

Una experiencia concreta de investigación para la industria

Desarrollo y evaluación de un surfactante para recuperación terciaria de petróleos viscosos

Por Adriana Fornés y Silvia Maturano (Facultad de Ingeniería - Universidad Nacional de Cuyo) y Humberto Najurieta* (Pan American Energy)

La producción de petróleo mediante inyección de agua posee límites técnicos y económicos. Cuando éstos se aproximan, se requiere buscar tecnologías de extracción alternativas para mejorar la eficiencia de la misma.

El presente artículo es una síntesis del trabajo presentado en el IV Congreso de Exploración y Desarrollo que tuvo lugar en Mar del Plata en abril de este año. Se presenta el desarrollo de un surfactante económico, a partir de productos para sustancias de fabricación nacional, y factible de ser elaborado en el país. Se muestra también su evaluación de laboratorio mediante técnicas convencionales y otras desarrolladas por los autores. Dicha evaluación demuestra que el mismo es útil para ser usado en crudos pesados.

** ahora en la Universidad Nacional de Cuyo*

La producción de petróleo mediante inyección de agua posee límites técnicos y económicos. Cuando éstos se aproximan, se requiere buscar tecnologías de extracción alternativas para mejorar la eficiencia de la misma. Un caso típico es el yacimiento Piedra Clavada, que se encuentra en producción primaria desde 1964 y bajo recuperación secundaria desde 1979. La proximidad de los límites económicos ha obligado a buscar alternativas para continuar la explotación. Una de las posibilidades es el empleo de métodos químicos de recuperación terciaria. Sin embargo, el

precio de estos productos de origen extranjero limita la aplicabilidad de la técnica en la Argentina. Por ello se desarrolló un nuevo surfactante, basado en una materia prima de origen local, factible de ser fabricado en el país, resistente a la salinidad de este yacimiento, que facilita la extracción del crudo viscoso actualmente producido por inyección de agua.

La inyección de agua caliente con el nuevo producto solvente/surfactante muestra en experiencias de laboratorio recuperaciones de petróleo hasta un 15% mayores a las obtenidas con las técnicas actualmente en uso.

Teoría

Cuando se inyecta agua en una recuperación secundaria aparecen dos fenómenos físicos que afectan la productividad: 1) el *fingering* viscoso que hará que no todo el reservorio sea barrido por el agua y por lo tanto afectará a la eficiencia areal, y 2) el entrapamiento de gotas de petróleo en los espacios interporales o en las gargantas, según sea el yacimiento más mojante por el agua o por el petróleo respectivamente, lo que hará que la eficiencia microscópica de barrido sea menor. Los surfactantes, habitualmente, actúan para contrarrestar este fenómeno. El mismo aparece porque, en un reservorio, los fluidos se desplazan en canales de sección areal variable (poros y gargantas) y ello produce variaciones en la presión capilar, dada por la ecuación (1), que aumenta abruptamente en las gargantas al disminuir el radio de curvatura y produce un colapso de la interfaz que forma la gota atrapada.

$$P_c = \sigma \cos \theta / R$$

Donde: P_c es la presión capilar; σ , la tensión interfacial; $\cos \theta$, la mojabilidad y R , el radio de curvatura.

Si después se sigue inyectando agua, como ésta moja más a la roca, pasará pegada a la misma y la gota de petróleo seguirá en el espacio interporal.

La única variable que se puede modificar en la ecuación (1) para so-

lucionar esta situación, es la tensión interfacial. Si se disminuye la misma, disminuirá la presión capilar y la gota podrá romperse hasta tener el tamaño suficiente para poder pasar por las gargantas. Por este motivo, la inyección de un tensioactivo mejora la producción de petróleo.

Para que un tensioactivo sea eficiente en la recuperación terciaria debe tener determinadas características: Ser clase III, esto implica que es igualmente soluble al agua que al petróleo; ser no iónico, ya que ello garantiza que no sea atacado por las sales, de baja espuma, que no sea absorbido o entrampado en el medio poroso y que baje la tensión interfacial lo suficiente como para permitir la salida de la gota del espacio interporal.

