

CUADERNO FIRP S357-C

MODULO DE ENSEÑANZA EN FENOMENOS INTERFACIALES

en español

RECUPERACION MEJORADA DEL PETROLEO

Jean-Louis SALAGER

UNIVERSIDAD DE LOS ANDES

FACULTAD DE INGENIERIA

ESCUELA DE INGENIERIA QUIMICA

Lab. Formulación, Interfases, Reología y Procesos



Mérida-Venezuela (2005)

LA RECUPERACION MEJORADA DEL PETROLEO

Contenido

1. METODOS DE PRODUCCION	2
1.1. Yacimiento	2
1.2. Perforación	2
1.3. Explotación	2
1.4. Recuperación primaria	3
1.5. Recuperación secundaria	3
1.6. Recuperación terciaria y/o mejorada	4
2. FENOMENOS INVOLUCRADOS	4
2.1. Fenómenos a la escala de los poros	5
2.2. Fenómenos a la escala del medio poroso	7
2.3. Fenómenos a la escala del yacimiento	11
3. CONDICIONES DE MOVILIZACION Y DESPLAZAMIENTO	12
3.1. Histeresis del ángulo de contacto	12
3.2. Fuerzas viscosas contra fuerzas capilares	14
3.3. Mecanismos de movilización	17
4. METODOS DE RECUPERACION MEJORADA	21
4.1. Generalidades	21
4.2. Drenaje con surfactante/polímero	22
4.3. Drenaje alcalino	25
4.4. Estimulación de pozo	25
5. OTROS FENOMENOS Y PROBLEMAS PRACTICOS EN LA RMP	26
5.1. Adsorción y retención de surfactante	26
5.2. Intercambio iónico	27
5.3. Mantenimiento de la formulación óptima	27
5.4. Problemas de emulsiones	28
5.5. Problemas con polímeros	29
5.6. Taponamiento controlado con espumas	29
BIBLIOGRAFIA	

LA RECUPERACION MEJORADA DEL PETROLEO

1. METODOS DE PRODUCCION

1.1. El Yacimiento

Un yacimiento de petróleo puede definirse como un volumen poroso que contiene agua, petróleo y a veces una fase gaseosa. La proporción volumétrica del petróleo puede alcanzar a veces el 40%. El medio poroso del yacimiento o roca almacén es de origen sedimentario de tipo arenisca o caliza, consolidado o no. El diámetro de poro varía ampliamente según la roca, pero es de tamaño microscópico, desde algunas fracciones de milímetro a algunas micrómetros.

Cada medio poroso tiene sus características: **porosidad**, el porcentaje de volumen vacío; **permeabilidad**, una medida de la resistencia al movimiento de los fluidos; **mojabilidad**, una medida de la naturaleza superficial de la roca.

Debido a su origen sedimentario, el medio poroso del yacimiento es a menudo heterogéneo, como consecuencia de las variaciones ocurridas durante el largo proceso de sedimentación que formó la roca. Estas heterogeneidades pueden existir a la escala de los poros o bien a la escala macroscópica en forma zonas muy o poco permeables, y eventualmente de grietas. Las heterogeneidades complican las operaciones de producción porque tienden a producir caminos preferenciales y segregaciones.

1.2. Perforación

La perforación de pozos es el único método para llegar hasta el yacimiento y remover muestras de roca y aceite que permitan obtener informaciones precisas acerca del yacimiento. El conocimiento del yacimiento se complementa por métodos geofísicos y por pruebas dinámicas. Sin embargo es importante notar que la información más valiosa acerca de las características del yacimiento se obtiene en base a la disminución de presión producida por la explotación, y por lo tanto no es disponible a la hora de decidir del método de explotación y de la ubicación de los pozos.

1.3. Condiciones de explotación

La producción de petróleo involucra dos aspectos. El primero es la producción última posible en función de las técnicas empleadas, y el segundo es el ritmo de producción de acuerdo con el comportamiento de los pozos y de los diferentes métodos de estimulación aplicables (fracturación, acidificación, inyección de vapor).

Tradicionalmente se hace la distinción entre dos períodos durante la explotación de un yacimiento: la recuperación **primaria** y la recuperación **secundaria**. Desde el aumento del precio del petróleo al principio de los años 70, se considera además una eventual recuperación **terciaria**, y/o una recuperación (secundaria) **mejorada**.

1.4. Recuperación Primaria

Durante este período, el petróleo se drena naturalmente hacia los pozos bajo el efecto del gradiente de presión existente entre el fondo de los pozos y el seno del yacimiento.

En muchos yacimientos profundos la presión es mayor que la presión hidrostática, lo que hace que el petróleo llegue a la superficie con el solo aporte energético del yacimiento. A medida que se expanden los fluidos en el yacimiento, la presión tiende a bajar en forma más o menos rápida según los mecanismos involucrados. En ciertos casos, puede existir un mecanismo de compensación natural que reduzca notablemente la velocidad de decaimiento de la presión, como la compactación de sedimento (subsistencia), la migración de un acuífero activo o la lenta expansión de una bolsa de gas.

Cuando el pozo no es eruptivo o cuando la presión se ha reducido, se necesita un aporte externo de energía para disminuir la presión en fondo de pozo. O bien se bombea el crudo desde el fondo del pozo, o bien se utiliza el método del levantamiento con gas; este consiste en inyectar gas en fondo de pozo de tal forma que el fluido producido sea una mezcla de gas y petróleo de densidad suficientemente baja para llegar a la superficie bajo el efecto de la presión del yacimiento.

El período de recuperación primaria tiene una duración variable, pero siempre se lleva a cabo, ya que permite recoger numerosas informaciones sobre el comportamiento del yacimiento, las cuales son de primera importancia para la planificación de la explotación ulterior.

La recuperación primaria se termina cuando la presión del yacimiento ha bajado demasiado, o cuando se están produciendo cantidades demasiado importantes de otros fluidos (gas, agua). El porcentaje de recuperación primaria del crudo originalmente en sitio es en promedio del orden de 10-15% pero puede ser tan bajo como 5% en yacimientos sin gas disuelto o alcanzar 20% y aún más en yacimientos que poseen una baja permeabilidad y una bolsa de gas o un acuífero activo.

Antaño se explotaba el yacimiento en recuperación primaria hasta que los gastos de explotación se vuelvan prohibitivos, en cuyo momento se pasaba a los métodos de recuperación secundaria. Hoy en día se inician las operaciones de recuperación secundaria mucho antes de llegar a este punto, y la escogencia del método de explotación en un yacimiento o en una parte de un yacimiento obedece a criterios de optimización.

1.5. Recuperación Secundaria

Los métodos de recuperación secundarios consisten en inyectar dentro del yacimiento un fluido menos costoso que el petróleo para mantener un gradiente de presión. Estos fluidos se inyectan por ciertos pozos (inyectores), y desplazan o arrastran una parte del petróleo hacia los otros pozos (productores).

Hasta el principio de los años 70, el bajo precio del crudo hacía que los únicos fluidos susceptibles de inyectarse económicamente eran el agua, y en ciertos casos el gas natural.

El drenaje por agua permite elevar la recuperación del aceite originalmente en sitio hasta un promedio de 25-30%, con variaciones desde 15 hasta 40% según los casos.

1.6. Recuperación Terciaria y/o Mejorada

Después de las recuperaciones primaria y secundaria, el yacimiento contiene todavía 60-80% (promedio 72%) del crudo originalmente en sitio. Esto se debe a que la eficiencia de los métodos de recuperación primaria y secundaria está limitada por dos factores:

- A la escala de los poros, el crudo alcanza una saturación residual suficientemente baja para encontrarse en forma de glóbulos discontinuos, atrapados por las fuerzas capilares.
- A la escala del yacimiento existen ciertas zonas en las cuales el fluido inyectado durante la recuperación secundaria no penetra, por la baja permeabilidad de estas zonas, porque siguen caminos preferenciales, o porque la geometría de implantación de los pozos no es favorable.

Con el aumento del precio del crudo en la década de los 70, ya se volvió económico inyectar otra cosa que agua con el propósito de aumentar la recuperación final y se realizaron numerosas investigaciones en este sentido.

Entre los métodos cuyo propósito es mejorar la eficiencia del desplazamiento mediante una reducción de las fuerzas capilares, se pueden citar la utilización de solventes miscibles con el crudo y la obtención de baja tensión interfacial con soluciones de surfactantes o soluciones alcalinas. Para mejorar la eficiencia de barrido se puede reducir la viscosidad del crudo mediante calentamiento, aumentar la viscosidad del agua con polímeros hidrosolubles, o taponar los caminos preferenciales por ejemplo con espumas.

Los métodos actualmente propuestos para la recuperación mejorada involucran uno o varios de estos aspectos. En lo que se refiere a la utilización de surfactantes, se destacan los siguientes:

- Drenaje miscible con microemulsiones
- Drenaje inmiscible con soluciones de surfactantes y polímeros (y a veces alcali)
- Inyección de vapor con surfactante - espumas

2. FENOMENOS INVOLUCRADOS

Para comprender el alcance de los diferentes métodos de recuperación mejorada es indispensable entender la naturaleza de los fenómenos involucrados. Ya que en español las palabras agua y aceite empiezan por la misma letra se usarán las abreviaciones en inglés W (water) y O (oil).

2.1. Fenómenos a la escala de los poros - Capilaridad - Adsorción

Suponiendo para simplificar que el medio poroso contiene solamente una salmuera (W) y el crudo (O), estas dos fases se distribuyen según las leyes de la hidrostática y de la capilaridad (véase figura).

La ley fundamental de la capilaridad o ecuación de **Laplace** relaciona la diferencia de presión entre los lados de una interfase (presión capilar P_C) con la curvatura:

$$P_C = \Delta P = P_O - P_W = 2 \gamma H$$

donde γ es la tensión interfacial y H la curvatura promedio de la interfase. Para una superficie hemisférica la curvatura promedio es el inverso del radio. Para una superficie cualquiera H se expresa como la mitad de la suma de los inversos de los radios de curvatura principales (el mayor y el menor).

La presión es superior del lado de la concavidad, es decir, en el interior de las gotas de la figura 1.

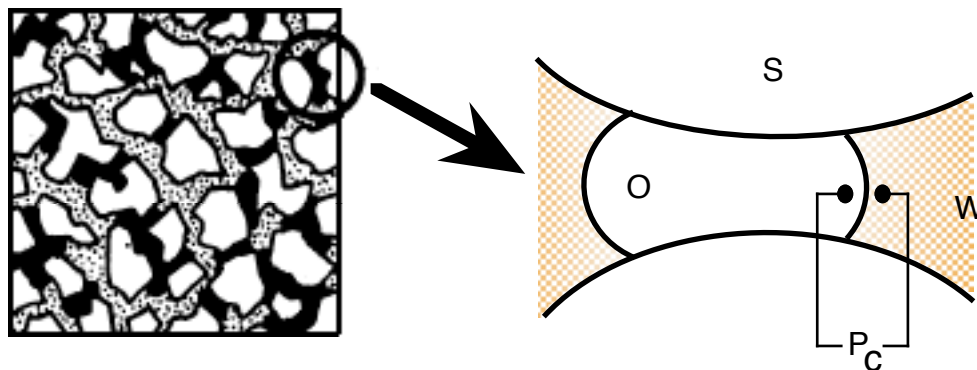


Figura 1: Estructura de atrapamiento de los glóbulos de petróleo por capilaridad

La **tensión interfacial** es la energía libre de Gibbs por unidad de área y depende de las sustancias adsorbidas en la interfase. Para agua en equilibrio con una fase hidrocarburo es del orden de algunas decenas de dina/cm (ó mN/m). En presencia de un surfactante se reduce generalmente a 1 ó 0,1 dina/cm, pero en ciertos casos muy particulares (de los cuales se discutirá mas adelante) puede llegar a 0,001 dina/cm.

El contacto trifásico agua (W), crudo (O) y sólido (S) está caracterizado por los ángulos de contacto. La figura 2 indica la definición de los ángulos de contacto θ_O y θ_W .

