturación S_m . La mayoría de ellos están basados en modelos idealizados del medio poroso. Leverett⁵ en 1941 sugirió un enfoque semiempírico (utilizando

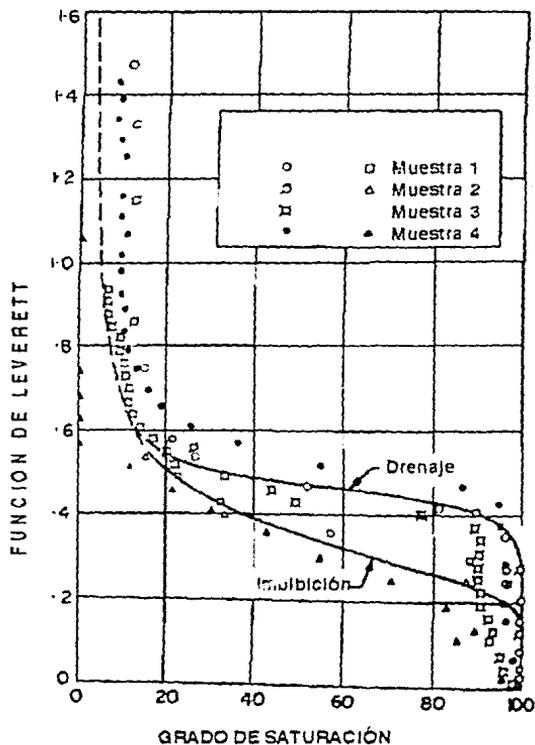


Figura 1-9 Función de Leverett para distintas arenas.

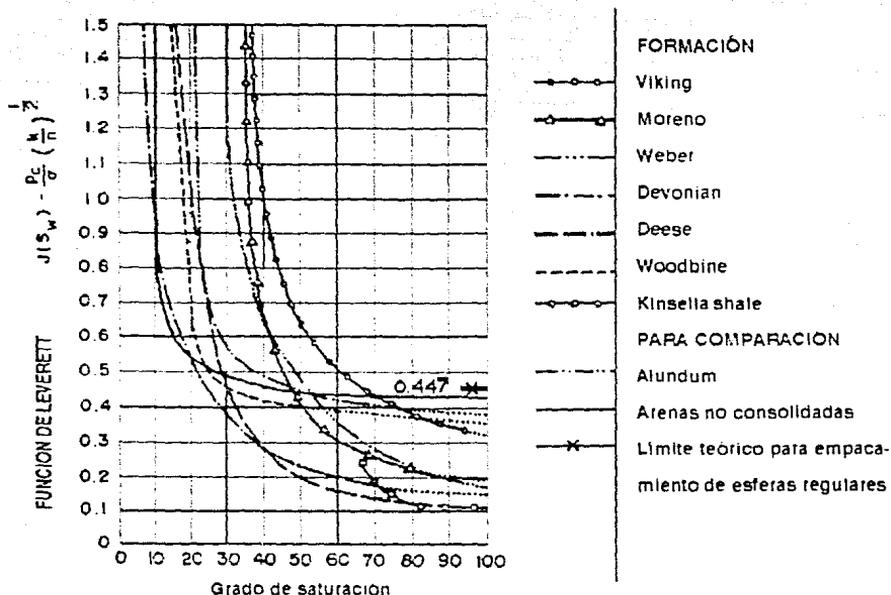


Figura 1-10 Función de Leverett para distintas formaciones.

análisis dimensional), donde mostraba que la función

$$J = J(S_m) = \left(\frac{P_c}{\gamma} \right) \sqrt{\frac{k}{\phi}} \quad (1.10)$$

llamada función J de Leverett se reduce a una curva común cuando se dibuja para varias arenas no consolidadas (ver figura 1.9). En la ecuación precedente k es la permeabilidad del medio, ϕ es la porosidad y el factor (k/ϕ) puede interpretarse como el diámetro medio de poro. Otros autores sugieren la función

$$J(S_m) = \left(\frac{p_c}{\gamma \cos \theta} \right) \sqrt{\frac{k}{\phi}} \quad (1.11)$$

Varios autores, entre ellos Rose y Bruce⁶, sugieren curvas características del tipo $J(S_m)$ para cada formación (ver figura 1.10).

La presión capilar está sujeta a histéresis debido a que el ángulo de contacto es función de la dirección de desplazamiento: θ puede asumir distintos valores si se alcanza el equilibrio al avanzar o retroceder sobre la superficie. Por ejemplo, en la figura 1.11 se puede observar que el avance en el ángulo de contacto ocurre cuando el agua tiene tendencia a avanzar a través del aceite y a retroceder cuando el aceite tiene la tendencia a avanzar a través del agua. La figura 1.12 muestra este fenómeno para una interfase aire-agua. Este efecto recibe el nombre *efecto de gotas de lluvia*. La figura 1.13 muestra la diferencia en el ángulo de contacto en una interfase entre fluidos mojannte y no mojannte y lo que puede suceder cuando se desplaza la interfase. Esta propiedad del ángulo de contacto es la razón de la diferencia entre las curvas de presión capilar $p_c = p_c(S_m)$ obtenidas a partir de experimentos estáticos y las obtenidas bajo condiciones dinámicas. Otro mecanismo que ocasiona la histéresis es la geometría de los espacios que presentan muchos estrangulamientos, denominado *efecto de tintero*.

Debido al fenómeno de histéresis, la relación entre la función J y S_m no es única y no es posible determinar p_c a través de conocer S_m , y viceversa, sin conocer la historia de cómo fue mojada o secada la muestra en el pasado.



Figura 1-11 Angulos de contacto (θ) para el desplazamiento de un líquido no mojannte (θ_1) y viceversa (θ_2), en un tubo capilar.

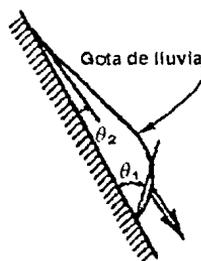


Figura 1-12 Efecto de gotas de lluvia en el desplazamiento de aire por agua (θ_1) o de agua por aire (θ_2).

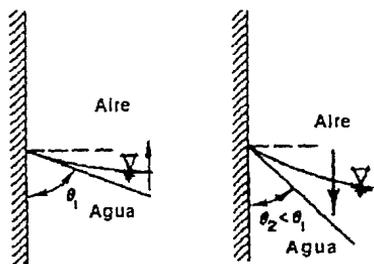


Figura 1-13 Histéresis en el ángulo de contacto.

Las relaciones entre presión capilar y saturación señaladas con anterioridad determinan la distribución de saturaciones a través de la zona de transición entre diferentes hidrocarburos dentro de un yacimiento (ver figura 1.14).

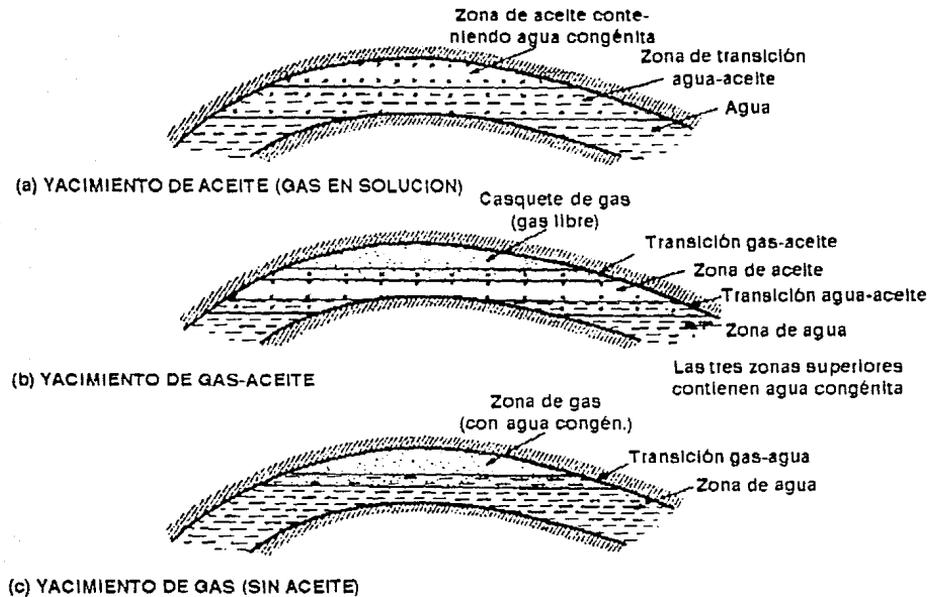


Figura 1-14 Distribución de hidrocarburos en un yacimiento.

LA IMBIBICION.

La imbibición es el proceso mediante el cual un fluido que ocupa espacios muy estrechos, del orden de las dimensiones capilares, es expulsado por otro valiéndose únicamente de la diferencias entre las fuerzas de atracción que el sólido, que confina el espacio capilar, tiene por ambos fluidos.

El caso que nos interesa en esta tesis es aquel en el cual dos fluidos inmiscibles como son el agua y el aceite se desplazan dentro de un medio poroso, como puede ser una muestra de roca de yacimiento. Así, en roca que es preferentemente mojable por agua, una muestra saturada de aceite que es sumergida en agua expulsa en forma gradual el aceite, al tiempo que el agua penetra en los espacios capilares que el aceite va dejando. Esto ocurre, porque en este caso las fuerzas moleculares de atracción de la roca por el agua son mayores que por el aceite.

En la física de yacimientos petroleros el fenómeno de la imbibición interesa en relación con los yacimientos fracturados porque un yacimiento fracturado está formado por bloques de roca matriz rodeados por fracturas, como se puede apreciar en la figura 2.1. Eventualmente estos bloques pueden llegar a estar rodeados por agua a causa de que un acuífero avanza sobre la zona de aceite, o bien porque se inyecta agua al yacimiento para desplazar al aceite. Esta última causa recibe el nombre, en ingeniería petrolera, de recuperación secundaria.

