

Efectos de la Temperatura y la Tensión Interfacial en Diferentes Mecanismos de Producción

CHIMIENTI, Marcelo (ITBA), GALACHO, Norberto (ITBA), ILLIANO, Silvia (INLAB),
NAJURIETA, Humberto (UNC-ITBA)

Resumen

El objetivo de este trabajo es estudiar la importancia relativa de dos mecanismos de producción complementarios como son el desplazamiento con agua y la imbibición natural, evaluando la influencia que ejercen las diferentes condiciones de temperatura y tensión interfacial en la velocidad de producción y en la recuperación final. El mecanismo de producción por imbibición espontánea se ha asociado históricamente con la producción en yacimientos naturalmente fracturados. Sin embargo, la presencia de heterogeneidades y canalizaciones, comúnmente halladas en yacimientos no fracturados argentinos, indica que el mecanismo de imbibición contribuye apreciablemente en la productividad de los mismos.

Dada la dificultad que existe en el estudio simultáneo de ambos mecanismos en el laboratorio, se realizaron ensayos de desplazamiento e imbibición por separado. Los ensayos de barrido con agua se realizaron a temperatura ambiente y a 60°C, mientras que los de imbibición se llevaron a cabo a 60 y 80°C. Ambos estudios se realizaron primeramente con agua y luego con agua y tensioactivo en condiciones de baja tensión interfacial (IFT).

En todos los ensayos se intentó reproducir lo más fielmente posible las condiciones de reservorio, dado que los fenómenos estudiados son altamente dependientes de la composición molecular del conjunto de fluidos y roca involucrados. Por este motivo se utilizó agua y petróleo de la misma formación de la que provenían las coronas sobre las que se realizaron los ensayos. La roca estudiada presentaban una fuerte mojabilidad al agua.

Los ensayos de desplazamiento con tensioactivo se realizaron utilizando dos metodologías diferentes:

- Comenzando la inyección de tensioactivo desde el inicio del barrido.
- Comenzando la inyección de tensioactivo luego de la inyección de un volumen poral (VP) de agua.

Esta segunda metodología se empleó dado que por lo general, los proyectos de EOR son posteriores a proyectos de inyección de agua.

Se observó que la recuperación final aumenta con el agregado de tensioactivo, independientemente del momento en que se inicia la inyección.

De los estudios realizados se extraen las siguientes conclusiones:

El fenómeno de imbibición espontánea resultó ser un mecanismo de producción de marcada importancia en rocas mojables al agua, que se ve favorecido por el agregado de tensioactivos y por el aumento de temperatura.

En el caso de barridos, la eficiencia de los mismos también mejoran con la disminución de la tensión interfacial y el aumento de la temperatura.

Finalmente se presenta una metodología basada en el gráfico de porcentaje de recuperación vs. volúmenes porales (VP) inyectados, que caracteriza cualitativamente tanto el grado de heterogeneidad del medio poroso como la contribución del mecanismo de imbibición a la recuperación.

Introducción

El mecanismo de producción de petróleo más estudiado es el mecanismo de barrido, en el que el petróleo es desplazado del medio poroso mediante un trabajo externo realizado estableciendo un gradiente de presión que impulsa el fluido desplazante y el desplazado. En este mecanismo intervienen fuerzas viscosas y capilares, pero el rol de estas últimas no está completamente establecido en las teorías actuales.

El mecanismo de imbibición es citado generalmente en la bibliografía en su relación a la productividad de los yacimientos naturalmente fracturados. Este mecanismo, que se caracteriza por la producción espontánea de petróleo de rocas expuestas a gradientes de saturación de agua no requiere de trabajo externo y se produce naturalmente cuando la roca es preferencialmente mojabla por agua.

En la mayoría de los casos estos dos fenómenos son estudiados por separado siendo difícil una determinación de la importancia relativa de uno u otro en el mecanismo global de producción de petróleo.

Salvo en el diseño de procesos de mantenimiento de presión o de recuperación secundaria en yacimientos naturalmente fracturados el fenómeno de imbibición generalmente no es tenido en cuenta. Actualmente, con el avance de las técnicas y la posibilidad de realizar una descripción litológica mas detallada, el rol de la imbibición en la recuperación de petróleo por inyección de agua puede ser comprendido y aceptado. Por ejemplo, en reservorios que contengan formaciones mojables al agua, y que presenten una marcada variación de permeabilidad, la tendencia del agua será a canalizarse por las zonas de alta permeabilidad sin llegar a contactar aquellas de baja permeabilidad, que presentan mayor resistencia al flujo de agua. Si existe una comunicación vertical entre las capas (cross flow), el agua imbibirá espontáneamente desde las capas de alta permeabilidad ya inundadas hacia las de baja permeabilidad, expulsando de esta manera el petróleo que entrará en el canal de mayor permeabilidad desplazándose hacia el pozo productor.

Estos fenómenos, en donde intervienen distintas fuerzas, dependen de muchos factores. Varios autores han estudiado diferentes variables en estos sistemas¹⁻¹⁷ tales como el efecto de la temperatura, el agregado de productos químicos, el tiempo de envejecimiento, la mojabilidad, etc. Los resultados obtenidos no arrojan una conclusión definitiva ya que resultan poco comparables entre sí.

Si se analizan las variables puestas en juego, tales como tensiones interfaciales, ángulos de contacto, viscosidades, energías de adsorción/desorción, mojabilidades y su comportamiento con la variación de la temperatura o el agregado de productos químicos, puede notarse que estas son fuertemente dependientes de las características y composición de los tres componentes del sistema: *roca, agua y petróleo*.