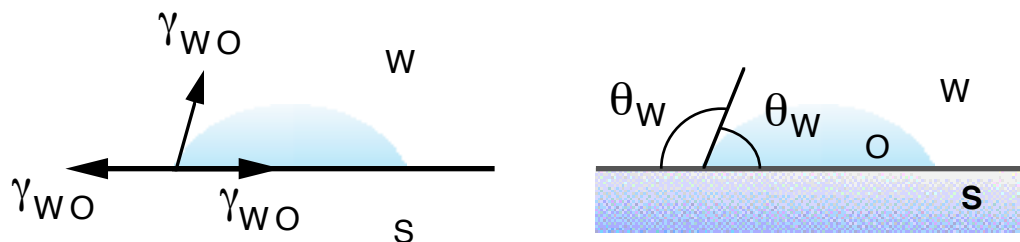


Figura 2: Equilibrio de las fuerzas de tensión y ángulos de contacto.

A lo largo de la línea de contacto trifásico se ejercen perpendicularmente a esta línea y por unidad de longitud de la misma, fuerzas que corresponden a las tensiones interfaciales. El equilibrio se expresa como un balance vectorial entre estas fuerzas cuyas direcciones son las tangentes a las interfases involucradas. Para simplificar, se puede suponer que el sólido es plano en el punto de contacto y utilizar un cálculo de trigonometría elemental para hallar la condición de equilibrio (en proyección sobre la superficie del sólido) llamada condición de **Neuman**:

$$\gamma_{sw} = \gamma_{so} + \gamma_{wo} \cos \theta_o$$

$$\gamma_{sw} + \gamma_{wo} \cos \theta_w = \gamma_{so}$$

En general y para evitar confusiones se llama ángulo de contacto θ el ángulo θ_w que corresponde a la fase agua.

$$\cos \theta = (\gamma_{so} - \gamma_{sw}) / \gamma_{wo}$$

El valor de θ depende de la tensión interfacial entre O y W (γ_{wo}) y también de las energías libres interfaciales del sólido con los dos fluidos (γ_{sw} y γ_{so}), es decir de la naturaleza de los fluidos y de la superficie del sólido.

El fluido que posee el ángulo de contacto inferior a 90° es el fluido que **moja** la superficie sólida. Las rocas almacén poseen una naturaleza polar (carbonato, sílica) y por lo tanto la roca "limpia" es mojable por el agua. Sin embargo se observa que en muchos yacimientos el ángulo de contacto θ supera 90° . Esto se debe a que la superficie del sólido está cubierta por una capa de sustancia adsorbida que le confiere un carácter "aceitoso".

Los crudos contienen a menudo bases nitrogenadas, es decir moléculas susceptibles de presentar una carga positiva, aún localmente. Tales moléculas pueden adsorberse sobre la superficie del sólido en los sitios negativos (oxígeno de SiO_2) y llegar a recubrir la como si fuera una capa de pintura. Visto desde fuera la superficie tendrá el aspecto de una capa de estas moléculas orgánicas y como consecuencia no será mojable por el agua sino por el aceite (véase figura 3), y las gotas de aceites tendrán tendencia en "pegarse" en la superficie (= cambio de mojabilidad).

Estos fenómenos de adsorción son extremadamente importantes en los métodos de recuperación mejorada. En efecto, las sustancias surfactantes son susceptibles de adsorberse sobre los sólidos presentes (caliza, sílica, arcillas), y también pueden producirse intercambios iónicos entre los sólidos y la fase acuosa, lo que puede modificar considerablemente la composición de la misma.

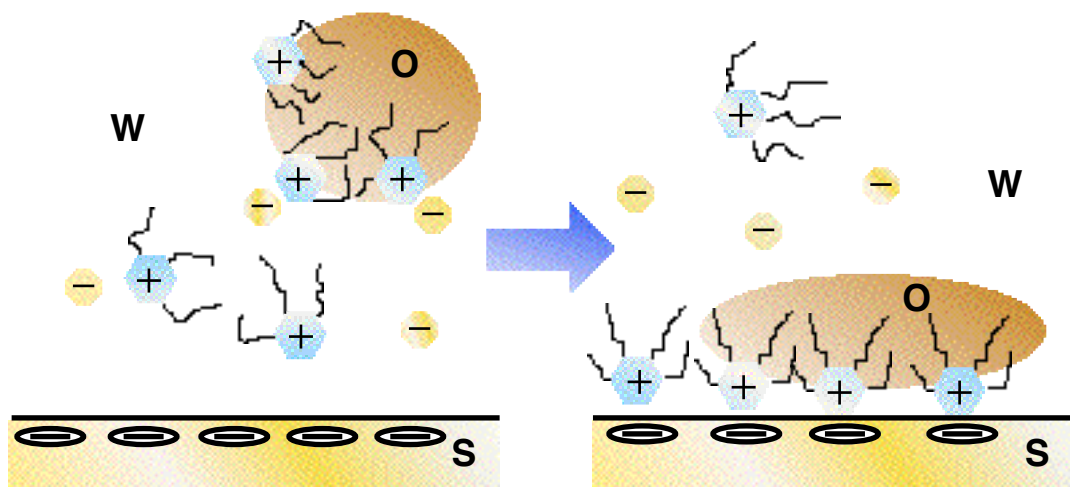


Figure 3. Adsorción de surfactante y cambio de mojabilidad

2.2. Fenómenos de la escala del medio poroso

2.2.1. Drenaje e imbibición

Un medio poroso está caracterizado por su geometría, sin embargo no es posible definirla en el caso de un medio poroso natural.

La **porosidad** ϕ es la fracción de volumen vacío, la cual varía desde 0.05 para medios muy compactos a 0.26 para un apilamiento hexagonal compacto de esferas rígidas de mismo diámetro. Además de la porosidad se pueden definir algunas otras características tales como la **distribución de tamaño** de poro, y la **tortuosidad** promedio de los poros.

Además de estas propiedades intrínsecas se definen dos otras, que están relacionadas con el movimiento del fluido monofásico (**permeabilidad**), o con la presencia de dos fluidos inmiscibles (**presión capilar**). Finalmente S_o y S_w son las **saturaciones** de aceite y de agua, es decir las fracciones volumétricas del volumen poroso ocupado por cada fluido.

Cuando dos fluidos inmiscibles coexisten en equilibrio en un medio poroso, están repartidos según las leyes de la hidrostática y de la capilaridad. La repartición de fluidos depende de la dimensión de los poros, del ángulo de contacto, de la tensión interfacial y de las saturaciones.

En la práctica se determina experimentalmente la variación de la cantidad $P_c L / \gamma$ en función de las saturaciones, donde L representa una longitud característica del medio, por ejemplo el diámetro promedio de poro, Esta variación de $P_c L / \gamma$ corresponde a las llamadas curvas de **drenaje** e **imbibición**.

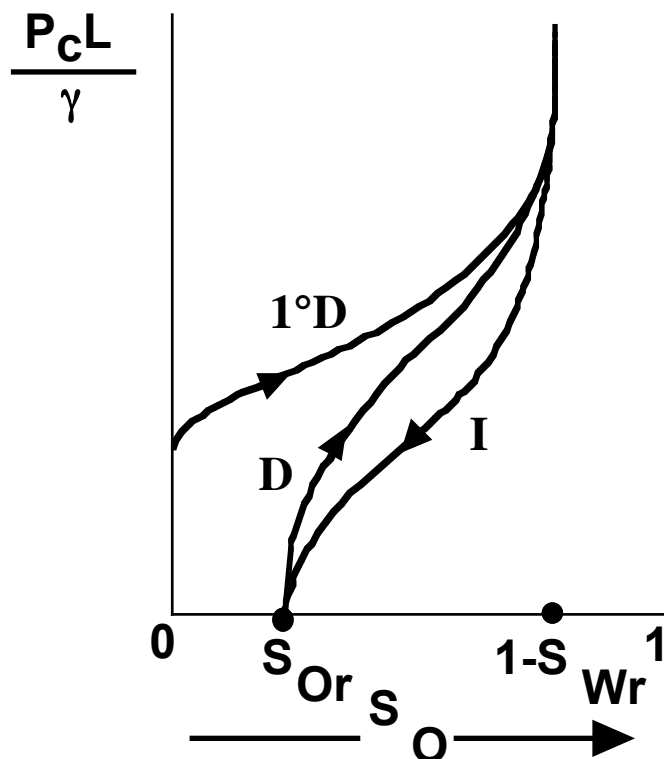


Figura 4: Variación de la presión capilar al inyectar sucesivamente agua y aceite en un núcleo

Para obtener estas curvas se toma un núcleo de medio poroso completamente saturado de agua (fluido que moja el sólido) y se le inyecta aceite por aliquotas. Después de cada inyección se espera el equilibrio y se mide la diferencia de presión P_c entre los fluidos.

El desplazamiento de agua por aceite (drenaje) produce la primera vez la curva ($1^\circ D$), que tiende a un valor máximo de S_o , llamado $(1-S_{wr})$ donde S_{wr} es la **saturación residual** de W después del drenaje.

Si ahora se reduce la saturación de O inyectando W , se obtiene la curva de imbibición (I), hasta la saturación residual S_{Or} . Al aumentar nuevamente la saturación de O se obtiene la curva de segundo drenaje (D), y así sucesivamente. Las curvas I y D conforman el **ciclo de histéresis** de la presión capilar. Esto significa que para un cierto estado de saturación del medio poroso (S_o), la presión capilar (el valor de P_c) y ó a P_c dado la distribución real de los fluidos depende de la historia previa de evolución del sistema.

Los experimentos de imbibición y drenaje muestran que no es posible desplazar completamente uno de los fluidos por el otro. En ambos casos de desplazamiento, existe una saturación residual (S_{Or} y S_{wr}), típicamente del orden de 20%, que corresponde a un fluido distribuido en forma de glóbulos desconectados uno de los otros y atrapados por las fuerzas capilares.

El estado de saturación residual S_{Or} es el límite que se puede alcanzar mediante un proceso de inyección de agua. En la práctica, nunca se llega a este valor.

2.2.2. Ley de Darcy

El movimiento de un fluido monofásico en medio poroso depende de una propiedad del medio llamada permeabilidad. La permeabilidad se halla experimentalmente al determinar la relación entre la velocidad de movimiento de un fluido y la pérdida de carga (variación de presión) producida.

La ley correspondiente, llamada de **Darcy**, enuncia una relación lineal, la cual está satisfecha a las bajas velocidades involucradas.

$$u = \frac{k}{\eta} \frac{dP}{dL}$$

donde u es la velocidad específica o velocidad de filtración, es decir, el flujo volumétrico por unidad de área del medio atravesado: es el caudal volumétrico dividido por el área de sección recta del medio, es decir la velocidad promedio en los poros multiplicada por la porosidad. η es la viscosidad del fluido, dP/dL es el gradiente de presión (incluyendo el gradiente hidrostático si existe una diferencia de nivel) y k es la permeabilidad del medio. Cuando u se expresa en cm/seg, η en centipoise, dP/dL en atmósfera por cm, k se expresa en darcy.

El darcy es igual a $9,87 \cdot 10^9 \text{ cm}^2$ y corresponde a un medio bastante permeable. La mayoría de las rocas almacén poseen una permeabilidad del orden de una fracción de darcy. Un lecho de arena compactado pero no consolidado posee una permeabilidad de varios darcys.

La ley de Darcy suministra una información equivalente a la ley de **Poiseuille** para un capilar cilíndrico, pero esta vez promediada para todos los poros.

$$\text{ley de Darcy} \quad u = v \phi = \frac{k}{\eta} \frac{dP}{dL}$$

$$\text{ley de Poiseuille} \quad \langle v \rangle = \frac{R^2}{8\eta} \frac{dP}{dL}$$

Se observa que el equivalente de la permeabilidad para un capilar de diámetro R es $R^2/8$.

2.2.3. Flujo difásico - Permeabilidades relativas

Cuando los fluidos inmiscibles (O y W) se desplazan conjuntamente en un medio poroso, se puede definir, por lo menos localmente:

- Las saturaciones S_O y S_W
- Las presiones P_O y P_W cuya diferencia es P_C
- Las velocidades de filtración u_O y u_W

Por analogía con la ecuación de Darcy se escribe:

$$u_o = \frac{k_o}{\eta_o} \frac{dP_o}{dL} \quad \dots \quad u_w = \frac{k_w}{\eta_w} \frac{dP_w}{dL}$$

estas relaciones definen los coeficientes k_o y k_w , llamadas permeabilidades efectivas.

