

2ej
3



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

**" DETERMINACION IN - SITU DE MOJABILIDAD DE
LA ROCA DE YACIMIENTOS NATURALMENTE
FRACTURADOS "**

T E S I S

**QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A ;**

ARMANDO PLUTARCO ARELLANO HERNANDEZ



**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

MEXICO, D. F.

1989



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

TESIS CON FALLA DE ORIGEN

CONTENIDO

- I. Introducción.
 - II. Conceptos Básicos.
 - II.1 Mojabilidad.
 - II.2 Imbibición.
 - II.3 Presión Capilar.
 - II.4 Efectos Gravitacionales.
 - II.5 Sudación.
 - III. Relación de la Mojabilidad con la Permeabilidad Relativa y con la Distribución de Fluidos.
 - III.1 Relación de la Mojabilidad con la Permeabilidad Relativa.
 - III.2 Relación de la Mojabilidad con la Distribución de Fluidos.
 - IV. La Mojabilidad y sus Efectos sobre la Eficiencia de Recuperación en el Proceso de Inyección de Agua.
 - V. Métodos de Obtención de la Mojabilidad.
 - V.1 Métodos de Mayor Aplicabilidad.
 - V.2 Obtención In-situ de la Mojabilidad de la Roca.
 - VI. Obtención In-situ de la Mojabilidad de la Roca de Yacimientos Naturalmente Fracturados.
- Conclusiones.
Nomenclatura.
Referencias.

RESUMEN

En el presente trabajo se revisan los conceptos relacionados con la mojabilidad de la roca del yacimiento.

En la primera parte se estudian las definiciones de imbibición, presión capilar, segregación gravitacional y sudación, así como su interrelación con la mojabilidad y los efectos sobre la recuperación de aceite.

Como la mojabilidad en el medio poroso es un factor importante en la localización y distribución de fluidos y estos aspectos, a su vez, influyen en la permeabilidad relativa, se analiza la relación de este concepto y de la distribución de fluidos con la mojabilidad.

También se analiza el comportamiento de la inyección de agua para los diferentes tipos de mojabilidad y su eficiencia sobre la recuperación, con el fin de presentar conclusiones al respecto, ya que esto es de suma importancia para el país.

Se presenta una determinación in-situ de la mojabilidad de la roca, obtenida con ayuda de los registros geofísicos que proporcionan valores de la resistividad de la roca y de la saturación de agua, de la formación de interés.

Finalmente, se discute un método para determinar in-situ la mojabilidad de la roca de yacimientos naturalmente fracturados, que se basa en la observación de la posición del contacto agua-aceite en la matriz y el nivel de agua libre en las fracturas.

I. INTRODUCCION

La mojabilidad de la roca ha sido reconocida^{1,4,9} como un factor muy importante en el control del flujo y en la distribución de fluidos en un medio poroso. En general, uno de los fluidos, en el caso de fluidos inmiscibles, puede ser el fluido mojante. En un sistema roca-fluidos, el fluido mojante ocupa completamente los poros pequeños y está en contacto con la mayor parte de la superficie del resto de la roca. El fluido no mojante ocupa el centro de los poros grandes y forma glóbulos que se extienden en dichos poros³.

Varios autores¹⁶⁻¹⁹ han encontrado que núcleos mojables por agua se invaden más fácilmente y se recupera más aceite de ellos que de núcleos mojables por aceite. Por esta razón la inyección de agua, en sistemas mojables por agua, es más eficiente que en yacimientos mojables por aceite. Como la inyección de agua es la más frecuentemente utilizada en procesos de recuperación secundaria, entonces es muy importante conocer el tipo de mojabilidad del yacimiento¹.

Pruebas de laboratorio han mostrado que la mojabilidad de un yacimiento depende de la composición del aceite crudo y del tipo de roca³. En otro trabajo se ha indicado que durante el muestreo, transporte, manejo, prueba y almacenaje se puede cambiar significativamente la mojabilidad de la muestra¹. Por otra parte, la mojabilidad de los núcleos es afectada casi siempre en todo tipo de análisis al que se sometan, incluyendo estudios de presión capilar, permeabilidad relativa, comportamiento de la inyección de agua, propiedades eléctricas y recuperación terciaria simulada.

Tanto en el laboratorio como en el pozo, la roca puede estar expuesta a un medio ambiente el cual altera la mojabilidad. Esta alteración de la mojabilidad afecta considerablemente los resultados de los análisis de núcleos. Sólo con núcleos representativos que posean las propiedades de mojabilidad de la formación, se pueden obtener datos confiables de dichos análisis¹.

La mojabilidad puede ser alterada durante los procesos de perforación para obtener la muestra, por la acción del lavado del fluido de perforación, particularmente si el fluido contiene surfactantes o tiene un PH diferente al de los fluidos del yacimiento². También puede ser cambiada por las caídas de presión y temperatura, cuando el núcleo es llevado a la superficie. En esta acción los fluidos son expulsados, particularmente las fracciones ligeras del crudo y cambia la distribución espacial de los fluidos³.

Cambios de la mojabilidad en núcleos, después de haber sido recuperados en la superficie, son también frecuentemente observados. Estos cambios en la mojabilidad son usualmente debidos a la exposición durante largo tiempo en una atmósfera oxidante o al secado de la muestra en la cual algunos componentes no volátiles del aceite residual tienden a depositarse en los poros y los núcleos frecuentemente llegan a ser mojables por aceite¹.

Los procedimientos de laboratorio de limpieza y preparación de núcleos pueden cambiar también la mojabilidad por la alteración de la cantidad y tipo del material absorbido en la superficie de la roca³.

Por otra parte, el uso de fluidos que contienen materiales activos de superficie es frecuentemente otra fuente de perturbación de la mojabilidad.

Pruebas de laboratorio han indicado que algunos aceites ligeros contienen compuestos que reducen significativamente la mojabilidad de una roca mojable por agua. También se ha observado que el uso de solventes en el procedimiento para remover el aceite crudo de la muestra invariablemente cambia la mojabilidad¹.

Las técnicas actuales de muestreo permiten obtener núcleos "preservados"⁷ utilizando espumas estables o fluidos especiales en el interior del muestreador para reducir la filtración⁶. Los núcleos se recuperan conservando la presión del yacimiento a fin de evitar la expulsión del aceite por el gas liberado; además se congelan en la boca del pozo, utilizando hielo seco (CO₂) para inmovilizar los fluidos residuales⁵. Esto se hace con el fin de preservar las condiciones originales de la roca.

Existen métodos de mantenimiento y otros de restauración de las condiciones originales de una muestra que son usados en el análisis de núcleos. En los de mantenimiento se utilizan núcleos en estado natural, en los cuales se hacen muchos esfuerzos para mantener la mojabilidad de la roca. En los de restauración de las condiciones originales se usan núcleos limpios, donde todos los compuestos absorbidos por la roca son removidos y se deja al núcleo fuertemente mojable por agua. Estos métodos se describen en la literatura más reciente; sin embargo, no son confiables en el mantenimiento o restauración de las condiciones de mojabilidad originales del yacimiento³.

Debido a que los métodos de mantenimiento y los de restauración no son confiables y a que el tamaño de la muestra comparado con el tamaño del yacimiento hace que no se tenga representatividad de la misma, en consecuencia tampoco son confiables los resultados obtenidos del análisis de dichas muestras, tales como presión capilar, permeabilidad relativa, propiedades eléctricas y desde luego datos sobre mojabilidad.

Existe un gran número de métodos para medir la mojabilidad de la roca, mediante el análisis de núcleos en el laboratorio; estos métodos pueden ser cuantitativos^{33,53,62} tales como obtención de la mojabilidad por medio de la medición del ángulo de contacto, fuerza de imbibición y desplazamiento y USBM (U.S. Bureau of Mines) o cualitativos^{1,50} tales como medición del gasto de imbibición, examen microscópico, flotación y otros. Estas determinaciones involucran muchos errores, por los problemas que se citaron anteriormente; de aquí la conveniencia de determinar la mojabilidad de la roca a condiciones en las que se encuentra en el yacimiento (determinación "in-situ"), por que en él es donde se aplican los procesos de recuperación.

En nuestro país los yacimientos más importantes son fracturados, por lo que el problema de la obtención de núcleos apropiados en este tipo de yacimientos es aún más difícil. Núcleos de las partes más permeables raramente se recuperan en yacimientos heterogéneos y con porosidad secundaria, por lo que la obtención de muestras representativas de dichos yacimientos es prácticamente imposible. De estas limitaciones se infiere que la información obtenida del análisis de núcleos generalmente no corresponde a la del yacimiento⁵. De lo anteriormente mencionado se establece la

necesidad de obtener datos de mojabilidad fidedignos, mediante métodos que puedan determinar la mojabilidad in-situ de la roca del yacimiento.

De los procesos de recuperación secundaria, la inyección de agua es el método más comúnmente utilizado, por lo que es necesario determinar la mojabilidad de la roca del yacimiento, antes de realizar cualquier estudio de predicción del comportamiento, para que sus resultados sean satisfactorios.

La nomenclatura utilizada en este trabajo es la presentada por la Society of Petroleum Engineers (SPE)¹⁷.

En este trabajo se presenta un método para determinar la mojabilidad in-situ de la roca en yacimientos naturalmente fracturados, lo que se ha desarrollado sobre mojabilidad, resultados obtenidos, el análisis de ellos y las recomendaciones pertinentes.

Es importante notar que el término de mojabilidad es usado para expresar la preferencia que tiene la roca a mojarse y no necesariamente se refiere al fluido que está en contacto con la roca a un tiempo dado. Por ejemplo, a este tiempo una muestra de roca puede estar saturada sólo con aceite y gas y el primer fluido estará en contacto con las paredes de los poros, más sin embargo la roca puede ser preferencialmente mojable por agua³.

El concepto de mojabilidad preferencial es definido cualitativamente, considerando el comportamiento del agua y del aceite cuando están en contacto con la superficie de la roca. Si el agua tiende a desplazar al aceite, la roca es preferencialmente mojable por agua. En caso contrario, es preferencialmente mojable por aceite.

Existen diferentes grados de mojabilidad como son: fuertemente mojable, moderadamente mojable y débilmente mojable; estos son términos usados para diferenciar que tan mojable puede ser una roca. En análisis de núcleos, estos grados de mojabilidad son determinados cualitativamente con base en las cantidades de aceite embebido y agua desplazada o viceversa. También el grado de mojabilidad puede ser determinado cuantitativamente, considerando el ángulo de contacto. Los ángulos de contacto cercanos a cero y a 180° se consideran, respectivamente, como indicativos de rocas fuertemente mojables por agua y fuertemente mojables por aceite. Los ángulos de contacto cercanos a 90° tienen una moderada mojabilidad tanto por el agua como por el aceite⁴.

Durante las primeras etapas de la Ingeniería de Yacimientos, generalmente se consideraba que todas las formaciones eran moja---

bles por agua⁴. Esto parecía natural tomando en cuenta que los yacimientos de arenisca se sedimentaron en un medio acuoso y que posteriormente el aceite emigró hacia estas areniscas. Además, la mayoría de los minerales de las rocas sedimentarias presentan mojabilidad al agua. Por otra parte, en las formaciones carbonatadas el agua desempeña una función de importancia en el desarrollo de la porosidad y también en este caso el aceite llegó posteriormente⁴.

La experiencia de laboratorio ha llevado a la conclusión de que la mojabilidad del yacimiento puede ser alterada, debido a la ausencia o presencia de pequeñísimas cantidades de compuestos polares en el petróleo, para una mineralogía dada de la roca y una presión y temperatura del yacimiento. Los compuestos polares son generalmente agentes activos de superficie (surfactantes) en el aceite, que contiene oxígeno, nitrógeno y/o sulfuros. Estos compuestos contienen una fracción polar y una hidrocarburo; la fracción polar se absorbe en la superficie de la roca exponiendo a la fracción hidrocarburo y haciendo la superficie más mojabla por aceite³. Los agentes activos de superficie del crudo se encuentran predominantemente en las fracciones pesadas, semejantes a las resinas y asfaltenos.

Los compuestos de oxígeno de los surfactantes son comúnmente ácidos como fenoles y un gran número de diferentes ácidos carboxílicos. Los compuestos de sulfuro incluyen sulfatos, tiopenos y pequeñas cantidades de compuestos parecidos a los mercaptanos y polisulfatos. Los compuestos de nitrógeno son generalmente amidas, pirídenos, quínoles y pórfidos³.

Las rocas de los yacimientos se consideran únicamente mojables por aceite o por agua, ya que las condiciones en las cuales el gas moja preferentemente la roca son despreciables, por lo que se considera al gas como fluido no mojante.

Existen dos tipos de mojabilidad: fraccional y uniforme. En el primer tipo, la roca en unas partes es mojable por agua y en otras por aceite. A este tipo también se le llama mojabilidad heterogénea². En el caso de la mojabilidad uniforme, la roca tiene la misma mojabilidad en todas partes.

La mojabilidad y sus efectos sobre el comportamiento de flujo de fluidos en medios porosos, se manifiestan principalmente a través de la relación presión capilar-saturación de fluidos, de tal manera que los métodos usados para medir la mojabilidad de núcleos se basan en la observación del fenómeno de presión capilar, que se describe en la Sección II.3

Respecto al efecto de la mojabilidad sobre el desplazamiento de hidrocarburos se ha establecido lo siguiente:

a).- Las fuerzas capilares favorecen el desplazamiento de hidrocarburos cuando la formación es mojable por agua⁴.

b).- La recuperación en un proceso de inyección de agua, a la surgencia de este líquido, es mucho mayor en yacimientos mojables por agua que en aquéllos mojables por aceite²⁴.

c).- Se pueden obtener recuperaciones satisfactorias de aceite, en yacimientos mojables por aceite, sólo mediante la inyección de muchos volúmenes "porosos" de agua, lo que incrementa el costo del proceso con respecto al caso de yacimientos mojables por agua.²⁵

II.2 Imbibición

La imbibición es definida como el levantamiento espontáneo de un líquido en un medio poroso; esto ocurre cuando dicho medio poroso está saturado con algún fluido y se pone en contacto con otro fluido el cual moja preferentemente al medio poroso, como se ilustra en la Fig 1. En este proceso el fluido mojante se embebe en el medio poroso, desplazando al fluido no mojante²².

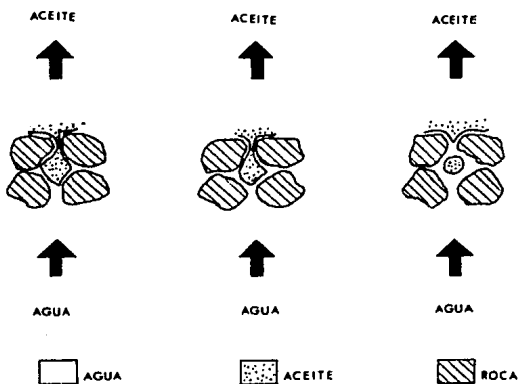


Fig 1. Diagrama del proceso de imbibición; desplazamiento de aceite por agua, en una arena mojable por agua²².

El proceso de imbibición también se define como la invasión espontánea del fluido mojante, dentro de un medio poroso saturado con un fluido no mojante¹.

En un yacimiento naturalmente fracturado, la imbibición se define en forma similar², como se ilustra en la Fig 2, donde un elemento de matriz de roca saturada con aceite, es parcialmente sumergido en agua.

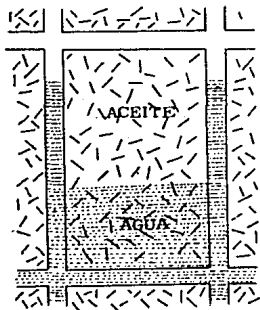


Fig 2. Proceso de imbibición en un elemento de matriz fracturada².

La imbibición, en yacimientos naturalmente fracturados, como los encontrados en nuestro país, comienza cuando se tienen en contacto dos fluidos, uno no mojante (por ejemplo aceite) que satura la mayor parte del medio poroso y otro mojante (agua), que se embebe dentro del medio poroso y desplaza al fluido no mojante. Si la imbibición es efectiva, el porcentaje de recuperación será alto, por lo que dicho mecanismo es reconocido como un factor muy importante en la recuperación en yacimientos fracturados mojables por agua, sujetos a la inyacción de agua o a la entrada natural de agua²².

El proceso de imbibición depende principalmente de la presión capilar y de la fuerza de empuje por inyección de agua . Para que la fase mojante se embeba dentro del medio poroso, es necesario que la presión capilar sea cercana a cero. Es decir, que la presión de la fase no mojante sea aproximadamente igual a la presión de la fase mojante. La fuerza de empuje en un yacimiento es proporcionada por la inyección de agua o por la entrada natural de ésta y es necesaria para que exista imbibición en yacimientos mojables por agua. También existen otros factores de menor importancia de los que depende la imbibición, tales como: permeabilidad de la roca, viscosidad de los fluidos y saturaciones de agua y de aceite.

La cantidad de aceite desplazado por imbibición en un yacimiento, en función del tiempo, generalmente se estima a partir de datos experimentales. Las pruebas consisten en colocar muestras de la matriz saturadas de aceite, en el interior de recipientes que contienen agua; los resultados de estas pruebas se relacionan en forma de curvas conocidas como de imbibición, como se ilustra en la Fig 3⁵.

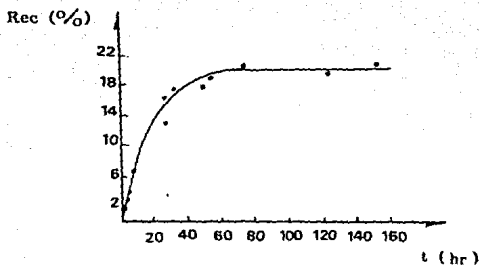


Fig 3. Curva de imbibición⁵

La siguiente información corresponde a la prueba cuyos resultados se muestran en la Fig 3.

$$R = 20.1$$

$$\lambda_o = 0.0583$$

. valores observados

donde R es la relación gas-aceite instantánea y λ_o la movilidad del aceite, en md/cp.

Con el fin de presentar algunos conceptos en relación con la explotación de yacimientos fracturados, se define el gasto crítico como aquél que corresponde a una velocidad de avance de agua igual en la matriz y en las fracturas.

El fenómeno de imbibición, en un yacimiento naturalmente fracturado, se presenta de diferentes maneras, como se ilustra en

la Fig 4, para un desplazamiento vertical, dependiendo de la rapidez con la que avance el agua²³. Para una velocidad de avance de agua menor que la correspondiente al gasto crítico, el agua se eleva en la matriz de la roca a un nivel más alto que en la fractura, Fig 4a y la cantidad de aceite recuperado es desplazada de la matriz de la roca con un eficiente fenómeno de imbibición. Para una velocidad de avance de agua mayor que la correspondiente al gasto crítico, el nivel de agua en la fractura está más arriba que en la matriz, Fig 4b y la cantidad de aceite recuperado es desplazada de la fractura con un deficiente fenómeno de imbibición.