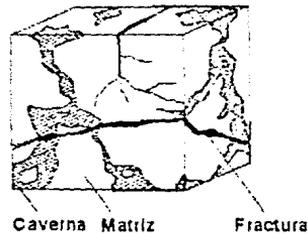


Figura 2.1 Esquema de un medio poroso fracturado.

En el estudio de yacimientos fracturados cabe destacar el enfoque de doble porosidad propuesto por Barenblatt⁵ et al., el cual considera que el flujo de una sola fase, en un yacimiento fracturado, está compuesto de dos sistemas que se superponen, a saber, un sistema continuo de fracturas y un sistema discreto formado por los bloques de matriz. El sistema de

fracturas tiene baja capacidad para almacenar fluidos y alta conductividad al flujo, mientras que la mayor parte del aceite se encuentra almacenado en el sistema de bloques de roca matriz, la cual tiene baja conductividad al flujo. La transferencia de fluidos entre estos dos sistemas, como lo propone Barenblatt, supone un flujo pseudoestacionario entre los bloques de matriz y las fracturas. La función de transferencia de fluidos entre la matriz y la fractura la expresan en términos de la ley de Darcy⁶, agregando un factor geométrico apropiado que contiene las características de los bloques, tales como la longitud y el área transversal al flujo proveniente del sistema de fracturas.

2.1 ANTECEDENTES.

Aronofsky, Massé y Natanson⁷ propusieron en 1958 una ecuación que reproduce reproduce en forma aproximada los puntos experimentales obtenidos en una corrida de imbibición. La ecuación propuesta es de la forma:

$$r = R (1 - e^{-\lambda t}) \quad (2.1)$$

donde r es el porcentaje de recuperación normalizado con el volumen de aceite móvil, R es el porcentaje total de aceite que se recupera cuando t es muy grande, λ es un parámetro de ajuste y t es el tiempo. La forma de la función se muestra en la figura 2.2. Este modelo se propuso

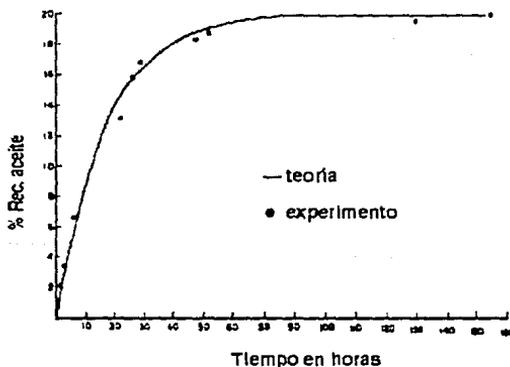


Figura 2.2 Curva de Imbibición según el modelo de Aronofsky.

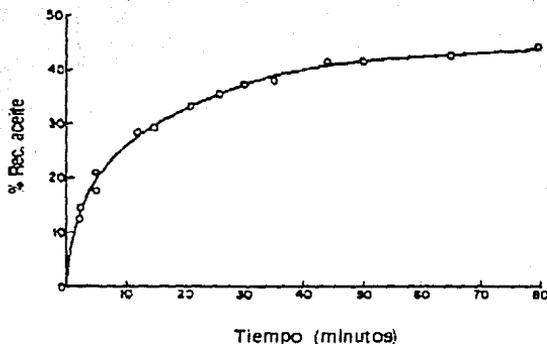


Figura 2.3 Recuperación de aceite en función del tiempo según Bobek.

para explicar el mecanismo de recuperación de aceite de la roca matriz por invasión de agua en yacimientos fracturados. Sin embargo, los autores sólo se limitan a justificar el parecido de la ecuación 2.1 con los datos observados y no explican los mecanismos físicos que actúan en este tipo de procesos.

Bobek, Mattax y Denekas⁹ presentaron en 1958 resultados experimentales del fenómeno de imbibición. Ellos utilizaron los experimentos para evaluar la mojabilidad de diferentes muestras de roca y también investigaron los factores que la pueden alterar. Encontraron que las mediciones del gasto y del volumen de aceite recuperado por imbibición de una roca, son una prueba confiable y reproducible para la determinación semi cuantitativa de la preferencia a la mojabilidad de una roca. La figura 2.3 muestra los resultados experimentales de la recuperación de aceite (en porcentaje) en función del tiempo (en minutos). La curva superpuesta es un simple ajuste manual de los puntos, ya que no se propone ningún modelo para explicar el comportamiento del fenómeno.

En 1960, Handy⁹ inspirado en el tratamiento que hacen los hidrólogos para describir el movimiento de agua en los acuíferos, hace notar que la ecuación de flujo de fluidos en medios porosos, obtenida a partir de la ecuación de Darcy y de la ecuación de continuidad, deducida

por Leverett³ para describir el flujo de gas, aceite y agua en yacimientos petroleros, es posible manejarla como una ecuación de difusión, esto es

$$\phi \frac{\partial S_w}{\partial t} = - \frac{\partial}{\partial x} \left(\left(\frac{k_w}{\mu_w} \frac{\partial P_c}{\partial S_w} \right) \frac{\partial S_w}{\partial x} \right) \quad (2.2)$$

donde el término $\frac{k_w}{\mu_w} \frac{\partial P_c}{\partial S_w} = D$ es el coeficiente de difusión. S_w es la saturación de agua, ϕ es la porosidad, P_c es la presión capilar, k_w y μ_w son la permeabilidad relativa y la viscosidad del agua, respectivamente. Así, la ecuación precedente se puede escribir como

$$\phi \frac{\partial S_w}{\partial t} = - \frac{\partial}{\partial x} \left(D \frac{\partial S_w}{\partial x} \right) \quad (2.3)$$

Sobre esta ecuación han sido publicadas varias soluciones con diferentes condiciones a la frontera y varias funciones de D respecto a S_w . Kirkham y Feng¹⁰ compararon datos experimentales con soluciones obtenidas suponiendo que D es independiente de S_w . Estas soluciones predicen que el volumen de agua embebido versus la raíz cuadrada del tiempo son líneas rectas. Resultados experimentales confirman esta predicción, pero la forma del frente de agua es muy diferente de la esperada para un fenómeno de difusión. Posteriormente Klute¹¹ obtuvo soluciones numéricas en las que, a través de datos experimentales, D se expresó como función de la saturación. Estas soluciones mostraron un frente de saturaciones más aproximado a lo observado experimentalmente. Gardner y Mayhugh¹² encontraron que una D expresada como una función exponencial de S_w se ajusta satisfactoriamente a los datos experimentales. Todos estos cálculos suponen presión capilar y permeabilidad relativa con flujo en estado estacionario. Además suponen que el agua entra primeramente por pequeños capilares y posteriormente por capilares muy largos. Actualmente, otros autores han retomado este punto de vista, entre ellos Beckner, Ishimoto, Yamaguchi, Firoozabadi & Aziz¹³.

Mattax y Kyte¹⁴ en 1962 estudiaron la imbibición en una muestra de roca matriz y propusieron leyes de escalamiento entre las muestras de laboratorio y los bloques de un yacimiento, para explicar la recuperación de hidrocarburos por imbibición. Pruebas de inmersión en una y tres dimensiones, permitieron verificar sus criterios de escalamiento. Introdujeron el concepto de "ritmo crítico" en relación con el avance del agua en un yacimiento fracturado. El ritmo crítico es aquél en el que el avance del agua en las fracturas y en los bloques es igual. Encontraron que cuando el avance del agua en las fracturas es menor o igual que el

ritmo crítico, la recuperación de aceite de los bloques de matriz no depende del ritmo. A valores mayores que el crítico la recuperación de aceite es menor debido a la rápida exposición al agua de la superficie de la roca matriz. No mencionan si la recuperación final para cualquier cantidad que se inyecte depende del ritmo de inyección. Se presentan datos de recuperación por imbibición, del avance del nivel del agua a través de las fracturas cuando el ritmo es constante, para un bloque cúbico de 3 pulgadas rodeado de fracturas. El ritmo de avance en las fracturas fue mayor que el crítico en este caso y existe una relación lineal entre el aceite recuperado y el tiempo hasta que el agua se canaliza dentro de la matriz. Después de canalizarse el agua, el bloque se comporta como si tuviera por condiciones a la frontera las que se presentan en el caso de una inmersión, y el aceite recuperado decrece continuamente hasta que se ha obtenido el 100% del aceite recuperable. También se presenta un método para calcular el aceite recuperado en un sistema de varios bloques, usando las curvas de recuperación para un solo bloque. Este método proporciona una gran ayuda en la formulación de las ecuaciones para recuperación por imbibición en una malla que contenga varias celdas de roca matriz.