En el marco de esta visión es lógico pensar que las diferencias entre los resultados obtenidos por diversos autores es debida a distintas características de los sistemas estudiados (medios porosos y fluidos) y a su respuesta ante un cambio en alguna de las variables (temperatura, tensión interfacial, etc).

Es por esto que ante la fuerte dependencia de los resultados con las características de los componentes y sus interacciones, es necesario el uso de las condiciones mas próximas a las del yacimiento, esto es, el uso de roca y fluidos de formación a una temperatura lo mas cercana a la del yacimiento posible.

Materiales y métodos

Los testigos utilizados pertenecen a la formación Magallanes Inferior de la Cuenca Austral. Fueron seleccionados de acuerdo a sus características petrofísicas con el fin de obtener un juego homogéneo de propiedades (Tabla 1). Se buscó también mediante la observación visual que las muestras no presenten evidentes heterogeneidades litológicas.

La caracterización microscópica de las mismas por microscopía electrónica de barrido, definen un elevado grado de alteraciones con una distribución bastante regular de material arcilloso de naturaleza clorítica, sobre un significativo porcentaje de granos componentes y material intersticial de matriz. En la micrografía obtenida (Fig. 8) se puede visualizar dos granos componentes (9/j y 5/v) con un marcado y regular desarrollo de cloritas sobre su superficie como producto de alteraciones post depositacionales.

Los espacios (15/v) y contactos intergranulares (5/q) que respectivamente definen poros y vías de intercomunicación poral presentan el mismo tipo de alteraciones.

La regularidad y grado de desarrollo de este material arcilloso es conducente a un notable incremento de las superficies específicas del medio poroso. Esto se traduce macroscópicamente en altas saturaciones de agua irreductible.

En los ensayos se utilizó petróleo proveniente del mismo yacimiento. El acondicionamiento de este pretróleo, previo a los ensayos, incluye el filtrado a temperatura ambiente y la desgasificación por vacío. Si bien estos dos tratamientos cambian las características del petróleo original (retención de parafinas en el filtrado y pérdida de componentes livianos), son indispensables para el buen desarrollo de los ensayos.

Se utilizó agua sintética de composición idéntica al agua de formación.

Las soluciones de tensioactivo se prepararon con el agua sintética y un agregado de 0.35 % de surfactante. Las propiedades de los fluidos se muestran en tablas 2 y 3.

Para confirmar la importancia del uso de fluidos originales de reservorio se realizaron previo al uso del petróleo, la misma secuencia de ensayos con un petróleo sintético de viscosidad similar al petróleo de formación y la misma agua sintética que en los ensayos posteriores.

Ensayos de Desplazamiento: Se llevaron a cabo ensayos a temperatura ambiente y 60°C. Los ensayos a temperatura ambiente se realizaron en celdas Hassler. Los testigos fueron llevados a agua irreductible por desplazamiento con petróleo hasta cese de producción de agua.

Los ensayos a 60 °C se realizaron en celdas triaxiales sumergidas en un baño termostático con una variación de temperatura no mayor a 1°C.

En todos los casos, una vez alcanzada la saturación de agua irreductible se procedió inmediatamente a la etapa de inyección de agua para evitar el efecto de envejecimiento¹⁸⁻¹⁹.

Luego de cada ensayo se procedió al lavado de los testigos con tolueno y metanol para su uso en ensayos posteriores. Luego del secado, se volvieron a medir las propiedades petrofísicas, para verificar la constancia de las mismas. En la tabla 1 se incluyen los valores de permeabilidad efectiva en los puntos extremos y las saturaciones de agua irreductible. Estos valores son un promedio de los obtenidos en cada uno de los ensayos. En ningún caso la variación fue mayor del 1,5%.

Inyección de Solución de Tensioactivo: Se realizó de dos maneras distintas y a las dos temperaturas de trabajo. En un caso la inyección se produjo desde el inicio del barrido con agua y en el otro luego de haber inyectado un volumen poral de agua.

Ensayos de Imbibición: Los ensayos de imbibición se llevaron a cabo a 60 y 80°C, en copas de Amott, dentro de una estufa, asegurando una variación de temperatura no mayor a 1°C. Los testigos fueron sometidos al proceso de imbibición con toda su superficie expuesta al contacto con la fase

mojante. Tal como se procedió en los ensayos de barrido, los testigos fueron llevados a saturación de agua irreductible mediante el desplazamiento con petróleo hasta el cese de producción de agua en celdas Hassler. Una vez alcanzado este punto, se paso inmediatamente a las copas de Amott, para evitar el efecto de envejecimiento.

Para los ensayos de imbibición con solución de tensioactivo se procedió de manera similar a la anteriormente descrita. En este caso, luego del cese de producción de petróleo a 60°C, se aumentó la temperatura hasta 80°C.

Resultados

Ensayos con Petróleo Sintético: De los ensayos de barrido se obtuvieron los siguientes resultados: A 60°C de temperatura no hubo diferencias en la saturación de agua irreductible ni en la recuperación final de petróleo, en las experiencias realizadas con petróleo natural o sintético. No fue así en las series realizadas a temperatura ambiente, en donde se obtuvieron valores similares de saturación de agua irreductible pero se observaron recuperaciones del orden de 10 % OOIP superiores para los barridos en presencia de petróleo sintético.