Antecedentes

La selección de un proceso de recuperación asistida de petróleo a ser usado en un yacimiento en particular requiere de: un estudio detallado de las condiciones del reservorio, consideraciones económicas, ensayos de laboratorio y simulación numérica. Aun cuando no sea posible proveer un conjunto simple de reglas a seguir para la selección de un proceso EOR, la literatura ofrece una serie de guías que de modo empírico permiten elegir los reservorios adecuados para la implementación de procesos de desplazamiento. En todas ellas el uso de surfactantes está recomendado para crudos livianos.

La bibliografía existente muestra muy diversos resultados en cuanto a los valores a los que la tensión interfacial debe disminuir o, lo que es lo mismo, lo que el número capilar: $Nc = \mu_a \cdot v_a / \sigma$ (donde: Nc , número de capilaridad; μ_a , viscosidad de la fase empujante; v_a , velocidad de la fase empujante, σ , tensión interfacial entre fase empujante y empujada) se debe incrementar para la recuperación de petróleo.

Así, los diferentes autores dan valores entre 10^{-7} y 10^{-5} para que el petróleo entrampado comience a moverse y entre 10^{-3} y 10 para su recuperación completa. De acuerdo con Reed and Healy (1977) una recupera-

ción significativa de petróleo se logra cuando el número de capilaridad se incrementa en 1000 unidades o más. La única manera posible de alcanzar tal incremento del Nc es bajando la tensión interfacial desde cerca de 10 hasta menos de 0,01 mN/m.

Hay antecedentes de una importante cantidad de experiencias de campo exitosas usando surfactantes, aunque todas ellas con crudos poco viscosos. Ninguno de estos crudos tiene los valores de viscosidad que presenta el reservorio donde se va a aplicar esta metodología.

Para evaluar estas recuperaciones terciarias químicas, aunque no específicamente surfactantes, se ha usado, desde la década del 50, la celda de Hele Shaw, pero este tipo de ensayos no puede considerarse rutinario y fue realizado en condiciones muy diferentes de lo que se presenta en este trabajo. En el mismo se propone el desarrollo de un tensioactivo para ser usado con agua caliente (para que, además de remover el petróleo entrampado, se mejore la eficiencia areal a través de la mejora de la relación de movilidades) en un crudo altamente viscoso como es el de Piedra Clavada, y su evaluación en laboratorio mediante técnicas convencionales (mediciones de tensión interfacial, comportamiento de fases, desplazamientos radiales en testigos corona) y no convencionales (desplazamientos en celda de Hele Shaw adaptada y microfilmaciones de la interacción de las micelas de tensioactivo en la interfaz agua-petróleo).

Características del reservorio y del crudo

El yacimiento Piedra Clavada se encuentra en explotación desde 1969. En 1979 se inició un proceso de inundación de agua. El yacimiento posee actualmente 265 pozos productores y 125 inyectores. Se encuentra en una etapa avanzada de explotación, con una producción de 1350 m³/d de petróleo y una inyección de agua del orden de los 30.000 m³/d. El petróleo es producido de unas 30 capas independientes, ubicadas a una profundidad entre 1300 y 1800 m.

Ensayos de presión y de trazadores radiactivos en capas convenientemente aisladas mostraron que cada capa del sistema es altamente heterogénea y con orientaciones preferenciales de permeabilidad, con predominancia de canalizaciones del agua inyectada.

Estas canalizaciones son una consecuencia natural de la combinación de permeabilidades de varios *darcy* en las direcciones de mayor permeabilidad, con la presencia de mezclas heterogéneas de petróleos viscosos (de 100 a 3000 cp).b