En 1974 Kleppe y Morse¹⁵ presentaron un estudio teórico-experimental del problema de imbibición, en el cual se resuelve en forma numérica las ecuaciones del flujo de fluidos en medios porosos, basadas en las ecuaciones de continuidad y de Darcy (ecuación 2.2). Estas ecuaciones escritas para el aceite y el agua son

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(ck \frac{k_{ro}}{B_o \mu_o} \frac{\partial P_o}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(ck \frac{k_{ro}}{B_o \mu_o} \frac{\partial P_o}{\partial y} - \rho_o g \right) + q_o = \phi \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{S_o}{B_o} \right) \quad (2.4a)$$

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(ck \frac{k_{rw}}{B_w \mu_w} \frac{\partial P_w}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(ck \frac{k_{rw}}{B_w \mu_w} \frac{\partial P_w}{\partial y} - \rho_w g \right) + q_w = \phi \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{S_w}{B_w} \right) \quad (2.4b)$$

las cuales deben cumplir las siguientes ecuaciones condicionales

$$S_o + S_w = 1 \quad (2.4c)$$

$$P_o - P_w = P_{cow} \quad (2.4d)$$

las k_r 's son las permeabilidades relativas, las B 's son los factores de volumen, las m 's son las viscosidades, las ρ 's las densidades, las P 's son las presiones, las S 's son las saturaciones, g es la constante de gravedad, ϕ es la porosidad de la roca, k es la permeabilidad absoluta y P_{cow} es la presión capilar entre el aceite y el agua. Los subíndices w y o se refieren al agua y al aceite,

respectivamente. En la parte experimental, construyeron un sistema fracturado en el cual había circulación tanto de agua como de aceite. El sistema consistía de un núcleo cilíndrico de roca Berea dentro de un tubo, dejando de por medio entre ambos un espacio anular que representara la fractura. Inicialmente el núcleo fue saturado con salmuera y después se circuló a través de él keroseno hasta que se rebasó una relación agua-aceite de 100. Después se hizo circular salmuera a gasto constante por la parte inferior del núcleo, mientras que la parte superior estaba expuesta a la atmósfera, proporcionando con esto una presión constante a la salida. En cada corrida se registró la altura de la interfase agua-aceite del espacio anular y la producción acumulada de aceite y de agua como función del tiempo.

De Swaan⁶ en 1976 propuso una nueva teoría para explicar el fenómeno de imbibición, la cual considera el flujo incompresible de dos fluidos (agua desplazando aceite) en un sistema lineal formado por bloques de roca matriz rodeados por fracturas. Esta teoría toma en cuenta un aspecto importante que en otros artículos no había sido considerado. Este aspecto se refiere al hecho de que el avance de agua a través de las fracturas ocasiona que los bloques, según su posición, estén expuestos a diferentes condiciones de imbibición, porque los bloques más profundos desprenden aceite hacia las fracturas el cual, a causa de la segregación gravitacional, viaja a través de ellas hacia los bloques superiores. Asimismo, en este trabajo se obtienen expresiones analíticas para la relación agua-aceite, así como para la producción acumulada de aceite. Los datos presentados por Mattax y Kyte y los de Kleppe y Morse sirven en este caso para corroborar la validez de esta teoría. Sin embargo, cabe señalar que el autor parte del hecho de que la imbibición está representada por una ecuación del tipo de la 2.1, la cual físicamente no ha sido justificada. Otro aspecto importante es el hecho de sugerir que el flujo fraccional de agua es igual a la saturación móvil de agua, suposición con la cual no están de acuerdo otros investigadores^{17, 18}.

En 1978 Lefebvre du Prey¹⁹ presentó datos experimentales para evaluar a escala los efectos gravitacionales y capilares, que son las fuerzas que actúan en los procesos de recuperación de hidrocarburos en yacimientos fracturados. Realizó experimentos de imbibición que muestran una gran discrepancia entre las curvas de recuperación a escala para diferentes tamaños de bloque. Las razones que considera para explicar la falla de estas reglas de escalamiento son: 1) el flujo en las condiciones de frontera, 2) heterogeneidades locales y 3) inestabilidad en el frente de agua. Utilizando las ecuaciones 2.4 para flujo multifásico en medios porosos intenta reducir el número de parámetros involucrados considerando las siguientes variables adimensionales

$$\Pi_1 = \frac{H}{L} \sqrt{\frac{k_x}{k_z}} \quad (\text{factor de forma}) \quad (2.5)$$

$$\Pi_2 = \frac{\frac{k_{wmax}}{\mu_w}}{\frac{k_{omax}}{\mu_o}} \quad (\text{relación de movilidades}) \quad (2.6)$$

$$\Pi_3 = \frac{P_{ct}}{\Delta\rho gH} \quad (\text{relación capilaridad/gravedad}) \quad (2.7)$$

donde H es la altura de la muestra y L la longitud, k_x y k_z son las permeabilidades absolutas en direcciones x y z , respectivamente, las $k_{i,max}$'s son los valores máximos de permeabilidad para el aceite (o) y para el agua (w), las μ 's son las viscosidades del agua (w) y del aceite (o), g es la aceleración por gravedad, P_{ct} es el desplazamiento por presión capilar y $\Delta\rho$ es la diferencia en densidades entre el agua y el aceite. Dentro de la reducción en el número de parámetros también consideró la saturación inicial y la forma de las curvas de permeabilidad relativa y presión capilar reducida. En base a estas consideraciones interpretó los resultados de los experimentos de imbibición en muestras pequeñas, con objeto de predecir el comportamiento de la recuperación de hidrocarburos en los grandes bloques de los yacimientos reales, concluyendo que

- Para bloques pequeños la capilaridad es el factor más importante y el tiempo de recuperación de aceite es proporcional al cuadrado del tamaño de bloque.*
- Para grandes bloques, la gravedad es el factor más importante y el tiempo de recuperación de aceite es proporcional al tamaño del bloque.*
- Para el caso de un yacimiento real es posible definir las zonas en las cuales estas reglas pueden ser aplicadas.*

Recientemente, en agosto de 1990, Bourbiaux y Kaladjian²¹ presentaron un estudio experimental en el que analizan los flujos *contracorriente* y en *cocorriente* que se crean en el proceso de imbibición. La contracorriente está constituida por el flujo de aceite que sale en sentido contrario al del agua que está entrando. Mientras que la cocorriente está constituida por el flujo de aceite que sale por la cara opuesta a la que entra el agua, debido al desplazamiento natural que realiza el agua al entrar. Con estos experimentos intentan evaluar la importancia que cada uno de estos flujos tiene dentro del proceso de imbibición. Por el lado

teórico, expresan las mobildades de estos flujos en una forma tensorial, lo cual les permite describir en forma independiente cada una de las corrientes, en forma equivalente a la ecuación de Navier-Stokes. Esto es,

$$\begin{bmatrix} \bar{u}_1 \\ \bar{u}_2 \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \lambda_{11} & \lambda_{12} \\ \lambda_{21} & \lambda_{22} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \nabla(\bar{p}) - \rho \bar{g} \\ \nabla(\bar{p}) - \rho \bar{g} \end{bmatrix} \quad (2.8)$$

donde el vector \bar{u} representa la velocidad del flujo, λ el tensor de mobildades, p la presión, ρ la densidad y g la aceleración de la gravedad.

CELDA BIDIMENSIONAL

En medios porosos ordinarios, no se puede apreciar en forma visual el comportamiento de la imbibición, porque generalmente el medio poroso está constituido por cuerpos opacos a la luz visible. Por tal motivo, resulta necesario disponer de un instrumento con el cual se pueda observar de manera directa los rasgos dominantes que definen el proceso de imbibición. En este sentido, la celda bidimensional es un instrumento sumamente sencillo con el cual no sólo es posible visualizar el fenómeno sino que, además, es posible cuantificarlo. En la literatura no hay antecedentes sobre la construcción de un instrumento diseñado expresamente para estudiar de manera visual el fenómeno de imbibición, por ello, las ideas básicas de diseño y construcción de esta celda son originales.

3.1 DESCRIPCION DEL EQUIPO EXPERIMENTAL.

La celda consiste esencialmente de tres partes independientes:

a) Celda de vidrio b) Sistema de iluminación c) Equipo fotográfico

a) La celda de vidrio está formada por dos vidrios planos, los cuales han sido esmerilados por una de sus caras, utilizando abrasivo (en este caso del número 80). Los lados esmerilados se ponen en contacto entre sí, como se muestra en la figura 3.1. De esta manera, el espacio que se forma entre las rugosidades de las caras esmeriladas es el medio poroso a estudiar. Esta celda representa un medio poroso bidimensional, en donde los fluidos sólo pueden desplazarse a través del espacio poroso formado entre los vidrios.

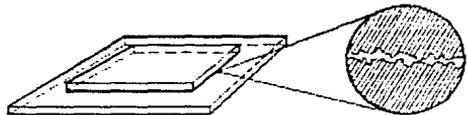


Figura 3. 1 Celda de vidrio.

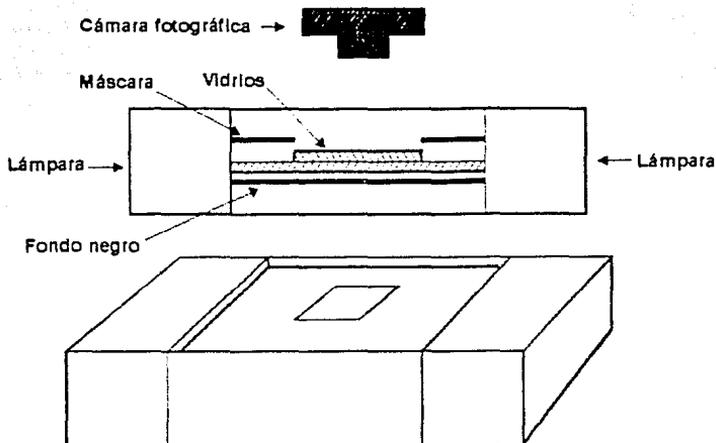


Figura 3.2 Equipo fotográfico y de iluminación

b) El sistema de iluminación es muy importante; consiste de dos lámparas que iluminan lateralmente a la celda de vidrio. Se ha visto que este tipo de iluminación mejora notablemente el contraste entre las zonas ocupadas por aceite y las ocupadas por agua, porque evita los reflejos ocasionados por los vidrios. Adicionalmente, se coloca una máscara de madera, que sólo deja ver la celda, lo que mejora aún más el contraste. El equipo de iluminación se muestra en la figura 3.2

c) El equipo fotográfico es fundamental para registrar el avance de agua dentro de la celda de vidrio. En este caso, el equipo consiste de una cámara fotográfica la que se coloca exactamente por arriba de la celda, como se muestra en la figura 3.2. La película utilizada en este caso es de alto contraste (12 ASA). La diferencia entre los índices de refracción del agua (1.33) y del aceite (1.46) y la semejanza de este último con el del vidrio²¹ (1.50), permiten una clara imagen del avance del agua.