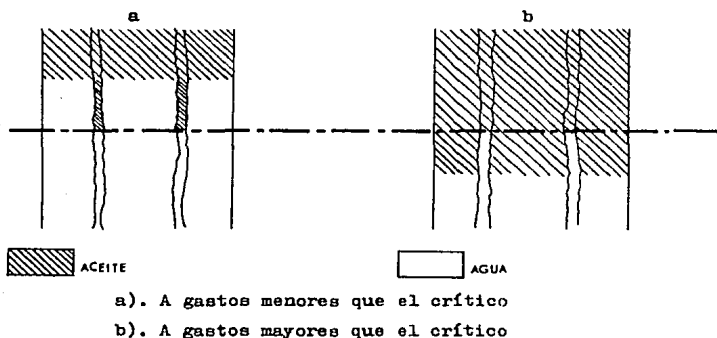


Fig 4. Fenómeno de imbibición a diferentes gastos de entrada del agua²³.

II.3 Presión Capilar

La presión capilar, en los medios porosos, es la diferencia de presión que existe a través de la interfase que separa a dos fluidos inmiscibles, uno de los cuales moja preferentemente la superficie de la roca⁴.

La presión capilar se expresa como la presión de la fase no mojante menos la presión de la fase mojante. Es decir:

$$P_c = P_{nw} - P_w \quad (1)$$

donde P_{nw} es la presión de la fase no mojante y P_w es la presión de la fase mojante²⁰.

Con base en la definición anterior, la presión capilar agua-aceite es la presión en la fase aceite menos la presión en la fase agua, si el medio es mojable por agua. Si el medio poroso es mojable por agua, la presión capilar será positiva y negativa cuando el medio poroso sea mojable por aceite.

El drenaje y la imbibición son dos procesos básicos del fenómeno de presión capilar. En el proceso de drenaje, el fluido no mojante desplaza al fluido mojante y en el proceso de imbibición, el fluido mojante desplaza al fluido no mojante, como se ilustra en las Figs 5 y 6, respectivamente, donde se presenta un diagrama de la variación de la distribución de los fluidos, durante los procesos de drenaje e imbibición²⁴.

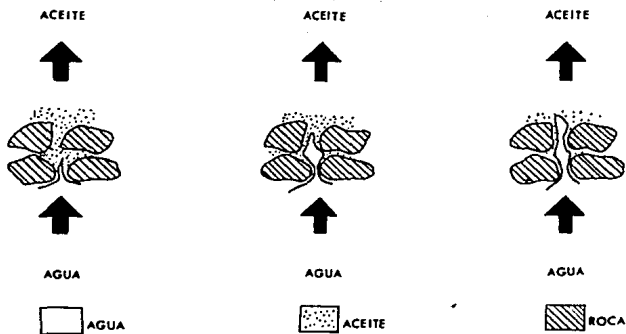


Fig 5. Diagrama del proceso de drenaje; desplazamiento de aceite por agua, en una arena mojable por aceite⁴.

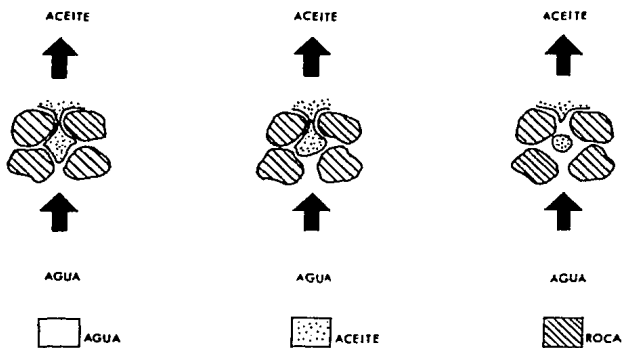


Fig 6. Diagrama del proceso de imbibición; desplazamiento de aceite por agua, en una arena mojable por agua⁴.

Como se ha mencionado anteriormente, en el fenómeno de presión capilar están involucrados dos procesos básicos que son el drenaje y la imbibición. Durante el drenaje, el fluido no mojante desplaza al fluido mojante. En el proceso de imbibición se notan dos diferentes etapas. La primera es la imbibición espontánea, donde la presión capilar es cercana a cero, permitiendo que la fase mojante se embeba. La segunda etapa es la imbibición forzada, donde la presión va de cero a un valor negativo ².

Algunos ejemplos de estos dos procesos básicos se muestran en las Figs 7, 8, 9 y 10, donde se consideran sistemas mojables por agua, fuertemente mojables por agua, mojables por aceite y fuertemente mojables por aceite, respectivamente.

En la Fig 7 se ilustran las características de la presión capilar de una muestra de arenisca Berea. De los datos de presión capilar durante el drenaje (curva 1), se deduce que la muestra es moderadamente mojable por agua. Esto está indicado por el pequeño valor positivo de la presión capilar de entrada o desplazamiento. Al terminar el ciclo del drenaje (curva 1), la muestra de roca se impregna espontáneamente (a una presión capilar cero), alcanzando una saturación de agua de 55% (curva 2). Al aplicar presiones de agua positivas, la saturación de agua aumentó (a presiones capilares positivas) hasta alcanzar una máxima saturación de agua, de aproximadamente 88% (curva 3).

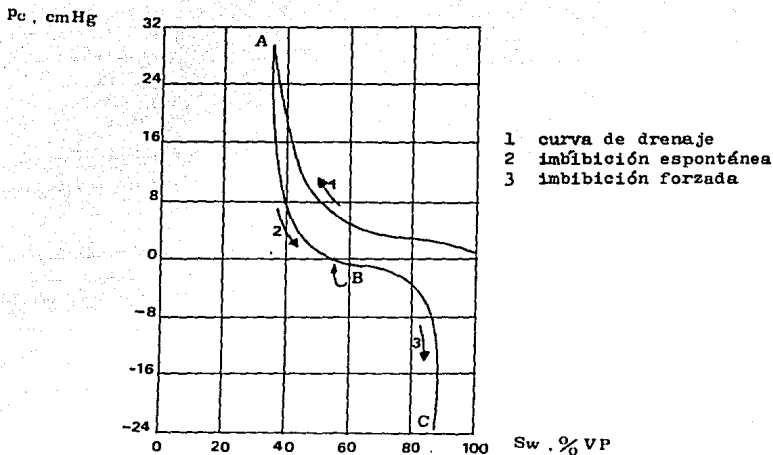


Fig 7. Curva de presión capilar medida sobre un núcleo de arenisca Berea²⁷, mojable por agua

En esta figura, A indica la saturación irreductible del fluido mojannte, B indica presión capilar igual a cero y C saturación irreductible del fluido no mojannte. La prueba fue corrida en un núcleo de arenisca Berea de permeabilidad igual a 184,3 mD.

En la Fig 8 se ilustran las características de presión capilar en drenaje y en imbibición, de una muestra de arenisca Venango fuertemente mojable por agua. Obsérvese que la presión en la fase aceite debe exceder la de la fase agua, antes de que el aceite entre en la roca, inicialmente saturada con agua. Esta presión co---

mínmente se denomina presión de entrada o presión de desplazamiento. Su valor es una medida del grado de mojabilidad de la roca, de la tensión interfacial aceite-agua y del diámetro del poro mayor en el exterior de la muestra de roca. Una alta presión de desplazamiento indica un marcado grado de mojabilidad, poros pequeños o ambas cosas.

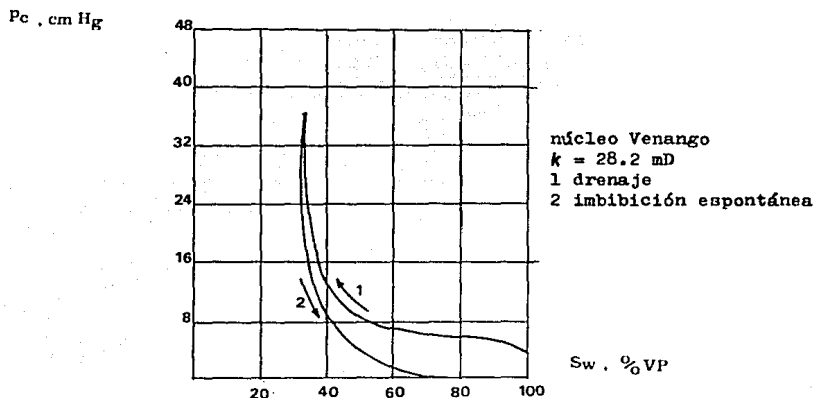


Fig 8. Curva de presión capilar medida sobre un núcleo de arenisca Venango, fuertemente mojable por agua²⁷.

En la Fig 9 se ilustran las características de presión capilar, medidas en un núcleo de arenisca Berea, moderadamente mojable por aceite. En esta gráfica se ilustran las siguientes partes: (1) drenaje, (2) imbibición espontánea, (3) imbibición forzada y (4) drenaje secundario

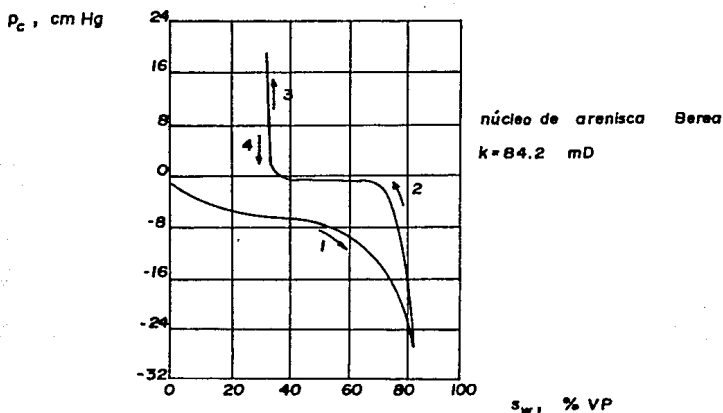


Fig 9. Curva de presión capilar medida sobre un núcleo de arenisca Berea, moderadamente mojable por aceite²⁷.

En la Fig 10 se ilustran las curvas de presión capilar durante el drenaje y la imbibición, para una muestra fuertemente mojable por aceite, de arenisca Tensleep. Aunque las ordenadas tienen el signo invertido, para tomar en cuenta la diferencia de mojabilidad, obsérvense las similitudes de las características durante el drenaje y la imbibición, ilustradas en las Figs 8 y 10.

P_c , cm Hg

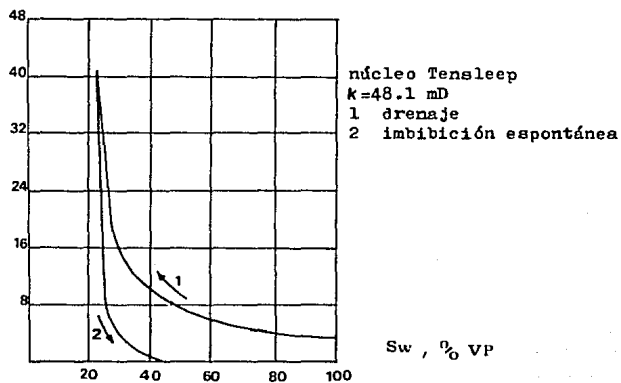


Fig 10. Curva de presión capilar agua-aceite, medida en un sistema fuertemente mojable por aceite²⁷.

II.4 Efectos Gravitacionales

La segregación gravitacional es un fenómeno que se presenta por la diferencia de densidades entre los fluidos que existen en un yacimiento. También es uno de los mecanismos más importantes en la producción de aceite⁵.

Para que exista segregación gravitacional, es necesaria la presencia de por lo menos dos fluidos en el yacimiento, alta permeabilidad vertical y formación con espesor considerable y/o con alto relieve estructural⁵.

La importancia de la acción gravitacional ha sido enfatizada por diversos investigadores. A continuación se citan algunas opiniones al respecto:

a). La recuperación de aceite por desplazamiento con gas acompañada de una segregación gravitacional sustancial es mejor que el desplazamiento con agua¹⁰.

b). El empuje por segregación gravitacional del gas liberado es el método más eficiente y económico de recuperación del petróleo¹¹.

c). Hay casos reportados donde la recuperación final obtenida de yacimientos con segregación gravitacional ha excedido al 80% del aceite inicial¹².

d).- Los directivos deberán estar enterados del potencial que para obtener altas recuperaciones, tienen los yacimientos que pueden ser producidos por el mecanismo de segregación gravitacional¹³.

e).- La segregación gravitacional es el tipo de mecanismo más deseable¹⁴.

Quando la permeabilidad vertical del yacimiento es alta y existen otras características favorables a la segregación gravitacional, el gasto que puede obtenerse puede ser muy alto, aunque en otros yacimientos, para que actué la segregación, se deben restringir los ritmos de producción. Esta restricción aunque permite incrementar la recuperación final, afectaría su economía, al prolongar el tiempo de explotación²¹.

La evaluación de la recuperación que se está obteniendo en un yacimiento en el que ha estado actuando la segregación gravitacional, se realiza mediante la determinación de la saturación del aceite residual en la zona invadida por el gas liberado segregado. Esta saturación puede calcularse, en forma indirecta, mediante la determinación del volumen de roca invadido por el gas segregado. Para esto es indispensable rastrear el desarrollo del casquete de gas, o sea el avance del contacto gas-aceite. Este rastreo se realiza generalmente utilizando pozos de observación, perforados exclusivamente con la finalidad indicada⁵. El registro doble neutrón en agujero entubado o la combinación neutrón-densidad en agujero descubierto, permiten detectar el avance del contacto gas-aceite. Este es uno de los métodos más confiables en la evaluación de la segregación gravitacional⁵.

Existe una forma más práctica para determinar cuantitativamente si la segregación gravitacional puede intervenir con eficacia al producir un yacimiento. Para esto se recomienda calcular el valor del siguiente término¹⁵:

$$\frac{k_o}{N_o} (\rho_o - \rho_g) \text{sen} \alpha, \quad \text{en} \quad \frac{\text{mD} \cdot \text{g}}{\text{cp} \cdot \text{cm}^3} \quad (2)$$

Si este valor es mayor de 10, la segregación gravitacional participará en forma efectiva en la recuperación del aceite.

Existe otro procedimiento para determinar si la segregación gravitacional actúa en forma efectiva en la recuperación de aceite mediante la evaluación del módulo de drenaje (MD), como un indicador de la factibilidad del mecanismo de segregación gravitacional. Este módulo se expresa por la ecuación¹³:

$$MD = \frac{k_o \rho_o C \text{ sen } \alpha}{\mu_o L S_{oi} \phi} \quad , \quad \text{en} \quad \frac{mD \cdot g}{cp \cdot \rho_{ie} \cdot cm^3} \quad (3)$$

Con este método¹³ se calcula la recuperación que puede obtenerse de un yacimiento, que produce por segregación gravitacional

Secuencia de cálculo.

1. Se determina el valor del módulo de drenaje (MD)

$$MD = \frac{k_o \rho_o C \text{ sen } \alpha}{\mu_o L S_{oi} \phi} \quad ,$$

donde L es la longitud de la columna de drenaje o el espesor de la formación cuando $\alpha=90^\circ$, C es el parámetro de constricción al flujo, cuyo valor varía entre 0.3 y 0.4 para pozos con espaciamiento uniforme.

2. Se supone un tiempo de explotación razonable (20 a 30 años).
3. Se obtiene el producto MD x t (días).
4. Con el valor del producto anterior y la Fig 11 se obtiene la recuperación.

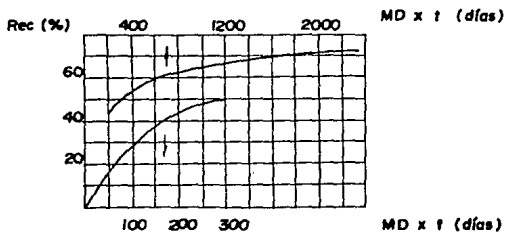


Fig 11. Recuperación en función del módulo de drenaje y del tiempo¹³.

Es importante notar que este procedimiento debe emplearse como una primera aproximación y no considerar el resultado como definitivo.

II.5 Sudación

La sudación es el desplazamiento del aceite contenido en un bloque matricial de baja permeabilidad, de un medio poroso fracturado, que se realiza por el efecto combinado de las fuerzas capilares y gravitacionales²⁸.

Para explicar la combinación de ambos efectos, considérese un conjunto de bloques como el presentado en la Fig 12 y supóngase que queda sumergido parcialmente en agua.

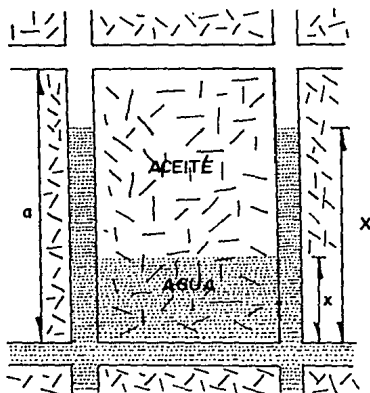


Fig 12. Sudación por desplazamiento con agua en un elemento de matriz de roca mojable por agua²⁸.

El gasto de aceite que será desplazado de dicho bloque por unidad de área, de acuerdo con la ley de Darcy, es:

$$\frac{q_o}{A} = \frac{k_o \Delta P}{\mu_o a} \quad (4)$$

El valor de la diferencia de presión está constituido por el término de la gravedad y por el efecto de la presión capilar, como se presenta a continuación:

$$\Delta P = g(\rho_w - \rho_o) a + p_c \quad (5)$$

por lo que el gasto de aceite por unidad de área queda determinado por:

$$\frac{q_o}{A} = \frac{k_o}{\mu_o a} [g(\rho_w - \rho_o) a + p_c] \quad (6)$$

El signo de la presión capilar será positivo, si la formación es mojable por agua y negativo, si es mojable por aceite.

El ritmo de desplazamiento por unidad de área, por sudación, en un elemento matricial parcialmente sumergido en agua, como el presentado en la Fig 12, es:

$$\frac{q_o}{A} = \frac{k_o}{\mu_o a} [(X-x)(\rho_w - \rho_o)g + p_c] \quad (7)$$

para la diferencia de presiones,

$$\Delta P = (X-x)(\rho_w - \rho_o)g + p_c \quad (8)$$

Si el desplazamiento del aceite se efectúa por gas, como se presenta en la Fig 13, la Ec 4 se transforma en:

$$\frac{q_o}{A} = \frac{k_o}{\mu_o a} [q(\rho_o - \rho_g) a - p_c] \quad (9)$$

El signo de la presión capilar es negativo, ya que la roca nunca será mojable por el gas.

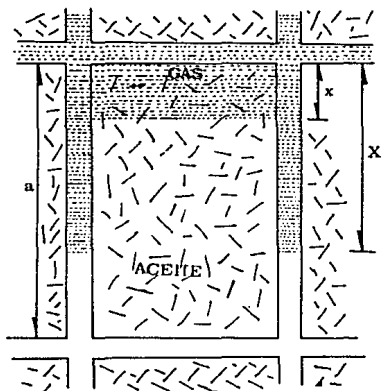


Fig 13. Sudación por desplazamiento con gas en un bloque matricial²⁸.

Al ocurrir la sudación en un yacimiento se pueden presentar dos fenómenos: la interacción de bloque a bloque y el efecto de "puenteo".

La interacción de bloque a bloque o efecto de "cascada", se puede presentar cuando la matriz contiene aceite y en las fractu-

ras gas. Las gotas de aceite expulsadas por la sudación en la parte superior del yacimiento, pueden ser absorbidas, por capilaridad, al transitar por la red de fracturas hacia el contacto gas-aceite.