La experiencia muestra que las permeabilidades efectivas son siempre inferiores a la permeabilidad del medio poroso. La relación entre una permeabilidad efectiva y la permeabilidad del medio k se llama **permeabilidad relativa** K :

$$K_o = k_o / k$$

$$K_w = k_w / k$$

La variación de las permeabilidades relativas tiene el aspecto indicado en la figura 5 para una saturación de aceite comprendida entre los límites S_{or} y $1-S_{wr}$; cada una de las permeabilidades relativas crece con la saturación correspondiente.

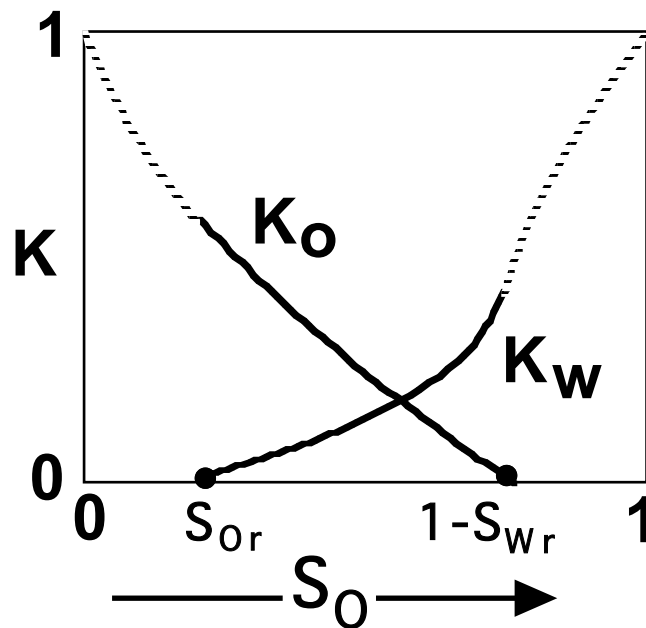


Figura 5: permeabilidades relativas en función de las saturaciones

Se puede demostrar que la relación u_w/u_o es decir, la relación agua/aceite (WOR) en los fluidos producidos es igual a la relación de las **movilidades**, siendo la movilidad λ la relación entre la permeabilidad relativa al fluido y la viscosidad del fluido

$$WOR = (K_w/\eta_w) / (K_o/\eta_o) = \lambda_w / \lambda_o$$

La experiencia muestra que la posición de las curvas K_w y K_o se desplaza hacia abajo (los K disminuye) cuando la tensión interfacial aumenta, es decir cuando los efectos capilares aumentan, y vice-versa. Si la saturación del yacimiento es considerablemente superior a S_{or} el efecto de la capilaridad es poco importante. Al contrario, cuando S_o se acerca a S_{or} como en el caso de un yacimiento en fin de recuperación secundaria, los fenómenos capilares se tornan dominantes.

2.3. Fenómenos a la escala del yacimiento

Los experimentos de laboratorio sobre un núcleo de medio poroso de dimensiones típicas del orden de algunos centímetros o algunas decenas de centímetros difieren del caso de un yacimiento en varios aspectos relativos al cambio de escala.

De una parte, el efecto de la gravedad no es despreciable en un yacimiento de varias decenas de metros de espesor, o en un yacimiento inclinado. En el espesor del yacimiento puede producirse una segregación gravitacional con una mayor saturación S_o en la parte superior. Esto significa que las condiciones cambian a lo largo de un eje vertical.

Por otra parte la mayoría de los yacimientos presentan heterogeneidades, es decir zonas de menor o mayor permeabilidad. En ciertos casos pueden incluso presentarse fracturas o grietas. En todos casos, los fluidos tienen tendencia a pasar por la vía de menor pérdida de carga, que son las fracturas o las zonas más permeables. El fluido de inyección (W ó W con aditivos) tiene por lo tanto tendencia a pasar en las zonas más permeables y a no penetrar en las demás. Al desplazarse el aceite de las zonas permeables, la saturación S_w aumenta, y por lo tanto también la permeabilidad relativa K_w , lo que agrava la situación y produce caminos preferenciales.

La disposición misma de los pozos inyectoros y productores tiende a resultar en caminos preferenciales aún en ausencia de heterogeneidades. En el clásico **five spot** con el pozo inyector al centro como indicado en la figura 6, el gradiente de presión se ejerce en línea directa entre el pozo inyector y cada pozo productor, y por lo tanto varía considerablemente de un punto a otro del yacimiento.

Todos estos factores hacen que el flujo multifásico no se puede considerar de tipo "pistón" a la escala del yacimiento y que la eficiencia de barrido puede ser notablemente reducida por la existencia de caminos preferenciales.

Finalmente conviene notar que existe otro fenómeno susceptible de reducir la eficiencia de barrido. Al intentar "empujar" un fluido viscoso (OO) con un fluido menos viscoso (W) pueden producirse inestabilidades interfaciales que resultan en un fenómeno llamado **digitación** o formación de dedos de fluido W que penetran en el fluido O (ver figura 7). A la escala del yacimiento, estos fenómenos también tienden a producir caminos preferenciales. Una forma de reducirlos es disminuir la velocidad de los fluidos, reducir la viscosidad del aceite (calentamiento) o aumentar la del agua (polímeros).

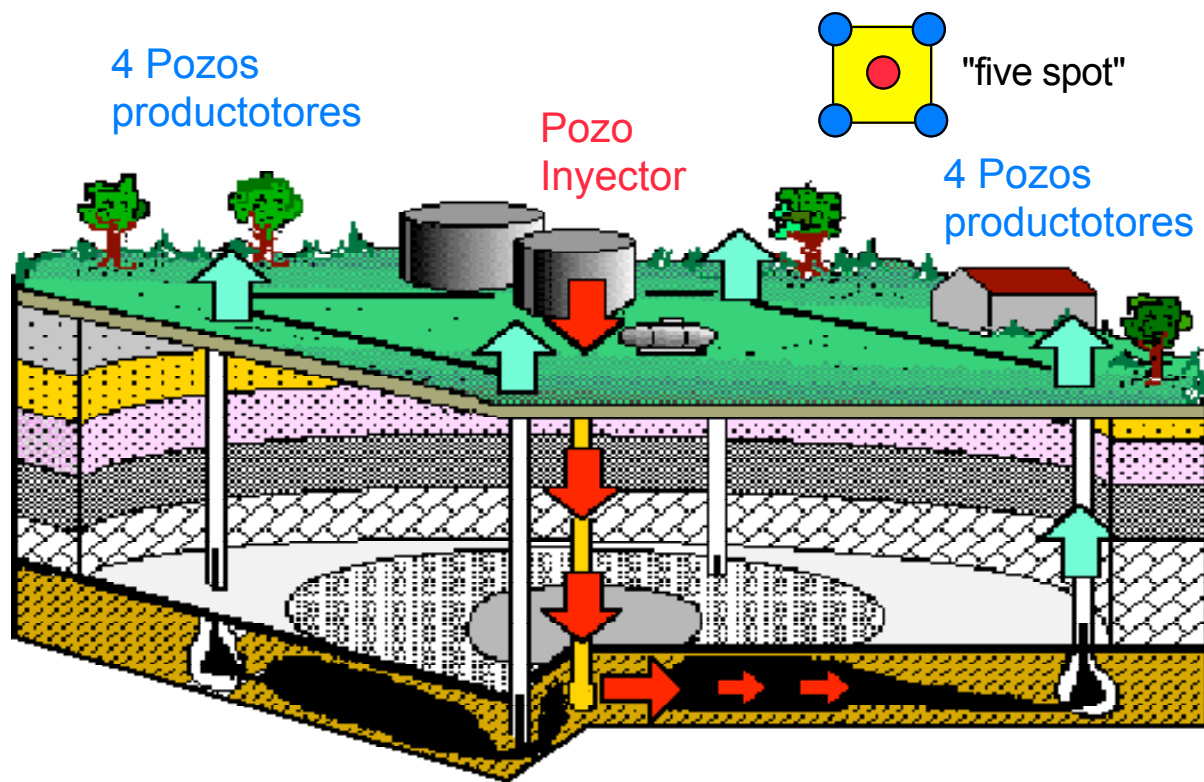


Figura 6. Disposición en "five spots" con un pozo inyector en el centro y 4 pozos productores

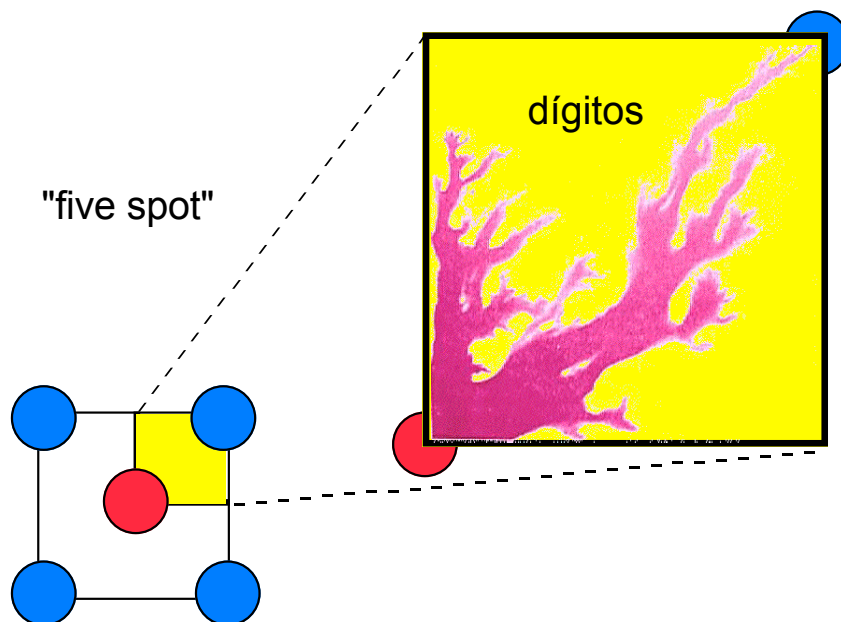


Figura 7. Formación de dígitos durante una inyección con movilidad mal controlada

3. CONDICIONES DE MOVILIZACION Y DESPLAZAMIENTO

Hace ya más de 80 años que se ha determinado que las fuerzas capilares son las responsables del atrapamiento del petróleo. El cálculo muestra que al final de un drenaje con agua típico, las fuerzas capilares son varios ordenes de magnitud mayores que las fuerzas viscosas de drenaje.

Es por lo tanto lógico que los procesos estudiados o propuestos hagan énfasis en la modificación de estas fuerzas por cambio de mojabilidad, reducción de la tensión interfacial o incluso eliminación de la interfase que es equivalente a alcanzar una tensión nula.

3.1. Histéresis del ángulo de contacto – Efecto Jamin

En 1860 **Jamin** encontró que la presencia de una serie de burbujas en un capilar liso podía resultar en una considerable resistencia al flujo.

Si se supone que el ángulo de contacto es el mismo en ambas superficies, la ley de Laplace indica que no debe haber diferencia de presión entre los dos lados de la película.

Sin embargo, Jamin observó que al desplazarse una línea de contacto trifásico, el ángulo de contacto dependía de la dirección del movimiento. El ángulo de contacto de avance (1-2) del fluido que moja la superficie es mayor que el ángulo de contacto de abandono de la superficie (2-3), llamado de retroceso (figura 8).