3.2 PREPARACION DE LA CELDA.

Para realizar el experimento de imbibición en esta celda, en primer lugar ésta debe ser saturada con aceite. Típicamente el aceite que se utiliza como estándar en este tipo de experimentos es el llamado Soltrol. La saturación con aceite es muy sencilla porque éste penetra rápidamente entre los vidrios por capilaridad, desplazando el aire.

Después de que la celda ha sido saturada con aceite, el siguiente paso consiste en poner agua destilada en las fronteras de unión entre los vidrios. A partir de este momento se inicia el proceso de imbibición: el agua comienza a penetrar y al mismo tiempo el aceite es expulsado de la celda.

Para reproducir el experimento de imbibición bajo las mismas condiciones, es muy importante dar a los vidrios un tratamiento previo. Primero se lavan con jabón, después, se esmerilan y, finalmente, se sumergen en un baño con acetona o cualquier otro solvente que no ataque al vidrio. De esta manera se puede garantizar que las condiciones del experimento son prácticamente las mismas. Los residuos de polvo de vidrio o de aceite pueden modificar sustancialmente las propiedades de mojabilidad de la celda.

Una vez que la celda de vidrio ha sido preparada, se coloca en el sistema de iluminación con el propósito de fotografiar el comportamiento de los fluidos en el desarrollo del proceso de imbibición.

3.3 OBTENCION DE DATOS EXPERIMENTALES

Para cuantificar el avance del agua dentro de la celda, se obtienen fotografías sucesivas del proceso de imbibición. Puesto que la celda de vidrio es un medio poroso bidimensional, en donde los fluidos sólo pueden moverse en un plano (el horizontal), la saturación de agua debida a la invasión por imbibición, se cuantifica a través del área barrida por el agua a un tiempo dado. En este trabajo el área se midió utilizando una malla cuadrada de puntos (ver figura 3.3) su-

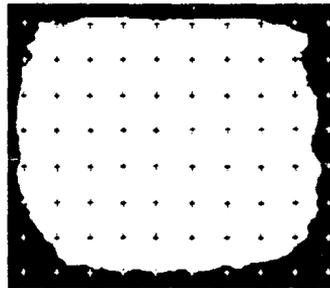


Figura 3.3 Malla superpuesta a una fotografía de la celda

perpuesta a una imagen de la celda. Así, la proporción de puntos en la zona de agua representa la saturación de agua y el complemento representa la de aceite. Esto es

$$S_w = \frac{\text{Número de puntos en la zona invadida por agua}}{\text{Número total de puntos de la malla}} \quad (3.1a)$$

Como la cantidad de agua que penetra es igual a la cantidad de aceite expulsada, entonces

$$S = 1 - S_w \quad (3.1b)$$

En la figura 3.4 se muestra una secuencia fotográfica del avance de agua en uno de los experimentos realizados. En la misma figura se indican los valores de saturación de agua y tiempo para cada una de las fotografías de la secuencia.

Si se grafica la recuperación de aceite como función del tiempo, se obtiene una gráfica como la de la figura 3.5. Asimismo, una gráfica semilogarítmica aporta mayor detalle de los valores iniciales.



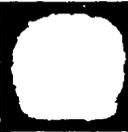
$S_w = 0.017$

$t = 5 \text{ min}$



$S_w = 0.103$

$t = 100 \text{ min}$



$S_w = 0.301$

$t = 540 \text{ min}$



$S_w = 0.488$

$t = 1,440 \text{ min}$



$S_w = 0.777$

$t = 6,000 \text{ min}$



$S_w = 0.841$

$t = 7,690 \text{ min}$



$S_w = 0.866$

$t = 8,880 \text{ min}$

Figura 3.4 Secuencia fotográfica del avance de agua.

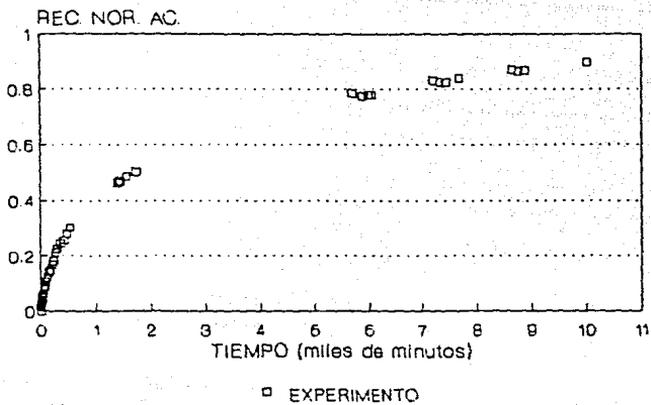


Figura 3.6a Escala lineal

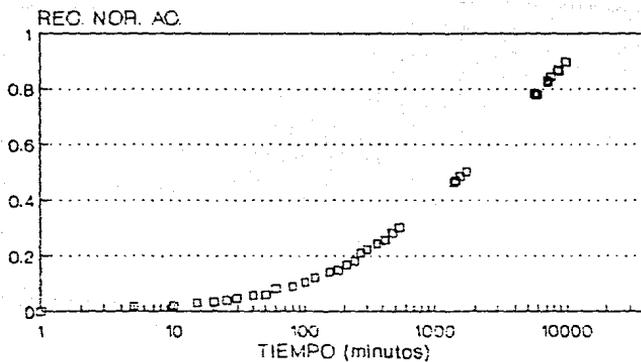


Figura 3.6b Escala logarítmica

3.4 ALGUNAS OBSERVACIONES DE INTERES EN RELACION AL EXPERIMENTO.

Es importante señalar que en el proceso de invasión de agua, se notan claramente franjas de color gris en la frontera entre las zonas de agua y de aceite. Es probable que estas franjas se deban a la existencia de los dos fluidos, a causa de la segregación gravitacional del aceite. Este fenómeno persiste hasta que el agua moja completamente la zona que ha invadido, como se puede apreciar en la secuencia de la figura 3.6.

Por otra parte, el aceite es expulsado del espacio poroso en forma de pequeñas gotas que se ven salir de los bordes del vidrio superior. Estas gotas se forman del aceite que sale del espacio poroso flotando en pequeñas cantidades a contracorriente del avance del agua (ver figura 3.6).

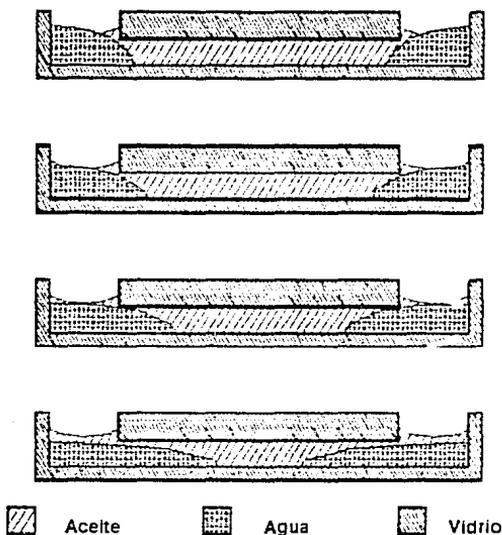


Figura 3.6 Secuencia de la Invasión por agua

LA DIFUSION COMO MODELO PARA DESCRIBIR LA IMBIBICION

Existen en la física una gran variedad de fenómenos de transporte en los que interviene la difusión. Así por ejemplo, la diferencia de concentración en una sustancia ocasiona la transferencia de masa, y los gradientes de temperatura ocasionan el transporte de calor. También existen efectos cruzados en los que, por ejemplo, un gradiente de temperatura provoca el transporte de masa. En el caso del fenómeno de imbibición el gradiente que ocasiona el transporte de masa es la diferencia de mojabilidades entre el aceite y el agua en relación con el medio poroso. Siempre el flujo másico o energético va en el sentido del gradiente en cuestión.

Aún en la actualidad, muy poco se conoce acerca de la mojabilidad en medios porosos; sin embargo hay dos aspectos que son fundamentales en su determinación, a saber, la naturaleza del medio poroso y la de los fluidos.

Es importante señalar que el fenómeno de imbibición se manifiesta cuando el espacio que ocupan los fluidos es muy pequeño, del orden de las dimensiones capilares. Esto sucede seguramente porque a distancias cortas comienzan a manifestarse las fuerzas moleculares de atracción entre los fluidos y las paredes sólidas del medio poroso.

Como el espacio poroso ocupado por los fluidos está distribuido en forma aleatoria, entonces, en el caso del fenómeno de imbibición, el flujo de fluidos a través del medio poroso es prácticamente aleatorio. Por ello, las fuerzas de interacción entre el fluido y el sólido actúan también en forma aleatoria. Sin embargo, si en un medio poroso el agua desplaza al aceite (en una roca preferentemente mojable por agua), es a causa de que las fuerzas que ligan al agua con el medio poroso son mayores que las que ligan a este último con el aceite. Esta descripción macroscópica ayuda a explicar por qué el fenómeno de imbibición ocasiona transferencia de materia, sin embargo, detallar los mecanismos microscópicos que se dan en la interacción entre las paredes que limitan los espacios capilares del medio poroso y los fluidos, es una tarea compleja que en la actualidad es materia de investigación, y que queda fuera del alcance de esta tesis.