Durante los ensayos de imbibición a 60 °C, se obtuvieron recuperaciones un 6% OOIP superiores en el caso de utilizar petróleo natural. Como en los casos anteriores, las saturaciones de agua irreductible no presentaron diferencias significativas.

Ensayos de Imbibición sin y con Tensioactivo a 60°C: En los ensayos de imbibición sin tensioactivo, las recuperaciones finales obtenidas resultaron entre 30.8 y 43.4 % OOIP (Tabla 4). Para el caso de imbibición con tensioactivo, se observa un aumento en la velocidad de producción de petróleo. Si se comparan en la figura 1 las recuperaciones a 1 hora de ensayo se observa que todas las muestras que emplearon tensioactivo dieron mayor productividad. Los valores de recuperación final, con el uso de tensioactivo, oscilan entre 47.2 y 54.6 % OOIP (Tabla 4). También se destaca que, a una hora de ensayo, se obtiene más de la mitad de petróleo recuperable.

Variación de la Temperatura en Ensayos de Imbibición con Tensioactivo: Una vez alcanzado el cese de producción de petróleo a 60°C, se aumentó la temperatura de la estufa a 80°C. Luego de un transiente térmico de unos minutos, se observó un marcado aumento en la producción de petróleo alcanzando incrementos de recuperaciones de entre 7.5 y 13.8 % OOIP (tabla 5 y figura 2).

Ensayos de Barrido sin y con Tensioactivo desde el comienzo de la Inyección: En las figuras 3 y 4 y en la tabla 6 se muestran los resultados de los ensayos a 20 y 60°C con y sin tensioactivo. En los mismos se puede observar que la curva de porcentaje de recuperación vs. VP inyectados son coincidentes hasta el momento de la ruptura, la cual se produce más tarde en el caso de la inyección de tensioactivo. El comportamiento posterior a la ruptura es muy similar para ambos casos. El aumento de la recuperación por el uso de tensioactivo es de 8.5% OOIP para los ensayos a temperatura ambiente y 6.5% OOIP para los realizados a 60°C.

Inyección de Tensioactivo luego de la inyección de 1 VP de agua: Las figuras 5 y 6, junto con la tabla 7 muestran los resultados obtenidos. Se puede observar que tanto a 20 como a 60°C luego de comenzada la inyección de tensioactivo, se produce un marcado aumento en la producción de petróleo. La recuperación final de petróleo alcanzada es comparable al valor obtenido mediante la inyección de tensioactivo desde el comienzo del “waterflooding”.

Ensayos de Imbibición vs. Ensayos de Barrido: Se realizaron ensayos de barrido e imbibición sobre las mismas muestras. Los resultados obtenidos muestran que por imbibición la recuperación final está entre el 30.8 y el 40.3 % OOIP y para barridos entre 47.4 y 61.1% OOIP (tabla 8). Todos estos ensayos fueron llevados a cabo a 60°C y con los fluidos naturales.

Efecto de la Temperatura sobre los Barridos: Se realizaron ensayos de barridos a temperatura ambiente y 60°C sobre el mismo testigo. Se obtuvo una recuperación del 63.3 %OOIP a 60°C

contra 51% OOIP a temperatura ambiente. Con esto se confirma que las diferencias promedio observadas entre testigos son debidas al efecto de la temperatura.

Barrido de un Testigo Heterogéneo: Se realizó un barrido a 60°C con petróleo natural, sobre un testigo que presenta visibles heterogeneidades, con el fin de comparar la curva de producción contra la de un testigo homogéneo. El resultado se muestra en la figura 7 donde se observa una ruptura temprana y luego una marcada pendiente en el gráfico de porcentaje de recuperación vs. VP inyectados.

Discusión

Los resultados de los ensayos realizados con petróleo sintético difieren de aquellos realizados con petróleo natural, sobre los mismos testigos y en las mismas condiciones. Esto muestra que los fenómenos involucrados en estos ensayos dependen de las características físico químicas de los fluidos utilizados¹⁹. Por ésto se destaca la importancia de utilizar sistemas de fluidos, roca y condiciones de temperatura lo más cercanas a posible a las del reservorio. Dada la gran variabilidad que existe en las propiedades de los distintos fluidos sintéticos y naturales, el comportamiento de cada sistema es impredecible y más aún la corrección que debería aplicarse al no utilizar fluidos naturales. El mismo grado de incertidumbre se obtiene al trabajar a temperaturas muy distintas de las del reservorio. Esto es aún más importante cuando se intenta evaluar el comportamiento de productos químicos, ya que su eficiencia está directamente relacionada con la composición de los fluidos y la cinética de las reacciones involucradas.

En los ensayos de imbibición, se obtuvieron recuperaciones marcadamente superiores con el uso de tensioactivo. Este mismo tensioactivo no dió resultados similares para un sistema completamente diferente²⁰. También se observó un aumento en la velocidad de recuperación. En este caso, habiendo transcurrido 1 hora de ensayo, las imbibiciones con tensioactivo recuperaron más que en el caso sin agregado de tensioactivo. Esto muestra que la velocidad de imbibición no es proporcional a la tensión interfacial como sugiere la ecuación propuesta por Mattax y Kyte y modificada por Zhang et. al¹⁵:

$$t_D = t \cdot \sqrt{k/f} \cdot \left(\frac{s}{m_{gm} L_c^2} \right) \quad (1)$$

Este modelo podrá ajustar algunos sistemas pero existen muchos casos en donde las propiedades e interacciones de la roca y los fluidos producen comportamientos no compatibles con el mismo. Como expresamos anteriormente, un modelo general necesita que todas las propiedades e interacciones sean tenidas en cuenta. Una alternativa actualmente en estudio, la representa el considerar al proceso de imbibición como un proceso dispersivo²⁰, en este caso se obtiene una descripción del proceso de imbibición mediante un tiempo adimensional que depende de la constante de difusión dispersiva y de una nueva longitud característica L igual al volumen de la muestra dividido por su área.

$$t_D = \frac{p^2 h_L}{L^2} t \quad (2)$$

Bajo esta teoría, la constante de difusión dispersiva dependerá de la temperatura y de la tensión interfacial y deberá medirse experimentalmente en cada caso. De este modo se eliminan suposiciones y se obtiene una rigurosa descripción del proceso de imbibición.