Teniendo en cuenta que la presión es mayor del lado de la concavidad y suponiendo que las interfases son hemisféricas se puede calcular, de acuerdo a la figura 9, que:

$$P_1 - P_2 = 2 \gamma / R_{12} \quad P_3 - P_2 = 2 \gamma / R_{23}$$

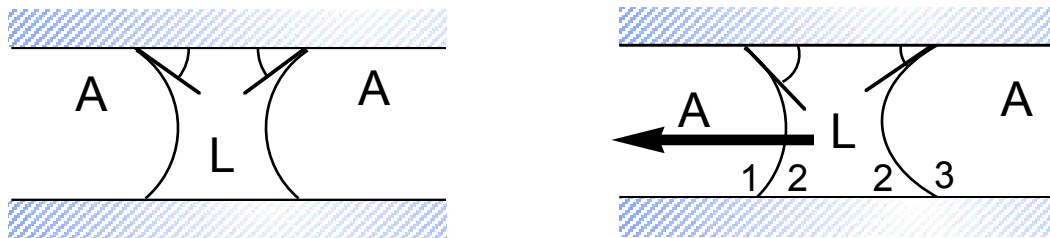


Figura 8: Gota de líquido (L) mojando la pared de un capilar, en ausencia de movimiento (izquierda), y en desplazamiento en la dirección de la flecha (derecha)

Por la diferencia entre los ángulos de contacto θ_{12} y θ_{23} los radios de curvaturas son diferentes en el capilar de radio R .

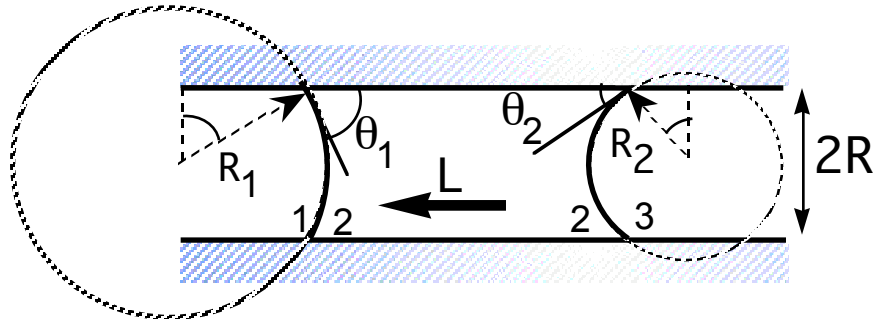


Figura 9: radios de curvatura (en ausencia de gravedad) en los meniscos de avance y de retroceso en función de los ángulos de contacto

Entonces $R = R_{12} \cos \theta_{12} = R_{23} \cos \theta_{23}$

Como $\theta_{12} > \theta_{23} \dots \cos \theta_{12} < \cos \theta_{23}$ y $R_{12} > R_{23}$

En consecuencia $P_1 - P_2 < P_3 - P_2$ ó $P_1 < P_3$

Existe por lo tanto un gradiente de presión a través de la película de líquido. En presencia de varias burbujas consecutivas en un capilar, todas las caídas de presión se suman y se puede producir una considerable resistencia al flujo.

El efecto Jamin se puede medir experimentalmente con un goniómetro al observar los ángulos de contactos de una gota ubicada sobre una superficie inclinada (figura 10).

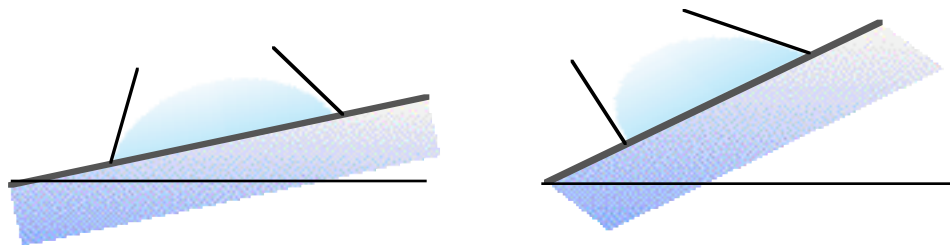


Figura 10: Gota sobre plato inclinado mostrando la histéresis de ángulo de contacto

Se aumenta la inclinación de la superficie y se observa que la gota no se desplaza (figura 10). El equilibrio mecánico implica que el ángulo de contacto de avance sea mayor que el de retroceso. Se alcanza por supuesto un momento en que la inclinación es tal que la fuerza de gravedad desplaza la gota. Este histéresis del ángulo de contacto se explica a menudo por una microrugosidad de la superficie sólida.

3.2. Fuerzas viscosas contra Fuerzas capilares

En el caso del desplazamiento de aceite en un medio poroso existen otras razones que pueden producir una diferencia de presión de parte y otra de una gota, Si la gota se encuentra en un poro de diámetro variable, la ley de Laplace nos indica que la diferencia de presión no será la misma en sus dos interfaces con la otra fase.

Tomamos como ejemplo en la figura 11 una gota de aceite (O) en un yacimiento mojado por agua ($\theta_o > 90^\circ$), que está atrapada por fuerzas capilares.

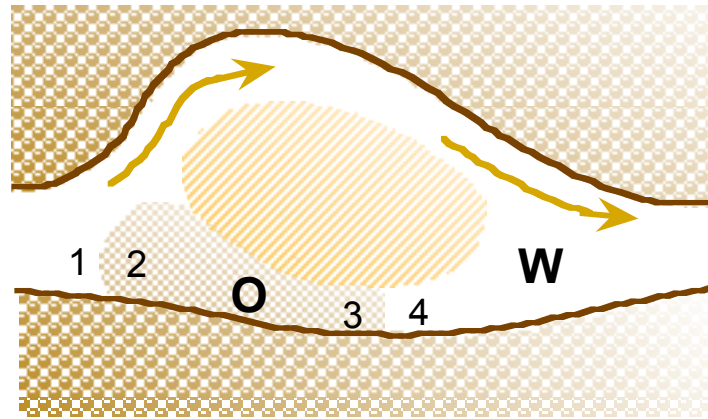


Figura 11: Configuración de una gota de aceite (O) atrapada en un poro en presencia de un gradiente de presión producido por un flujo de agua en el medio poroso

Ya que el radio de la interfase 1-2 es superior al radio de la interfase 3-4, la ley de Laplace indica que $P_2 - P_1 = 2\gamma / R_{12}$ que es inferior a $P_3 - P_4 = 2\gamma / R_{34}$

Al equilibrio, es decir sí $P_1 = P_4$, entonces $P_2 < P_3$ y por lo tanto la gota tiende a desplazarse hacia la izquierda, es decir a salir del poro.

Si existe un gradiente de velocidad de imbibición de W de izquierda a derecha tal que se produzca una pérdida de carga $\Delta P = P_1 - P_4$, se puede calcular que:

$$P_2 - P_3 = \Delta P - 2\gamma / R_{34} + 2\gamma / R_{12}$$

Para que haya movimiento de la gota de izquierda a derecha, P_2 debe ser mayor que P_3 y:

$$\Delta P / 2\gamma > (1/R_{34}) - (1/R_{12})$$

Las leyes de Poiseuille y de Darcy indican que ΔP es directamente proporcional a la viscosidad del fluido y a la velocidad e inversamente proporcional al radio del poro y a la permeabilidad.

La condición de movilización está por lo tanto favorecida por un aumento de la velocidad de inyección de agua y por un aumento de su viscosidad. Por otra parte está también favorecida por una disminución de la tensión interfacial.

Tomando valores típicos correspondientes a la fase final de una operación de inyección de agua, se puede calcular que la desigualdad anterior no se cumple y que falta para que se cumpla un aumento de dos o tres órdenes de magnitud en el factor $\Delta P/\gamma$.

La relación entre las fuerzas viscosas de drenaje y las fuerzas capilares se ha expresada en forma adimensional, por un llamado **número capilar** N_{Ca} (o número de **Weber**) cuya expresión varía de un autor a otro:

$$N_{Ca} = v \eta/\gamma, \quad \Delta P/\gamma, \quad v \eta/\gamma \cos\theta, \quad v \eta/\phi \gamma \dots$$

Todas estas expresiones son equivalentes en cuanto a su significado fenomenológico y no importa cual se escoge. Tomaremos la primera:

$$N_{Ca} = v \eta/\gamma$$

Los datos de la literatura muestran que el porcentaje de recuperación de crudo en un medio poroso a S_{Or} es esencialmente nulo cuando el número capilar es inferior a 10^{-6} y esencialmente 100% cuando el número capilar es superior a 10^{-3} .

La Figura 12 indica que todos los experimentos no producen exactamente la misma transición, lo que significa que existen también otros factores, tales como la mojabilidad (θ). Sin embargo, está claro que si se puede aumentar el número capilar de tres o cuatro órdenes de magnitud, se puede alcanzar una recuperación de casi 100% del petróleo en la zona barrida.

Por tanto los métodos de recuperación mejorada tienen todos como propósito aumentar el número capilar. Conviene entonces examinar lo que se puede hacer para aumentar el número capilar de tres o cuatro órdenes de magnitud.

Primero, se puede incrementar la velocidad de la fase acuosa, lo que aumentaría "v" en consecuencia. Tal aumento implica sin embargo un aumento de la presión de inyección y un costo adicional. Adicionalmente, está limitado por dos factores desfavorables: de una parte no se puede aumentar la presión más allá de la presión de fractura de la roca del yacimiento, y por otra parte el aumento de velocidad tiende a favorecer las inestabilidades de tipo digitación y la producción de caminos preferenciales. En consecuencia no se puede prácticamente aumentar la velocidad "v" mucho más allá del típico 1 pie/día.

El segundo factor que se puede modificar es la viscosidad de la fase acuosa. Es el propósito de los métodos llamados de **inyección de polímeros** en los cuales la fase acuosa contiene unas 100-200 ppm de polímeros hidrosolubles de tipo poliacrilamida o polisacárido.

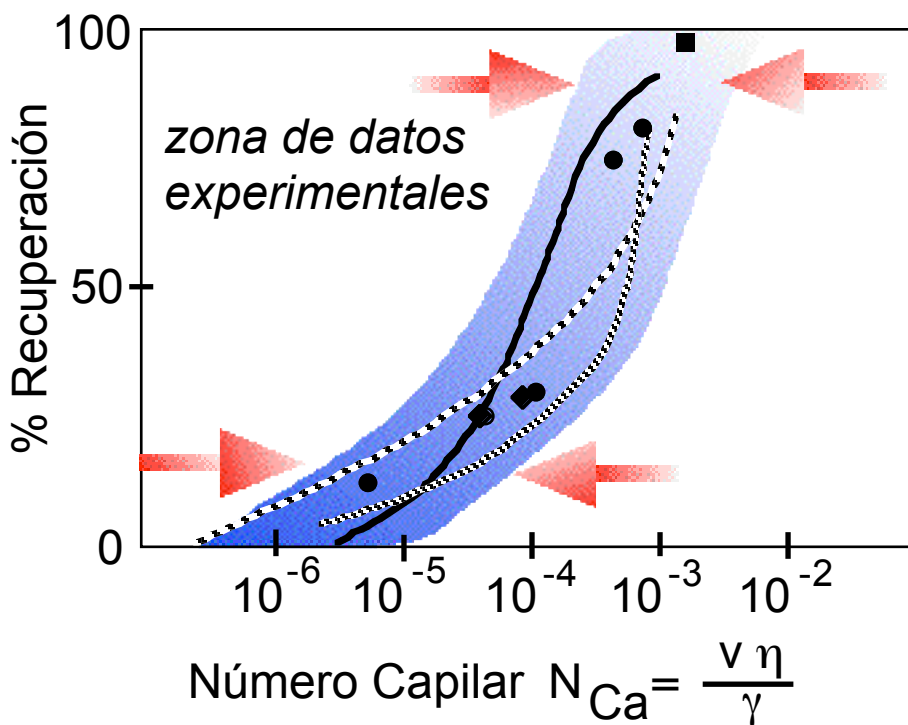


Figura 12: Porcentaje de Recuperación en función del Número Capilar

El aumento de viscosidad de la fase acuosa es también favorable para controlar las inestabilidades tales como la digitación, y tiende a mejorar la eficiencia de barrido. Por otra parte, tiende a aumentar la fracción de aceite en los fluidos producidos (reducción del WOR). Sin embargo, a mayor viscosidad de la fase acuosa, mayor el gradiente de presión requerido para obtener la misma velocidad del fluido.

El aumento del número capilar por aumento de la velocidad y/o de la viscosidad de la fase acuosa está por lo tanto limitado a algo como un orden de magnitud, y en la mayoría de los casos eso es insuficiente por un factor 100 ó 500. Es por lo tanto imprescindible lograr una reducción considerable de la tensión interfacial entre el agua y el aceite, y por eso es indispensable usar surfactantes con un considerable poder tensioactivo.