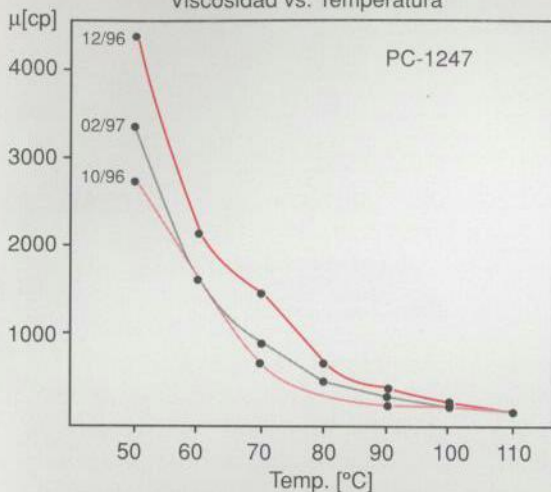
Estas características particulares del yacimiento hace que la mayoría de las técnicas tradicionales de ingeniería de reservorios para recuperación secundaria sean de difícil o imposible aplicación directa. Estudios anteriores han mostrado que la teoría del flujo segregado describe acertadamente la historia de producción del yacimiento. Si bien esta teoría fue originalmente postulada para un estado de segregación gravitacional (separación vertical de las fases), el concepto de su aplicación en el yacimiento Piedra Clavada es más general, debiendo aceptarse que la segregación de las fases se debe también a la existencia de los canales.

Desde un punto de vista microscópico, los canales de alta permeabilidad están constituidos mayoritariamente por arenas líticas feldespáticas con poca consolidación. El relleno es escaso y está constituido por arcillas antigénicas y caolín. El tamaño medio de los granos aparece en un rango comprendido entre 0,3 y 0,7 mm, el tamaño medio de los poros entre 0,12 y 0,18 mm y el tamaño medio de las gargantas entre 0,009 y 0,025 mm. Las zonas aledañas a estos canales poseen menor porosidad y mayor grado de arcillosidad.

Los crudos de este piloto son newtonianos y presentan una alta viscosidad que tiene la característica de no ser constante en el tiempo. En la figura 1 se muestra una gráfica comparativa de curvas de viscosidad en función de la temperatura a un gradiente de corte de 4 1/s, para tres diferentes fechas de toma de muestra.

Figura 1. Viscosidad en función de la temperatura para un gradiente de corte de 4 1/s.

Viscosidad vs. Temperatura



Desarrollo del tensioactivo

El surfactante comenzó a desarrollarse en la UNC por pedido de BRIDAS SAPIC, quien solicitó que se basara en alguna de dos sustancias que proveyó oportunamente, informando que una de ellas era usada como surfactante en otras aplicaciones industriales. Ambas sustancias eran absolutamente solubles al petróleo e insolubles al agua para todas las temperaturas de interés. Por ello se trabajó sobre la hipótesis de inyectarlas en forma emulsionada en el agua de inyección y por lo tanto usar un emulsificante que hiciera las veces de cosurfactantes y bajara la tensión superficial.

Como primera medida se les hizo un estudio de las características moleculares a cada una de ellas y se eligió la que podía ser más apropiada para estos fines que era, a la vez, la más económica de ambas.

El segundo problema que se encaró fue el de resolver cuánto bajar la tensión interfacial ante las diferentes cifras de la literatura. Ello se solucionó calculando la tensión interfacial necesaria para que una gota que ocupara todo el poro, se rompiera de un tamaño tan pequeño como para poder pasar por las gargantas de menor diámetro. El cálculo así obtenido predijo una tensión interfacial de 0,8 din/cm para sacar el petróleo atrapado en ese yacimiento.

Para elegir el emulsificante se tuvo en cuenta que, combinado con la sustancia base, debía tener las características mencionadas para ser usado en recuperación terciaria. Con ello se lo-

gró, en un primer momento, una sustancia que daba tensión interfacial de 1,2 dinas/cm, que era muy cerca de lo que se necesitaba. A este producto se lo denominó UNCI.

Se pensó que con esta formulación ya se iba a tener algún éxito, porque los cálculos teóricos que predecían la necesidad de una tensión interfacial de 0,8 dinas/cm se realizaron en base a los menores tama-

ños de gargantas, y por lo tanto con esta tensión podíamos llegar a sacar gotas atrapadas en zonas aledañas a las gargantas mayores. Por ello, y mientras se buscaba una formulación mejor, se realizaron pruebas de evaluación con ésta, que figuran más abajo. Con estas pruebas se obtuvo la temperatura óptima de inyección.

Posteriormente, y con el agregado de una tercera sustancia, se consiguió una formulación definitiva del tensioactivo. A esta formulación se la llamó UNCII.