4.1 EL MODELO DE DIFUSION EN LA IMBIBICION

Por lo anteriormente expuesto se antoja suponer que el fenómeno de imbibición es posible describirlo como un fenómeno de difusión, en donde la transferencia de materia es ocasionada por la diferencia en concentración. La idea que aquí se propone es que, dentro de la roca, el desplazamiento de agua siempre se lleva a cabo de zonas de mayor saturación a zonas de menor saturación, en concordancia con lo que describe típicamente la ecuación de difusión en líquidos miscibles, donde la transferencia de materia se realiza de regiones de mayor concentración a menor concentración. Esto es, cuando una muestra de roca porosa está saturada de aceite y se pone en contacto con agua, la saturación de agua va aumentando gradualmente con el tiempo, hasta que todo el aceite que es posible desplazar de la muestra ha sido expulsado. Bajo tales consideraciones, es razonable suponer que la ley adecuada para describir esta situación es la de Fick², quien fue el primero en adecuar, para el caso de transferencia de masa, la ecuación de difusión de calor establecida años antes por Fourier². Esta ley establece que para sustancias isotrópicas el flujo de masa por unidad de área es proporcional al gradiente de concentración. Esto es,

$$q_w = -\phi A D \frac{\partial S_w}{\partial x} \quad (4.1)$$

donde q_w es el gasto de agua, ϕ la porosidad, A es el área transversal, S_w es la saturación de agua, x la distancia y D el coeficiente de difusión.

Utilizando la ecuación 4.1 y la ecuación de continuidad, se obtiene la ecuación de difusión²²:

$$D \frac{\partial^2 S_w}{\partial x^2} = \frac{\partial S_w}{\partial t} \quad (4.2)$$

Es importante hacer notar que el coeficiente de difusión D involucra varios fenómenos a la vez, los cuales actúan simultáneamente en la imbibición, como pueden ser la mojabilidad de la roca, la viscosidad de los fluidos, etc. Así, dicho coeficiente representa la superposición de los fenómenos que actúan en la imbibición. Por esta razón, se puede considerar que D es un

coeficiente de naturaleza aleatoria, cuyo valor representa el promedio de todos los fenómenos involucrados.

Para simular las condiciones a las que está sometida una roca en un yacimiento, es importante que la muestra a utilizar sea tratada de la siguiente manera. Primero se satura la muestra al 100% con salmuera (solución salina) y luego se le hace pasar aceite hasta que ya no salga agua; sólo quedará el agua irreducible o congénita, la cual será representada en términos de saturación por S_{wi} . En el fenómeno de imbibición no todo el aceite es expulsado de la roca, una parte queda dentro de la roca constituyendo lo que se denomina aceite residual. La saturación de agua en este caso se representa por S_{wf} (saturación final de agua). Lo anterior quiere decir que a lo largo de un experimento de imbibición, la saturación de agua cambia de un valor inicial, S_{wi} , hasta un valor final, S_{wf} . Para simplificar la ecuación a utilizar, conviene definir la saturación activa de agua (S_{wa})

$$S_{wa} = \frac{S_w - S_{wi}}{S_{wf} - S_{wi}} \quad (4.3)$$

donde S_w es la saturación ordinaria de agua. Así, la saturación activa de agua está normalizada a la unidad, esto es, $0 \leq S_{wa} \leq 1$. De esta manera se elimina el uso de las fracciones inmóviles en la manipulación de las ecuaciones. Con estas modificaciones la ecuación 4.2 es

$$D \frac{\partial^2 S_{wa}}{\partial x^2} = \frac{\partial S_{wa}}{\partial t} \quad (4.4)$$

4.2 SOLUCION DE LA ECUACION DE DIFUSION PARA ALGUNAS GEOMETRIAS.

En esta sección se resuelve la ecuación de difusión en relación con el fenómeno de imbibición, para algunos casos particulares²³.

a) Barra Lateralmente Impermeable.

El primer caso a considerar es el de una barra porosa de longitud L , lateralmente impermeable y con caras transversales expuestas al agua. Si el eje axial de la barra es paralelo

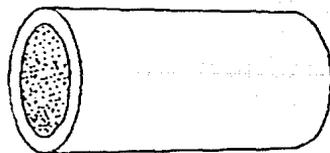


Figura 4.1 Barra porosa con cara lateral impermeable

al eje X , una de sus caras transversales está en $x = 0$ y la otra en $x = L$, como se puede apreciar en la figura 4.1. Como lateralmente la barra es impermeable, el intercambio de fluidos sólo puede llevarse a cabo en la dirección X . Por ello la ecuación a resolver es la 4.4, con condición inicial dada por

$$S_{wa}(0 \leq x \leq L, t = 0) = 0 \quad (4.5a)$$

y condición a la frontera

$$S_{wa}(x = 0, t > 0) = S_{wa}(x = L, t > 0) = 1 \quad (4.5b)$$

Utilizando el método de separación de variables se obtiene como solución²³

$$S_{wa}(x, t) = 1 - \frac{4}{\pi} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1}{2n+1} \operatorname{sen} \frac{(2n+1)\pi x}{L} \exp \left(\frac{-D(2n+1)^2 \pi^2 t}{L^2} \right) \quad (4.6)$$

Esta ecuación proporciona la distribución de saturaciones a lo largo de la muestra para un tiempo dado (ver figura 4.2). De aquí, es posible obtener la saturación promedio dentro de la muestra para cualquier valor de t , esto es

$$\overline{S_{wa}} = S_{wa}(t) = \frac{1}{L} \int_0^L S_{wa}(x, t) dx = 1 - \frac{8}{\pi} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1}{(2n+1)^2} \exp \left(\frac{-D(2n+1)^2 \pi^2 t}{L^2} \right) \quad (4.7)$$

Esta función indica cuál es la cantidad de agua que ha penetrado a la muestra después de haber transcurrido un tiempo t , esto es, la cantidad de aceite que ha sido expulsada al tiempo t . Por ello, la saturación promedio es también la recuperación normalizada de aceite, N_{pn} , la cual está expresada como una fracción del aceite recuperable, o sea

$$N_{pn} = \frac{N_p}{V_a} \quad (4.8)$$

donde N_p es el volumen de aceite recuperado y V_a es el volumen activo, que es la máxima cantidad de aceite que es posible recuperar. La figura 4.3 muestra una gráfica de la ecuación

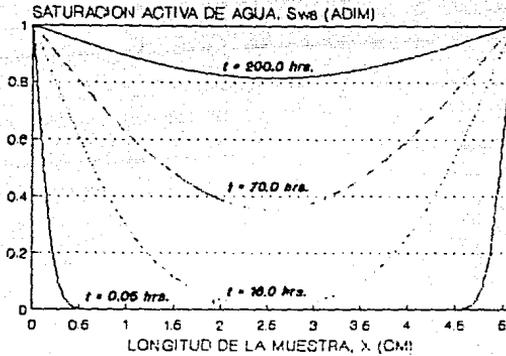


Figura 4.2 Perfiles de saturación de agua para diferentes tiempos.

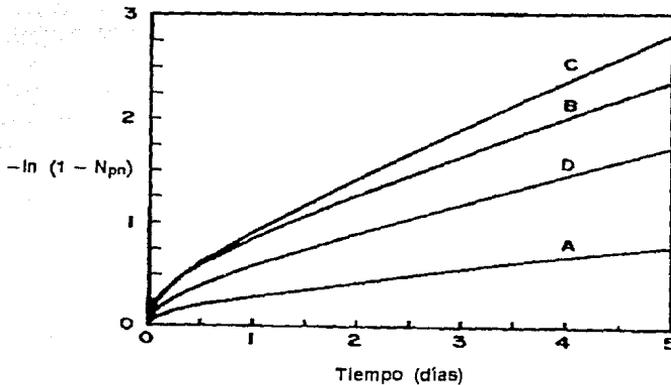


Figura 4.3 Recuperación de aceite para las cuatro geometrías: a) Barra, b) Cubo, c) Esfera y d) Cilindro.

4.7 como función del tiempo, considerando una longitud $L = 5$ cm y una $D = 0.0000135$ cm²/seg.

b) Cubo.

Para este caso se considera que el medio poroso consiste en un cubo, donde las caras son paralelas a los planos X - Y , X - Z y Y - Z (ver figura 4.4). Como en el inciso anterior se estudió el problema de la difusión en un medio limitado por dos planos paralelos, este caso representa una generalización del mismo a tres dimensiones. Por lo tanto, si se considera que el medio poroso es isotrópico, la ecuación diferencial a resolver es:

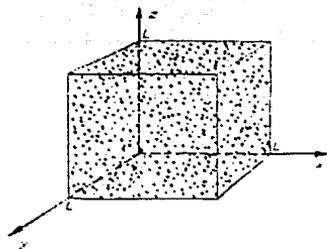


Figura 4.4 Cubo poroso

$$D \nabla^2 S_{wa} = \frac{\partial S_{wa}}{\partial t} \quad (4.9)$$

con condiciones a la frontera e iniciales dadas por

$$S_{wa}(x=0, L, t > 0) = S_{wa}(y=0, L, t > 0) = S_{wa}(z=0, L, t > 0) = 1 \quad (4.10a)$$

$$S_{wa}(0 \leq x \leq L, t=0) = S_{wa}(0 \leq y \leq L, t=0) = S_{wa}(0 \leq z \leq L, t=0) = 0 \quad (4.10b)$$