Como se ha comentado, un factor que determina fuertemente los resultados, es la temperatura de trabajo. En nuestro caso al aumentar la temperatura del sistema de imbibición de 60 a 80°C se

obtuvieron aumentos de recuperaciones entre un 7.8 y 13.8 %. En un trabajo anterior²¹ utilizando el mismo tensioactivo en las mismas condiciones de concentración y temperatura pero con diferente sistema de fluidos y roca el aumento de recuperación al pasar de 60 a 80 °C no fue mayor a 2 % OOIP. Esto, nuevamente indica la dependencia del comportamiento con las características del sistema.

En los ensayos de barrido con agua, los resultados obtenidos son coincidentes con la mayoría de los trabajos publicados, en donde el aumento de la temperatura no varía significativamente la saturación irreducible de agua, pero sí aumenta la recuperación final de petróleo. No se obtuvieron variaciones significativas en los valores de permeabilidad en los puntos extremos.

En los ensayos realizados sobre la misma muestra con y sin tensioactivo, se obtuvo siempre un aumento de recuperación con el uso de tensioactivo. En el caso de la utilización del tensioactivo desde el comienzo de la inyección, se notó claramente una ruptura tardía respecto de los ensayos en donde no se utilizó tensioactivo. En aquellos donde la inyección de tensioactivo se produjo después de haber inyectado un VP de agua, se obtuvo un marcado aumento de producción de petróleo luego de la inyección de aproximadamente un volumen poral más de tensioactivo a 20°C y de 0.4 VP en el caso de 60°C. Esta diferencia en la aparición de respuesta puede deberse a la aceleración del proceso difusivo con la temperatura. Lo más relevante, es que la recuperación final de petróleo obtenida mediante esta metodología alcanzó el mismo orden de magnitud que cuando se utilizó el tensioactivo desde el comienzo. Este tipo de ensayo es el recomendado para la evaluación de cualquier producto químico en un reservorio ya sometido a recuperación secundaria.

De los resultados obtenidos en los ensayos de imbibición y de la comparación de la recuperación obtenida por barrido y la obtenida por imbibición sobre los mismos testigos, se observa que en rocas mojables al agua este mecanismo es altamente eficiente, teniendo en cuenta que no hay fuerza externa aplicada. Durante la inyección de agua en un reservorio, las fuerzas capilares y viscosas están presentes desde el comienzo. En un ensayo de barrido se pueden definir claramente dos etapas: antes y después de la ruptura. En la primera, las fuerzas preponderantes en la producción de petróleo son las viscosas (empuje), mientras que, luego de la ruptura, toma importancia el fenómeno de imbibición.

Para ejemplificar este concepto imaginemos un reservorio heterogéneo con estratificación horizontal donde se permita el cross flow. Durante un proceso de recuperación secundaria el agua se canalizará por el canal de mayor permeabilidad resultando en una irrupción temprana de agua. Luego de la irrupción, la producción de petróleo continúa a un ritmo menor. Este petróleo se produce tanto por arrastre de la capa de alta permeabilidad como por imbibición, aprovechando la gran superficie de contacto existente. La importancia relativa de ambos mecanismos de producción dependerá de las características petrofísicas de la roca.. En un reservorio estratificado de estas características, con roca preferencialmente mojabla por agua, el mecanismo dominante de producción después de la irrupción sería entonces el producido por las fuerzas capilares. Al tratar de simular este tipo de yacimiento con el clásico modelo de Buckley y Leverett, los resultados que se obtengan difícilmente reproduzcan el comportamiento real del yacimiento. Lamentablemente, hasta el momento no se ha desarrollado ningún modelo que tenga en cuenta los dos fenómenos simultáneamente.

Una forma cualitativa de identificar el mecanismo de imbibición mediante ensayos de barrido en el laboratorio, es mediante la curva de producción representada como porcentaje de recuperación vs. volúmenes porales inyectados. La recuperación al momento de la ruptura respecto al punto final, es una indicación del grado de heterogeneidad (contraste de permeabilidad). Podríamos decir que cuanto menor sea la recuperación al momento de la ruptura, mayor fue el grado de canalización. Luego de la ruptura, la pendiente de esta curva es una indicación de la contribución de la imbibición a la producción de petróleo. Esto se ve claramente en la figura 7. La validez de este análisis se dará siempre que los ensayos sean comparados en las mismas condiciones operativas (temperatura,

caudal, fluidos) y con un sistema que no sea muy favorable a la formación de fingering viscoso, (alta relación de viscosidades).