Técnicas de evaluación: metodología y resultados

Se buscaron métodos y técnicas que permitieran tanto la evaluación del tensioactivo, como la comprensión y visualización de los fenómenos relacionados con la interacción de éste en la interfaz agua-petróleo.

Para ello se utilizaron, en todos los ensayos, crudos y agua pertenecientes a Piedra Clavada sin ningún tipo de alteración (por ejemplo, sin uso de solventes que disminuyeran su alta viscosidad y facilitaran los estudios).

A los estudios que se hicieron con este tensioactivo los podemos dividir en dos grandes tipos: convencionales y no convencionales. Entre los primeros se mencionan: estudios de comportamiento de fases, mediciones de tensiones interfa-

ciales y desplazamientos en testigos corona. Los no convencionales fueron: desplazamientos en celda de Hele Shaw y microfilmaciones de la acción de las micelas de tensioactivo en la interfaz agua-petróleo.

Comportamientos de fase

Para realizar el estudio de los comportamientos de fase se diluyó el tensioactivo en las proporciones deseadas (0,4% para el UNCI y 0,3% para el UNCII), en agua de reservorio y se lo mezcló con crudo del yacimiento en iguales proporciones. La mezcla era colocada en una probeta graduada en un baño termostático a temperatura del reservorio y se esperaba hasta que se formaban las fases, con un tiempo máximo de espera de 15 días. Mediante una simple observación visual se podía saber el tipo de tensioactivo y medirse en la probeta los volúmenes de cada fase. Es clase III, cuando se observan tres fases en la probeta. Tanto el tensioactivo UNCI como el UNCII dieron como comportamiento clase III (este último con los mismos volúmenes para cada fase).

Mediciones de tensión interfacial

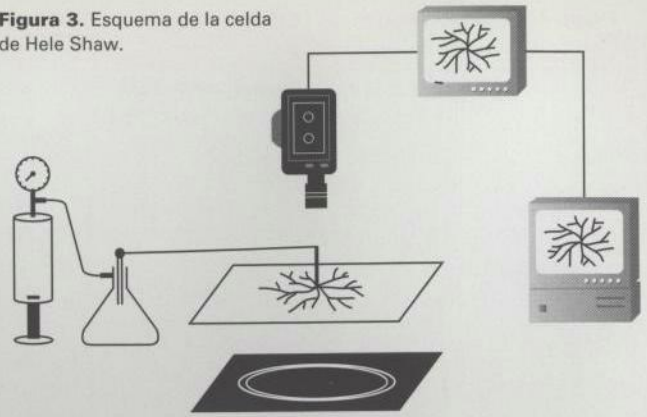
Para las mediciones de tensión interfacial se usó un tensiómetro de gota rotante que permite medir un rango entre 10^{-6} y 10 dinas/cm, a temperaturas de entre 0°C y 100°C. Para la medición a temperatura ambiente se usó un tensiómetro de anillo.

Las tensiones fueron medidas a temperatura ambiente y a 80°C. Las altas tensiones interfaciales del agua-petróleo que presentan estos crudos hace que, seguramente, haya quedado mucho petróleo atrapado en este yacimiento y lo convierta en un buen candidato para la recuperación asistida mediante tensioactivos. Las tensiones interfaciales obtenidas se muestran en la tabla 1.

Tabla 1

Agua - petróleo	Superó la capacidad del tensiómetro de anillo (mayor a 100 dinas/cm) (T=25°C)
Agua - petróleo	28,0±0,5 dinas/cm (T=80°C)
UNC1 - petróleo	1,71±0,09 dinas/cm (T=80°C)
UNCII - petróleo	0.23±0,01 dinas/cm (T=80°C)

Figura 3. Esquema de la celda de Hele Shaw.



Desplazamientos radiales con muestras de roca y fluidos de reservorio

Se realizaron estudios petroffísicos en el laboratorio de la empresa consultora SURTEK, empleando muestras del pozo PC-1337.

Mediante el empleo de una celda radial termostatzada y un sistema de muestreo y adquisición de datos computarizado se realizaron ensayos de desplazamiento y medición de producción.