Puenteo. En algunos casos los bloques de la matriz pueden estar interconectados, existiendo "puentes" entre ellos. Esto mejora substancialmente el proceso de sudación, en comparación con el caso de bloques completamente aislados, al incrementarse la altura efectiva de los elementos.

Conclusiones²⁸ acerca del proceso de sudación y ecuaciones previamente establecidas.

1. La mojabilidad de la formación juega un papel definitivo en el proceso de recuperación de aceite, por lo que es indispensable su conocimiento para decidir la forma más conveniente de explotación.

2. El desplazamiento de aceite por agua, cuando las fuerzas de gravedad son despreciables (bloques pequeños) y la matriz es mojada por agua, es esencialmente por imbibición.

3. Las fuerzas de gravedad son mayores (debido a la diferencia de densidades) cuando el aceite es desplazado por gas que cuando es desplazado por agua.

4. El desplazamiento del aceite de la matriz es imposible cuando se tiene un yacimiento intensamente fracturado, con bloques pequeños rodeados por una capa de gas; o rodeados por agua, cuando la formación es mojada por aceite.

5. Como se observa en la ecuación siguiente, la presión capilar es función de la tensión interfacial; por otra parte, en el

caso de un sistema gas-aceite, la presión capilar depende de la presión y temperatura

$$p_c = \frac{2 \gamma \cos \theta}{r} \quad . \quad (10)$$

6. En una formación mojabla por agua, la imbibición es mayor, mientras más pequeños sean los poros.

7. La sudación tiene lugar en formaciones fracturadas con bloques matriciales de muy baja permeabilidad.

8. Para evaluar el proceso de desplazamiento es necesario conocer la relación de la presión capilar contra la saturación.

III. RELACION DE LA MOJABILIDAD CON LA PERMEABILIDAD RELATIVA Y CON LA DISTRIBUCION DE FLUIDOS.

La mojabilidad de un medio poroso afecta considerablemente a la permeabilidad relativa, debido a que es un factor muy importante en la localización y distribución de fluidos y estos aspectos, a su vez influyen en la permeabilidad relativa²⁶.

III. 1 Relación de la Mojabilidad con la Permeabilidad Relativa

La permeabilidad relativa es una medida de la habilidad de un medio poroso a conducir un fluido en presencia de uno o más fluidos inmiscibles⁴; se define como la permeabilidad efectiva a un fluido específico, dividida entre una cierta permeabilidad base⁴. Las características de este flujo dependen de la geometría de los poros, mojabilidad, distribución de fluidos e historia de saturación. Generalmente se utilizan tres diferentes permeabilidades base: (1) la permeabilidad absoluta al aire, (2) la permeabilidad absoluta al agua y (3) la permeabilidad absoluta al aceite.

En general, a una saturación dada, la permeabilidad relativa a un fluido es alta cuando el fluido es no mojante. Por ejemplo, la permeabilidad relativa al agua es alta en un sistema mojable por aceite^{4,29,30,31}. Esto ocurre debido a que el fluido mojante tiende a moverse a través de poros pequeños, menos permeables, mientras que el fluido no mojante se mueve más fácilmente en los poros grandes; a una saturación pequeña de la fase no mojante, dicha fase es atrapada en glóbulos discontinuos en los poros grandes y la permeabilidad relativa a esta fase es alta. A una saturación baja de la fase mojante, la permeabilidad efectiva de la fase no

mojante generalmente es cercana a la permeabilidad absoluta, de--
mostrando que la fase mojante no restringe el flujo de la fase no
mojante ^{4,29,30,31} .

Craig⁴ presentó varias reglas que indican la diferencia entre
las características de permeabilidad relativa de núcleos fuerte---
mente mojables por agua y por aceite. Estas reglas se muestran en
las Figs 14 y 15, que son ejemplos de curvas de permeabilidad re--
lativa en sistemas fuertemente mojables por agua y por aceite,
respectivamente.

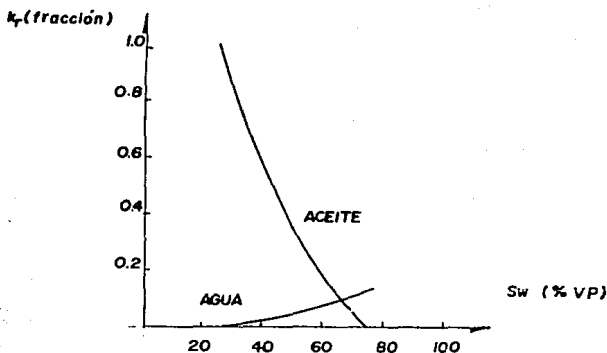


Fig 14. Curvas típicas de la permeabilidad relativa agua-
aceite de una roca fuertemente mojable por agua⁴.

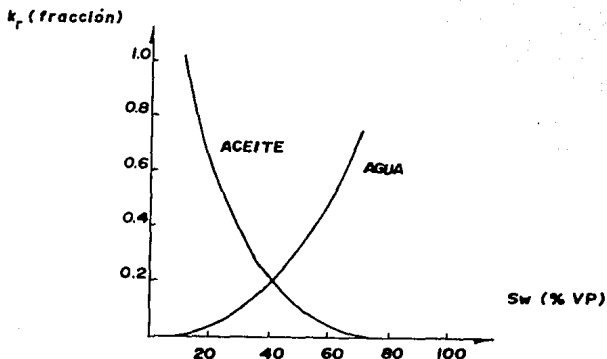


Fig 15. Curvas típicas de permeabilidad relativa agua-aceite de una roca fuertemente mojada por aceite⁴.

La primera regla menciona que las diferencias en las permeabilidades relativas medidas en sistemas fuertemente mojables por agua y por aceite son debidas a las diferencias en la distribución de fluidos. Por ejemplo, si se considera un sistema fuertemente mojado por agua con una saturación de agua congénita, dicha agua es localizada en poros pequeños donde los efectos del flujo de aceite son despreciables, debido a que el agua no forma bloques en el flujo de aceite, por lo que la permeabilidad efectiva al aceite es muy alta, cercana a la permeabilidad absoluta^{29,30}. En contraste, la permeabilidad efectiva al agua, a una saturación de aceite residual, es muy baja, debido a que parte del aceite residual es atrapado en forma de glóbulos en el centro de los poros

grandes, bloqueando así el flujo de agua.

La permeabilidad efectiva al agua a una saturación de aceite residual es mucho menor que la permeabilidad efectiva al aceite a la saturación de agua congénita, siendo esta relación de 0.3 en núcleos fuertemente mojables por agua. En núcleos fuertemente mojables por aceite, la permeabilidad efectiva al agua a una saturación de aceite residual es alta, debido a que dicho aceite es localizado en poros pequeños, como una película sobre la superficie, donde los efectos al flujo de agua son pequeños. Mientras que la permeabilidad efectiva al aceite a una saturación de agua congénita es relativamente baja, debido a la existencia de bloques de agua residual en el flujo de aceite. Consecuentemente, la relación de las dos permeabilidades puede aproximarse a 1 o ser mayor. Este es variable debido a que la inyección de agua en núcleos mojables por aceite es muy ineficiente y tanto la saturación de aceite residual como la permeabilidad relativa al agua depende de los volúmenes de poros de agua inyectada.

La segunda regla menciona que la saturación de agua a la cual las permeabilidades relativas al agua y al aceite son iguales, es mayor del 50% en sistemas fuertemente mojables por agua y menor del 50% en sistemas fuertemente mojables por aceite. Es decir, la permeabilidad relativa de un fluido está en función de la movilidad de dicho fluido a una saturación dada. Por otra parte, la movilidad del fluido está en función de las propiedades del fluido mojante y del promedio de las áreas de la sección transversal de los canales de flujo¹¹. El fluido mojante tiene una relativa baja movilidad comparada con el fluido no mojante, debido a que el fluido mojante se localiza en la pared de los poros mientras que el flui-

do no mojante es localizado en el centro de dichos poros¹¹.

La tercera regla dice que la saturación de agua congénita es generalmente menor del 15% del volumen poroso en un sistema mojable por aceite y mayor del 25% del volumen poroso en un sistema mojable por agua. En una roca mojable por agua, ésta llena los poros pequeños y forma una película delgada sobre la superficie de la roca, de aquí que la saturación es relativamente alta. Por otra parte, el agua congénita en rocas mojables por aceite se encuentra en forma de pequeñas gotas en el centro de los poros grandes.

Las reglas de Craig⁴ generalmente dan una indicación de la mojabilidad de la roca. Una razón es que la permeabilidad relativa depende de la saturación inicial y de la geometría de los poros. Las curvas de permeabilidad relativa medidas en areniscas mojables por agua dependen de la saturación inicial de agua³². Al disminuir la saturación inicial de agua, cambia la forma y localización de la curva. A una saturación de agua inicial dada, las curvas de permeabilidad relativa en rocas fuertemente mojables por agua son fuertemente afectadas; el efecto es menor en curvas medidas sobre rocas fuertemente mojables por aceite⁴. La geometría de los poros también afecta fuertemente las curvas de permeabilidad relativa. En núcleos mojables por agua, fueron obtenidos valores de permeabilidad relativa, hallando significativas diferencias entre rocas con poros grandes e interconectados y en rocas con poros pequeños e interconectados. En este caso los poros pequeños son llenados con agua, incrementándose la saturación de agua congénita y contribuyendo muy poco al flujo de agua.

En muchos sistemas fuertemente mojables, la permeabilidad re-

lativa de la fase mojante está principalmente en función de la saturación propia. La histéresis entre la permeabilidad relativa durante el proceso de drenaje y la permeabilidad relativa durante el proceso de imbibición, de la fase mojante es mucho menor que la histéresis de la fase no mojante^{33,34,35}. En la Fig 16 se hace una comparación de las permeabilidades relativas, medidas durante el proceso de drenaje gas/aceite y durante el proceso de imbibición agua/aceite, en un núcleo de arenisca mojable por agua.

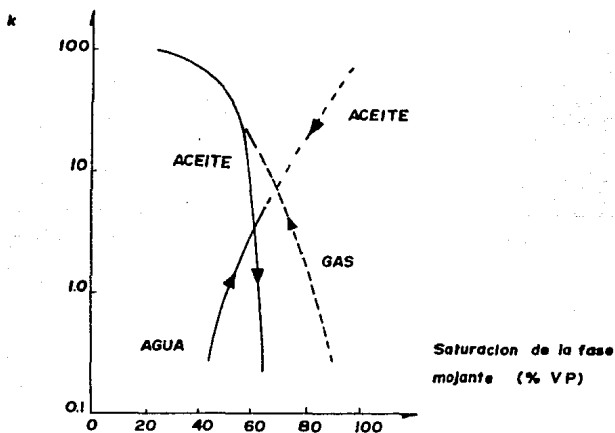


Fig 16. Comparación de la permeabilidad relativa, durante el proceso de drenaje gas/aceite y durante el proceso de imbibición agua/aceite, en un núcleo de arenisca fuertemente mojable por agua³⁶.

La permeabilidad relativa en el proceso de drenaje, donde el aceite es el fluido fuertemente mojante, se muestra con líneas discontinuas en la Fig 16. La permeabilidad relativa en el proceso de imbibición agua/aceite, donde el agua es el fluido fuertemente mojante, se presenta con líneas continuas.

Debido a que la historia de la saturación afecta a la distribución de los fluidos y produce una histéresis en las características de presión capilar, se debe preveer también un efecto de histéresis similar en las características de la permeabilidad relativa durante el drenaje y la imbibición, en función de la saturación del fluido mojante.

Obsérvese que la permeabilidad relativa al fluido que moja a la superficie solamente está en función de su propia saturación. Es decir, durante la imbibición, las permeabilidades del fluido que moja coinciden con las obtenidas durante el drenaje a la máxima saturación de la fase que moja. (a la saturación correspondiente a una permeabilidad relativa al aceite de cero) Esto se observa en sistemas con una marcada mojabilidad preferente. Sin embargo, el fluido que no moja tiene una permeabilidad relativa más baja a cualquier saturación, durante la imbibición que durante el drenaje.

Un factor muy importante que siempre debe tenerse en cuenta con relación a las características de la permeabilidad relativa agua/aceite, determinada en el laboratorio, es que las propiedades del flujo correspondan a la de la formación, únicamente si la preferencia de mojabilidad de la muestra es la misma que la de la formación. Por otra parte, es vital, para obtener permeabilidades

relativas representativas, un manejo apropiado de la muestra para garantizar que la mojabilidad se mantenga desde la formación hasta el aparato de prueba en el laboratorio.

Al proceder a la determinación experimental de permeabilidades relativas en yacimientos, se deben observar en forma rigurosa las siguientes condiciones:

a). La mojabilidad de los núcleos debe ser idéntica a la existente en el yacimiento.

b). Los núcleos deben ser representativos en su estructura porosa de la parte de la formación que se desea evaluar. Para obtener experimentalmente valores de permeabilidad relativa, es indispensable disponer de núcleos grandes y representativos de las zonas que muestran variaciones apreciables en su estructura porosa. Además es necesario contar con un equipo de laboratorio que permita reproducir las condiciones del yacimiento.

Otro factor que complica la determinación de la permeabilidad relativa, cuando se esperan efectos gravitacionales importantes, es la variación de la saturación de aceite residual con el tiempo³⁷.

Todo Ingeniero de Yacimientos ha encontrado que, ante un cierto número de características de permeabilidad relativa determinadas en el laboratorio, todas son diferentes para una sola formación de interés. A veces se encuentra que las propiedades de flujo parecen estar relacionadas con la permeabilidad relativa de la muestra.

Las Figs 17 y 18 muestran lo que podría encontrarse respectivamente, para una formación con mojabilidad preferente por aceite y por otra formación con mojabilidad preferente por agua. En este caso se simplifica el problema del Ingeniero. Al interpolar entre estas curvas, puede obtener las características de permeabilidad relativa para la permeabilidad promedio de la formación. Por otra parte, si un estudio de la heterogeneidad del yacimiento indica que éste está compuesto por capas o estratos discretos, cada uno de ellos con una permeabilidad absoluta característica, es posible obtener por interpolación las propiedades del flujo agua-aceite para cada capa. Lo más probable es que no se pueda obtener un arreglo ordenado de las propiedades del flujo agua-aceite como el ilustrado en las Figs 17 y 18.

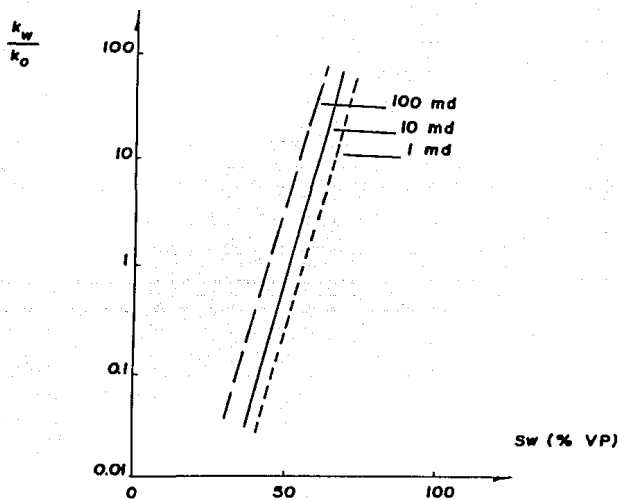


Fig 17. Efectos de la permeabilidad absoluta sobre las propiedades del flujo agua-aceite; roca mojable por agua⁴.

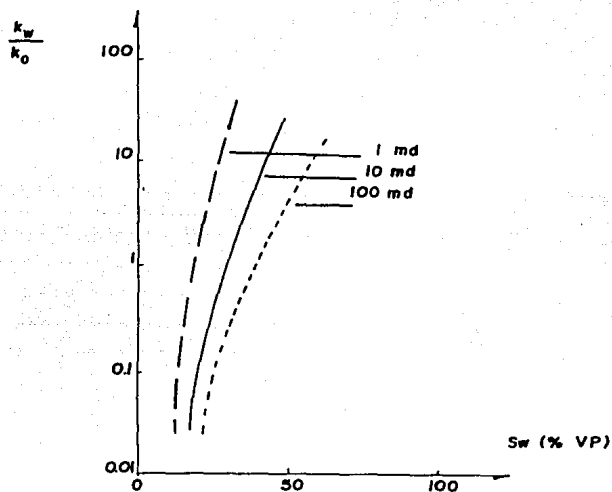


Fig 18. Efecto de la permeabilidad absoluta sobre las propiedades del flujo agua-aceite; roca mojabla por aceite⁴.

III.2 Relación de la Mojabilidad con la Distribución de Fluidos

En rocas fuertemente mojables por agua, inicialmente con una saturación de agua congénita, la fase mojante ocupa los poros pequeños y forma una película delgada sobre toda la superficie de la roca^{11,38,39,40}. El aceite, la fase no mojante, ocupa el centro de los poros grandes.

En rocas fuertemente mojables por aceite, la localización de los fluidos es el caso inverso al de la roca mojable por agua; es decir, el aceite se encuentra en los poros pequeños y forma una película delgada sobre el resto de la superficie de la roca, mientras que el agua se localiza en el centro de los poros grandes.

Por otra parte, el aceite residual existe en dos formas básicas: (a) en pequeños glóbulos esféricos en el centro de los poros grandes y (b) en manchas grandes de aceite extendiéndose sobre muchos poros que están completamente rodeados por agua. Mientras que el agua congénita aparece localizada como discretas gotas en el centro del espacio poroso en algunos sistemas fuertemente mojables por aceite¹⁰.

Originalmente, el conocimiento de la distribución del aceite, el gas y el agua, dentro de los espacios porosos de las rocas, estaba limitado a las deducciones derivadas de los resultados obtenidos en las pruebas de flujo en el laboratorio. En 1949 y 1950, se iniciaron dos trabajos que dan lugar al conocimiento definitivo de la distribución de los fluidos en el espacio poroso y en el cambio de esa distribución con la historia de inyección de agua.

El primero de estos trabajos fue el proyecto de investigación 47B del Instituto Americano del Petróleo que tuvo lugar en la Universidad de Oklahoma⁴².

Se realizaron estudios microscópicos del comportamiento dinámico de los fluidos en matrices porosas sintéticas. Básicamente, éstas estaban formadas por una sola capa de esferas, situadas entre dos placas transparentes planas. Los fluidos utilizados fueron agua y aceite crudo filtrado. Se observó y fotografió el flujo simultáneo del aceite y del agua a través de estas matrices.

Las microfotografías demostraron que el agua y el aceite se movieron de acuerdo a lo que se ha denominado "condiciones de flujo canalizado". Es decir, cada fluido se movió a través de su propia red de canales interconectados. Los canales varían en dimensiones desde el diámetro aproximado de un grano hasta el de varios granos. Estuvieron limitados por interfases líquido-líquido y también por interfases líquido-sólido y avanzaron formando tortuosos meandros a través de la celda de flujo.

Cambiando la saturación se alteró la geometría de los canales de flujo.

Al aumentar la saturación de aceite, se registró un aumento generalizado del número de canales por los que se movía el aceite y una reducción correspondiente del número de canales al flujo de agua.

Se observó la tendencia de los canales a mantener su posición en las capas de flujo, al cambiar la saturación.