Conclusiones

De los estudios realizados se extraen las siguientes conclusiones para el sistema estudiado:

1. El fenómeno de imbibición espontánea resultó ser un mecanismo de producción de marcada importancia en rocas mojables al agua en comparación con el mecanismo de inyección de agua.
2. El agregado de tensioactivo favorece la recuperación final de petróleo, tanto por imbibición como por barrido.
3. Para el fenómeno de imbibición, la disminución de la tensión interfacial se traduce en un aumento de la velocidad de producción.
4. El aumento de la temperatura en la imbibición con tensioactivo produce un marcado aumento en la recuperación de petróleo.
5. El aumento de recuperación por la inyección de tensioactivos es independiente del momento en la historia de explotación del yacimiento en que se inicia la inyección.
6. El gráfico de porcentaje de recuperación vs. VP inyectados sirve de manera cualitativa para caracterizar tanto el grado de heterogeneidad del medio poroso como la contribución del mecanismo de imbibición a la recuperación.
7. Los ensayos de laboratorio deberán en lo posible respetar lo más exactamente las condiciones de temperatura y fluidos de reservorio para obtener resultados representativos.

Agradecimientos

Al Ing. Carlos Berlfein y al Lic. Walter Gambaretto de Quintana Minerals Santa Cruz Inc. por habernos facilitado los materiales con los que se llevó a cabo este estudio. A la Ing. Silvia Maturano y a la Dra. Adriana Fornes de la Universidad Nacional de Cuyo por la realización de las mediciones de tensiones interfaciales. Al Lic. Jorge Constanzo del ITBA por la descripción microscópica de la roca.

Nomenclatura

VP	Volumen Poral	
OOIP	Petróleo Original in Situ	
OOIPPI	Petróleo Original in Situ producido por imbibición.	
s	Tensión Interfacial, dina/cm	
f	Porosidad, fracción	
k	Permeabilidad, mD	
t_D	Tiempo Adimensional	
t	Tiempo de Imbibición, seg.	
m_{mg}	Viscosidad Media Geométrica, cP	$m_{mg} = \sqrt{(m_o \cdot m_w)}$
m_o	Viscosidad del Petróleo, cP	

m_w	Viscosidad del Agua, cP
L_c	Longitud Característica, cm

Referencias

1. Graham, J. W., Richardson, J. G.: "Theory and Application of Imbibition Phenomena in recovery of Oil". 1959. SPE 1143-G.
2. Mattax, C.C. and Kyte, J.R. "Imbibition Oil Recovery from Fractured Water Drive Reservoirs", Soc. Pet. Eng. J 12(2) P177-184, June 1972
3. Talash, A. W.: "Experimental and Calculated Relative Permeability Data for System Containing Tension Additives", 1976. SPE 5810.
4. Lefebvre Du Prey E. "Gravity and Capillarity Effects on Imbibition in Porous Media", Paper SPE 6192, 1978.
5. Bardon, C. P., Longeron, D.: "Influence of very low interfacial tensions on relative permeability", 1978. SPE 7609.
6. Maini, B. B., Batycky, J. P.: "Effect of Temperature on Heavy-Oil/Water Relative Permeability in Horizontal and Vertically Drilled Core Plugs", 1985. SPE 12115.
7. Miller, M. A., Ramey, H. J. Jr.: "Effect of Temperature on OIL/Water Relative Permeabilities of Unconsolidated and Consolidated Sands", 1985. SPE 12116.
8. Torabzadeh S. J., Handy, L. L.: "The Effect of Temperature and Interfacial Tension on Water/Oil Relative Permeabilities of Consolidated Sands", 1984. SPE 12689.
9. Ziegler, V. M.: "A Laboratory Investigation of High-Temperature Surfactant Flooding", 1984. SPE 13071.
10. Hamon G., Vidal, J.: "Scaling-Up the Capillary Process From Laboratory Experiments on Homogeneous and Heterogeneous Samples", 1986. SPE 15852.
11. Keijzer, P.M., and Vries, A.S., "Imbibition of Surfactant Solution" SPE/DOE 20222, Tulsa, 1990.
12. Schechter, D.S., Denqen Zhou, and Orr Jr, F.M. "Capillary Imbibition and Gravity Segregation in Low IFT Systems" Paper SPE 22594, 1991.
13. Cuic, L.E., Bourbiaux, B., and Kalaydlian, F., "Imbibition in Low Permeability Porous Media: Understanding and Improvement of Oil Recovery", SPE/DOE 20259, Tulsa, 1990.
14. Ma, S., Zhang, X., and Morrow, N.R., "A Characteristic Length for Scaling of Mass Transfer Between Matrix and Fractures", Paper SPE 30232, 1995.
15. Zhang, X., Morrow, N., and Ma, S., "Experimental Verification of a Modified Scaling Group for Spontaneous Imbibition" Paper SPE 30762, 1995
16. Al-Lawati, S., Saleh, S., "Oil Recovery in Fractured Oil Reservoirs by Low IFT Imbibition Process" Paper SPE 36688, 1996
17. Donmez, A. "Investigation of the Effect of Temperature on Heavy Oil Recovery by Imbibition Mechanism" Paper SPE 37555, 1997.
18. Zhou, X., Morrow, N. R., Ma S.: "Interrelationship of Wettability, Initial Water Saturation, Aging Time, and Oil Recovery by Spontaneous Imbibition and Waterflooding", 1996. SPE 35436.

19. Tang, G. Q., Morrow, N. R.: "Effect of Temperature, Salinity and Oil Composition on Wetting Behavior and Oil Recovery by Waterflooding", 1996. SPE 36680.
20. J. Cruz Hernández y C. Pérez Rosales, "Imbibition as a Dispersion Process", 1992. SPE 23748.
21. Chimienti, M. E., Illiano, S. N., Najurieta, H. L.: "Influence of Temperature and Interfacial Tension on Spontaneous Imbibition Process", 1999. SPE 53668.