Los ensayos de desplazamiento radiales realizados con las muestras del pozo PC-1337, empleando el surfactante UNCI muestran que a una temperatura constante de 60°C el surfactante incrementa la recuperación de petróleo en aproximadamente un 4% del petróleo original *in situ* (figura 2). Asimismo, aumentando la temperatura se obtienen recuperaciones proporcionalmente mayores. La mayor producción incremental se observó a la máxima temperatura observada en estos experimentos, 80°C alcanzando asintóticamente recuperaciones acumuladas del 52% del petróleo original *in situ*. Tanto esta experiencia como otras similares indican que el efecto combinado de agua caliente con surfactante acelera e incrementa la extracción de petróleo.

Celda de Hele Shaw

La celda de Hele Shaw usada consistió en dos placas de vidrio paralelas con un lecho de esferas del mismo material (figura 3). Los tamaños de las esferas se eligieron para que representaran las condiciones fluidodinámicas

del reservorio. En este sistema se practica un orificio en el medio, que simula un pozo inyector, y otros cuatro en la mitad de cada uno de los laterales de las placas, que simulan cuatro pozos productores, consiguiéndose así una distribución de *five spot* invertido. Se coloca petróleo entre las placas y por el orificio central se inyecta la sustancia que se desee. La celda es iluminada desde abajo con luz difusa. La experiencia es filmada y luego las imágenes son tratadas mediante computadora. Con respecto a la celda de Hele Shaw tradicional, además del agregado del lecho de esferas, se modificó el sistema inyector para que pudieran inyectarse dos fluidos termostatzados independientemente. A fin de poder simular lo mejor posible las condiciones de reservorio, la celda fue termostatzada. Para asegurar que este sistema representara lo más fielmente posible las condiciones del yacimiento Piedra Clavada, se verificó la mojabilidad del vidrio a los fluidos con que se trabajaría, ya que se sabe que la roca de Piedra Clavada es preferencialmente mojabable por el agua.

Con este equipo se planificaron experiencias que permitieran conocer los efectos de seguir inyectando agua a la misma temperatura con que se inyecta actualmente o con el tensioactivo UNCI al 0,4% en agua de reservorio, a diferentes temperaturas: la misma de inyección de agua (55°C), 70°C y 90°C. Posteriormente se realizó una sola experiencia con el UNCII, a la temperatura de 90°C, que había demostrado ser la óptima con el UNCI. También se realizó, para poder comparar una celda inyectando 1% de un tensioactivo de última generación, a la tempe-

ratura habitual de inyección (55°C).

En cada experiencia, una vez obtenidas las filmaciones se determinó, mediante tratamiento de imágenes, eficiencia areal, eficiencia microscópica de barrido (o calidad de barrido), que es lo que esperamos que mejore con el agregado del surfactante y la saturación residual.

Resultados con el tensioactivo UNCI

Los resultados se muestran en las figuras 4, 5, y 6. Ellas son muestras del porcentaje de variación de: la eficiencia areal, la eficiencia microscópica de barrido y la saturación residual en función de la temperatura, respectivamente, entre el valor que tenían después de haber inyectado 3,5 VP de agua y el que tuvieron después de inyectar, primero, 2 VP de agua a 55°C y luego otros 1,5 VP de agua con 0,4% de solución tensioactiva a diferentes temperaturas. El punto triangular grande que se muestra en cada una de ellas indica el valor que se tuvo para estas magnitudes comparado con cuando se inyectó 1,5 VP de agua sin tensioactivo luego de los 2 VP de agua; es decir, este punto nos da una idea de lo que sucedería si se siguiera inyectando agua a la misma temperatura.

La figura 4, representa el aumento de la eficiencia areal en función de la temperatura. Se puede observar que, a 50°C, la eficiencia areal inyectando tensioactivo es menor que si se hubiera inyectado agua sola. Éste es el resultado que predice la teoría. La tensión interfacial estabiliza la interfaz, y por lo tanto, disminuye el *fingering* viscoso. Al bajar la tensión interfacial, las inestabilidades en la interfaz fueron mayores, hubo más digitación y el agua se canalizó. Sin embargo, a temperaturas mayores, la eficiencia areal aumenta. Ello es el efecto del

Figura 2. Resultado del desplazamiento radial con agua caliente y surfactante realizados sobre la muestra N° 2 de la corona del pozo PC-1337.