También se observó que el flujo a través de cualquier canal era laminar, desprovisto de turbulencia, a pesar de la tortuosidad de la trayectoria de flujo. Por otra parte, se observaron las saturaciones de aceite residual posteriores a la inyección de agua; las más evidentes se presentaron en grandes volúmenes continuos de agua, de muchos diámetros de granos.

El otro estudio de la distribución de fluidos en los materiales porosos fue realizado por Amoco Production Co⁴³.

Se empacaron granos de arena en un tubo cilíndrico; la Fig 19 muestra dos dibujos que representan el flujo canalizado en diferentes etapas de la inyección. Cada fluido, el mojante y el no mojante, se mueven dentro de su propia red de poros, pero con una cierta cantidad de fluido mojante en cada poro. Al aumentar la saturación del fluido no mojante, un mayor número de poros quedan llenos de dicho fluido.

La Fig 20 ilustra la distribución de fluidos durante la inyección de agua en una formación preferentemente mojable por agua. En la porción no afectada del yacimiento, la saturación de agua congénita es baja y existe en forma de una película alrededor de los granos de arena. El resto del espacio poroso está lleno de aceite. En la zona en la que fluyen tanto agua como aceite, una parte del aceite se presenta en los canales continuos, algunos de los cuales tienen ramales ciegos. Otra parte del aceite ha quedado aislado y atrapado en forma de glóbulos, debido a la invasión del agua. A la invasión total del agua, únicamente hay en la roca aceite atrapado aisladamente.



A





B


Fig 19. Se muestra el concepto de flujo canalizado en el flujo de fluidos (el fluido que no moja a la roca desplaza al fluido que moja)⁴³

A Poco después de la irrupción

B Posterior a la irrupción

 Grano de arena

 Fluido que no moja

 Fluido que moja

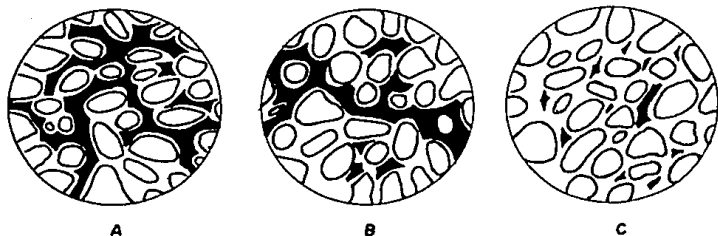





Fig 20. Distribución de los fluidos durante la inyección de agua en una roca mojable por agua⁴³.

A En las primeras etapas de la inyección

B En la etapa media del proceso

C Al final de la inyección

-  Grano de arena
-  Aceite
-  Agua

La Fig 21 presenta una historia similar durante la inyección de agua, en una roca mojable por aceite, inicialmente saturada con aceite. A medida que el fluido que no moja (en este caso el agua) entra a la roca, forma primero canales de flujo tortuosos, aunque continuos a través de poros mayores. A medida que prosigue la inyección de agua, los poros sucesivamente más pequeños son invadidos y se unen para formar otros canales continuos. Cuando se forma un número suficiente de canales de flujo, que permiten el flujo de agua casi sin restricciones, prácticamente cesa el flujo de aceite. La saturación de aceite residual existe en los canales de flujo más pequeños y en forma de una película en los canales de flujo mayores, llenos de agua.

Las Figs 20 y 21 muestran que la distribución de la fase que moja o de la que no moja, dentro de los espacios porosos, no depende exclusivamente de la saturación de esa fase, si no también del sentido en el que varía la saturación.

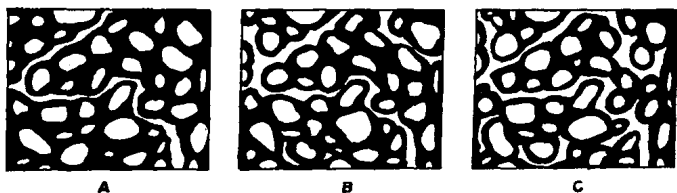


Fig 21. Distribución de los fluidos durante la inyección de agua en una roca mojabla por aceite⁴³.

A En la primera etapa de la inyección

B En la etapa media del proceso

C Al límite económico

○ Grano de arena

■ Aceite

□ Agua

El sentido de la variación de la saturación queda indicado por el drenaje, que se refiere al flujo que resulta en una reducción de la saturación de la fase que moja a la roca y por la imbibición, que se refiere al flujo que resulta en un incremento de la saturación del fluido que moja. Por ejemplo, la inyección de agua en una roca mojabable por agua es un proceso de imbibición, pero la inyección de agua en una roca mojabable por aceite es un proceso de drenaje.

Durante la inyección de agua en sistemas mojables por agua con moderada relación de viscosidad agua/aceite, el agua se mueve a través del medio poroso en un frente uniforme y constante⁴. El agua inyectada se embebe dentro de los poros pequeños o medianos, moviendo al aceite a través de los poros grandes, donde es fácilmente desplazado. Al frente, cada fluido se mueve a través de su propia red de poros, pero con algún fluido mojante en cada poro⁴. En esta zona, donde el agua y el aceite fluyen juntamente, una porción del aceite se encuentra en los canales continuos, mientras que el aceite remanente es atrapado en canales discontinuos. Después de haber pasado el frente de agua de inyección, el aceite remanente es inmóvil y existe en dos formas básicas: (1) en pequeños glóbulos esféricos en el centro de los poros y (2) en volúmenes de aceite rodeados completamente por agua^{4,38,41,44,45}

En una roca fuertemente mojabable por aceite, este fluido está preferencialmente en contacto con la roca y la localización de los fluidos es el caso inverso al de la roca mojabable por agua. El aceite es generalmente localizado en los poros pequeños y forma una película delgada en la superficie de la roca, mientras que el agua está localizada en el centro de los poros grandes. El agua congé--

nita aparece localizada como gotas discretas en el centro del espacio poroso, en algunos yacimientos fuertemente mojables por aceite¹⁰. La inyección de agua en una roca fuertemente mojable por aceite es mucho menos eficiente que en una roca mojable por agua.

IV. LA MOJABILIDAD Y SUS EFECTOS SOBRE LA EFICIENCIA DE RECUPERACION EN EL PROCESO DE INYECCION DE AGUA.

La inyección de agua se usa frecuentemente como un método de recuperación secundaria, en el cual el agua es inyectada al yacimiento para desplazar al aceite hacia los pozos productores. En sistemas uniformemente mojables por agua, se reconoce que la eficiencia de recuperación por inyección de agua es mayor que en yacimientos mojables por aceite^{17,29,46,47,48,60}. Se concluye^{47,49} que dicha eficiencia depende de la mojabilidad del yacimiento.

La recuperación de aceite por inyección de agua es controlada por las permeabilidades relativas del agua y del aceite y por la relación de viscosidades agua-aceite^{47,49}.

Los efectos de las permeabilidades relativas y de las viscosidades sobre la inyección de agua se toman en cuenta en la ecuación de flujo fraccional. Si los efectos capilares son despreciables y se considera un sistema horizontal de espesor pequeño, la ecuación de flujo fraccional queda simplificada de la siguiente manera⁴:

$$f_w(s_w) = \frac{1}{1 + \frac{\mu_w k_{ro}}{\mu_o k_{rw}}} \quad (11)$$

donde f_w es el flujo fraccional de agua, s_w es la saturación de agua, μ_o y μ_w son las viscosidades del aceite y del agua, respectivamente y k_{ro} y k_{rw} son las permeabilidades relativas del aceite y del agua, respectivamente.

La Ec 11 muestra que el flujo fraccional de agua a una saturación de agua dada aumenta cuando la relación de viscosidades agua-aceite disminuye. Por otra parte, si esta relación de viscosidades disminuye, causa una temprana surgencia del agua y una menor eficiencia en la producción de aceite. Efectos similares ocurren cuando el cociente de permeabilidades relativas agua-aceite se incrementan⁴.

Un ejemplo del efecto de la mojabilidad sobre el comportamiento de la inyección de agua y la eficiencia de recuperación se muestra en la Fig 22, donde las permeabilidades relativas agua-aceite fueron medidas en una arenisca Torpedo, usando una salmuera suave y un aceite refinado con una viscosidad de 1.7 cp. La mojabilidad del sistema fue controlada por la adición de varias cantidades de bario-didonil-naftalina-sulfonato al aceite, el cual hace al sistema mojable por aceite o adicionando un detergente líquido (Orvus KTM) a la salmuera para conseguir un sistema mojable por agua. Los valores de mojabilidad fueron obtenidos por mediciones del ángulo de contacto sobre un cristal de cuarzo; las tempranas surgencias y la menor eficiencia de la recuperación de aceite ocurre en sistemas más mojables por aceite. La surgencia en la figura se localiza en el punto en el cual la curva empieza a ser no lineal.

En sistemas mojables por agua, la permeabilidad relativa del agua se incrementa y la permeabilidad relativa del aceite disminuye, por lo que el agua fluye más fácilmente en comparación con el aceite durante la inyección de agua, causando una surgencia temprana y menor eficiencia en la recuperación de aceite^{17,47}.

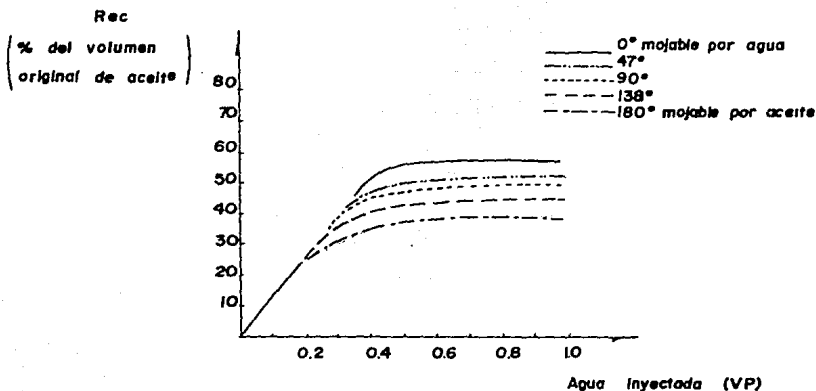


Fig 22. Efecto de la mojabilidad sobre el comportamiento de inyección y la eficiencia de recuperación³⁶.

Durante la inyección de agua en sistemas homogéneos mojables por agua y con moderada relación de viscosidades agua-aceite, el agua se mueve a través del medio poroso con un frente uniforme⁴. El agua inyectada se embebe dentro de los poros pequeños, moviendo al aceite hacia los poros grandes donde es fácilmente desplazado.

La inyección de agua en un sistema fuertemente mojable por agua se muestra en la Fig 23, donde se observa que una gran porción del aceite original es producido antes de la surgencia (S en la figura) con muy poca cantidad de aceite recuperado después de la surgencia. Debido a la pequeña cantidad de aceite producido después de la surgencia, el total de aceite recuperado es esencialmente independiente del volumen de agua inyectada²⁹, en esta etapa del desplazamiento.

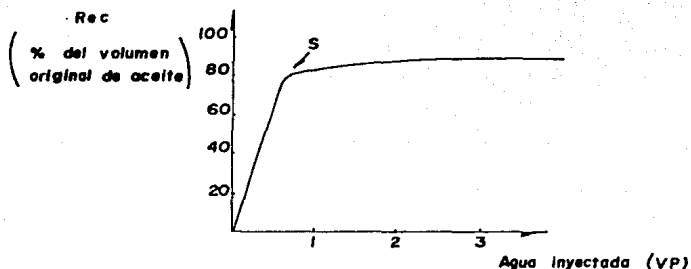


Fig 23. Comportamiento típico de la inyección de agua en un núcleo de arenisca mojable por agua, con una moderada relación de viscosidades agua-aceite ²⁹.

En sistemas mojables por aceite, la inyección de agua es menos eficiente que en rocas mojables por agua. Una vez iniciada la inyección de agua, el agua forma canales continuos a través del centro de los poros grandes, empujando al aceite fuera del espacio poroso. Al continuar la inyección, el agua invade los poros pequeños y forma más canales continuos, incrementándose gradualmente la relación agua-aceite (WOR) de los fluidos producidos. Cuando los canales de flujo están completamente llenos de agua permiten el flujo de agua, mientras que el flujo de aceite se ve restringido⁴.

En la Fig 24 se muestra un ejemplo de la inyección de agua en un sistema fuertemente mojable por aceite. El aceite recuperado an-

tes de la surgencia es relativamente pequeño, con más aceite producido después de la surgencia. La WOR se incrementa gradualmente después de la surgencia. La inyección de agua en un sistema mojabable por aceite es menos eficiente que la inyección de agua en un sistema mojabable por agua, debido a que más agua debe inyectarse para producir una cantidad determinada de aceite.

El aceite residual después de la inyección de agua se encuentra llenando los poros pequeños, en forma de una película continua sobre la superficie de los poros y como volúmenes grandes de aceite atrapados y llenados por agua³⁸⁻⁴¹. Mucho de este aceite está inmóvil en forma de películas delgadas y puede ser producido a bajos gastos^{38,40,41,45}. En contraste con el caso de un sistema mojabable por agua, la recuperación de aceite después de la surgencia depende del volumen de agua inyectada²⁹.

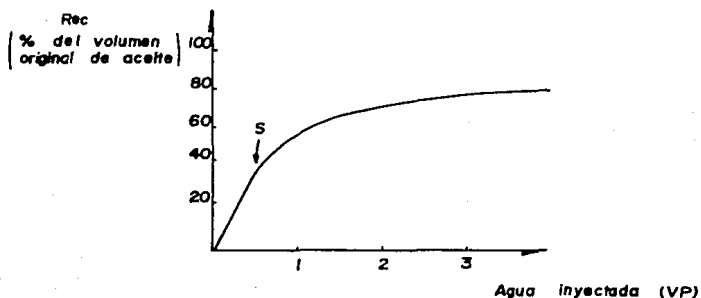


Fig 24. Comportamiento típico de la inyección de agua en un núcleo de arenisca fuertemente mojabable por aceite, con una moderada relación de viscosidades agua-aceite²⁹.

Un ejemplo típico del cambio en el comportamiento de la inyección de agua en un sistema poco mojable por agua con una moderada relación de viscosidades agua-aceite, se presenta en la Fig 25. Un núcleo de carbonato en estado natural fue mojado a dos diferentes mojabilidades. En primer lugar, la muestra fue mojada a condiciones de presión y temperatura del laboratorio, con una salmuera sintética y aceite refinado. La viscosidad del aceite refinado fue ajustada a la que se tiene en el yacimiento. Una prueba de imbibición^{1,50} demostró que el núcleo en estado natural fue débilmente mojable por agua, debido a que sólo una pequeña cantidad de agua fue embebida, del orden del 3 al 8% del volumen poroso. Posteriormente, el núcleo en estado natural fue mojado a condiciones de presión y temperatura del yacimiento. Una prueba de imbibición, donde se usó aceite crudo y salmuera del yacimiento, demostró que el núcleo en estado natural fue fuertemente mojable por agua, debido a que embebió este líquido más del 50% del volumen poroso.

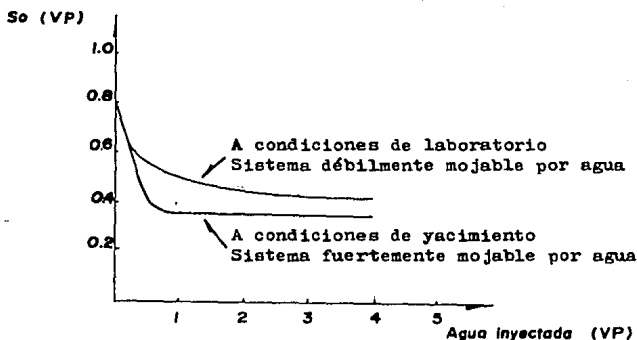


Fig 25. Efecto de la mojabilidad sobre la inyección de agua en un núcleo en estado natural⁵¹.

La inyección de agua a condiciones de yacimiento, en un sistema fuertemente mojable por agua, es mucho más eficiente que en un sistema débilmente mojable por agua. La línea recta del lado izquierdo de la gráfica muestra la recuperación antes de la surgencia, donde por cada volumen de agua inyectada es obtenido un volumen de aceite. La saturación a la surgencia es el punto en el cual la curva deja de ser lineal. Después de la surgencia, la saturación de aceite decrece menos rápidamente debido a que el aceite y el agua son producidos por cada volumen de agua inyectada. En sistemas fuertemente mojables por agua (curva inferior), la surgencia ocurre después que en un sistema débilmente mojable por agua (curva superior) y la cantidad de aceite producido es pequeña después de la surgencia. La WOR aumenta rápidamente. En el sistema

débilmente mojable por agua, la surgencia ocurre rápidamente y la WOR aumenta gradualmente.

El efecto de la mojabilidad sobre la saturación a la surgencia y a la saturación residual de aceite se muestra en la Fig 25; la saturación a la surgencia ocurre cuando la pendiente de la curva cambia. Cuando la saturación de aceite residual es alcanzada, pequeñas cantidades de aceite son producidas por cada volumen de poros de agua inyectada, haciendo la curva casi horizontal.

En la curva inferior, que corresponde a un yacimiento fuertemente mojable por agua, las saturaciones a la surgencia y de aceite residual se acercan a 41 y 36% del volumen poroso, respectivamente, con una diferencia de solamente 5% del volumen poroso. En la curva superior, para un yacimiento débilmente mojable por agua, la saturación a la surgencia es mayor de 62% del volumen poroso, mientras que la saturación de aceite residual es mayor del 42% del volumen poroso, con una diferencia mayor del 20% del volumen poroso. Una comparación de las dos curvas muestra que en el sistema menos mojable por agua, la saturación de aceite residual aumenta en una relativamente pequeña cantidad, del orden del 6% del volumen poroso del agua inyectada, mientras que la saturación a la surgencia aumenta en una gran cantidad, del orden del 20% del volumen poroso de agua inyectada.

El cambio en el comportamiento de la inyección de agua, cuando la mojabilidad es alterada, es claramente visto en la Fig 26. Empacamientos de arena inicialmente mojables por agua fueron saturados con agua; después ésta fue desplazada hasta la saturación de

agua intersticial con aceite crudo (Singleton) a una temperatura y una presión de 160°F y 1000 lb/pg², respectivamente, lo cual fue suficiente para conservar todo el gas en solución. El rango de mojabilidad del empacamiento de arena durante la inyección de agua va de mojable por agua en la parte superior (con 5 horas de edad) hasta mojable por aceite en la parte inferior (con 1100 horas de edad). Después de 1100 horas de envejecimiento, el empacamiento de arena llega a ser mojable por aceite, según lo determina una prueba de imbibición. Estas inyecciones de agua muestran que mientras más mojable por aceite sea el sistema, menos aceite es recuperado después de la surgencia, para una cantidad de agua inyectada.

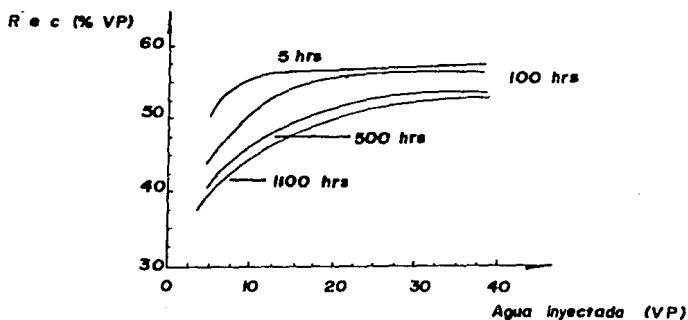


Fig 26. Efecto del envejecimiento sobre el comportamiento de la inyección de agua de un empacamiento de arena sin consolidar⁵².