Figuras y Tablas

Muestra	Porosidad	Volumen Poral	Permeabilidad Abs. al Gas	Saturación de Agua Irreductible	Permeabilidad Efectiva al Petróleo en S_{wi}	Permeabilidad Efectiva al Agua en S_{ro}	Observación Visual
	[%]	[cm ³]	[mD]	[%]	[mD]	[mD]	
38	27.1	19.67	11.9	67.5	3.15	-	Homogénea
40	26.1	19.04	9.96	74.0	3.33	0.102	Homogénea
44	29.8	19.64	14.7	69.4	5.15	-	Homogénea
48	25.9	19.08	10.5	66.8	4.65	0.213	Homogénea
84	26.7	18.62	9.11	59.4	4.27	0.269	Homogénea
100	27.4	19.45	16.5	57.0	6.90	0.800	Homogénea
114	25.3	19.08	9.81	68.0	3.55	0.206	Homogénea
138	26.5	18.47	13.5	63.8	7.09	0.131	Homogénea
158	26.8	19.06	21.6	62.2	12.7	0.502	Homogénea
166	27.1	19.64	29.2	58.8	15.3	0.496	Homogénea
646	22.0	15.7	109	60.5	42.5	1.48	Heterogénea

Tabla 1: Propiedades petrofísicas de las muestras utilizadas

Densidad del petróleo @ 20°C	0.7904 g/cm ³
Densidad del Agua @ 20°C	1.0047 g/cm ³
Viscosidad del petróleo @ 20°C	2.64 cP
Viscosidad del petróleo @ 60°C	1.31 cP
Viscosidad del agua @ 20°C	1.0289 cP
Viscosidad del agua @ 60°C	0.4794 cP

Tabla 2: Propiedades de los Fluidos

Temperatura (°C)	IFT sin tensioactivo (dinas/cm)	IFT con tensioactivo (dinas/cm)
20	5.8	1.12
60	---	0.25
80	---	0.12

Tabla 3: Tensiones interfaciales

Muestra	Recuperación de Petróleo		Aumento de la Recuperación	Aumento de la Recuperación
	(% OOIP)		(%)	(% OOIP)
	Sin Tensioactivo	Con Tensioactivo		
38	43.4	54.6	25.8	11.2
40	31.3	51.7	65.2	20.4
44	34.7	52.9	52.4	18.2
48	30.8	47.2	53.2	16.4

Tabla 4: Ensayos de Imbibición con y sin Tensioactivo @ 60°C

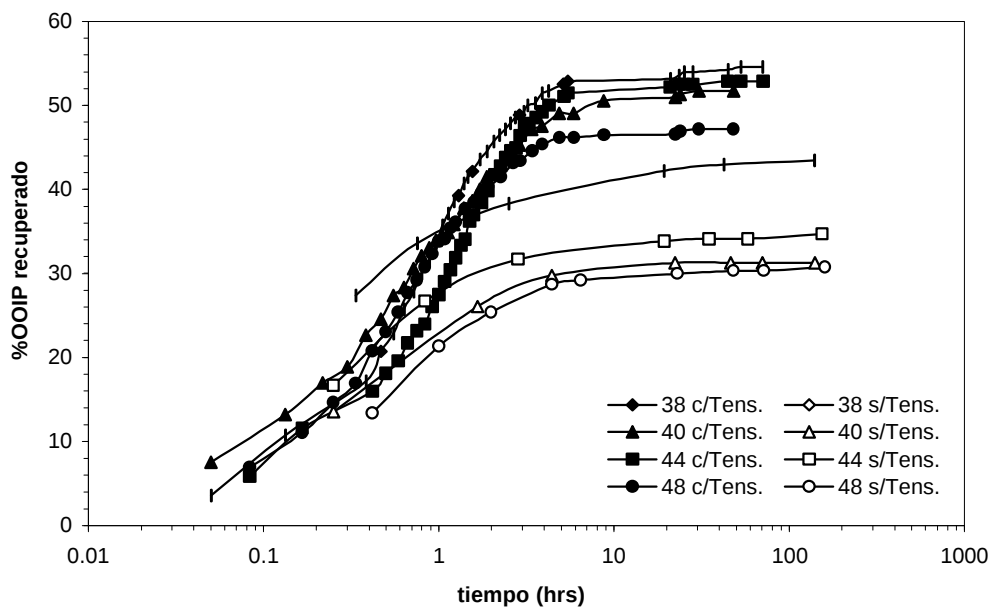


Figura 1: Ensayos de Imbibición a 60°C sin y con tensioactivo

Muestra	Recuperación de Petróleo		Aumento de la Recuperación	Aumento de la Recuperación
	(% OOIP)		(%)	(% OOIP)
	60°C	80°C		
38	54.6	62.4	14.3	7.8
40	51.7	59.2	14.5	7.5
44	52.9	66.7	26.1	13.8
48	47.2	56.9	20.6	9.7