Para evitar la división por cero al resolver la ecuación 4.9 por el método de separación de variables conviene hacer el siguiente cambio de variable

$$s_{wa}(x, y, z, t) = 1 - S_{wa}(x, y, z, t) \quad (4.11)$$

En base a este cambio la ecuación 4.9 es ahora

$$D \nabla^2 s_{wa} = \frac{\partial s_{wa}}{\partial t} \quad (4.12)$$

si esta ecuación se resuelve por el método de separación de variables, entonces

$$s_{wa}(x, y, z, t) = s_{wa}(x, t) s_{wa}(y, t) s_{wa}(z, t) \quad (4.13)$$

o bien, como $s_{wa} = 1 - S_{wa}$,

$$s_{wa}(x, y, z, t) = (1 - S_{wa}(x, t)) (1 - S_{wa}(y, t)) (1 - S_{wa}(z, t)) \quad (4.14)$$

donde la solución para cada S_{wa} es la misma que la del caso unidimensional (ecuación 4.6). Además, con ayuda de las ecuaciones 4.11 y 4.13 la solución general de 4.9 se expresa como

$$S_{wa}(x, y, z, t) = 1 - (1 - S_{wa}(x, t)) (1 - S_{wa}(y, t)) (1 - S_{wa}(z, t)) \quad (4.15)$$

Si se considera que el cubo tiene por lado longitud L , entonces, la saturación promedio, que es igual a la recuperación normalizada, se puede expresar como

$$\begin{aligned} N_{pn} = \overline{S_{wa}} = S_{wa}(t) &= \frac{1}{L^3} \int_0^L \int_0^L \int_0^L S_{wa}(x, y, z, t) \, dx \, dy \, dz \\ &= 1 - \frac{1}{L^3} \left\{ \int_0^L \left[1 - \left[1 - \frac{4}{\pi} \sum_{n=0}^{\infty} \frac{1}{2n+1} \operatorname{sen} \left(\frac{(2n+1)\pi x}{L} \right) \exp \left(\frac{-D(2n+1)^2 \pi^2 t}{L^2} \right) \right] \right] dx \right\}^3 \end{aligned} \quad (4.16)$$

En la figura 4.3 se presenta la gráfica de N_{pn} , donde se ha considerado una longitud $L = 5$ cm y un coeficiente de difusión $D = 0.0000135$ cm²/seg.

c) Esfera.

Ahora se considerará el caso de una esfera porosa (ver figura 4.5). Debido a la geometría radial, la ecuación de difusión 4.4 se transforma en

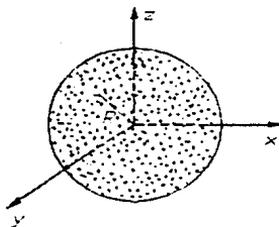


Figura 4.5 Esfera porosa

$$D \left(\frac{\partial^2 S_{wa}}{\partial r^2} + \frac{2}{r} \frac{\partial S_{wa}}{\partial r} \right) = \frac{\partial S_{wa}}{\partial t} \quad (4.17)$$

con condiciones a la frontera e inicial, dadas por

$$S_{wa} (0 \leq r \leq R, t = 0) = 0 \quad (4.18a)$$

$$S_{wa} (r = R, t \geq 0) = 1 \quad (4.18b)$$

Si se hace el siguiente cambio de variable

$$v = S_{wa} r \quad (4.19)$$

la ecuación 4.17 se transforma en

$$D \frac{\partial^2 v}{\partial r^2} = \frac{\partial v}{\partial t} \quad (4.20)$$

La solución de esta ecuación proporciona la solución de la ecuación 4.17, esta es

$$S_{wa} (r, t) = 1 + \frac{2R}{\pi r} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{(-1)^n}{n} \operatorname{sen} \frac{n \pi r}{R} \exp \left(\frac{-D n^2 \pi^2 t}{R^2} \right) \quad (4.21)$$

Asimismo la recuperación normalizada es

$$N_{pn} = \overline{S_{wa}} = S_{wa}(t) = 1 - \frac{6}{\pi^2} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1}{n^2} \exp\left(\frac{-D n^2 \pi^2 t}{R^2}\right) \quad (4.22)$$

En la figura 4.3 se grafica el comportamiento de la recuperación normalizada, con $D = 0.0000135 \text{ cm}^2/\text{seg}$ y considerando un radio $R = 5 \text{ cm}$.

d) Cilindro infinito.

El ultimo caso a considerar es el de un cilindro infinito (ver figura 4.6), en donde la simetria cilíndrica permite escribir la ecuación de difusión en la siguiente forma

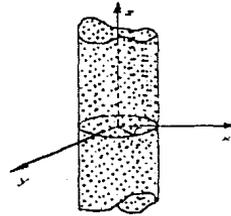


Figura 4.6 Cilindro poroso

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r D \frac{\partial S_{wa}}{\partial r} \right) = \frac{\partial S_{wa}}{\partial t} \quad (4.23)$$

con condiciones a la frontera dadas por

$$S_{wa} (0 \leq r \leq R, t = 0) = 0 \quad (4.24a)$$

$$S_{wa} (r = R, t \geq 0) = 1 \quad (4.24b)$$

La solución de 4.23 es

$$S_{wa}(r, t) = 1 - \frac{2}{R} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{\exp(-D \alpha_n^2 t) J_0(r \alpha_n)}{\alpha_n J_1(R \alpha_n)} \quad (4.25)$$

donde J_0 y J_1 son funciones Bessel de orden 0 y 1, respectivamente, y α_n son las raíces positivas de $J_0(R \alpha_n) = 0$. A partir de la ecuación 4.25 se obtiene para la recuperación de aceite normalizada

$$N_{pr} = \overline{S_{wa}} = S_{wa}(t) = 1 - \frac{4}{R^2} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1}{\alpha_n^2} \exp(-D \alpha_n^2 t) \quad (4.26)$$

En la figura 4.3 se muestra una gráfica de la ecuación 4.26, considerando $D = 0.0000135 \text{ cm}^2/\text{seg}$ y $R = 5 \text{ cm}$.

4.3 SOLUCION DE LA ECUACION DE DIFUSION PARA LA CELDA BIDIMENSIONAL.

En esta sección se analiza la factibilidad de las hipótesis hechas en la sección 4.1, consistentes en suponer que la ecuación de difusión permite describir correctamente el proceso de imbibición. En base a los resultados experimentales del capítulo 3, obtenidos a través de la secuencia fotográfica de la celda, se procederá a comparar estos resultados con los que se obtienen teóricamente al resolver la ecuación de difusión para el caso bidimensional. El caso del cubo resuelto en la sección precedente contempla la solución de la celda bidimensional como se verá a continuación.

La ecuación que describe el proceso de imbibición en la celda, es una ecuación en dos dimensiones

$$D \left[\frac{\partial^2 S_{wa}}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 S_{wa}}{\partial y^2} \right] = \frac{\partial S_{wa}}{\partial t} \quad (4.27)$$

Con condiciones iniciales y a la frontera dadas por

$$S_{wa}(0 \leq x \leq L, t = 0) = S_{wa}(0 \leq y \leq L, t = 0) = 0 \quad (4.28a)$$

$$S_{wa}(x = 0, L, t > 0) = S_{wa}(y = 0, L, t > 0) = 1 \quad (4.28b)$$

De acuerdo a la ecuación 4.6 la solución de 4.27 es

$$S_{wa} = S_{wa}(x, y, t) = 1 - (1 - S_{wa}(x, t)) (1 - S_{wa}(y, t)) \quad (4.29)$$

ya la saturación promedio o la recuperación normalizada son

$$\begin{aligned} N_{pm} = \overline{S_{wa}} = S_{wa}(t) &= \frac{1}{L^2} \int_0^L \int_0^L S_{wa}(x, y, t) dx dy \\ &= 1 - \frac{1}{L^2} \left[\int_0^L \left(1 - \left(1 - \frac{4}{\pi} \sum_{n=0}^{\infty} \frac{1}{2n+1} \operatorname{sen} \frac{(2n+1)\pi x}{L} \exp\left(\frac{-D(2n+1)^2 \pi^2 t}{L^2}\right) \right) \right) dx \right]^2 \end{aligned} \quad (4.30)$$

Ajustando la ecuación 4.30 a las observaciones experimentales de la sección 3.3, se obtiene la curva de la figura 4.7, donde se ha considerado que $L = 10$ cm y como coeficiente de difusión el valor $D = 0.00095$ cm²/seg. La figura 4.7a es en escala lineal y la figura 4.7b es en escala semilogarítmica. De esta manera, el valor de D que ajusta mejor con los datos de laboratorio es una forma de medir el valor del coeficiente de difusión. Como se mencionó en la sección 4.1, el coeficiente de difusión contiene toda la información respecto a la facilidad del agua para desplazar al aceite, esto es, en él están involucrados todos los fenómenos que participan en la imbibición (tensión superficial, mojabilidad, capilaridad, etc.); la ponderación de cada uno de ellos es un aspecto que es tema de investigación actualmente.

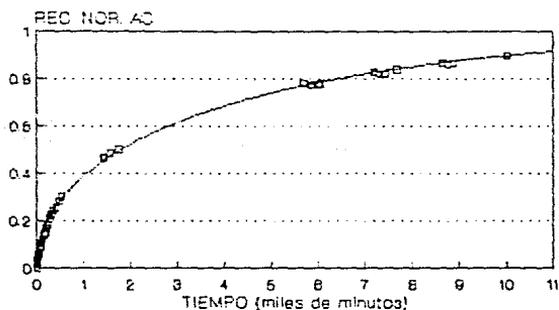


Figura 4.7a Escala lineal

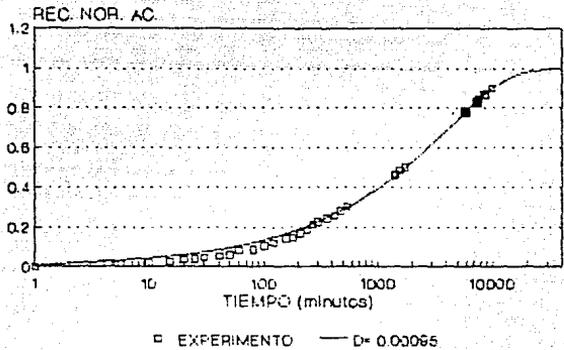


Figura 4.7b Escala logarítmica

Capítulo 5

LA IMBIBICION EN MUESTRAS DE ROCA POROSA.