La Fig 27 muestra la recuperación de aceite por inyección de agua para diferentes mojabilidades, variando de mojable por agua a mojable por aceite. La mojabilidad del núcleo fue variada por tratamiento con organoclorosilenos y medida con el método de USBM ⁵⁰, 53.54, donde +1 indica fuertemente mojable por agua, -1 indica fuertemente mojable por aceite y 0, neutralmente mojable. El núcleo tratado con organoclorosileno fue saturado con salmuera; después ésta fue desplazada con aceite crudo hasta la saturación de agua intersticial (IWS). La inyección de agua es más eficiente cuando el núcleo es más mojable por agua.

En suma, cuando un sistema es fuertemente mojable por agua, la inyección de agua a una moderada relación de viscosidades agua-aceite, más aceite es producido antes de la surgencia y la surgencia del agua ocurre relativamente tarde. La relación agua-aceite producida aumenta rápidamente después de la surgencia ^{29,55}. Cuando el sistema llega a ser más mojable por aceite, la surgencia ocurre tempranamente. La relación agua-aceite producida se incrementa gradualmente y una cantidad significativa del aceite puede ser producida después de la surgencia ^{29,55}. Concluyendo que la inyección de agua en un sistema mojable por aceite es menos eficiente debido a que más agua debe ser inyectada para recuperar una cantidad dada de aceite.

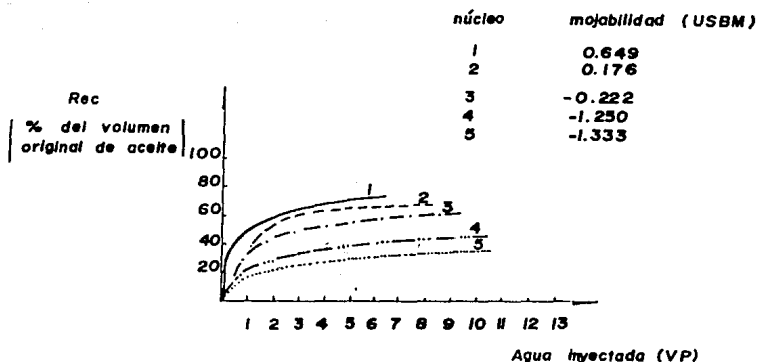


Fig 27. Efecto de la mojabilidad sobre la recuperación por inyección de agua³⁸.

En núcleos más mojables por aceite, la saturación de aceite a la surgencia se incrementa y la recuperación de aceite disminuye. En núcleos mojables por agua, el aceite es atrapado detrás del frente de agua en glóbulos discontinuos. Después de haber pasado el frente de agua, casi todo el aceite remanente es inmóvil, con muy poca o nula producción de aceite después de la surgencia^{4,29,38}.

En sistemas mojables por aceite, el agua comienza a atravesar el medio poroso preferencialmente por los poros grandes, con una débil imbibición en algunos poros pequeños. Debido a que el aceite remanente está conectado, puede ser producido después de la surgencia^{4,29,38,41,45}.

Cuando la relación de viscosidades aceite/agua se incrementa, la recuperación de aceite a la surgencia disminuye, tanto para sistemas mojables por agua como para sistemas mojables por aceite.

En un sistema fuertemente mojable por agua, la recuperación de aceite puede aumentar, disminuir o permanecer igual, dependiendo de la heterogeneidad, geometría de los poros y gasto de inyección, concluyendo que los efectos externos e internos afectan la recuperación de aceite.

La Fig 28 compara la inyección de agua en un núcleo en estado natural y la inyección de agua en el mismo núcleo después de haber sido limpiado. La curva superior en la figura es para el núcleo en estado natural. La surgencia ocurre relativamente temprano y con muy poca producción de aceite después de ésta. En la curva inferior, con una temprana surgencia y muy pequeña cantidad de aceite recuperado, el núcleo que fue limpiado resultó ser fuertemente mojable por agua. Una prueba de imbibición demostró que el núcleo limpiado es fuertemente mojable por agua, debido a que éste embebe rápidamente grandes volúmenes de agua. El núcleo en estado natural fue débilmente mojable por agua, de acuerdo a como se determinó con una prueba de imbibición; si el núcleo es más mojable por agua, la recuperación a la surgencia y a la saturación de aceite residual disminuyen.

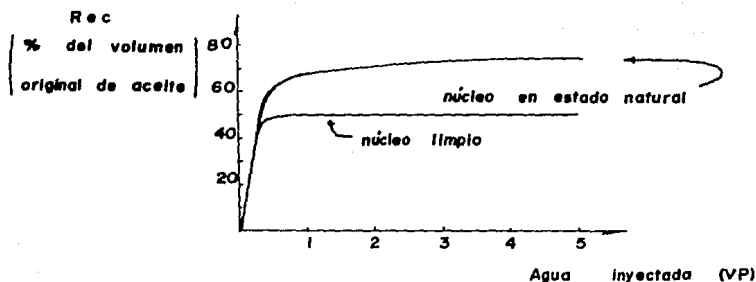


Fig 28. Comparación de la inyección de agua en un núcleo en estado natural y la inyección de agua en un núcleo limpio⁵⁶.

Durante la inyección de agua en un núcleo mojable por agua, la presión capilar, $P_c = P_o - P_w$ es positiva. En contraste, la presión capilar fuera del núcleo es cero debido a que la interfase entre el aceite y el agua es plana. Cuando el agua alcanza primero la salida del núcleo, la presión en el agua es menor que la presión en el aceite que rodea la cara por la que sale el agua; por lo que el agua no se produce^{59,60}. Debido a que el agua no puede ser producida, ésta se acumula cerca de la salida, disminuyendo la presión capilar. Cuando el agua está acumulada, la saturación de aceite residual (ROS) está localizada en capas delgadas cerca de la salida, donde la presión capilar es cero. En este punto, la surgencia del agua ocurre debido a que la presión capilar es igual

tanto fuera como dentro del núcleo.

La recuperación de aceite a la saturación de aceite residual varía en función de la recuperación a la surgencia; la saturación de aceite residual y la saturación a la surgencia son esencialmente idénticas en núcleos mojables por agua, con una moderada relación de viscosidades aceite/agua, debido a la pequeña cantidad de aceite recuperado después de la surgencia. En sistemas mojables por aceite, mucho más aceite es producido en flujo de dos fases después de la surgencia y la recuperación económica (correspondiente a la saturación de aceite residual) es mayor que la recuperación a la surgencia. Debido a que la recuperación de aceite y la saturación de aceite residual son inversamente proporcionales, la saturación de aceite residual aumenta a gastos menores más que la saturación a la surgencia.

Cuando la saturación de aceite residual es alcanzada, pequeñas cantidades de aceite son producidas por cada volumen de poros de agua inyectada.

Con base en un número limitado de experimentos, la recuperación final ocurre después de haber inyectado muchos volúmenes de poros de agua (VP)^{31, 56, 59, 61}.

La saturación de aceite residual no se ve afectada por la relación de viscosidades aceite/agua⁵⁶. Mientras la relación de viscosidades no afecta la recuperación final en sistemas mojables por agua, en algunos sistemas mojables por aceite se requiere de muchos volúmenes de poros (VP) de agua inyectada antes de alcanzar la recuperación final.

V. METODOS DE OBTENCION DE LA MOJABILIDAD

Muchos y diferentes métodos han sido propuestos para medir la mojabilidad de un sistema^{4,29,53,62-69}. Estos incluyen los cuantitativos como el método del ángulo de contacto, de Amott y USBM y los métodos cualitativos, como el de imbibición, el de examen microscópico, el de flotación, curvas de permeabilidad relativa, relación permeabilidad-saturación, curvas de presión capilar, el capilarimétrico y el de registros geofísicos de yacimientos.

Aunque no existe un método único aceptado, tres métodos se usan generalmente^{33,53,62} y son el del ángulo de contacto, el USBM y el de Amott. Dentro de los cualitativos, el más utilizado es el de imbibición. A continuación se presenta en forma detallada cada uno de estos métodos.

V.1 Métodos de Mayor Aplicabilidad.

Método de Imbibición.

El método más comúnmente usado para obtener la mojabilidad cualitativamente es el de imbibición^{1,51,70-72}, debido a que da una buena indicación de la mojabilidad sin requerir de equipo complicado.

El aparato original de imbibición prueba la mojabilidad a condiciones de presión y temperatura del laboratorio. En una prueba de imbibición de agua, un núcleo con una saturación de agua intersticial (IWS) es sumergido en salmuera, quedando la muestra en la parte baja del cilindro graduado, como se muestra en la Fig

29. El gasto y la cantidad final de aceite desplazado por la imbibición de la salmuera son medidos.

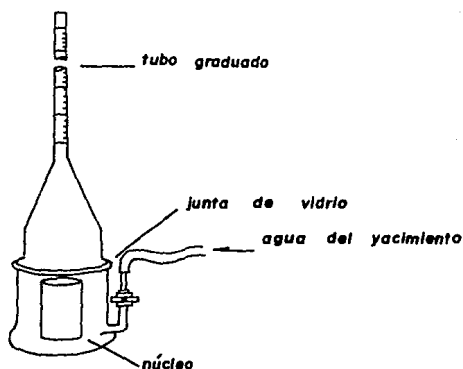


Fig 29. Aparato para determinar gastos de imbibición¹.

El núcleo es fuertemente mojable por agua si grandes volúmenes de salmuera son rápidamente embebidos, mientras que pequeños gastos y volúmenes implican núcleos débilmente mojables por agua. Si el agua no es embebida, el núcleo es mojable por aceite o neutramente mojable.

En una prueba de imbibición de aceite, los núcleos son saturados con agua hasta la saturación de aceite residual (ROS) y sumergidos en aceite. El aparato de imbibición es invertido, quedando la muestra arriba del cilindro graduado, para medir el gasto y volumen de agua desplazada por imbibición de aceite. Si el núcleo

embebe aceite, es mojable por aceite indicado por el gasto y volumen de aceite embebido. Finalmente, algunos núcleos embeben tanto agua como aceite⁷³⁻⁷⁵. Estos núcleos tienen mojabilidad fraccional o mojabilidad mixta. Un problema con el método de imbibición es que los gastos de imbibición también dependen de la permeabilidad relativa, viscosidad, tensión interfacial, estructura de los poros y saturación inicial del núcleo^{26,64}.

Las pruebas de imbibición son el mejor método cualitativo para evaluar mojabilidad en núcleos. El desplazamiento del fluido no mojante del núcleo por invasión espontánea o imbibición del fluido mojante, es un proceso que depende principalmente de la presión capilar y de la fuerza de empuje.

Ha sido demostrado⁷⁶ que la mojabilidad de la roca determinada por pruebas de imbibición concuerda cualitativamente con mojabilidades determinadas por presión capilar. Sin embargo, una correlación técnica de mojabilidad entre la imbibición y el ángulo de contacto no ha sido definida.

La Fig 30 muestra datos de una prueba de imbibición. Estas curvas son el resultado de repetidas pruebas de imbibición sobre un núcleo de arcilla y uno de arenisca, usando aceite refinado y agua destilada. Los núcleos fueron calentados a 400°C por 24 horas antes de cada prueba para remover el material orgánico de la superficie del núcleo. La reproducibilidad de los resultados de cada núcleo indican la validez de los procesos de calentamiento y limpieza para obtener una superficie que reproduzca las características de mojabilidad y demostrar la precisión de las pruebas de imbibición.

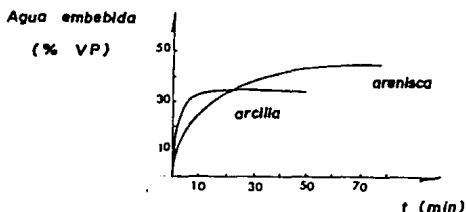


Fig 30. Reproducibilidad de los datos obtenidos de la prueba de imbibición¹.

También se han reportado⁷⁰ cambios de la mojabilidad en términos del "gasto relativo" de imbibición:

$$R = \frac{\dot{m}}{\dot{m}_r} \quad , \quad (12)$$

donde R es el gasto relativo de imbibición, \dot{m} es el gasto de imbibición inicial del núcleo justamente después de ser sumergido (cm^3/seg) y \dot{m}_r es el gasto de imbibición inicial de un núcleo limpio, fuertemente mojable por agua (cm^3/seg).

Si el núcleo es mojable por agua, \dot{m} es el gasto de imbibición inicial de agua. Si el núcleo es mojable por aceite, \dot{m} es el gasto de imbibición inicial de aceite y el gasto relativo de imbibición (R) es reportado con un número negativo.

Método del Ángulo de Contacto⁷⁷.

Existen fuerzas en las interfases fluido-sólido y fluido-fluido en el medio poroso, que tienen efectos importantes sobre la recuperación de aceite durante la inyección de agua. La modificación de estas fuerzas interfaciales en el yacimiento para mejorar la recuperación de aceite, ha sido el objeto de muchas investigaciones. Varios documentos^{78,79} han discutido el uso de surfactantes para disminuir la tensión interfacial agua-aceite. Estos documentos describen el trabajo concerniente al mejoramiento de la recuperación de aceite por la modificación de las fuerzas interfaciales entre los fluidos y sólidos de un yacimiento; esto es, por cambio en la mojabilidad preferencial.

Un documento reciente⁸⁰ presentó evidencias que mostraron que algunos yacimientos pueden cambiar de preferencialmente mojable por aceite a preferencialmente mojable por agua, por la simple adición de un compuesto químico en el agua, para incrementar la recuperación de aceite.

Las pruebas del ángulo de contacto son usadas como un procedimiento para determinar si uno o más componentes que contienen una muestra de aceite crudo sin contaminar moje por aceite o por agua la roca de un yacimiento en presencia de agua de la formación, a temperatura de la formación. Si el aceite crudo no moja al mineral bajo condiciones similares a las que existen en el yacimiento, es muy probable que no moje al mineral en el yacimiento. Consecuentemente, si el aceite crudo moja al mineral bajo condiciones similares a las del yacimiento, muy probablemente mojará al mineral en el yacimiento.

Las pruebas del ángulo de contacto pueden ser también pruebas de adsorción que sirven para determinar si componentes del aceite crudo son adsorbidos por la roca en presencia de agua.

Las pruebas del ángulo de contacto son simples en concepto; una gota de aceite es colocada sobre la superficie de un mineral en presencia de agua de la formación y el ángulo es medido a través de la fase de agua, como se muestra en la Fig 31. Si la gota de aceite no pierde su forma esférica al ser colocada sobre la superficie, dicha superficie sera mojable por agua y el ángulo medido es pequeño. Si la gota de aceite se esparce sobre la superficie, ésta sera mojable por aceite y el ángulo medido es grande.

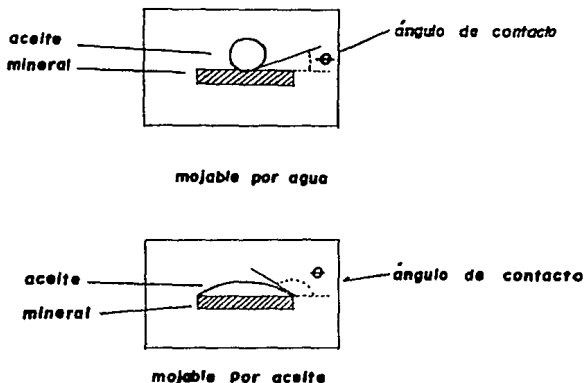
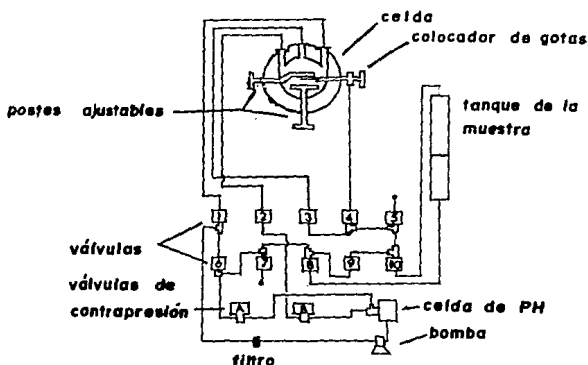


Fig 31. Angulos de contacto medidos a través de la fase de agua³³.

Un diagrama esquemático del aparato para medir el ángulo de contacto es mostrado en la Fig 32. El aparato consiste de una celda (donde se mide el ángulo de contacto), una bomba de circulación, líneas y otros equipos auxiliares, utilizados para llevar las fases hacia el "equilibrio" y para controlar el movimiento del agua y del aceite. Todas las partes de metal del aparato en contacto con los fluidos son hechos de acero monel.

En la celda son colocadas dos superficies de cristal pulido y plano del mineral predominante en la formación, montadas paralelamente a cada uno de los postes ajustables.



| OPERACION | VALVULAS CERRADAS | VALVULAS ABIERTAS |
|--|-------------------|-------------------|
| Circular agua | 2,4,5,6,7,9 | 1,3,8,10 |
| Circular aceite a través del colocador | 1,3,5,7,9 | 2,4,6,8,10 |
| Paso al tanque de la muestra | 1,3,9 | 2,4,5,6,7,8,10 |

Fig 32. Aparato para obtener el ángulo de contacto⁷⁷.

La celda es llenada con agua de la formación, con el colocador de gotas una gota de aceite es colocada entre los cristales del mineral, quedando como se muestra en la Fig 33. Después el agua se avanza, moviendo los cristales paralelamente uno con respecto del otro, quedando como se muestra en la Fig 34. El ángulo de contacto de la superficie recién expuesta al agua se denomina ángulo de contacto de avance del agua y se mide como función del tiempo durante el cual el aceite ha estado en contacto con la superficie del cristal.

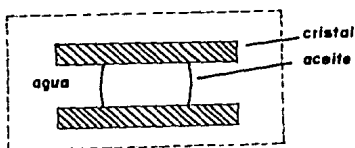


Fig 33. Esquema de la gota y de los cristales antes de avanzar el agua⁴.

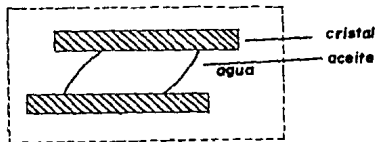


Fig 34. Esquema de la gota y de los cristales después de avanzar el agua⁴.

El ángulo de contacto se mide cuantitativamente por medio de un goniómetro, sobre microfotografías hechas al sistema.

Los ángulos de contacto de menos de 90° , medidos a través de la fase de agua, indican condiciones de mojabilidad preferente por agua, mientras que los ángulos de contacto mayores de 90° , indican condiciones de mojabilidad preferente por aceite. Un ángulo de contacto exactamente de 90° indicaría que la superficie de la roca tiene igual preferencia por el agua que por el aceite.

El ángulo de contacto observado de un sistema dado depende principalmente de la manera en la cual las tres fases están en contacto y del tiempo en el que tardan las interfases en alcanzar el equilibrio (El equilibrio de adsorción de las interfases es alcanzado cuando los valores obtenidos del ángulo de contacto son constantes).