Tabla 5: Variación de la temperatura en ensayos de imbibición con tensioactivo

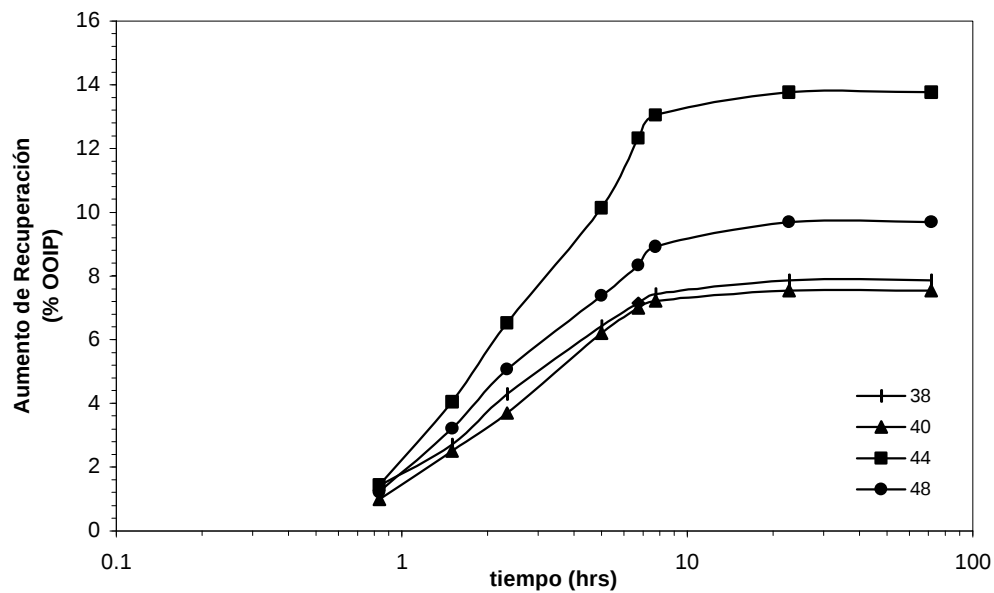


Figura 2: Efecto de la Variación de Temperatura en los Ensayos de Imbibición con Tensioactivo

Muestra	Recuperación de Petróleo				Aumento de la Recuperación	Aumento de la Recuperación
	(% OOIP @ 4 VP)				(%)	(% OOIP)
	Sin Tensioactivo		Con Tensioactivo			
	60°C	20°C	60°C	20°C		
158	-	49.9	-	58.4	17.0	8.5
166	55.8	-	62.3	-	11.6	6.5

Tabla 6: Ensayos de Barridos sin y con tensioactivo desde el comienzo de la inyección

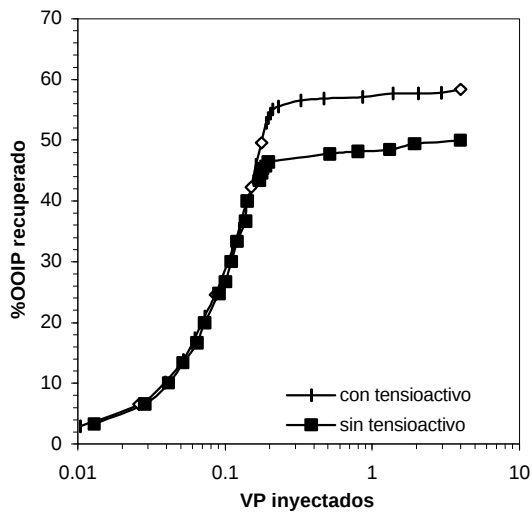


Figura 3: Ensayos de Barrido a 20°C. Inyección de Tensioactivo desde el Comienzo

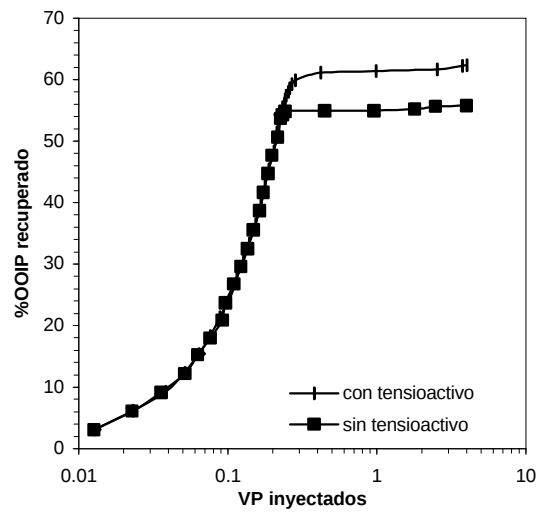


Figura 4: Ensayos de Barrido a 60°C. Inyección de Tensioactivo desde el Comienzo

Muestra	Recuperación de Petróleo				Aumento de la Recuperación	Aumento de la Recuperación
	(% OOIP @ 4 VP)				(%)	(% OOIP)
	Sin Tensioactivo		Con Tensioactivo			
	60°C	20°C	60°C	20°C		
84	59.4	-	64		7.7	4.6
100		51.0	-	61.8	21.2	10.8

Tabla 7: Inyección de tensioactivo luego de la inyección de un VP de agua

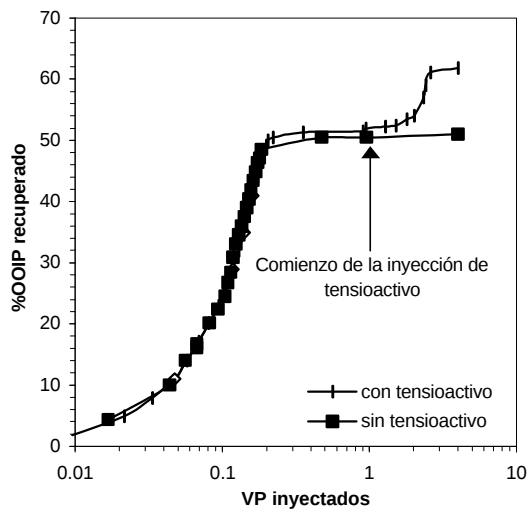


Figura 5: Ensayos de Barrido a 20°C. Inyección de Tensioactivo luego de 1 VP de agua inyectada