La introducción de un surfactante en la fase acuosa permite reducir la tensión interfacial agua/crudo de 30-40 dinas/cm hasta 1 ó 0,1 dina/cm, lo que es todavía insuficiente por un factor 50 ó 100. Estudios realizados en los años 1970 han mostrado que en ciertas circunstancias muy particulares la tensión interfacial podía reducirse a menos de 0,001 dina/cm (1 $\mu\text{N/m}$), y que se podía obtener incluso la miscibilidad entre agua y aceite (tensión interfacial nula) con concentración de surfactante del orden de 5%. En tales condiciones se producen varios mecanismos de movilización que contribuyen a la recuperación del aceite.

3.3. Mecanismos de Movilización

3.3.1. Movilización miscible

Si la formulación de la fase acuosa es tal que ésta pueda formar una sola fase con el aceite, entonces las fuerzas capilares no entran en línea de cuenta ya que la interfase desaparece.

El desplazamiento *miscible* puede obtenerse con soluciones alcohólicas, con soluciones concentradas de surfactante o con dióxido de carbono supercrítico.

Al obtenerse las condiciones del desplazamiento miscible, la ley de Darcy se aplica; sin embargo, el fluido no es homogéneo desde el punto de vista de la densidad y de la viscosidad y pueden producirse segregaciones. El estudio de la distribución de tiempos de residencia permite caracterizar las propiedades del flujo.

En la práctica, el desplazamiento miscible con inyección de alcohol o de surfactante es demasiado costoso; sin embargo, juega un cierto papel al inicio de los desplazamientos con surfactante/polímero o como método de estimulación de pozo. Hoy en día, el único método miscible probado es aquel con dióxido de carbono (SACROC), pero está fuera del enfoque del presente texto.

3.3.2. Movilización por baja tensión

Si la formulación de la solución acuosa es adecuada, la tensión interfacial entre ésta y el crudo puede bajar a 0,001 - 0,0001 dina/cm (o mN/m) como indicado en la figura 13. Las condiciones de obtención de tales tensiones corresponden a la llamada *formulación óptima* y están asociadas con la presencia de un sistema trifásico en el cual coexisten una *microemulsión* y fases exceso de agua y de aceite.

Para tales valores de la tensión interfacial, el criterio del número capilar indica que se obtiene casi un 100% de recuperación en la zona barrida. Estudios en micromodelos transparentes han mostrado que en sistemas de baja tensión interfacial, los glóbulos de aceite atrapados se deforman fácilmente y se alargan para pasar a través de los poros de la matriz porosa. Cuando el glóbulo de aceite está movilizado, se desplaza y encuentra otros glóbulos con los cuales coalesce, produciendo glóbulos más alargados los cuales son más fácil de movilizar; finalmente llega a formarse una red de glóbulos interconectados, es decir un *banco* de aceite y el régimen se torna un flujo difásico (tipo **Bucklet-Leverett**) con una saturación de aceite netamente superior a S_{Or} (ver figura 14).

La experiencia indica que éste es el principal mecanismo de movilización-desplazamiento en los procesos por inyección de surfactante. Sin embargo, existen otros mecanismos secundarios que pueden tener importancia.

3.3.3. Movilización por solubilización y ensanchamiento

Cuando se deja equilibrar un sistema surfactante-agua-aceite, la fase que contiene la mayoría del surfactante es a menudo una microemulsión que puede solubilizar considerables cantidades de la otra fase. Según que la microemulsión está en equilibrio con una fase acuosa, una fase aceite o ambas, sus características de solubilización son distintas.

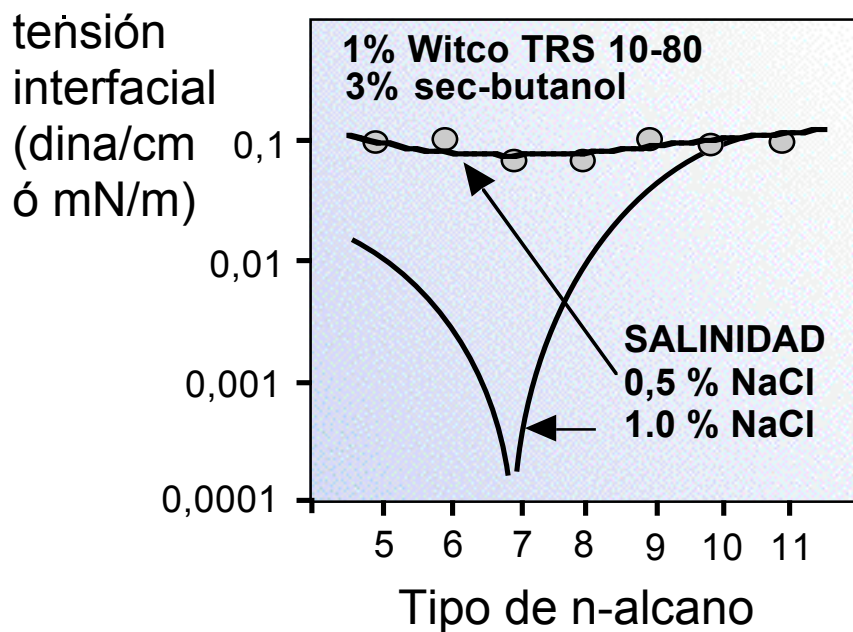


Figura 13: Ocurrencia de tensión interfacial ultra-baja en condiciones muy particulares (formulación óptima)

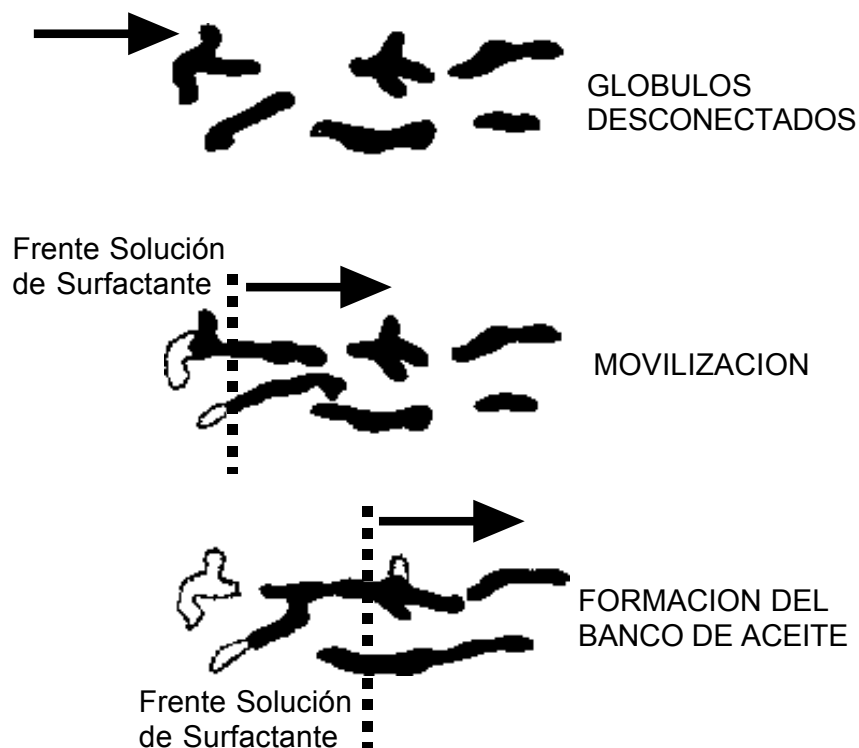


Figure 14: Movilización de las gotas atrapadas mediante la inyección de solución de surfactante que produce una baja tensión interfacial.

El caso a considerar en esta sección es aquel del llamado diagrama de Winsor tipo II en el cual la fase aceite contiene la mayoría del surfactante y es una microemulsión que solubiliza una cantidad de agua que puede ser notable como indicado en la figura 15.

En ensayos de laboratorio se han obtenido sistemas casi-óptimo en los cuales la fase aceite duplica su volumen por solubilización de agua. Tales condiciones no se obtienen en general en el campo porque las concentraciones de surfactante son bajas; sin embargo, es posible en ciertos casos que la fase aceite se ensanche un 20-30% mediante la solubilización agua, lo que (1) aumenta notablemente la saturación S_o , y por tanto K_o , y (2) resulta también en una reducción de viscosidad de la fase aceite. Ambos efectos aumentan la movilidad del aceite. Sin embargo no es fácil determinar la importancia de estos efectos, porque los sistemas que lo exhiben están muy cerca de la formulación óptima y por lo tanto poseen una tensión interfacial baja, lo hace que el mecanismo anterior tiende a ocultar los efectos (secundarios) debidos al ensanchamiento del aceite.

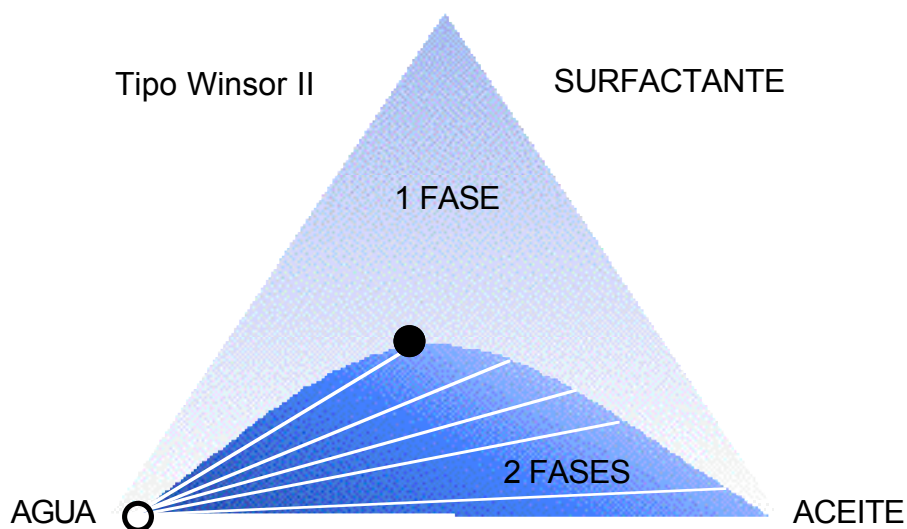


Figura 15: Diagrama ternario (tipo Winsor II) en el cual la fase aceite (circulo negro) ha solubilizado una considerable cantidad de agua.

3.3.4. Movilización por cambio de mojabilidad

La presencia de un surfactante puede modificar la mojabilidad del sólido; sin embargo y a pesar de decenas de estudios, no está claro si es mejor tener una roca mojable por el agua o mojable por el aceite. Lo que sí se sabe, es que el fenómeno clásico de desplazamiento del sucio presentado en los mecanismos de detergencia no se aplica aquí, más que todo porque se carece de la energía mecánica necesaria.

Si la roca es mojada por el aceite, éste tendrá a penetrar en poros de pequeño diámetro y por lo tanto en atraparse más. Sin embargo, al mojar la pared del medio poroso, la fase aceite puede presentar una continuidad a saturaciones muy bajas, y por lo tanto seguir fluyendo.

En el método de movilización por baja tensión la roca es aparentemente mojada por el agua y uno de los papeles del surfactante es evitar la adhesión del aceite a la roca.

Ciertos estudios tienden a mostrar que la inyección de sustancia alcalina aumenta la mojabilidad al agua; otros demuestran lo contrario. Como los ácidos nafténicos del crudo se transforman en jabones en presencia de una base, tales cambios pueden probablemente interpretarse por la adsorción del carboxilato en la roca.

Finalmente se debe concluir que existe bastante confusión en cuanto a la importancia de la mojabilidad como mecanismo de movilización, y que si bien es cierto que un cambio de mojabilidad parece ser favorable en algunos casos, no se puede enunciar reglas generales al respecto.

3.3.5. Emulsión espontánea

Este proceso de no-equilibrio se ha observado desde hace mucho tiempo al verter un concentrado limpiador (pinolin) o agrícola, o de aceite de corte en agua. Se forma una nube blanca característica. También existen fenómenos aparentados durante el enfriamiento de aleaciones metálicas que lleva el nombre de descomposición espínodal.