En la práctica, el ángulo de contacto de avance del agua está determinado por el tiempo en el que está en contacto la interfase líquido-sólido.

La Fig 35 es una gráfica típica de mediciones hechas sobre un sistema líquido-sólido y muestra que el ángulo de contacto aumenta con el tiempo en el que está en contacto la interfase líquido-sólido hasta que se alcanza el valor de equilibrio. Frecuentemente se requieren centenares de horas para alcanzar el equilibrio. Como lo ilustra la Fig 35, las medidas iniciales pueden indicar una preferencia a la mojabilidad por el agua, aunque en equilibrio la superficie sea mojable por aceite.

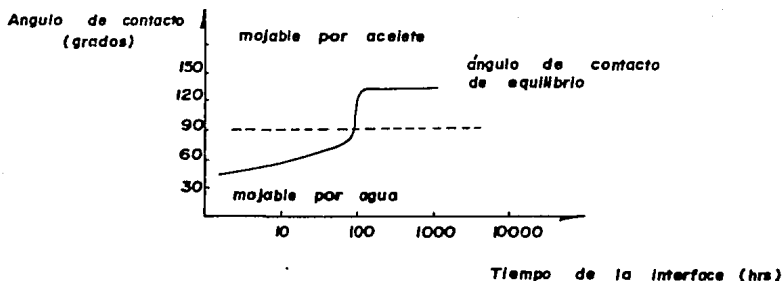


Fig 35. Determinación del ángulo de contacto de equilibrio .

Cuando dos fases líquidas como el agua y el aceite están en contacto con una superficie sólida, existen tres interfases que son: aceite-sólido, agua-sólido y aceite-agua, con sus respectivas tensiones interfaciales σ_{os} , σ_{ws} y σ_{ow} . La diferencia entre las tensiones interfaciales líquido-sólido y líquido-líquido, $\sigma_{os} - \sigma_{ow}$, es una medida cuantitativa de la preferencia a la mojabilidad.

Segun la ecuación :

$$\cos \theta = \frac{\sigma_{os} - \sigma_{ws}}{\sigma_{ow}} \quad , \quad (13)$$

el ángulo de contacto (θ) es determinado únicamente por medio de las tensiones interfaciales y estas se pueden obtener utilizando el tensiómetro convencional de Du Nouy. La relación entre el ángulo de contacto y las tensiones interfaciales es mostrada en la Fig 36.

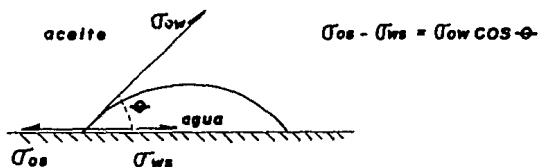


Fig 36. Relación entre el ángulo de contacto y las tensiones interfaciales⁸⁰.

Ángulos de contacto mayores de 90° resultan cuando $\sigma_{os} < \sigma_{ws}$ e indican medios preferencialmente mojables por aceite. Ángulos de contacto menores de 90° resultan cuando $\sigma_{os} > \sigma_{ws}$ e indican medios preferencialmente mojables por agua.

Las ventajas principales de las mediciones del ángulo de contacto son la confiabilidad de los resultados y la relativa facilidad de obtener muestras no contaminadas del fluido del yacimiento, en comparación con la de obtener muestras de roca no contaminadas. Las desventajas incluyen un prolongado tiempo para la prueba y equipo especial para efectuar las mediciones.

Método de Slobod y Blum⁸².

Es un método semicuantitativo para medir la mojabilidad de las rocas; Se llevan a cabo dos desplazamientos en un núcleo, uno de agua por aceite y el otro, de aceite por aire. Este método se basa en la suposición de que las interfases aire-aceite y aceite-agua ocupan posiciones similares en el medio poroso cuando se inician los procesos de desaturación. Esta suposición a su vez implica que, en un núcleo, el mismo radio es aplicable a los sistemas aire-aceite-sólido y aceite-agua-sólido en el inicio de dichos procesos.

El método puede ser capaz de (1) distinguir mojabilidades de diferentes formaciones, (2) detectar cambios en la mojabilidad de un núcleo y (3) medir cambios de mojabilidad la cual puede estar acompañada de operaciones de limpieza.

La mojabilidad de una muestra de roca es determinada llevando a cabo dos desplazamientos, el primero de agua por aceite y el otro de aceite por aire. Las presiones para iniciar el proceso de desaturación del agua en el primer desplazamiento y de aceite en el segundo, conjuntamente con las tensiones interfaciales, se usan para calcular un índice de mojabilidad W y el ángulo de contacto aparente ϕ_{ow} con las ecuaciones siguientes:

$$W = \frac{\cos \phi_{ow}}{\cos \phi_{ao}} = \frac{F_{aw} \sqrt{\sigma_{ao}}}{F_{ao} \sqrt{\sigma_{aw}}} \quad (14)$$

$$\phi_{ow} = \arccos W, \quad (15)$$

donde, P_{ow} y P_{so} son las presiones correspondientes a la desaturación inicial del agua y del aceite, respectivamente, en tanto que V_{so} y V_{ow} son las tensiones interfaciales de las fases aire-aceite y aceite-agua. θ_{ow} es el ángulo de contacto en retroceso, medido en la fase agua, para el sistema aceite-agua-sólido; en estas condiciones, el medio es más mojable por agua a medida que θ_{ow} tiende a cero.

Las tensiones interfaciales se obtienen usando el tensiómetro convencional de Du Nuoy.

Para calcular el índice de mojabilidad W y el ángulo de contacto aparente θ_{ow} en la fase de agua, de datos de presión de desplazamiento, tensiones interfaciales aire-aceite y aceite-agua y considerando que (1) la relación entre la presión de desplazamiento de la fase mojante y el ángulo de contacto en un tubo capilar puede ser aplicada a un sistema complejo poroso donde r es el radio del capilar, (2) en un núcleo el mismo radio efectivo r es aplicable tanto a sistemas aire-aceite-sólido como aceite-agua-sólido a la presión de desplazamiento, la cual representa la condición inicial de desplazamiento de la respectiva fase mojante y (3) el ángulo de contacto aparente del sistema aire-aceite-sólido es cercano a cero y constante con cambios en el ángulo de contacto de sistemas aceite-agua-sólido.

$$P_{ow} = \frac{2V_{ow}\cos\theta_{ow}}{r} \quad (16)$$

Las discusiones anteriores pueden ser establecidas en términos de las ecuaciones que se presentan a continuación. Para el sistema aire-aceite-sólido, la presión de desplazamiento inicial está

$$\Theta_{ow} = \arccos W$$

(22)

Las Ecs 20 y 22 son aceptadas para obtener la mojabilidad. La Ec 20 da el número de mojabilidad, W , el cual es calculado usando la suposición que hace posible la eliminación de γ ; la Ec 22 da el ángulo aparente de contacto el cual es obtenido del número de mojabilidad, considerando un ángulo de contacto de cero en el sistema aire-aceite.

El número de mojabilidad, W , definido por la Ec 20, puede ser rápidamente calculado por la determinación de la presión de desplazamiento de aceite por aire y de agua por aceite. Esta presión (presión a la cual el desplazamiento de la fase mojante es iniciada) ha sido determinada convenientemente por el uso de la centrifuga. Las tensiones interfaciales son medidas con el tensiómetro convencional de Du Nuoy.

El procedimiento usado en el manejo de la muestra de roca es muy simple. La muestra cortada del yacimiento en cuestión es extraída por alguno de los mecanismos convencionales, el cual puede incluir el uso de tetracloruro de carbono, cloroformo, acetona, pentano, etc. El núcleo extraído es saturado con agua o salmuera y medida la presión de desplazamiento del agua por el aceite. El mismo núcleo es limpiado y saturado con aceite y es medida la presión de desplazamiento del aceite por el aire. Las tensiones interfaciales son medidas como se mencionó anteriormente. Con estas cuatro medidas cuantitativas el número de mojabilidad, W , puede ser calculado con el uso de la Ec 20.

Método de Amott⁶².

Es una prueba en la cual la mojabilidad de un medio poroso es medida en función de las propiedades de desplazamiento del sistema roca-aceite-agua. Se llevan a cabo cuatro desplazamientos en el núcleo: (1) desplazamiento espontáneo de agua por aceite, (2) desplazamiento forzado de agua por aceite en el mismo sistema utilizando un procedimiento centrífugo, (3) desplazamiento espontáneo de aceite por agua y (4) desplazamiento forzado de aceite por agua. La relación entre los volúmenes espontáneos desplazados y el volumen total desplazado es usada para indicar mojabilidad.

Los siguientes puntos deben ser considerados cuando se realice una prueba de mojabilidad utilizando el método de Amott:

1. Las pruebas realizadas por el método de Amott son pruebas parecidas a pruebas de desplazamiento.
2. Los resultados de estas pruebas reflejan resultados aceptables de la mojabilidad de la roca, independientes de algunas propiedades tales como permeabilidad de la roca y viscosidad del fluido.
3. Para evitar cambios en la mojabilidad de la roca durante la prueba, los procedimientos de manejo de núcleos son evitados.
4. Los resultados de las pruebas son expresadas de una manera simple.

El procedimiento de prueba de éste método es el siguiente:

1. El núcleo es lavado con kerosina y con agua para remover el aceite crudo y el agua de la formación.

2. Evacuar con kerosina para remover el gas.

3. Centrifugar con agua para obtener el núcleo con saturación de aceite residual.

4. Secar el núcleo y sumergirlo en kerosina. Registrar el volumen de agua expulsado espontáneamente después de 20 horas.

5. Centrifugar con kerosina y registrar el volumen de agua desplazada.

6. Secar el núcleo y sumergirlo en agua. Registrar el volumen de aceite expulsado espontáneamente después de 20 horas.

7. Centrifugar con agua y registrar el volumen total de aceite desplazado.

Los resultados son expresados por dos números: la relación del volumen total de aceite desplazado espontáneamente por agua y la relación del volumen total de agua desplazado espontáneamente por el aceite. Se calculan los cocientes entre los volúmenes desplazados espontáneamente y los volúmenes totales desplazados. Estos cocientes se usan como indicadores de mojabilidad.

Cocientes cercanos a uno, con desplazamiento por agua, corresponden a un medio poroso fuertemente mojable por agua.

Cocientes cercanos a cero, con desplazamiento por aceite, corresponden a un medio poroso fuertemente mojable por agua.

Núcleos fuertemente mojables por aceite dan resultados invertidos al caso anterior; es decir, cocientes cercanos a uno, con desplazamiento por aceite, corresponden a medios porosos fuertemente mojables por aceite. Cocientes cercanos a cero, con desplazamiento por agua, corresponden a un medio poroso fuertemente mojable por aceite.

Núcleos con mojabilidad neutral muestran valores de cero para ambos casos.

La principal ventaja es la relativa simplicidad de la prueba; dentro de las desventajas tenemos que para obtener resultados confiables, se requiere un gran cuidado y técnicas especiales de corte, manejo y empacamiento de los núcleos y los resultados son cualitativos.

V.2 Obtención In-situ de la Mojabilidad de la Roca

La mojabilidad de la roca del yacimiento es un fenómeno muy complejo y uno de los más estudiados, debido a la importancia que tiene sobre las características de flujo del aceite y del agua en un proceso de inyección de agua.

El corte, transporte, manejo y almacenamiento de núcleos en el laboratorio altera considerablemente la mojabilidad original de la roca de un yacimiento y los análisis hechos sobre pequeñas muestras no son representativos de todo el yacimiento. Por lo que la obtención de la mojabilidad en el laboratorio es muy poco confiable.

Lo anteriormente mencionado ha conducido a la idea de determinar in-situ la mojabilidad de la roca.

Esta determinación in-situ de la mojabilidad de la roca puede ser obtenida con ayuda de los registros geofísicos que proporcionen valores de la resistividad de la formación y de la saturación de agua, de la formación de interés.

La obtención in-situ de la mojabilidad de la roca mediante registros geofísicos está basada en el hecho de que la resistividad eléctrica de una roca mojable por aceite es mayor que la de una roca mojable por agua, a una misma saturación⁸³.

El procedimiento para determinar la mojabilidad in-situ de la roca con ayuda de los registros geofísicos es el siguiente: la formación es inyectada con salmuera y se corre un registro de re--

sistividad. Posteriormente la formación es inyectada con la misma salmuera que además contiene un agente que invierte la mojabilidad, si la roca es originalmente mojable por agua; si la formación es mojable por aceite el agente no altera la mojabilidad. Después se corre nuevamente el registro y la mojabilidad de la formación puede ser determinada por comparación de los valores de resistividad obtenidos; si la formación era originalmente mojable por agua y cambió a mojable por aceite, el valor de la resistividad aumentará; si la formación es mojable por aceite, la mojabilidad no cambia y el valor de la resistividad permanece constante.

El incremento en la resistividad es causado por una redistribución de los líquidos dentro de los poros como se muestra a continuación:

En la Fig 37 se muestra un grupo de granos de arena conteniendo salmuera y aceite residual. La salmuera es la fase mojante y el aceite la fase no mojante; cuando es aplicada una diferencia de potencial a través de la formación, la corriente eléctrica fluye en los laberintos capilares que contienen salmuera.

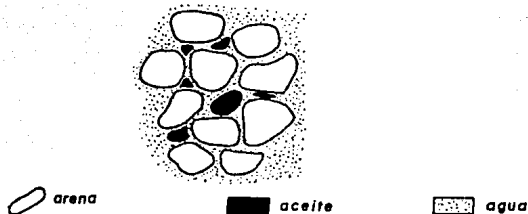
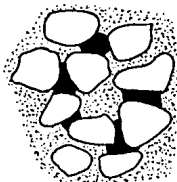


Fig 37. Aceite residual en una arena mojada por agua, antes de cambiar la mojabilidad⁸⁴.

Después de haber inyectado la solución que invierte la mojabilidad, los capilares originalmente llenos con salmuera son re-vestidos con una capa de iones adsorbidos, los cuales convierten la superficie de la arena a mojada por aceite. El aceite residual es entonces capaz de adherirse a los granos de arena y moverse dentro de una nueva configuración, bajo las nuevas condiciones de mojabilidad. Esta configuración se muestra en la Fig 38, donde el aceite puede fácilmente restringir el flujo de corriente eléctrica en los capilares, más que cuando la matriz de la roca estaba completamente mojada por agua. Por lo que la resistividad eléctrica se incrementa.



 arena

 aceite

 agua

Fig 38. Nueva configuración del aceite residual después de haber cambiado la mojabilidad⁸⁴.

Otra forma de determinar in-situ la mojabilidad de la roca es por medio de la comparación de la posición del contacto agua-aceite en la formación y del nivel de agua libre en el pozo, dicho pozo es perforado exclusivamente para la observación del nivel de agua libre.

Si el contacto agua-aceite en la formación está arriba del nivel de agua libre en el pozo, la formación será mojable por agua .

El comportamiento de la saturación de agua y de la resistividad de la roca contra la profundidad de una formación mojable por agua se muestra en la Fig 39.

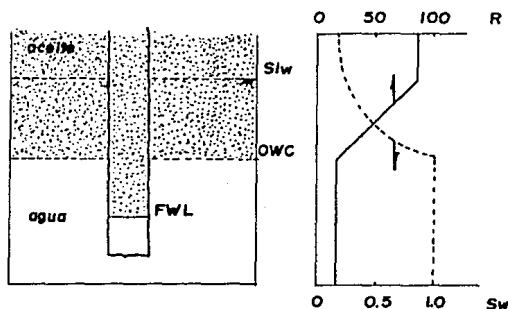


Fig 39. Comportamiento de la resistividad de la roca y de la saturación de agua en una formación mojable por agua⁸⁵.

En la Fig 39 se ilustra esquemáticamente una formación que contiene hidrocarburos, atravesada por un pozo de observación,

también se observen el nivel de agua libre en el pozo (FWL), el contacto agua-aceite en la formación (OWC); además se observa el comportamiento de la saturación de agua y de la resistividad de la roca contra la profundidad.

Para cuando la formación es mojable por aceite, el contacto agua-aceite en la formación está abajo del nivel de agua libre en el pozo.

El comportamiento de la saturación de agua y de la resistividad de la roca contra la profundidad, de una formación mojable por aceite es mostrado en la Fig 40.

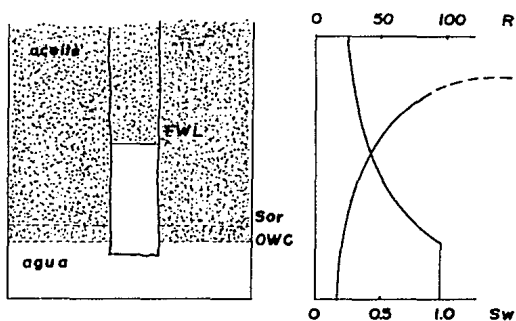


Fig 40. Comportamiento de la resistividad de la roca y de la saturación de agua en una formación mojable por aceite⁸⁵.

En la Fig 40 se ilustra esquemáticamente una formación que contiene hidrocarburos, atravesada por un pozo de observación; también se observa el nivel de agua libre en el pozo, el contacto

agua-aceite en la formación y el comportamiento de la saturación de agua y de la resistividad de la roca que se mide contra la profundidad.

La posición del contacto agua-aceite en la formación es identificada mediante registros geofísicos, mientras que la posición del nivel de agua libre es identificada por medio del pozo de observación.

VI. OBTENCION IN-SITU DE LA MOJABILIDAD DE LA ROCA DE YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS.

La obtención de núcleos grandes y apropiados es un problema sumamente difícil en formaciones heterogéneas; núcleos de las partes más permeables raramente se recuperan en yacimientos que posean porosidad secundaria. Se concluye en un trabajo⁷¹ que es imposible la obtención de muestras del tamaño necesario para incluir, en forma representativa, las fisuras y fracturas de algunos yacimientos. Para estos casos se hace necesaria la determinación in-situ de algunas propiedades de la roca.

En particular, la obtención in-situ de la mojabilidad de la roca es de gran importancia, ya que se requiere conocer las características de mojabilidad de la formación para poder someter dicha formación, con probabilidad de éxito, a un proceso de recuperación secundaria (ver el capítulo IV).

Como se ha mencionado anteriormente, los sistemas mojables por agua se invaden más fácilmente y se recupera más aceite de ellos que de sistemas mojables por aceite. Por esta razón, la inyección de agua, en yacimientos mojables por agua, es más eficiente que en yacimientos mojables por aceite. Como la inyección de agua es la más frecuentemente utilizada en procesos de recuperación secundaria, entonces es muy importante conocer el tipo de mojabilidad del yacimiento.

En el caso de yacimientos fracturados, la recuperación de aceite por el proceso convencional de inyección de agua (recupera-

ción por el empuje de agua) es generalmente despreciable, debido a la irrupción temprana del agua inyectada en los pozos productores vecinos. Esta rápida irrupción es ocasionada principalmente por la alta conductividad hidráulica del sistema de fracturas en comparación con la de la matriz de la roca⁸⁶.