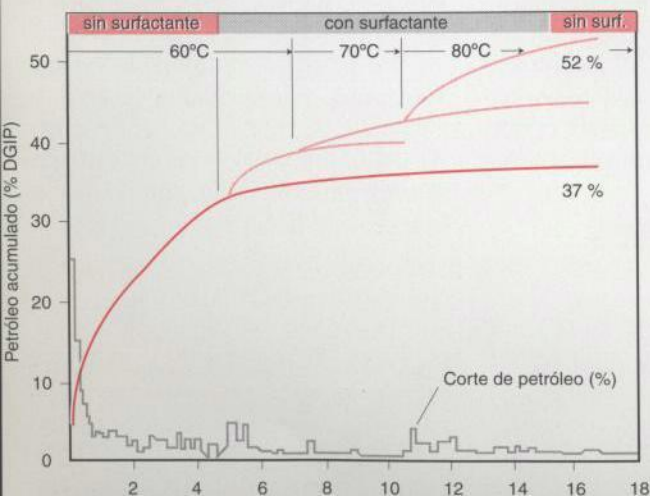
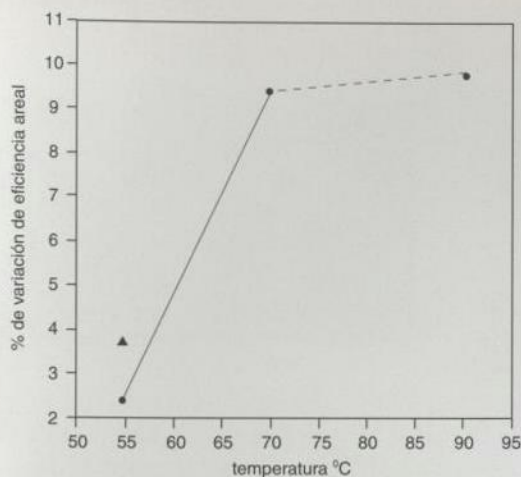


Figura 4. Porcentaje de aumento de eficiencia.



agua caliente, la misma disminuye la viscosidad del crudo, y por lo tanto mejora la relación de viscosidades sin necesidad de agregar ningún polímero. La mejora es más significativa entre 50°C y 70°C que entre 70°C y 90°C, y esto es coherente con lo que muestra la figura 2, donde puede observarse que la viscosidad disminuye mucho más entre 50°C y 70°C que entre 70°C y 90°C. El efecto del agua caliente es muy importante ya que disminuye la razón de viscosidades (y por lo tanto la de movilidades) alrededor de 14 veces, según el pozo que se estudie.

En la figura 5 se puede ver el porcentaje de aumento de la eficiencia microscópica de barrido en función de la temperatura. Ésta es siempre mayor con tensioactivo que sin él. Se puede observar que también es función de la temperatura ya que la tensión interfacial, que es la magnitud que maneja este fenómeno, lo es. Hay mayor eficiencia microscópica de barrido a mayores temperaturas.

Figura 5. Porcentaje de disminución de eficiencia areal en función de la temperatura microscópica de barrido en función de la temperatura

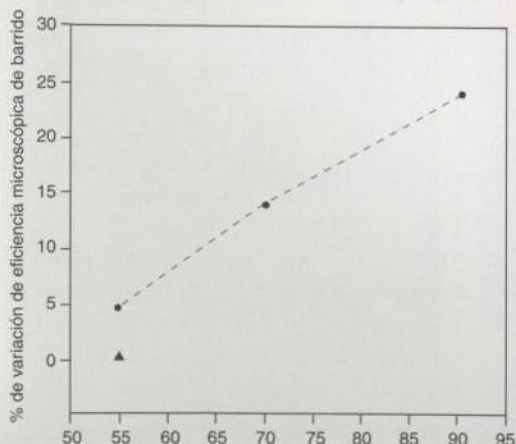
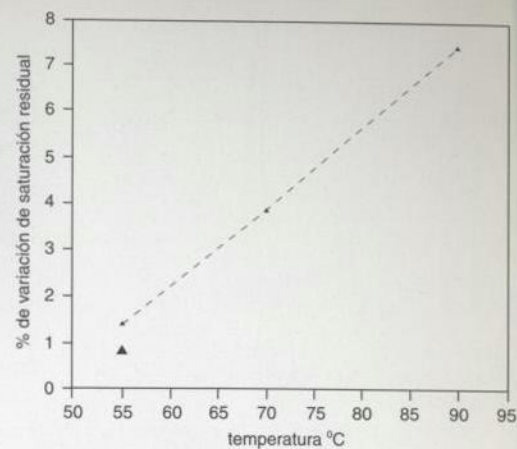


Figura 6. Porcentaje de disminución de saturación.