Un medio poroso ordinario está constituido por una distribución aleatoria tridimensional de los espacios porosos, por donde los fluidos transitan o se estancan. El ejemplo típico de esta clase de medio es una roca porosa, en la cual, prácticamente, es imposible observar el movimiento de los fluidos. En la actualidad, existen varios métodos para observar el movimiento de los fluidos dentro del medio poroso. Entre las técnicas más usuales destacan los rayos X y el ultrasonido. Sin embargo, cabe señalar que estas técnicas son muy costosas, porque involucran equipo muy sofisticado.

Las técnicas utilizadas hasta la fecha para estudiar la imbibición se basan en métodos indirectos de observación del fenómeno. Casi todos ellos consisten en estudiar la rapidez con la que una muestra de roca porosa desprende el aceite que contiene, al sumergirse en agua. Por esta razón, en este capítulo se estudia el comportamiento de la rapidez de recuperación de aceite en un medio poroso real y se verifica si este resultado está de acuerdo con la teoría de que la imbibición es un fenómeno difusivo.

El medio poroso tridimensional consiste en una muestra de roca porosa denominada roca Berea la cual es utilizada generalmente como estándar de medio poroso natural en las investigaciones de carácter experimental, de la misma manera que el aceite Soltrol es utilizado como estándar de fluido. Solo así, es posible realizar comparaciones con resultados experimentales obtenidos por otros grupos de investigación.

5.1 DESCRIPCION DEL EQUIPO EXPERIMENTAL.

Uno de los aspectos más importantes en la física experimental es tener la certeza de que el experimento que se ha diseñado permite observar el comportamiento de la variable que se desea estudiar. En muchos casos una o más variables enmascaran el comportamiento de la variable de interés. Por esta razón se tuvo especial cuidado en el diseño, el cual se fue modificando a través del tiempo, hasta adquirir la estructura actual.

Desde un punto de vista muy general, el experimento consiste en sumergir en agua, una muestra de roca Berea que previamente ha sido saturada de aceite y midiendo el volumen de aceite que se desprende de la roca como función del tiempo²⁴.

En términos generales, el equipo experimental consta de tres partes independientes entre sí. Estas son:

- a) Muestra de roca Berea
- b) Celda de imbibición
- c) Baño térmico

a) Muestra de roca Berea. La muestra de roca Berea consiste en un cilindro cuya cara lateral es cubierta con material epóxico para impermeabilizarla y sus caras planas quedan al descubierto, como se puede apreciar en la figura 5.1.

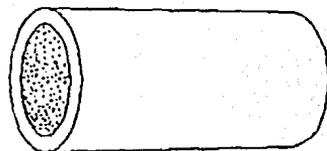


Figura 5.1 Muestra de roca Berea

La muestra de roca Berea se somete a un tratamiento previo, antes de ser utilizada en el experimento de imbibición. Esto se hace, con el propósito de emular lo mejor posible las condiciones a las que se encuentra una roca proveniente de un yacimiento real. Para ello, en primer lugar, se satura al 100% con una solución salina de NaCl denominada salmuera. Después se desplaza con aceite esta solución. En este proceso queda un remanente de salmuera, que es prácticamente imposible de extraer y que se denomina saturación in situ, irreductible o congénita y que se representa por S_{wi} en la ecuación 4.3.

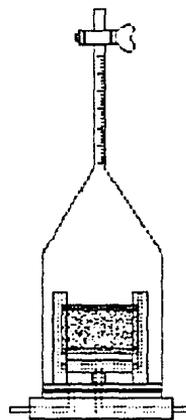


Figura 5.2 Celda de Imbibición

b) Celda de imbibición. Una vez que se ha preparado la muestra de roca Berea, el

siguiente paso consiste en preparar el recipiente en donde se va a sumergir ésta. Este recipiente es del tipo utilizado por Bobek⁸ en sus experimentos, como el que se muestra en la figura 5.2. Consiste de un tubo de vidrio pyrex, que en su extremo superior es muy parecido a un embudo invertido; en este sitio se instala una pipeta, con el propósito de medir el volumen de aceite que se desprende de la roca al sumergirla en salmuera dentro del tubo.

Cuando la muestra de roca se encuentra sumergida, salen pequeñas gotas de aceite por las caras expuestas a la salmuera, las cuales no emergen hasta tener un volumen determinado, con el cual la fuerza de flotación sea mayor que la fuerza de adhesión al medio poroso (ver figura 5.3). Este aspecto es muy importante en el desarrollo del experimento, ya que las gotas de aceite que se desprenden no son recolectadas en la pipeta de manera inmediata. Esto provoca un desfase entre la expulsión del aceite y su medición en la pipeta. Para evitar este problema, se instaló un sistema hidráulico cerrado, con el cual el flujo de salmuera arrastra constantemente las gotas de aceite que se forman en las caras de la roca. El funcionamiento de este dispositivo se muestra en la figura 5.4.

Se podría pensar que el flujo de salmuera que "lava" las caras interfiere con el desarrollo normal del fenómeno de imbibición, en el cual, en principio, no existe ningún gradiente de presión entre los fluidos dentro y fuera de la roca. Esto es, la imbibición implica que la expulsión del aceite se lleva a cabo sólo por diferencia de mojabilidades, y no por efectos convectivos. En el caso del expe-

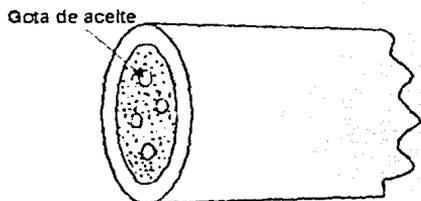


Figura 5.3 Gotas de aceite sobre la cara de la muestra

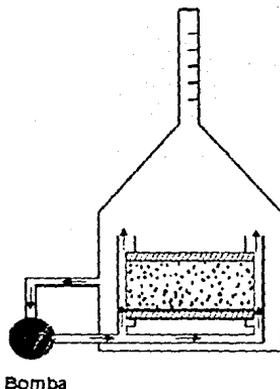


Figura 5.4 Dispositivo de lavado

rimento aquí descrito, no es así porque el flujo de salmuera es muy lento (8 cm/seg) y por tanto el gradiente de presiones es, prácticamente, despreciable.

e) Baño Térmico. Los cambios en temperatura afectan la viscosidad de los fluidos, principalmente la del aceite. Para asegurar que los gradientes de temperatura no afectan el proceso de imbibición, el recipiente de vidrio es sumergido en un baño de agua a temperatura constante, que se logra utilizando un controlador de temperatura, como se muestra en la figura 5.5.

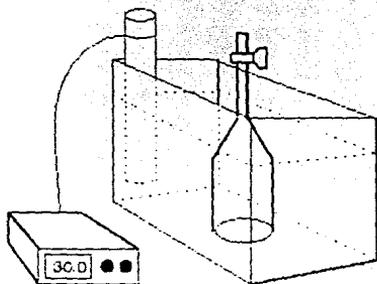


Figura 5.5 Baño térmico

5.2 DESARROLLO DEL EXPERIMENTO Y RESULTADOS.

Una vez que la muestra de roca ha sido preparada de acuerdo a lo expuesto en la sección anterior, se introduce dentro del recipiente de imbibición con salmuera. Este recipiente se sumerge a su vez en el baño a temperatura constante. Es importante hacer notar que no existe comunicación alguna entre el recipiente con salmuera y el baño térmico; se trata de sistemas independientes.

A partir de este momento, el volumen de aceite que se desprende de la muestra de roca, emerge y se acumula en la pipeta, debido a la diferencia de densidades entre el aceite y la salmuera. A intervalos regulares de tiempo, se monitorea el volumen de aceite recuperado hasta ese momento. Esto quiere decir que se trata del aceite acumulado al tiempo t . En la tabla 5.1 se presentan las características de la muestra de roca utilizada para este experimento. Asimismo, en la tabla 5.2 se presentan los resultados experimentales obtenidos en una de las corridas.

Después de transcurrido cierto tiempo, la recuperación es prácticamente nula, como se puede observar en la gráfica de recuperación de aceite contra tiempo que se muestra en la figura 5.6

CARACTERISTICAS DE LA MUESTRA UTILIZADA EN LA CORRIDA DE IMBIBICION	
Clave:	DMH-6
Tipo:	Arenisca Berea
Longitud:	5.08 cm
Diámetro:	3.80 cm
Volumen total:	57.6 cm ³
Volumen poral:	11.0 cm ³
Porosidad:	19.1%

Tabla 5.1

VALORES DE TIEMPO Y RECUPERACION DE ACEITE POR IMBIBICION	
TIEMPO (hrs.)	RECUPERACION (cm ³)
0	0.0
0.42	0.1
1.28	0.2
3.70	0.3
5.08	0.4
9.33	0.5
22.50	0.8
27.00	0.9
48.42	1.2
52.33	1.3
73.72	1.5

Tabla 5.2

5.3 AJUSTE DE LA ECUACION DE DIFUSION A LOS DATOS EXPERIMENTALES.

En esta sección se utiliza la ecuación de difusión (ec. 4.4) para describir el comportamiento de la saturación de agua y la recuperación de aceite en el proceso de imbibición en muestras de roca Berea. Específicamente, se muestra que es posible ajustar la ecuación de difusión a los datos experimentales presentados en la sección precedente.