Por otra parte, la mayor proporción del total de aceite in situ en estos sistemas está contenido en los espacios porosos de los bloques que constituyen la matriz rocosa. En consecuencia, el volumen acumulativo final del aceite que puede recuperarse de estos yacimientos, dependerá fuertemente de mecanismos tales como imbibición, así como su interrelación con las fuerzas gravitacionales⁸⁶.

El proceso convencional de inyección de agua (proceso que se lleva a cabo con el fin de desplazar el aceite hacia los pozos productores, por los gradientes de presión generados por la inyección de agua) en yacimientos fracturados y con baja permeabilidad en la matriz, no debe ser utilizado, debido a que dará como resultado una rápida canalización hacia los pozos productores del agua inyectada. Esta es la idea que ha prevalecido⁸⁶, además que se menciona como una de las causas más comunes de fracaso, por lo que no debe aplicarse la inyección convencional de agua en tales condiciones.

En el caso de yacimientos fracturados con un gran número de fracturas grandes, la diferencia de presión a través de la matriz, debida a la inyección de agua, podría ser muy pequeña, por lo que la imbibición se convertiría eventualmente en un elemento signifi-

cativo del mecanismo global de producción .

La mojabilidad de la roca es un factor muy importante en el control del flujo y en la distribución de fluidos en un medio poroso. La mojabilidad original de un yacimiento puede ser alterada, debido a la ausencia o presencia de pequeñísimas cantidades de compuestos polares (agentes activos de superficie en el aceite, que contienen oxígeno, nitrógeno y/o sulfuros) en el petróleo para una mineralogía dada de la roca y a una presión y temperatura del yacimiento. Cambios de la mojabilidad en núcleos, durante el proceso de perforación para obtener la muestra y después de haber sido recuperados en la superficie, durante el transporte, manejo, prueba y almacenaje, son observados. Existen muchos métodos para determinar mojabilidad mediante pruebas de laboratorio sobre pequeños núcleos de la formación. Estos métodos no son confiables debido a las alteraciones que sufre la muestra. Por otra parte, el tamaño de la muestra comparado con el tamaño del yacimiento hace que no se tenga representatividad.

El mecanismo de producción de aceite más importante en un yacimiento fracturado, que tiene entrada natural de agua o es sometido a la inyección de agua, es el de imbibición, siempre y cuando el yacimiento sea mojable por agua y los bloques de la matriz sean pequeños.

En medios mojables por aceite, no sólo la inyección convencional debe evitarse, sino cualquier tipo de inyección de agua.

La inyección de agua es el método más comúnmente utilizado en la recuperación secundaria, por lo que es necesario determinar la mojabilidad de la roca del yacimiento antes de realizar cualquier estudio de predicción del comportamiento, para que sus resultados sean satisfactorios.

Una forma para la determinación de la mojabilidad in-situ de la roca en yacimientos naturalmente fracturados, se basa en la posición relativa del contacto agua-aceite en la matriz de la roca y el nivel de agua libre en las fracturas.

El método de obtención de la mojabilidad in-situ que se discute en este trabajo, para el caso de yacimientos naturalmente fracturados se apoya principalmente en el uso de pozos de observación.

En un yacimiento homogéneo, las fuerzas capilares controlan la distribución inicial de los fluidos; estas fuerzas también actúan en un yacimiento fracturado².

La posición inicial de los fluidos en contacto en un yacimiento fracturado, es la base para determinar in-situ la mojabilidad de la matriz de la roca.

La distribución de la saturación inicial de los fluidos entre la matriz de la roca y el sistema de fracturas en un yacimiento mojable por agua, es ilustrada en la Fig 41.

Si la matriz de la roca es mojable por agua, la fuerza capilar causa que el contacto agua-aceite en dicha matriz se establezca arriba del nivel de agua libre en las fracturas, donde el valor de la presión capilar es igual a cero. La falta de fuerza capilar en las fracturas da lugar a una interfase horizontal agua-aceite en el nivel de agua libre.

La distancia vertical entre el nivel de agua libre en la fractura y el contacto agua-aceite en la matriz es significativa en matrices compactas, donde la presión capilar es alta.

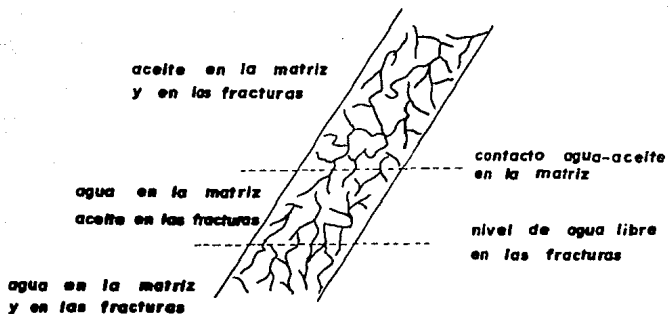


Fig 41. Distribución de fluidos en un yacimiento fracturado mojable por agua².

Para un yacimiento fracturado mojable por aceite, el nivel de agua libre en la fractura estará localizado inicialmente arriba del contacto agua-aceite en la matriz. La distribución inicial de los fluidos en la matriz de la roca y en el sistema de fracturas de una formación mojable por aceite es mostrada en la Fig 42.

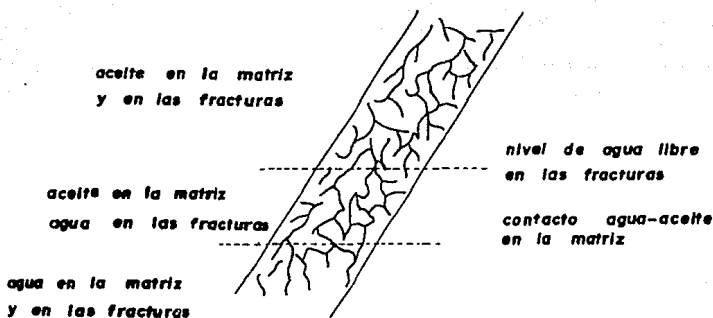


Fig 42. Distribución de fluidos en un yacimiento fracturado mojado por aceite².

La posición del contacto agua-aceite en la matriz es identificada mediante registros geofísicos, mientras que la posición del nivel de agua libre en la fractura es identificada por medio de pruebas de formación y más comúnmente, con la perforación de pozos para la observación de dicho nivel. Un esquema de un pozo de observación es mostrado en la Fig 43, donde el nivel de agua libre en la fractura corresponde con el nivel de agua libre en el pozo; si la formación es mojada por agua, el contacto agua-aceite en la matriz estará localizado arriba de éste nivel, mientras que si es mojado por aceite, estará localizado abajo de dicho nivel. También se puede observar el tipo de terminación de dichos pozos, los cuales están disparados tanto en la zona de aceite como en la zona de agua.

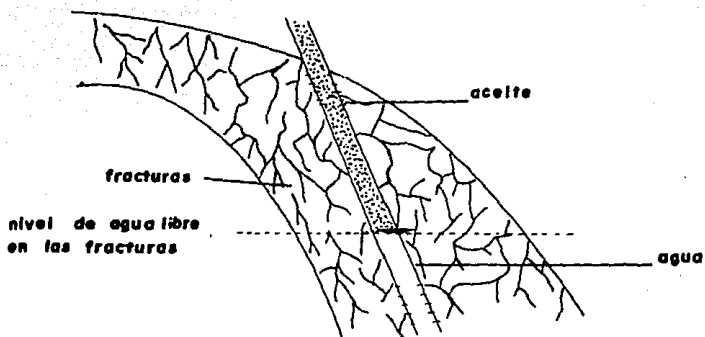


Fig 43. Esquema de un pozo de observación en un yacimiento naturalmente fracturado².

Un extensivo programa de monitoreo se tiene que llevar a cabo para recolectar datos del comportamiento del yacimiento. El programa consiste en tomar mediciones de la presión del yacimiento y en la localización del nivel de agua libre en las fracturas.

La presión del yacimiento en pozos productores es determinada por medición de la presión de fondo del agujero. Esta presión es obtenida casi siempre en los pozos de observación durante el reconocimiento del nivel de agua libre.

La localización del nivel de agua libre en la fractura es ob-

tenido por mediciones de la posición de la interfase agua-aceite en el agujero del pozo de observación. Estos contactos son medidos a través del reconocimiento del gradiente de presión o con ayuda de un registro el cual mide cambios en la densidad del fluido.

El campo Skjold fue sometido a los estudios anteriormente mencionados, para poder determinar su mojabilidad, obteniendo los siguientes resultados. Este campo se localiza en el sector Danés del Mar del Norte, descubierto en 1977 y puesto en producción en noviembre de 1982.

Un esquema de la sección transversal del campo es mostrado en la Fig 44, en la cual se puede observar la intrusión de un domo salino; el yacimiento es flanqueado por una serie de fallas circulares y un sistema extensivo de fracturas en la cima.

La formación productora del campo se localiza en el Terciario Inferior y Cretacico Superior con variaciones de 76 a 214 m de espesor. El total de la altura de la columna de aceite es de aproximadamente de 397 m.

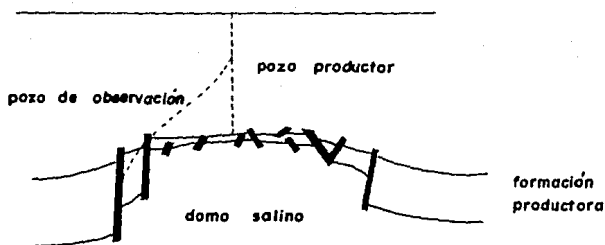


Fig 44. Esquema de la sección transversal del campo Skjold².

La porosidad de la matriz de la roca está en un rango del 15 al 30% y la permeabilidad de la matriz de la roca es comúnmente menor de 1 md.

Fallas pequeñas y numerosas microfracturas actúan en conjunción con las fallas y fracturas de gran tamaño que se extienden a través del yacimiento. Este sistema de fracturas provee una red de conducción de fluidos altamente permeable; esto da lugar a pozos altamente productores y de excelentes características de drenaje.

En este yacimiento fueron perforados cuatro pozos; uno descubridor (abandonado), un productor y dos de observación. El pozo produce comúnmente 1600 bl/día de aceite de 30 API, con una relación gas-aceite de 93 m³/m³. Esta alta productividad es claramente el resultado de un sistema de fracturas en la matriz de la roca.

En base a esta productividad, la permeabilidad efectiva de flujo es estimada del orden de 1 Darcy.

La presión en los pozos productores es determinada por monitoreo de la presión de fondo, obtenida en los pozos de observación durante el reconocimiento del nivel de agua libre; los resultados obtenidos son presentados en la Fig 45, la cual exhibe una línea recta con una pendiente de 50 lb/pg² por millón de barriles de aceite producido. Al inicio de la producción la presión del yacimiento no se ve afectada; esta deducción se hizo con base en la falta de movimiento del nivel de agua libre en el pozo de observación.

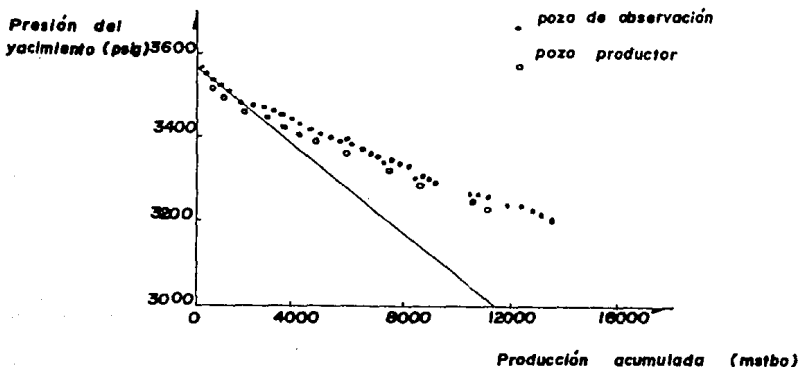


Fig 45. Historia de presión del yacimiento del campo Skjold².

La localización del nivel de agua libre en la fractura es obtenida por la medición de la posición de la interfase agua-aceite en el pozo de observación. Los resultados obtenidos están presentados en la Fig 46. También se observa el perfil de saturación de aceite en la matriz.

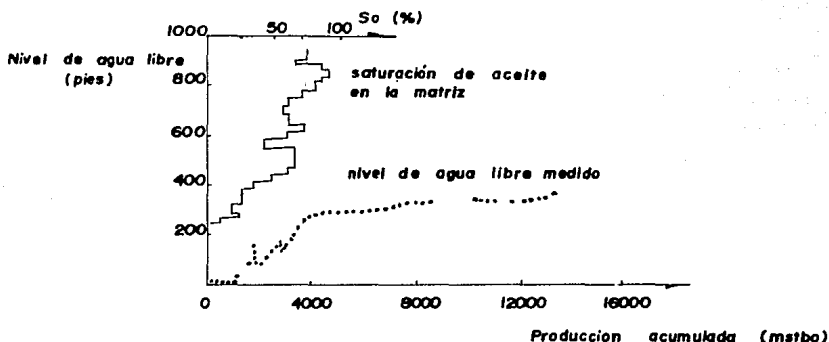


Fig 46. Historia del nivel de agua libre en el campo Skjold².

El cálculo de la cantidad acumulativa de entrada de agua es hecho con mediciones de la presión del yacimiento y a través del siguiente balance de materia:

$$W_e = [N_p B_o] - [NB_o C_e (P_i - P)] \quad (23)$$

Estos cálculos son hechos en toda la historia de producción del campo; los resultados son graficados contra el volumen de aceite acumulativo, en la Fig 47.

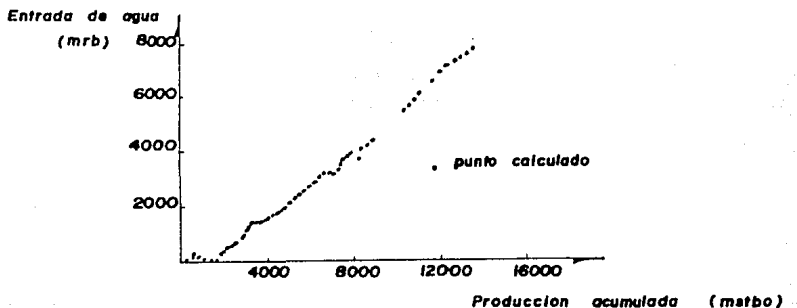


Fig 47. Historia de la entrada de agua en el campo Skjold².

La gráfica del movimiento del nivel de agua libre contra el tiempo se muestra en la Fig 48. Superponiendo datos del nivel de agua libre, se interpreta la historia de entrada de agua del campo. El nivel de agua libre permaneció estable durante los primeros 1.5 millones de barriles de aceite producido. En el tercer cuarto de 1983 (220 días de producción) el nivel de agua libre comenzó a subir, de acuerdo a la interpretación de entrada de agua. A la mitad de 1984 (500 días de producción) la entrada de agua estimada alcanzó 1.6 millones de barriles; los datos del nivel de agua libre muestran algunas fluctuaciones durante este periodo.

El nivel de agua libre fue observado desde el inicio y alcan-

zó una altura de aproximadamente 76m arriba de la posición original, después de 500 días de producción. Después de este tiempo, a un gasto constante, el nivel de agua libre subió lentamente y se estabilizó a un nivel de 92 m arriba de la posición original.

La estabilización del nivel de agua libre implicó que el gasto de imbibición fue aproximadamente igual al gasto de entrada de agua en ese tiempo. Después de aproximadamente 700 días de producción (nov. 1984), el gasto aumentó causando el correspondiente aumento en el gasto de entrada de agua. El nivel de agua libre permaneció relativamente estable cuando alcanzó los 104 m arriba de la posición original.

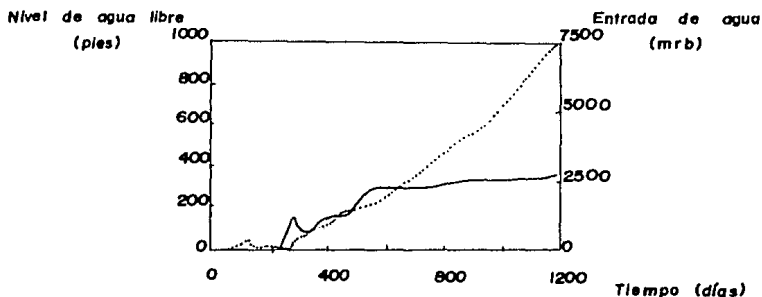


Fig 48. Historia de la entrada de agua y del nivel de agua libre en el campo Skjold².

El mecanismo de producción de aceite más importante en un yacimiento fracturado, que tiene entrada natural de agua o es sometido a la inyección de agua, es el de imbibición, siempre y cuando el yacimiento sea mojable por agua y los bloques de matriz sean pequeños. Un aspecto importante de esto es la imbibición espontánea del agua dentro de la matriz de la roca que contiene aceite y los efectos combinados de gravedad y fuerza capilar causan que el agua entre a la matriz de la roca y desplace al aceite. Si la imbibición y los efectos gravitacionales son efectivos, el aceite es expulsado de la matriz y recolectado en las fracturas de donde tiende a segregarse a la parte superior del yacimiento.

Los gastos de producción en un yacimiento fracturado inicialmente son altos debido a que el aceite proviene de las fracturas; la producción puede continuar por muchos años debido al lento proceso de imbibición que actúa en la roca del yacimiento.

CONCLUSIONES

Del análisis del material presentado en este trabajo, relacionado fundamentalmente con la determinación in-situ de la mojabilidad de la roca de yacimientos naturalmente fracturados, se obtienen las siguientes conclusiones:

1. La mojabilidad de la roca del yacimiento es un fenómeno muy complejo y uno de los más estudiados, debido a la importancia que tiene sobre las características de flujo del aceite y del agua en un proceso de inyección de agua.
2. El corte, transporte, manejo y almacenaje de núcleos en el laboratorio, alteran considerablemente la mojabilidad original de la roca de un yacimiento y los análisis hechos sobre pequeñas muestras no son representativos de todo el yacimiento. Por lo que, la obtención de la mojabilidad en el laboratorio es muy poco confiable, lo que ha conducido a la idea de determinar in-situ la mojabilidad de la roca.
3. Un núcleo es fuertemente mojable por agua si grandes volúmenes de salmuera son rápidamente embebidos, mientras que pequeños gastos y volúmenes implican núcleos débilmente mojables por agua. Si el agua no es embebida, el núcleo es mojable por aceite o neutralmente mojable.
4. Los gastos de imbibición también dependen de la permeabilidad relativa, viscosidad, tensión interfacial, estructura de los poros y saturación inicial del núcleo.

5. Una correlación técnica de mojabilidad entre la imbibición y el ángulo de contacto no ha sido definida.
6. Las ventajas principales de las mediciones del ángulo de contacto son la confiabilidad de los resultados y la relativa facilidad de obtener muestras no contaminadas del fluido del yacimiento, en comparación con la de obtener muestras de roca no contaminadas.
7. Un documento reciente presentó evidencias que mostraron que algunos yacimientos pueden cambiar de preferencialmente mojables por aceite a preferencialmente mojables por agua, por la simple adición de un compuesto químico en el agua, para incrementar la recuperación de aceite.
8. Se concluye en un trabajo que es imposible la obtención de muestras del tamaño necesario para incluir, en forma representativa, las fisuras y fracturas de algunos yacimientos. Para estos casos se hace necesaria la determinación in-situ de algunas propiedades de la roca.
9. La inyección de agua es el método más comúnmente utilizado en la recuperación secundaria, por lo que es necesario determinar la mojabilidad de la roca del yacimiento antes de realizar cualquier estudio de predicción del comportamiento, para que sus resultados sean satisfactorios.
10. El proceso convencional de inyección de agua en yacimientos fracturados y con baja permeabilidad en la matriz, no debe ser aplicado, debido a que dará como resultado una rápida canalización del agua inyectada hacia los pozos productores.