En el caso de sistemas surfactante-agua-aceite se observó que la transferencia de masa puede producir cerca de la interfase zonas sobre-saturadas que se separan en dos fases espontáneamente, de donde el nombre de ***emulsión espontánea***.

Hay evidencia de que en la zona de contacto entre la solución de surfactante y el aceite, aparecen gotas de muy pequeño diámetro; a pesar de que la tensión interfacial sea muy baja, los esfuerzos de cizallamiento son sin embargo insuficientes para producir una emulsión tan fina; se piensa que esta emulsión se produce espontáneamente cerca de la interfase crudo-agua.

Esta suposición está corroborada por el hecho de que se puede obtener una buena recuperación con sistema de tensión relativamente alta (0,1 dina/cm) cuando se produce la emulsión espontánea. Se explica la eficiencia de movilización por el mecanismo siguiente llamado por Ruschack y Miller ***diffusion and stranding***.

- El frente de la solución acuosa de surfactante entra en contacto con el glóbulo de aceite y se produce una transferencia de masa de surfactante en el aceite, luego una transferencia de agua en aceite o de aceite en agua.

- Al producirse una zona sobresaturada en la fase aceite cerca de la interfase, ocurre la emulsión espontánea y el aceite se encuentra dividido en muy finas gotas (0.1 - 0.5 micras).

- Estas pequeñas gotas están arrastradas por las fuerzas viscosas de drenaje y luego coalescen entre si o con otros glóbulos.

4. METODOS DE RECUPERACION MEJORADA

4.1. Generalidades

Se clasifica como recuperación mejorada cualquier método que se aplique o bien después de la recuperación secundaria por drenaje al agua (es entonces terciario) o bien en lugar de los métodos convencionales de recuperación secundaria por inyección de agua. La tendencia actual es aplicar estas técnicas antes de que se termine el drenaje con agua y aún desde el principio del drenaje con agua.

Estos métodos se dividen en dos grandes clases: los métodos térmicos y los métodos de inyección de agua con productos químicos.

4.1.1. Métodos térmicos

- Inyección cíclica de vapor (huff and puff)
- Inyección continua de vapor (steam drive)
- Combustión in situ

Los tres métodos son empleados en la actualidad, y la mayor experticia reside en los campos de California y Venezuela en lo que se refiere a los dos primeros métodos. El tercero ha sido probado pero es difícil de controlar y no se está utilizando comercialmente,

Consisten esencialmente en inyectar energía y agua en el yacimiento, con el fin de reducir notablemente la viscosidad del crudo.

Son métodos de aplicación casi imprescindible para crudos pesados y extrapesados.

No se discutirán en detalles aquí ya que están fuera del tema tratado; sin embargo se discutirán ciertos métodos de inyección de vapor más surfactante que en el futuro podrían tener un papel importante.

4.1.2 Métodos químicos

- Métodos miscibles (solventes, CO₂, microemulsiones)
- Métodos de baja tensión (surfactante)
- Métodos alcalinos
- Inyección de agua viscosa (polímeros)
- Combinación de los tres anteriores (ASP)

El único método miscible que parece tener un interés económico (a un precio de petróleo a mas de 25 \$/barril) es el método de inyección de dióxido de carbono, el cual está fuera del tema del presente folleto. Los métodos de inyección de microemulsiones con el fin de obtener la miscibilidad entre agua y crudo requieren demasiado surfactante para ser económicos. Sin embargo pueden actuar durante la primera etapa de una inyección de surfactante en la cercanía del pozo inyector.

El método de inyección de agua viscosa (50-100 cp) conteniendo polimeros hidrosolubles tiene sólo un papel físico y no se tratará aparte, sino en combinación con los métodos de inyección de surfactante en el proceso llamado micelar/polímero.

Los métodos de baja tensión por inyección de surfactante y el método de inyección de agua alcalina se tratarán en detalles porque involucran surfactantes y fenómenos interfaciales.

4.2. Drenaje con surfactante/polímero

Este método consiste en inyectar sucesivamente diferentes fluidos. Cada inyección de un fluido diferente se llama "tapón" (en inglés *slug* – babosa – para indicar que se mueve lentamente como un bloque). En tal sucesión de tapones cada uno debe idealmente desplazarse en flujo tipo pistón, es decir que cada nuevo fluido debe empujar el fluido que lo antecede.

La figura 16 indica los diferentes tapones existentes entre el pozo inyector y un pozo productor, en el medio de tal proceso. Los números corresponden a estados del yacimiento antes, durante y después del pase del tapón de surfactante.

(1) Es la zona que corresponde al estado inicial del yacimiento después del drenaje con agua. La saturación de aceite es típicamente 30%, apenas un poco superior a S_{Or} . Se puede decir que el aceite se encuentra en forma de glóbulos desconectados atrapados en los poros por fuerzas capilares.

(2) Esta zona corresponde al **banco de aceite**, es decir a un estado en el cual ambos fluidos presentan continuidad. En esta zona se produce un flujo difásico. La saturación de aceite es notablemente más alta que en la zona (1) y esto se debe a que el tapón de surfactante (3) está empujando hacia adelante una cierta cantidad de aceite movilizado. Este aceite coalesce con el aceite atrapado y aumenta la saturación. Cuando el banco de aceite alcanza el pozo productor, empieza la recuperación mejorada de aceite. Si el método se aplica en lugar de la recuperación secundaria, la saturación en aceite en (1) es mucho mayor que S_{Or} y el banco de aceite se extiende en todo el yacimiento; sin embargo, la saturación es mucho más alta delante del tapón de surfactante, típicamente del orden de 50-60%.

(3) El frente del tapón del surfactante es la zona donde la solución acuosa de surfactante entra en contacto con el aceite atrapado y la moviliza. La movilización se efectúa por los mecanismos vistos anteriormente, más que todo por baja tensión interfacial e hinchamiento. La condiciones físico-químicas cerca de la formulación óptima hacen que las emulsiones formadas sean muy inestables, y que las gotas coalescan inmediatamente al contactarse.

En consecuencia, los glóbulos de aceite movilizados coalescen entre si y con los glóbulos atrapados para formar una fase aceite continua. Hay evidencia de que, mediante el proceso de coalescencia e interconexión, el aceite se desplaza más rápidamente que el agua y que por lo tanto el banco de aceite se forma delante del tapón de surfactante. Esto es lógico si se examinan los fenómenos involucrados; de una parte la saturación de aceite aumenta considerablemente en la zona de movilización y por lo tanto la permeabilidad relativa aumenta también y el aceite se desplaza más rápidamente que el agua. Este desplazamiento produce un aumento de saturación en el banco de aceite y la relación WOR en este depende de las movilidades relativas.

(4) En un proceso que funciona idealmente, todo el aceite está movilizado al pasar el frente del tapón de surfactante. La zona (4) actúa por lo tanto sólo como una reserva para compensar las pérdidas de surfactante por adsorción sobre la roca o transferencia hacia el aceite. Desde el punto de vista práctico, permite también que el surfactante penetre en las zonas menos permeable, y permite compensar ciertas inestabilidades. Hay también otras razones para inyectar un tapón del orden de 10% de volumen de poro al 5-10% de surfactante/alcohol, las cuales se discutirán más adelante.

El frente del tapón de surfactante se va gastando poco a poco y por lo tanto el tamaño del tapón de surfactante se va reduciendo a medida que transcurre el proceso. Además de reducirse en tamaño este tapón puede diluirse con el agua de la formación y el fluido que lo sigue, es decir que lo empuje. Peor aún el fluido que empuja el tapón de surfactante puede producir digitaciones, es decir inestabilidades.

(5) Para evitar o reducir al máximo la degradación del tapón de surfactante cuando este progresa en el yacimiento, se empuja con un fluido viscoso, que es una solución de polímeros hidrosolubles de tipo poliacrilamida o polisacárido. Ya que el tapón de surfactante es más viscoso que el agua (por el surfactante), y que en el frente se producen emulsiones (que aumentan la viscosidad), es imprescindible disponer de un fluido de viscosidad de por lo menos 50-100 cp para evitar inestabilidades de tipo digitación producidas por una relación desfavorable de las movilidades.

Por razones económicas no se puede sin embargo inyectar polímeros hasta tanto el tapón de surfactante haya llegado al pozo productor. Se usa en general un tapón de 10-20% de volumen de poro, y la concentración de polímero va bajando lentamente en la cola del tapón, es decir que la transición con la zona (6) es continua.

(6) Finalmente se empuja el tapón de polímero con una inyección de agua. Se toman las precauciones necesarias para que los fenómenos de digitación y penetración del agua en el tapón del polímero sean lo menos severos posibles. Se usa un tapón de polímero con "cola decreciente" y una velocidad de inyección baja.

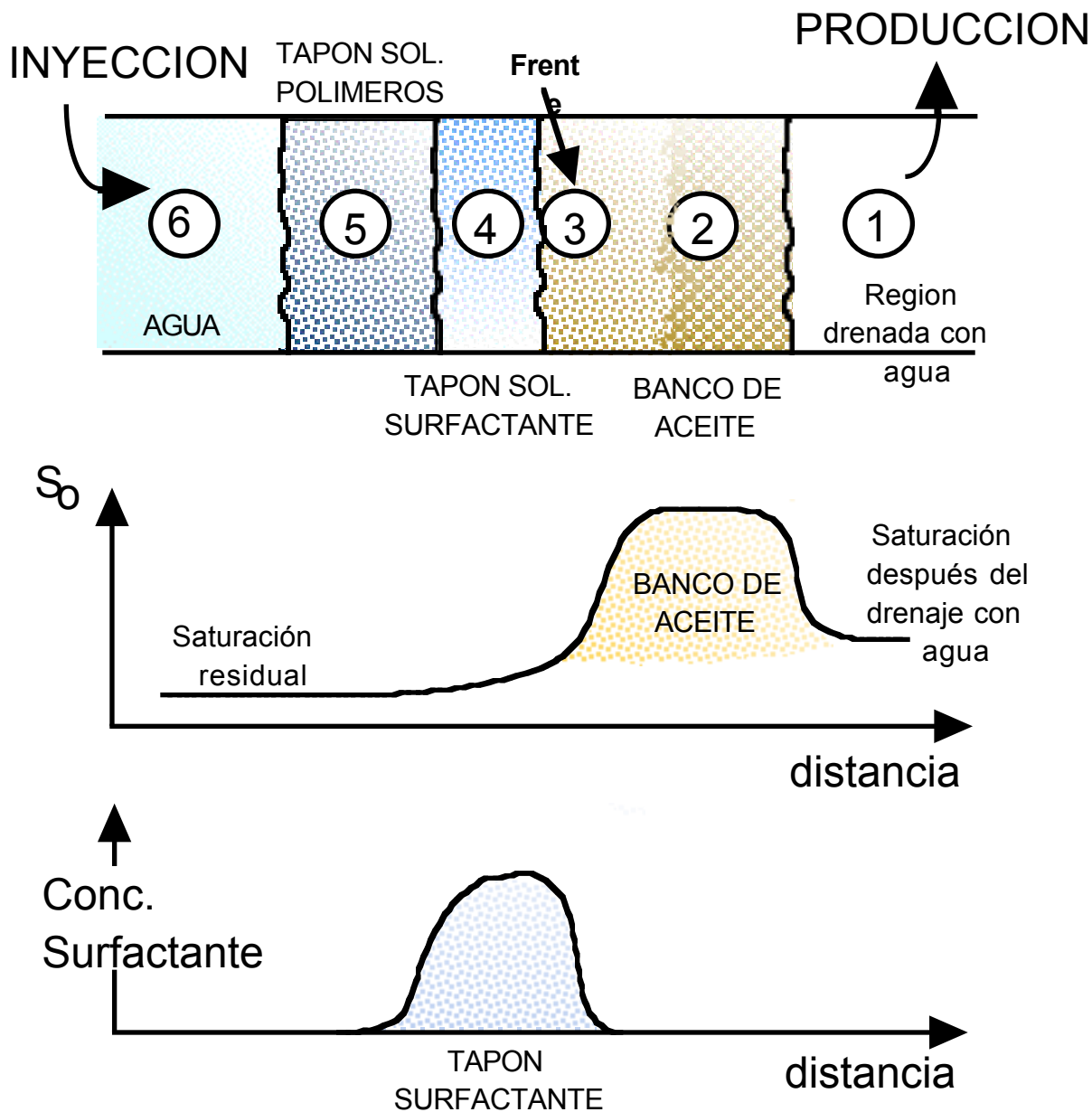


Figura 16: Diferentes estados del yacimiento durante un proceso de recuperación mejorada con surfactante/polímero

El método de drenaje micelar/polímero ha sido probado en varios ensayos pilotos con resultados muy dispares. Cuando funciona, permite recuperar el casi 100% del aceite residual en la zona barrida. Tomando en cuenta la eficiencia geométrica (ubicación de pozos) y vertical de barrido, eso puede significar duplicar la cifra de la recuperación primaria y secundaria y alcanzar el 50% del aceite originalmente en sitio en el yacimiento. Pero cuando no funciona, no produce prácticamente ninguna mejora respecto a la inyección de agua. El resultado es algo como todo o nada, y existen muchas razones para que sea nada (véase sección 5 siguiente); sin embargo se está entendiendo la interrelación de los fenómenos y se piensa que en el futuro se debe poder dominar muchas de las dificultades.