La aplicación de la ecuación de difusión al experimento es inmediata, simplemente se utiliza la solución presentada en el capítulo 4 para el caso de la barra lateralmente impermeable. Las condiciones a la frontera e iniciales son las mismas (ecuaciones 4.5a y 4.5b). Primero se ajusta la recuperación de aceite, dada por la ecuación 4.7, a los datos experimentales de la tabla 5.2. Este ajuste se obtiene por ensayo y error, probando distintos valores del coeficiente

D hasta obtener la curva que se ajuste mejor a los puntos. En este caso, el valor que mejor ajustó fue $D=0.000007 \text{ cm.}^2/\text{seg.}$ En la figura 5.6 se muestra la curva de ajuste en escala lineal (figura 5.6a) y en escala semilogarítmica (figura 5.6b). Como se puede observar, la gráfica semilogarítmica permite distinguir mejor la distribución inicial de puntos.

Una vez que se ha determinado el valor de D , se utiliza éste para conocer el comportamiento de la saturación, dada por la ecuación 4.6. La figura 5.7 muestra el avance del agua para diferentes tiempos.

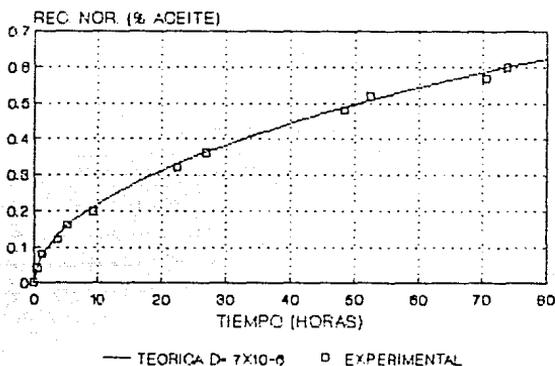


Figura 5.6a Escala lineal

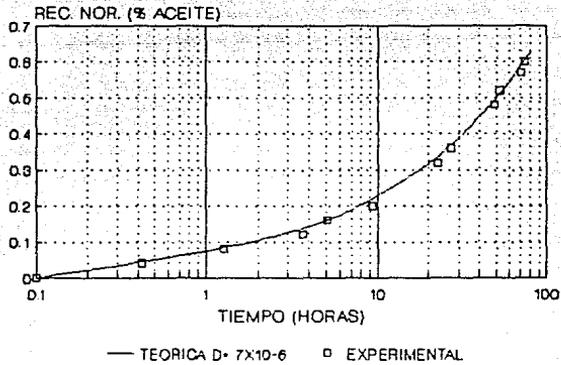


Figura 5.6b Escala semilogaritmica

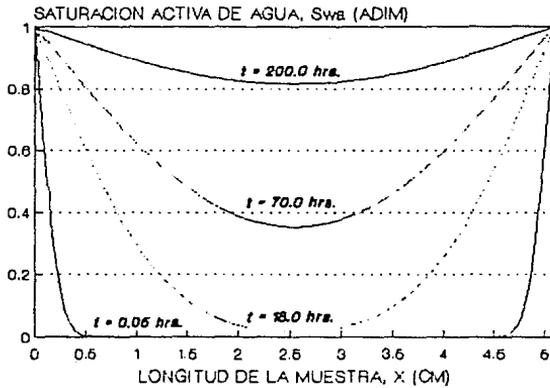


Figura 5.7 Avance del agua para diferentes tiempos

CONCLUSIONES.

La Imbibición es un fenómeno físico sobre el que se ha hecho muy poca investigación sistemática. Los escasos estudios existentes en la literatura sobre este tema son superficiales, aislados y no tienen el respaldo de una teoría bien fundamentada. En el tratamiento del fenómeno hay muchas lagunas, sobre todo en el aspecto observacional a escala microscópica. Además, no existe ninguna propuesta teórica que explique razonablemente los mecanismos moleculares que dan lugar a la imbibición.

El objetivo que se fijó al iniciar este trabajo fue llenar una de esas lagunas, a través de un estudio que abarcara el desarrollo de nuevas herramientas para el trabajo experimental, la adquisición de datos experimentales a partir de sistemas bidimensionales y tridimensionales, y la formulación de un modelo teórico del fenómeno basado en la información experimental.

Como resultado de la labor de investigación, se puede concluir que se alcanzaron algunos resultados interesantes, entre los que se deben señalar:

1. Desarrollo de una celda bidimensional para hacer observaciones visuales del desplazamiento espontáneo de aceite por agua dentro de un medio poroso con una distribución aleatoria de poros. Este dispositivo, además de ser una herramienta poderosa para hacer estudios cuantitativos de la imbibición a nivel macroscópico, puede abrir nuevos caminos de investigación a nivel macroscópico.
2. Postulación de un modelo teórico que explica el fenómeno de la penetración espontánea del agua, dentro de un medio poroso saturado con aceite, en términos de un proceso difusivo. Se considera que, a medida que se vaya disponiendo de más información experimental, este modelo puede ser mejorado y generalizado y, sobre todo, puede ser sustentado en primeros principios.
3. Integración de un equipo para hacer corridas de imbibición en muestras de roca porosa. Los resultados experimentales obtenidos a la fecha parecen confirmar que el mecanismo dominante en la imbibición es de naturaleza difusiva. Las experiencias que se han tenido en el laboratorio indican que el equipo es de utilidad para hacer investigación básica y aplicada.

Finalmente, se debe señalar que las ideas contenidas en esta tesis abren un nuevo panorama para la investigación teórica y experimental en el área de fenómenos de superficie, particularmente en aquellos relacionados con la mojabilidad y la capilaridad en medios porosos.

REFERENCIAS.

- 1 Adam, N. K., "The physics and Chemistry of Surfaces", Oxford Univ. Press, London (1941).
- 2 Adamson, A. W., "Physical Chemistry of Surfaces", John Wiley & Sons, U.S.A (1976).
- 3 Leverett, M. C., "Capillary Behavior in Porous Solids", Trans. AIME (1941), Vol. 142, pp. 341-358.
- 4 Rose, W. & Bruce, W. A., "Evaluation of Capillary Characters in Petroleum Reservoir Rock", Trans. AIME (1949), Vol. 186, pp. 127-142.
- 5 Barenblatt, G. I. et al.: "Basic Concept of the Single Phase Flow Through Fractured Porous Media". Prikladnaia Matematika i Mehanika. Academia Nauk, S.S.S.R. (1960) Vol. 24, No. 5, 852.
- 6 Darcy, D., Les Fontaines Publiques de la Ville de Dijon. Victor Dalmont, Paris (1856).
- 7 Aronofsky, J. S., Masse, L. & Natanson, S. G.: "A Model for the Mechanism of Oil Recovery from the Porous Matrix Due to Water Invasion in Fractured Reservoirs", Trans. AIME (1958) Vol 213, 17.
- 8 Bobek, J. E., Mattax, C. C., & Denekas, M. O.: "Reservoir Rock Wettability-its Significance and Evaluation", Trans. AIME (1958) Vol. 213, 155
- 9 Handy, L. L.: "Determination of Effective Capillary Pressures for Porous Media from Imbibition Data", Trans. AIME (1960), Vol. 219, 75.
- 10 Kirkham, D. & Feng, C. L.: Soil Sci. (1949), Vol. 67, 29.
- 11 Klute, A.: Soil Sci. Soc. Proc. (1952), Vol. 16, 144.
- 12 Gardner, W. R. & Mayhugh, M. S.: Soil Sci. Soc. Proc. (1958), Vol. 42, 197.
- 13 Beckner, B. L., Ishimoto, K., Yamaguchi, S., Firoozabadi, A. & Aziz, K.: "Imbibition-Dominated Matrix-Fracture Fluid Transfer in Dual Porosity Simulators", SPE Annual Meeting (September 1987), Dallas, Tx.

- 14 Mattax, C. C., Kyte, J. R.: "Imbibition Oil Recovery from Fractured, Water-Drive Reservoir", SPEJ (June 1962), 177.
- 15 Kleppe, J. & Morse, R. A.: "Oil Production from Fractured Reservoirs by Water Displacement", SPE Annual Meeting (October 1974), Houston Tx.
- 16 De Swaan, A.: "Theory of Waterflooding in Fractured Reservoirs", SPEJ (April 1978), 117.
- 17 Pérez-Rosales, C., Pérez-Cárdenas, F. C. & Cruz-Hernández, J., "Waterflooding as a Convection-Dispersion Process" SPE, Artículo no. 18732, por publicarse.
- 18 Pérez-Cárdenas, F. C., Cruz-Hernández, J. & Pérez-Rosales, C., "Miscible Displacement in Fractured Porous Media" SPE, Artículo no. 20798, por publicarse.
- 19 Lefebvre du Prey, E.: "Gravity and Capillarity Effects on Imbibition in Porous Media", SPEJ (June 1978), 195.
- 20 Bourbiaux, B. J. & Kalaydjian, F. J., "Experimental Study of Cocurrent and Countercurrent Flows in Natural Porous Media", SPERE (August 1990), 361.
- 21 Medición experimental realizada por personal de la Subdirección de Investigación Aplicada del IMP.
- 22 Pérez Cárdenas F., "Dispersión de Trazadores en Medios Porosos Fracturados", Tesis de Licenciatura. Fac. de Ciencias, UNAM, 1986.
- 23 Crank, J., "The Mathematics of Diffusion", Second Edition, Oxford University Press, London, 1975.
- 24 Pérez Rosales, C., Cruz Hernández, J. & Hayashi Martínez, J. A., "Estudio Teórico-Experimental sobre procesos de Imbibición", V Jornadas Técnicas de la Asoc. de Ing. Petroleros de México, 8 nov. de 1990.