Por último, en la figura 6, se observa el porcentaje de disminución de la saturación residual en función de la temperatura. Ésta es también siempre mayor que si se siguiera agregando agua sola, pero mejora con la temperatura, ya que, a mayor temperatura, no sólo se extrae petróleo por mejorar la calidad de barrido sino también por

aumentar la eficiencia areal.

La tabla 2 da los resultados numéricos de eficiencia areal, eficiencia microscópica de barrido y saturación residual para el UNCI.

Resultados con el tensioactivo UNCII

Los resultados se dan en la tabla 3. En ellos se nota una importante mejora en la disminución de saturación residual.

Con un tensioactivo no iónico comercial

Los resultados para un tensioactivo comercial de última generación se muestran en la tabla 4. Evidentemente este surfactante no es apto para ese yacimiento, probablemente porque no resistió las sales a pesar de que se lo presenta como apto para las mismas.

Microfilmaciones

Se realizaron microfilmaciones de la interfaz agua-petróleo para establecer la dinámica de la emulsión inyectada en la misma. Ésta se caracteriza por una progresiva acumulación y disolución de las micelas del surfactante en la superficie del petróleo. Las observaciones realizadas indican que la emulsión produce un cambio en la superficie de la interfase agua-petróleo por disolución del tensioactivo en la misma. Esto podría reducir la viscosidad interfacial. En las figuras 7, 8 y 9 se observan microfotografías de las micelas de UNCI actuando en la interfaz agua-petróleo, en distintos intervalos de tiempo. La primera es una imagen de las gotas de emulsión de tensioactivo en agua de reservorio. En las dos figuras siguientes puede observar-

Tabla 2

Temperatura (°C)	55	70	90
Porcentaje de aumento de la eficiencia areal	2,40	9,40	9,80
Porcentaje de aumento de la eficiencia microscópica de barrido	4,60	13,90	24,4
Porcentaje de disminución de la saturación	1,40	3,8	7,40

Tabla 3

Porcentaje de aumento de la eficiencia areal	61
Porcentaje de aumento de la eficiencia microscópica de barrido	28
Porcentaje de disminución de la saturación residual	12

Tabla 4

Porcentaje de aumento de la eficiencia areal	0,1
Porcentaje de disminución de la saturación residual	0,2
Porcentaje de aumento de la eficiencia microscópica de barrido	0,5

Figura 7. Microfotografía de solución del residual en función de la temperatura del surfactante UNCI emulsionado en agua de inyección.

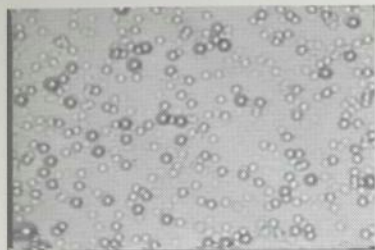
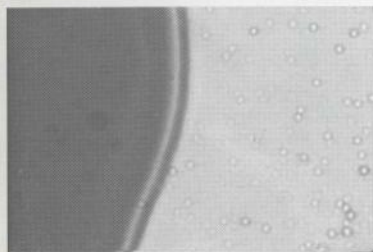


Figura 8. La zona oscura es petróleo. La zona de la derecha muestra el agua con emulsión recién inyectada.



se cómo disminuye la cantidad de gotas en el agua y se acumulan en la interfaz a medida que pasa el tiempo.

La información obtenida de estas experiencias fue utilizada para programar adecuadamente las mediciones petrofísicas, ya que se observó que el tiempo de estos procesos puede ser largo con respecto a la escala temporal de las experiencias normales de laboratorio.