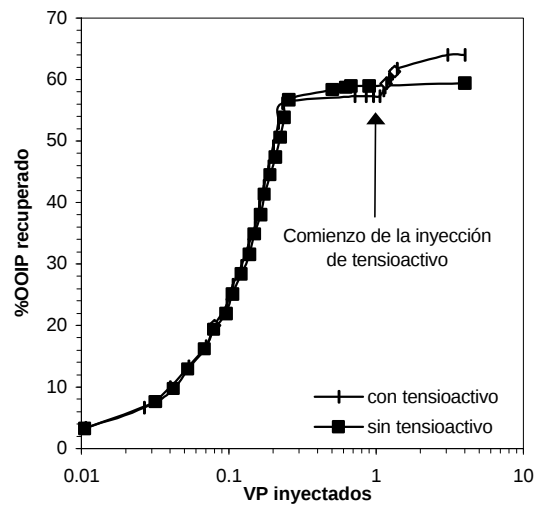


Figura 6: Ensayos de Barrido a 60°C. Inyección de Tensioactivo luego de 1 VP de agua inyectada

<i>Muestra</i>	<i>Recuperación (% OOIP)</i>	
	<i>Ensayos de Imbibición @ 60°C</i>	<i>Ensayos de Barridos @ 60°C</i>
40	31.3	54.0
48	30.8	47.4
84	34.7	61.1
166	40.3	56.2

Tabla 8: Imbibición vs Barridos a 60°C sin Tensioactivo

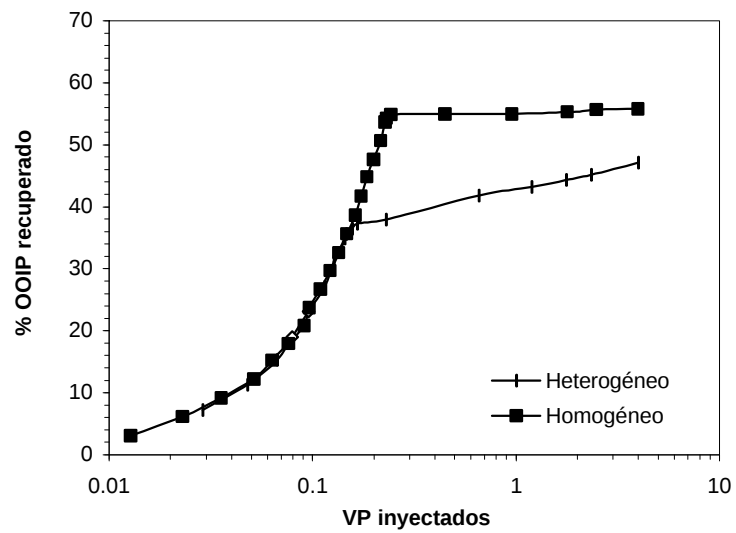


Figura 7: Ensayos de Barrido a 60°C. Testigo Homogéneo y Testigo Heterogéneo

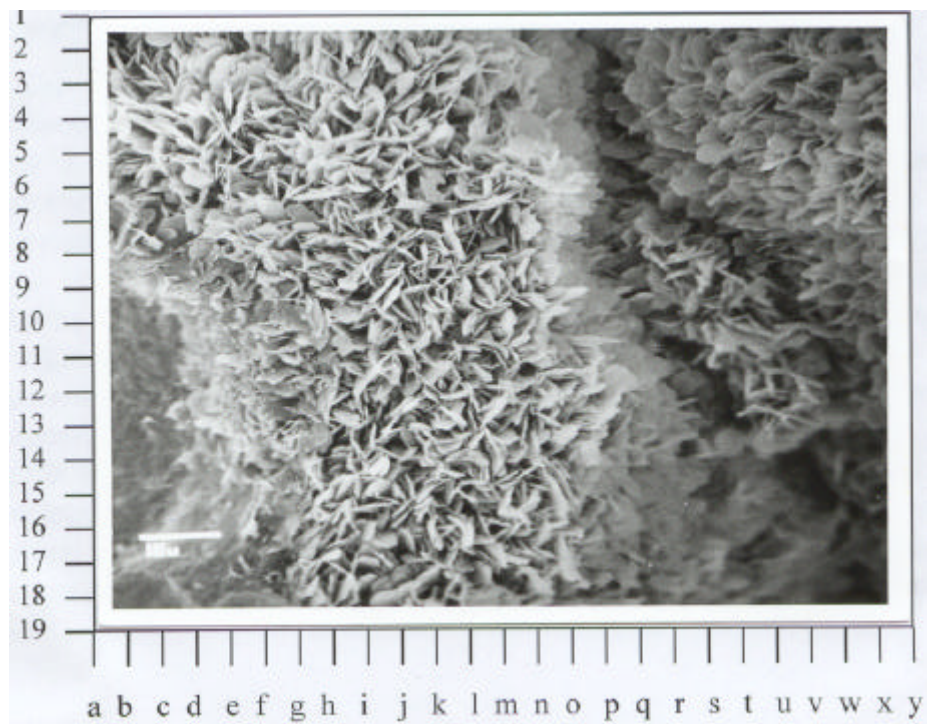


Figura 8: Microfotografía SEM