11. Los sistemas mojables por agua se invaden más fácilmente y se recupera más aceite de ellos que de sistemas mojables por aceite. Por esta razón, la inyección de agua, en yacimientos mojables por agua, es más eficiente que en yacimientos mojables por aceite. Como la inyección de agua es la más frecuentemente utilizada en procesos de recuperación secundaria, entonces es muy importante conocer el tipo de mojabilidad del yacimiento.

12. El desplazamiento de aceite por agua, cuando las fuerzas de gravedad son despreciables (bloques pequeños) y la matriz es mojabla por agua, es esencialmente por imbibición.

13. En medios naturalmente fracturados, con bloques pequeños, mojables por aceite, no sólo la inyección convencional debe evitarse, sino cualquier tipo de inyección de agua, porque no funcionan en estas condiciones.

14. La obtención in-situ de la mojabilidad de la roca es determinada por medio de la observación del nivel de agua libre en las fracturas y el contacto agua-aceite en la formación.

15. Para la observación del nivel de agua libre en las fracturas y el contacto agua-aceite en la matriz es necesario la perforación de un pozo de observación.

NOMENCLATURA

La presente nomenclatura es la utilizada por la "Society of Petroleum Engineers (SPE)".

| | |
|-------------|---|
| A | Area |
| B_o | Factor de volumen del aceite. |
| B_{oi} | Factor de volumen del aceite inicial. |
| C | Constante de constricción. |
| C_e | Compresibilidad efectiva. |
| f_w | Flujo fraccional de agua. |
| g | Aceleración de la gravedad. |
| k_o | Permeabilidad efectiva al aceite. |
| k_{ro} | Permeabilidad relativa del aceite. |
| k_{rw} | Permeabilidad relativa del agua. |
| L | Longitud. |
| \dot{m} | Gasto de imbibición inicial del núcleo, justamente después de ser sumergido. |
| \dot{m}_r | Gasto de imbibición inicial de un núcleo limpio fuertemente mojable por agua. |
| N | Volumen original de aceite, @ c.s. |
| N_p | Volumen acumulativo producido de aceite, @ c.s. |
| P_i | Presión inicial del yacimiento. |
| p | Presión del yacimiento. |
| P_{ow} | Presión de desaturación del agua. |
| P_{oo} | Presión de desaturación del aceite. |
| P_c | Presión capilar. |
| P_{nw} | Presión de la fase no mojante. |
| P_w | Presión de la fase mojante. |
| q_o | Gasto de aceite. |

| | |
|---------------|--|
| r | Radio del capilar. |
| R | Gasto relativo de imbibición. |
| s_w | Saturación de agua. |
| s_{oi} | Saturación de aceite inicial. |
| W | Número de mojabilidad. |
| W_e | Volumen acumulativo de entrada de agua, @ c.y. |
| λ_o | Movilidad del aceite. |
| μ_o | Viscosidad del aceite. |
| μ_w | Viscosidad del agua. |
| ρ_o | Densidad del aceite. |
| ρ_w | Densidad del agua. |
| ρ_g | Densidad del gas. |
| ϕ | Porosidad. |
| ΔP | Diferencia de presiones. |
| σ | Tensión interfacial. |
| θ | Angulo de contacto. |
| σ_{os} | Tensión interfacial aceite-sólido. |
| σ_{ws} | Tensión interfacial agua-sólido. |
| σ_{ow} | Tensión interfacial aceite-agua. |
| σ_{oo} | Tensión interfacial aire-aceite. |

REFERENCIAS

- 1.- Bobek, J. E., Mattax, C. C. and Denekas, M. O.: "Reservoir Rock Wettability-Its Significance and Evaluation", Trans., AIME (1958) 213, 155-60.
- 2.- Oen, P. M., Engell-Jensen, M. and Barendregt, A. A.: "Skjold Field, Danish North Sea: Early Evaluations of Oil Recovery Through Water Imbibition in a Fractured Reservoir", SPE 15569, New Orleans, LA, October, 1986.
- 3.- Anderson, W. G.: "Wettability Literature Survey-Part 1: Rock/Oil/Brine Interactions and Effects of Core Handling on Wettability", JPT (Oct. 1986).
- 4.- Craig, F. F.: The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding, Monograph Series, SPE, Richardson, TX (1971) 3.
- 5.- Garaicochea, P. F.: Temas Selectos sobre la Caracterización y la Explotación de Yacimientos Carbonatados, Trabajo editado bajo los auspicios del CIPM, (1988).
- 6.- Hensel, W. M.: "Improved Formation Evaluation From Pressure and Conventional Cores Taken With Stable Foam", JPT (Dec. 1985)
- 7.- Keelan, D. K.: "Core Analysis for Aid in Reservoir Description", JPT (Nov. 1982).
- 8.- Brown, R. J. and Fatt, I.: "Measurements of Fraccional Wettability of Oil Field Rocks by the Nuclear Magnetic Relaxation Method", Trans., AIME (1956) 207.
- 9.- Anderson, W. G.: "Wettability Literature Survey-Part 6: The Effects of Wettability on Waterflooding", JPT (Dec. 1987).
- 10.- Guerrero, E. T.: Practical Reservoir Engineering. N. 2
- 11.- Pirson, S. J.: Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos. Mc Graw Hill Book Co., 1965

- 12.- Cole, F. W.: Reservoir Engineering Manual. Gulf Publishing Company. Houston, Tex. 1969.
- 13.- Dykstra, H.: "The Prediction of Oil Recovery by Gravity Drainage", JPT (May, 1978).
- 14.- Hard, D.: "Unitization, Gas Injection Nearly Doubles Empire Abo Production", Drill. Bit. (Aug. 1977).
- 15.- Klotz, J. A.: "The Gravity Drainage Mechanism", JPT (Apr. 1953).
- 16.- Newcombe, J., Mc Ghee, J., and Rzasa, M. J.: "Wettability Versus Displacement in Water Flooding in Unconsolidated Sand Columns", Trans., AIME (1955).
- 17.- Kinney, P. T. and Nielsen, R. P.: "Wettability in Oil Recovery", World Oil (March 1951).
- 18.- Jennings, H. Y.: "Surface Properties of Natural and Synthetic Porous Media", Prod. Monthly (1957).
- 19.- Coley, F. N. and Marsden, S. S.: "A Study of the Effect of Wettability on the Behavior of Fluids in Synthetic Porous Media", Producers Monthly (1956).
- 20.- Calhoun, J. C.: Elements of Reservoir Engineering. U of Oklahoma, Press. Norman (1960).
- 21.- Garaicochea, F. y Acuña, A.: "Espaciamiento Optimo de Pozos en Yacimientos con Segregación de Gas Liberado", Revista del IMP (Abril 1978).
- 22.- Graham, J. W. and Richardson, J. G.: "Theory and Application of Imbibition Phenomena in Recovery of Oil", Trans., AIME (1959).
- 23.- Mattax, C. C. and Kyte, J. R.: "Imbibition Oil Recovery from Fractured Water-Drive Reservoir", SPEJ (Jun. 1962).
- 24.- Craig, F. F.: "Engineering Water Floods for Improved Oil Recovery", The Petroleum Engineer. (Dec. 1973).

- 25.- Salathiel, R. A.: "Oil Recovery by Surface Film Drainage in Mixed Wettability Rock", JPT (Oct. 1973).
- 26.- Anderson, W.G.: Wettability Literature Survey-Part 4: Effects of Wettability on Capillary Pressure", JPT (Oct. 1987).
- 27.- Killins, C. R., Nielsen, R. P. and Calhoun, I. C.: "Capillary Desaturation and Imbibition in Porous Rocks", Producers Monthly (Dec. 1953).
- 28.- Reiss, L. H.: The Reservoir Engineering Aspects of Fractured Formations. Editions Technip. Paris. 1980.
- 29.- Raza, S. H., Treiber, L. E. and Archer, D. L.: "Wettability of Reservoir Rocks and Its Evaluation", Producers Monthly (April 1968).
- 30.- Geffen, T. M.: "Experimental Investigation of Factors Affecting Laboratory", Trans., AIME (1951).
- 31.- Von Engelhard, W. and Lubben, H.: "Study of the Influence of Interfacial Strees and Contact Angle on the Displacement of Oil by Water in Porous Materials.II. Test Results. For Aplication of Interface Active Substances in the Deposit Treatment", Erdol und Kohle (Dec. 1957) 10, N. 12, 826-30. English translation available from the John Crerar Library, U. of Chicago, Translation N. 62-14555.
- 32.- Gaudle, B. M. and Slobod, R. L.: "Further Developments in the Laboratory Determination of Relative Permeability", Trans., AIME (1951).
- 33.- Treiber, L. E., Archer, D. L. and Owens, W.W.: "A Laboratory Evaluation of the Wettability of Fifty Oil Producing Reservoirs", SPEJ (Dec. 1972)
- 34.- Leverett, M. C. and Lewis, W. B.: "Steady Flow of Gas-Oil-Water Mixtures Through Unconsolidated Sands", Trans., AIME (1941).

- 35.- Schneider, F. N. and Owens, W. W.: "Relative Permeability Studies of Gas-Water Flow Following Solvent Injection in Carbonate Rocks", SPEJ (Feb. 1976); Trans., AIME. 261
- 36.- Owens, W. W. and Archer, D. L.: "The Effect of Rock Wettability on Oil-Water Relative Permeability Relationships", JPT (Jul. 1971); Trans., AIME. 251
- 37.- Hagoort, J.: "Oil Recovery by Gravity Drainage", SPEJ (Jun. 1980)
- 38.- Donaldson, E. C. and Thomas, R. D.: "Microscopic Observations of Oil Displacement in Water-Wet and Oil-Wet Systems", paper SPE 3555, presented at the 1971 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans. Oct 3-6
- 39.- Donaldson, E. C. and Crocker, M. E.: "Review of Petroleum Oil Saturation and Its Determination", Bartlesville Energy Research Center U.S., DOE, report BERG/RI-77/5 (Dec. 1977).
- 40.- Mattax, C. G. and Kyte, J. R.: "Ever See a Waterflood?", Oil-Gas Journal (Oct. 1961).
- 41.- Moore, T. F. and Slobod, R. L.: "The Effect of Viscosity and Capillary on the Displacement of Oil by Water", Producers Monthly (Aug. 1956).
- 42.- Chatenever, A. and Calhoun, J. C.: "Visual Examinations of Fluid Behavior in Porous Media- Part 1", Trans., AIME (1952).
- 43.- "Fluid Distribution in Porous Systems-A Preview of the Motion Picture", Stanolind Oil and Gas Co. (1952); reimpresso posteriormente por Pan American Petroleum Corp. y Amoco Production Co.
- 44.- Chatenever, A.: "A Microscopic Behavior of Fluid in Porous Systems- Final Report on Research Project 47B", Research on Occurrence and Recovery of Petroleum, API New York (1954)

- 45.- Morris, E.E. and Wieland, O. R.: "A Microscopic Study of the Variable Wettability Conditions on Immiscible Fluid Displacement", SPE 704, New Orleans (Oct. 1963).
- 46.- Mungan, N.: "Enhanced Oil Recovery Using Water as a Driving Fluid: Part 3 - Interfacial Phenomena and Oil Recovery", World Oil (May. 1981) 192.
- 47.- Kinney, P. T. and Nielsen, R. F.: "The Role of Wettability in Oil Recovery", Producers Monthly (Jan. 1950) 14.
- 48.- Bobek, J. E. and Bail, P. T.: "Model Studies of Oil Displacement From Thin Sands by Vertical Water Influx From Adjacent Shales", JPT (Sep. 1961).
- 49.- Uren, L. C. and Fahmy, E. H.: "Factors Influencing the Recovery of Petroleum From Unconsolidated Sands by Waterflooding", Trans., AIME (1927).
- 50.- Anderson, W. G.: "Wettability Literature Survey-Part 2: Wettability Measurement", JPT (Nov. 1986).
- 51.- Kyte, J. R., Naumann, V. O. and Mattax, C. C.: "Effects of Reservoir Environment on Water-Oil Displacements", JPT (Jun. 1961).
- 52.- Emery, L. W., Mungan, N. and Nicholson, R. W.: "Caustic Slug Injection in the Singleton Field", JPT (Dec. 1970).
- 53.- Donaldson, E. C., Thomas, R. D. and Lorez, P. B.: "Wettability Determination and Its Effects on Recovery Efficiency", SPEJ (March 1969).
- 54.- Donaldson, E. C.: "Oil-Water-Rock Wettability Measurement", Preprints, ACS Div. of Petroleum Chemistry (March 1981) 26.
- 55.- Lorenz, P. B., Donaldson, E. C. and Thomas, R. D.: "Use of Centrifugal Measurement of Wettability to Predict Oil Recovery", Report 78731 U. S. Bureau of Mines, Bartlesville Energy Technology Center, Bartlesville, OK (1974).

- 56.- Rathmell, J. J., Braum, P. H. and Perkins, T. K.: "Reservoir Waterflood Residual Oil Saturation From Laboratory Tests", JPT (Feb. 1973)
- 57.- Kyte, J. R. and Rapoport, L. A.: "Linear Waterflood Behavior and End Effects in Water-Wet Porous Media", Trans., AIME (1958) 213.
- 58.- Perkins, F. M.: "An Investigation of the Role of Capillary Forces in Laboratory Waterfloods", Trans., AIME (1957)
- 59.- Taber, J. J.: "Research in Enhanced Oil Recovery: Past, Present and Future", Surface Phenomena in Enhanced Oil Recovery, D. O. Shah (ed.), Petroleum Press, New York City (1981).
- 60.- Von Engelhardt, W. and Lubben, H.: "Study of the Influence of Interfacial Stress and Contact Angle on the Displacement of Oil by Water in Porous Materials, I. Theoretical Principles and Performance of Tests", Erdol und Kohle (Nov 1957) 10, N. 11, 747-52, English Translation available from the John Crerar Library, U. of Chicago, Translation N. 62-14556.
- 61.- Kenney, H. T., Burja, E. O. and Boykin, R. S.: "An Investigation of the Effects of Wettability on the Recovery of Oil by Waterflooding", J. Phys. Chem. (Sep 1955).
- 62.- Amott, E.: "Observations Relating to the Wettability of Porous Rock", Trans., AIME (1959) 216.
- 63.- Guiec, L. E.: "Determination of the Wettability of a Sample of Reservoir Rock", Rev. Inst. Franc. du Pétrole (Sep. 1978) 33, N. 5, 705-28. English Translation available from John Crerar Library, Translation N. 81-13920-081.
- 64.- Dullien, F. A. L.: "Porous Media: Fluid Transport and Pore Structure, Academic Press. New York City (1979).

- 65.- Hjeltneland, O. and Torsoeter, O.: "Wettability, the Key to Proper Laboratory Waterflooding Experiments", Intl. Energy Agency Workshop on Enhanced Oil Recovery, Bartlesville Energy Technology Center (April 24, 1980). CONF-8004140, U.S. DOE (Feb. 1981).
- 66.- Ionescu, E. and Maini, B. B.: "A Review of Laboratory Techniques for Measuring Wettability of Petroleum Reservoir Rocks", Petroleum Recovery Inst., report 1983-3, Calgary (Oct. 1983).
- 67.- Marsden, S. S.: "Wettability-Its Measurement and Application to Waterflooding", J. Jap. Assoc. Pet. Tech. (Jan. 1965).
- 68.- Marsden, S. S.: "Wettability: The Elusive Key to Waterflooding", Petroleum Engineer (April 1965).
- 69.- Mc Ghee, J. W., Crocker, M. E. and Donaldson, E. G.: "Relative Wetting Properties of Crude Oil in Berea Sandstone", Bartlesville Energy Technology Center, report BETC/RI-78/9, U.S. DOE (Jan. 1979).
- 70.- Denekas, M. O., Mattax, C. G. and Davis, G. T.: "Effect of Crude Oil Components on Rock Wettability", JPT (Nov. 1959), Trans., AIME, 216
- 71.- Ehrlich, R., Hasiba, H. H. and Raimondi, P.: "Alkaline Waterflooding for Wettability Alteration-Evaluation a Potential Field Application", JPT (Dec. 1974).
- 72.- Handy, L. L.: "Determination of Effective Capillary Pressure for Porous Media from Imbibition Data", Trans., AIME (1960).
- 73.- Burkhart, S. A., Ward, M. B. and Mc Lean, R. H.: "Effect of Core Surfacing and Mud Filtrate Flushing on Reliability of Core Analysis Conducted on Fresh Cores", paper SPE 1139G presented of the 1958 SPE Annual Fall Meeting, Houston, Oct.5

- 74.- Mohanty, K. K. and Salter, S. J.: "Multiphase Flow in Porous Media: III Oil Mobilization, Transverse Dispersion and Wettability", paper SPE 12127 presented at the 1983 Annual Technical Conference and Exhibition, San Francisco, Oct. 5
- 75.- Sharma, M. M. and Wunderlich, R. W.: "The Alteration of Rock Properties Due to Interactions With Drilling Fluid Components", paper SPE 14302 presented at the 1985 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Las Vegas, Sep. 22
- 76.- Gateby, W. A. and Marsden, S.S.: "Some Wettability Characteristics of Synthetic Porous Media", Producers Monthly (1957).
- 77.- Leach, R. O., Wagner, O. R., Wood, H. W. and Harke, G. F.: "A Laboratory and Field Study of Wettability Adjustment in Waterflooding", JPT (Feb. 1962).
- 78.- Slobod, R. L.: "A Review of Methods Used to Increase Oil Recovery", Producers Monthly (Feb. 1958).
- 79.- Taber, J. J.: "The Injection of Detergent Slugs in Water Floods", Trans., AIME (1958).
- 80.- Wagner, O. R. and Leach, R. O.: "Improving Oil Displacement Efficiency by Wettability Adjustment", Trans., AIME (1959).
- 81.- Young, T.: "Miscellaneous Works, G. Peacock, ed., Murray Publications, London (1855) vol. 1, 418.
- 82.- Slobod, R. L. and Blum, H. A.: "Method for Determining Wettability of Reservoir Rocks", Trans., AIME (1951).
- 83.- Anderson, W. G.: "Wettability Literature Survey-Part 3: The Effects of Wettability on the Electrical Properties of Porous Media", JPT (Dec. 1986).
- 84.- Graham, J. W.: "Reverse-Netting Logging", Trans., AIME (1958)

- 85.- Desbrandes, R.: "In-situ Wettability Determination Improves Formation Evaluation", Petroleum Engineer International (May. 1989).
- 86.- Rodríguez, N. R. y Rivera, R. J.: "Estado Actual de la Tecnología de Recuperación de Aceite por Medio de la Inyección de Agua en Yacimientos Naturalmente Fracturados", Ingeniería Petrolera, (1986).
- 87.- Symbols Standards 1984, SPE, publicada en el JPT (Dec. 1984)