4.3. Drenaje alcalino

El drenaje alcalino consiste en inyectar una solución acuosa alcalina conteniendo del orden de 0.1 - 2.5% de hidróxido de sodio, carbonato de sodio u otro producto para lograr un pH entre 8 y 10. A tal pH los ácidos nafténicos contenidos en ciertos crudos reaccionan con la fase acuosa alcalina para formar *in situ* las sales de sodio, que son surfactantes similares a los jabones, y a menudo se llaman así.

Estos jabones poseen propiedades surfactantes y son susceptibles de modificar la mojabilidad de la roca y de reducir la tensión interfacial. En ciertos casos se obtienen tensiones bajas (0,01-0,001 dina/cm) para condiciones particulares semejantes al caso de la formulación óptima en el drenaje con surfactante.

Al adsorberse los jabones sobre la matrix rocosa, producen una mojabilidad por el aceite que tiende a aumentar la permeabilidad relativa de esta a baja saturación porque promueve la continuidad de dicha fase.

Por otra parte se produce a menudo emulsiones que pueden ser perjudiciales (taponamiento) o favorables (reducción de movilidad en fracturas).

Finalmente hay evidencia de que la viscosidad interfacial tiende a aumentar en presencia de una fase acuosa alcalina, probablemente por el aumento de la adsorción de moléculas anfífilas de gran tamaño. Tal fenómeno está ligado con un aumento de estabilidad de las emulsiones y en ciertos casos esto parece mejorar la eficiencia de recuperación.

Debido a que el drenaje alcalino involucra surfactantes naturales *in-situ*, cuya composición es poco conocida, es más difícil interpretar los fenómenos que con un drenaje con surfactantes sintéticos. Sin embargo, varios estudios fundamentales han mostrado recientemente que la fenomenología es la misma, y que el pH juega el papel de variable de formulación al controlar la proporción relativa de ácido sin neutralizar y de sal. De acuerdo con tal resultado es probable que se emplee en el futuro soluciones alcalinas de surfactantes sintéticos, las cuales producirán un anfifilo ternario: ácidos naturales, sus sales de sodio y el o los surfactantes sintéticos.

4.4. Estimulación de pozo

Debido a la geometría cilíndrica del flujo en la vecindad de un pozo, la velocidad del flujo varía como el inverso del cuadrado de distancia al pozo. Por lo tanto es necesario tener una alta porosidad y alta permeabilidad en la vecindad del pozo, tanto para operaciones de inyección como de producción.

Además de los tratamientos físicos (inyección de vapor, acidificación, fracturación), es a menudo conveniente limpiar la cercanía del pozo de cualquier aceite líquido o sólido atrapado en el medio poroso. La inyección de surfactante en concentración relativamente alta puede provocar una movilización miscible de este aceite.

La adsorción de surfactantes de peso molecular relativamente alto puede permitir hidrofobar la roca, para que en la cercanía del pozo se vuelva entonces mojable por el aceite.

La presencia de surfactante en fondo de pozo puede también aliviar ciertos problemas de producción referidos como daños de formación, por ejemplo ayudando a suspender los cristales de parafinas, o produciendo una emulsión O/W fácil de quebrar.

5. OTROS FENOMENOS Y PROBLEMAS PRACTICOS EN LA RMP

En la sección anterior se discutieron los diversos métodos químicos de recuperación mejorada. Estos métodos involucran la inyección de un fluido o de varios fluidos de alta complejidad química. Al estar estos fluidos en contacto con el aceite y el sólido del yacimiento, los cuales han estado en equilibrio físico-químico durante milenios con la salmuera conata, pueden producirse varios fenómenos de **transferencia** de masa : adsorción, intercambio iónico etc ... Al desplazarse estos fluidos en el yacimiento pueden además producirse fenómenos de no-equilibrio.

Todos estos fenómenos complican considerablemente el problema de obtención y el mantenimiento de una formulación óptima a lo largo del proceso, que ya no es muy simple aún en un tubo de ensayo cuando se controlan todas las variables.

5.1. Adsorción y retención de surfactante

Para producir una tensión interfacial ultra baja, un surfactante no debe ser ni demasiado hidrofílico ni demasiado lípofílico.

Los sulfonatos de petróleo con peso molecular del orden de 430-460 daltons (para sales de sodio) producen tensiones ultrabajas con muchos crudos; no son sin embargo muy solubles en agua, lo que indica que pueden salir de la fase acuosa si disponen de otro sitio favorable o si están sometido a un cambio notable.

5.1.1. Adsorción

La **adsorción** del surfactante sobre la roca del yacimiento puede alcanzar valores tan altos que tornan el proceso antieconómico. Se han realizado estudios acerca de la influencia de la estructura sobre la adsorción, los cuales parecen indicar que una mayor ramificación de las cadenas alquilo permite mantener la baja tensión y disminuir la adsorción.

5.1.2. Precipitación y retención

El surfactante puede también encontrar un ambiente físico-químico inadecuado, por ejemplo en el caso de sulfonatos, iones divalentes desorbidos de las arcillas. Se sabe que los sulfonatos de calcio o de magnesio son insolubles en agua y que por lo tanto precipitan; a veces pueden incluso migrar a la fase aceite y perder su capacidad de producir tensiones ultrabajas.

5.1.3. Fraccionamiento

Los surfactantes utilizados en RMP tienen que ser poco costosos; en general son sulfonatos de petróleo, que contienen una amplia distribución de pesos moleculares. Tales mezclas pueden fraccionarse entre el agua y el aceite, con las especies de mayor peso molecular pasando al aceite. Como consecuencia la mezcla de surfactantes que queda en la fase agua posee un peso molecular cada vez mas bajo. Eso resulta en un cambio en la formulación y como consecuencia se pierden las condiciones fisicoquímicas para formulación óptima.

5.1.4. Efecto cromatográfico

La mezcla de surfactante puede también fraccionarse en el proceso de adsorción sobre la roca. Como el fluido se desplaza, esto significa que se empobrece poco a poco en especies más adsorbidas, es decir las de mayor peso molecular. El proceso es esencialmente semejante a una separación cromatográfica.

5.2. Intercambio iónico

Las rocas almacén contienen en general o bien caliza, o bien arenisca cementada con arcillas. En ambos casos contienen iones Ca^{++} que han estado en equilibrio con la salmuera conata. Al inyectar una nueva fase acuosa, se produce en general un nuevo equilibrio físico-químico, el cual puede resultar en un intercambio de iones entre la solución inyectada y la roca. Si tal fenómeno resulta en la **desorción** de cationes polivalentes tal como el Ca^{++} o el Mg^{++} , que puede producir la precipitación de una parte de los sulfonatos. En todo caso, esta desorción tiende a cambiar la salinidad de la solución inyectada, es decir que cambia la formulación.

Se ha pensado eliminar este problema inyectando un cierto volumen de agua antes de inyectar la solución de surfactante. Tal proceso de pre-lavado (**preflush**) con un agua de salinidad semejante a la solución de surfactante a inyectar debe producir la desorción de los iones divalentes antes del contacto con la solución de surfactante. Parece que este metodo no ha dado resultados del todo satisfactorios.

Una dificultad suplementaria radica en las heterogeneidades del yacimiento, ya que la capacidad de intercambio iónico de la roca puede variar de un punto a otro, dependiendo de la naturaleza química de la roca.

5.3. Mantenimiento de la formulación óptima

Se ha discutido en otra parte que se obtiene una tensión interfacial ultra baja sólo cuando se cumple una condición muy estricta entre las variables de formulación: salinidad, tipo de surfactante, tipo y concentración del alcohol, tipo de aceite, y temperatura. Una desviación de 10% del valor de una sola de estas variables puede hacer subir la tensión de 0,0001 dina/cm hasta 0,1 dina/cm; en términos de recuperación esto significa pasar del éxito al fracaso.

Las secciones anteriores han mostrado que existen muchos factores cuyo efecto no se puede controlar sin un conocimiento extremadamente preciso de las condiciones locales del yacimiento. Conocer de manera precisa la información adecuada sobre el yacimiento requeriría perforar numerosos pozos con fines de muestreo, lo que representa un costo demasiado alto.

Es por lo tanto necesario flexibilizar el proceso para que pueda tolerar un error de quizás 30-40% en la formulación. Ya que la formulación óptima misma está definida de manera muy precisa, la única forma es variar la formulación de manera continua de un extremo a otro del tapón de surfactante de tal forma que, a pesar de las alteraciones posibles, se encuentre exactamente a la formulación óptima en alguna parte del tapón.

Para tales fines se ha desarrollado el método llamado del ***gradiente de salinidad***, en el cual la salinidad del tapón del surfactante varía del frente a la cola de manera continua.

En el frente la salinidad es netamente más alta que el valor calculado como óptimo, en la cola es netamente más bajo. A pesar de que las condiciones estén un poco alteradas por los fenómenos de transferencia, adsorción e intercambio iónico, alguna parte del tapón producirá una formulación capaz de exhibir una tensión ultrabaja y por lo tanto capaz de movilizar el aceite.

Al empezar el tapón por la salinidad más alta se maximiza los fenómenos de adsorción al pasar el frente del tapón. Cuando la cola del tapón pasa encima de la misma roca, se desorbe el surfactante, ya que la salinidad ha bajado. Esto permite reducir la dispersión cromatográfica del tapón de surfactante y su dilución.

Este proceso ha dado buenos resultados en ensayos pilotos y es probable que se vuelva el método clásico el día que se desarrollen las inyecciones de surfactante.

5.4. Problemas de emulsiones

En el frente del tapón de surfactante se produce la movilización del aceite atrapada, la cual tiene tendencia a desplazarse. El cizallamiento producido por el movimiento en el medio poroso es muy bajo, pero en presencia de una tensión interfacial ultra-baja, puede ser suficiente para producir emulsiones. Por otra parte, las emulsiones pueden resultar de procesos de no-equilibrio como la emulsión espontánea en presencia de surfactantes, o cuando éste se forme *in-situ* al contactarse un crudo ácido con una solución alcalina.

La experiencia muestra que si el sistema está a la formulación óptima, las emulsiones son extremadamente inestables, y se han encontradas varias razones a eso. En este caso la emulsión coalesce, lo que favorece la formación del banco de aceite.

Esto no ocurre obligatoriamente en los procesos de drenaje alcalino, ya que la emulsión formada resulta de un fenómeno de no-equilibrio (transferencia de masa) que no se produce necesariamente a la formulación óptima. En tal caso las emulsiones formadas pueden ser a menudo estables y viscosas y pueden taponar el yacimiento. Eso ha ocurrido en ciertos ensayos pilotos, y por lo tanto ha despertado suspicacia acerca del método alcalino.

Sin embargo debe notarse que la presencia controlada de una emulsión viscosa puede ser beneficiosa porque puede taponear las zonas de alta permeabilidad y así obligar el fluido inyectado a penetrar en las otras zonas. Esto implica saber producir tales emulsiones cuando se

quiere, es decir al principio de la inyección o en el frente del tapón, y por otra parte saber evitarlos después. La combinación de inyección alcalina y de surfactantes seguida de un tapón de polímero (llamado método ASP) debería permitir resolver este problema.