La producción incremental observada en los ensayos petrofísicos y en la celda de Hele Shaw parece deberse no sólo a una disminución de la tensión interfacial agua-petróleo, sino también a estos fenómenos observados, que producirían una disminución de la viscosidad superficial del petróleo.

Conclusiones

La figura 10 muestra una comparación de cuatro imágenes: la 10a es una muestra de la celda de Hele Shaw luego de inyectar 3VP de agua a 55°C y luego seguir inyectando agua a la misma temperatura. La 10b muestra la imagen final después de haber inyectado 3VP de agua a 55°C y luego un surfactante comercial al 1% a 55°C. La 10c muestra el resultado de inyectar agua a 55°C y luego UNCI al 0,4% a 90°C, y finalmente la 10d muestra la imagen final después de haber inyectado agua a 55°C y UNCII a 90°C.

El tensioactivo comercial usado

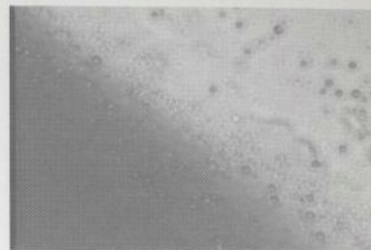
fracasó en crudos pesados, sin embargo, se habría encontrado un tensioactivo mucho más económico de los disponibles en el mercado, factible de ser usado en este tipo de crudo.

Las evaluaciones con la celda de Hele Shaw con las modificaciones realizadas demostraron ser un método útil para el estudio rápido y económico de un tensioactivo. Los valores de disminución de saturación residual calculados con este método, para el UNCI, son coincidentes con los obtenidos por SURTEK en testigos corona.

Con el tensioactivo UNCI se obtienen buenos resultados, a pesar de tener más tensión interfacial que la calculada teóricamente más arriba. Ello es debido a que, en el análisis teórico, se han tomado los valores medios del diámetro de gargantas y poros. Evidentemente, para pasar la gota por las gargantas que tengan una sección areal mayor que la media, bastará con una tensión interfacial mayor, y éstas han sido las zonas barridas por el UNCI. A pesar de ello el UNCII lo supera ampliamente.

Esto implica que los valores de

Figura 9. Después de varias horas de acción, la interfase muestra una alta concentración de micelas y una zona de transición suave hacia el petróleo en donde hay mayor saturación de solvente.



tensión interfacial necesaria para extraer el petróleo entrampado son característicos de cada yacimiento y deben calcularse para cada caso en particular, y no generalizar valores de bibliografía. Los valores de tensión interfacial necesaria son dependientes del tamaño de los poros y gargantas. Por ello será más fácil usar tensioactivos en yacimientos de alta permeabilidad, ya que supuestamente tienen gargantas de mayor sección areal.

Trabajos citados

La lista de trabajos citados en el texto puede ser consultada en las Actas del IV Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos disponibles en la Biblioteca del IAPG.

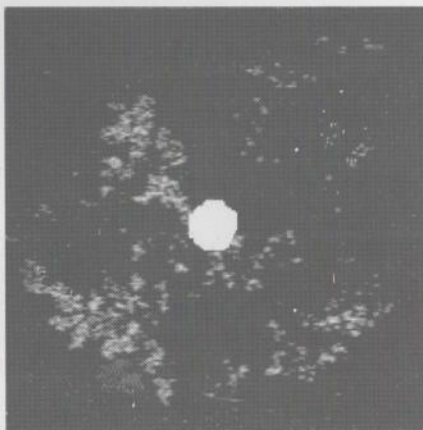


Figura 10a

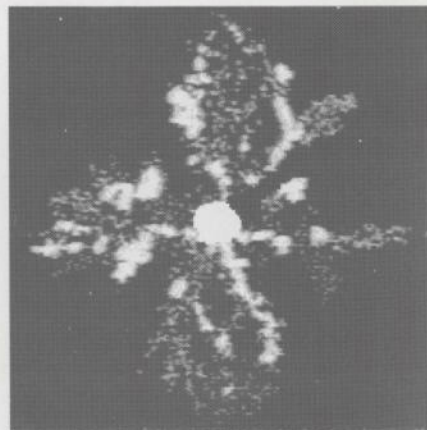


Figura 10b