5.5. Problemas con polímeros

El tapón de polímeros es mucho más sencillo desde el punto de vista físico-químico que el tapón de surfactante.

Sin embargo los polímeros son también susceptibles de precipitarse, formar nuevas fases al contacto del tapón de surfactante, adsorberse en la roca, o ser retenido por filtración en los poros pequeños.

Además se debe considerar que una molécula de polímero hidrosoluble que se desplaza con su fluido solvente está sometido a esfuerzos de cizallamiento al atravesar cada poro, y eso millones de veces consecutivamente. Tal "mal" tratamiento puede producir la ruptura de la cadena polimérica, resultando ésta en una degradación del polímero y una disminución de su efecto viscosante.

5.6. Taponamiento controlado con espumas

Cuando el yacimiento presenta fracturas y/o zonas de alta permeabilidad, los fluidos inyectados, que sean soluciones acuosas o vapor, tienden a "escaparse" por este camino de menor pérdida de carga, y por lo tanto no penetran en las demás zonas. Esto resulta en una pésima eficiencia de barrido y por lo tanto en una baja recuperación.

El fenómeno se agrava por si mismo, porque al barrerse estas zonas, se moviliza el petróleo de tales zonas y su permeabilidad aumenta en consecuencia.

Si se pudieran tapar estas zonas después de haber movilizado el petróleo que contienen, los fluidos inyectados tendrían que penetrar en las zonas de menor permeabilidad.

Esto es lo que se está intentando hacer con espumas. Como se discutió al principio, Jamin descubrió que una espuma presenta una considerable resistencia al fluir en un capilar. Tal hecho se explicó mediante la ley de Laplace y por la diferencia entre el ángulo de contacto de avance y el de retroceso. Obviamente el problema es mucho más complejo en un medio poroso de forma aleatoria que en un capilar de vidrio, pero cualitativamente es el mismo.

El estudio de la reología de las espumas y de la importancia del ángulo de contacto está todavía en sus primeros pasos, y se puede decir que no se ha aún llegado a obtener resultados reproducibles de manera indiscutible. Esto no ha impedido que las compañías petroleras empiezan a emplear el fenómeno, mientras se sigue trabajando para entenderlo.

Un campo particularmente importante es el de las inyecciones de vapor. El vapor es un fluido mucho menos viscoso que los fluidos del yacimiento, y por lo tanto posee una tendencia extrema en escaparse por los caminos de menor pérdida de carga, es decir las zonas de baja

permeabilidad. Además, el drenaje con vapor es mucho más sensible al efecto de la gravedad que el drenaje con agua, debido a la gran diferencia de densidad entre el vapor y los fluidos del yacimiento. Es por lo tanto de extrema importancia reducir los caminos preferenciales en la inyección de vapor.

Al inyectar vapor con aditivos surfactantes se puede producir una espuma, la cual se introduce en los caminos preferenciales y tiende a taponarlos, obligando así el vapor a penetrar en las zonas menos permeables.

Sin embargo el problema es extremadamente complejo porque el vapor termina siempre por condensarse a cierta distancia del pozo, resultando el sistema en una solución de surfactante cuya composición debe ser la más efectiva posible para el drenaje con solución caliente de surfactante subsiguiente. También el problema se complica por el hecho de que el vapor es a la vez compresible y condensable. Se pueden producir espumas estables inyectando aire o un gas inerte, pero entonces se debe evitar que tales espumas penetren en las zonas poco permeables.

Hay también que considerar que el vapor está en equilibrio con una fase salmuera y una fase aceite, y que el desempeño del surfactante puede sufrir las mismas alteraciones que para un drenaje con soluciones de surfactantes.

Además se debe notar que la temperatura de los fluidos puede variar desde mas de 200°C en cabeza del pozo inyector hasta 50-60°C en la zona del yacimiento todavía fría. Esto significa que se requiere un surfactante estable a alta temperatura y cuyas propiedades no varían con la temperatura, requisito difícil de cumplir cuando se conoce el efecto de la temperatura sobre los surfactantes, particularmente los no-iónicos. En conclusion se puede decir que todavía hace falta bastante trabajo de investigación y desarrollo para dominar esta técnica.

BIBLIOGRAFIA COMENTADA

Sobre el principio de los diferentes métodos químicos de recuperación mejorada, el texto mas instructivo es bastante viejo. Es un conjunto de presentaciones realizadas en un simposio del AIChE en 1976 donde se plantean los problemas y las posibles soluciones en forma muy pedagógica. Este libro contiene en particular dos grandes "clasicos": un capítulo por G. Stegemeier sobre el porqué del atrapamiento por capilaridad de glóbulos de petróleo y que se debe hacer para eliminarlo, y otro capítulo por R. Reed y R. Healy sobre los principios fisicoquímicos de la recuperación mejorada.

Shah D. O. y Schechter R. S., editores, Improved Oil Recovery by Surfactant and Polymer Flooding, Academic Press 1977.

Existen otros textos, en particular numerosos compendios de presentaciones seleccionadas en congresos diversos. Además de estos hay una gran cantidad de información en congresos patrocinados por la SPE, ERDA, ACS, SIS etc en los años 1970-80-90... en Venezuela los SIREMCRU

Johansen R. T. y Berg R. L., editores, Chemistry of Oil Recovery, American Chemical Society Symposium series N°91, 1978

Shah D. O., ed., Surface Phenomena in Enhanced Oil Recovery, Plenum Press 1981

Donaldson E. C. y Chilingarian G. V., Enhanced Oil Recovery. Elsevier 1988

Bourrel M. y Schechter R.S., Microemulsions and Related Systems, Dekker 1988

Lake L. W. Enhanced oil recovery, Prentice Hall 1989

Bavière M., editor, Basic Concepts in Enhanced Oil Recovery. Elsevier 1991

Se han publicados algunos artículos de revision recientemente, en particular sobre los aspectos "formulación fisico-química" que es donde se han logrado avances en relación con la formación y utilización de microemulsiones. Estos artículos complementan los trabajos pioneros de los años 1970 que son todavía muy actuales en muchos aspectos. Algunos de estos artículos recientes se enfocan a una aplicación diferente (cosméticos, detergentes) pero su contenido se aplica tambien a la recuperación por baja tensión.

Rivas H., Gutierrez X., Zirrit J., Antón R. E., Salager J. L. Microemulsion and optimal formulation in pH-dependent systems as found in alkaline-enhanced oil recovery. Capítulo 15 en Industrial Applications of Microemulsions, Solans C. y Kunieda H., editores, Dekker 1997

Bavière M. y Canselier J. P. Microemulsions in chemical EOR process. Capítulo 16 en Industrial Applications of Microemulsions, Solans C. y Kunieda H., eds, Dekker 1997

Salager J. L. y Antón R.E. Ionic microemulsions. Capítulo 8 en Handbook of microemulsion science and tecnologia, Kumar P. y Mittal K. L., editores. Dekker 1999

Pillai V., Kanicky J., Shah D. O. Applications of microemulsions in enhanced oil recovery. Capítulo 24 en Handbook of microemulsion science and tecnologia, Kumar P. y Mittal K. L., editores. Dekker 1999

Salager J. L., Microemulsions, en Handbook of Detergents. Part A: Properties, G. Broze, editor, Capítulo 8, Dekker 1999

- Salager J. L., Formulation Concepts for the Emulsion Maker, en Pharmaceutical Emulsions and Suspensions, Nielloud F. y Marti-Mestres G., Eds, Capítulo 2, Dekker 2000
- Salager J. L., Antón R. E., Andérez J. M., Aubry, J. M. Formulation des microémulsions par la méthode HLD. Techniques de l'Ingénieur (enciclopedia técnica en francés), Volumen Génie des Procédés J2, Capítulo 157, 2001

Los artículos siguientes son particularmente importantes para los lectores interesados en profundizar en aspectos fisico-químicos. Pueden considerarse como un complemento del presente cuaderno y de los capítulos sobre microemulsiones mencionados anteriormente. Tratan de aspectos cuantitativos relacionados con la formulación fisico-química de los sistemas surfactante-agua-aceite, y de como lograr una tensión interfacial ultrabaja.

- Reed R. L., Healy R. N. Some physicochemical aspects of microemulsion flooding: a review. En Improved oil recovery by surfactant and polymer flooding, D.O. Shah y R.S. Schechter. Editores, Academic Press 1977 pp 383-437
- Cayias, J.; Schechter, R. S.; Wade, W. H. The Utilization of Petroleum Sulfonates for Producing Low Interfacial Tensions between Hydrocarbons and Water. J. Colloid Int. Sci., **59**, 31 (1977)
- Wasan, D.T., Shah, S.M., Chan, M., Sampath K. y Shah R., Spontaneous Emulsification and the Effects of Interfacial Fluid Properties on Coalescence and Stability in Caustic Flooding", en Chemistry of Oil Recovery, Johansen R. T. and Berg R. L. Editores., ACS Symposium series Nr 91, p. 115, American Chemical Society (1978).
- Bansal V., Shah D. O., The effect of divalent cations Ca/Mg on the optimal salinity and salt tolerance of petroleum sulfonates and ethoxylated sulfonates mixtures in relation to improved oil recovery. J. Am. Oil Chemist's Soc., **55**, 367 (1978)
- Salager J. L., Vasquez E., Morgan J., Schechter R. S., Wade W. H. Optimum formulation of surfactant-water-oil systems for minimum interfacial tension and phase behavior. Soc. Pet. Eng. J., **19**, 107 (1979)
- Hayes M., El-Emary M., Bourrel M., Schechter R.S., Wade W. H. Interfacial tension and phase behavior of nonionic surfactants, Soc. Petrol. Eng. J., **19**, 349 (1979)
- Salager J., Bourrel M., Schechter R., Wade W. Mixing rules for optimum phase behavior formulation of surfactant-oil-water systems. Soc. Petrol. Eng. J., **19**, 271 (1979)
- Bourrel M., Salager J. L., Schechter R. S., Wade W. H. A correlation for phase behavior of nonionic surfactants. J. Colloid Interface Sci., **75**, 451 (1980)
- Baviere M., Schechter R. S., Wade W. H. The influence of alcohol on microemulsion systems, J. Colloid Interface Sci., **81**, 266 (1981)
- Shinoda K., Hanrin M., Kunieda H., Saito H. Principles of attaining ultra-low interfacial tension: the role of hydrophile-Lipophile Balance of surfactant at oil/water interface. Colloids Surfaces, **2**, 301 (1981)
- Puerto M. C., Reed R. L., A three-parameter representation of surfactant-oil-brine interaction. Soc. Petrol. Eng. J., **23**, 669 (1983)
- Fotland P., Skauge A. Ultralow interfacial tension as a function of pressure. J. Dispersion Sci. Technology, **7**, 563 (1986)
- Borwankar R. y Wasan, D.T. Dynamic Interfacial Tensions in Acidic Crude Oil/Caustic Systems. Part 1: A Chemical Diffusion-Kinetic Model," AIChE J. **32**, 455 (1986)

Título: Recuperación Mejorada del Petróleo
Autor: Jean-Louis Salager
Referencia: Cuaderno FIRP N° S357C
Fecha (version actualizada: marzo 2005)
Editado y publicado por: Laboratorio FIRP Escuela de INGENIERIA QUIMICA, UNIVERSIDAD de Los ANDES Mérida 5101 VENEZUELA

Derechos reservados

Condiciones de Reproducción

Los cuadernos FIRP están destinados a docentes y estudiantes. Pueden reproducirse solo para uso individual.

Su venta o su reproducción como material de apoyo de cursos con pago de matrícula requiere una autorización escrita del autor o del editor (firp@ula.ve)

Laboratorio FIRP, telef: ++58(0)274 2402954 Fax: ++58(0)274 2402947

e-mail : firp@ula.ve

**Escuela de INGENIERIA QUIMICA,
UNIVERSIDAD de Los ANDES Mérida 5101 VENEZUELA**

<http://www.firp.ula.ve>