

DESARROLLO Y EVALUACIÓN DE UN SURFACTANTE PARA RECUPERACIÓN TERCIARIA DE PETRÓLEOS VISCOSOS

Adriana Fornés⁽¹⁾, Humberto Najurieta⁽²⁾ Silvia Maturano⁽¹⁾

(1) Facultad de Ingeniería - Universidad Nacional de Cuyo.

(2) Pan American Energy*. * Ahora en Universidad Nacional de Cuyo.

est. congreso

Abstract.

A new salt resistant surfactant/solvent for Enhanced Oil Recovery of viscous oils from Piedra Clavada Field (Santa Cruz, Argentina) was developed using molecular physics concepts. IFT necessary for the rupture of the drop trapped in the porous media was calculated using size and geometry data of the porous space and the velocity of the fluid in the reservoir.

The performance of this surfactant, emulsified in hot brine, was evaluated using conventional methods. The IFT was measured with a spinning drop tensiometer and the phase behavior was evaluated. The IFT was 0,2 dyn/cm and the phase behavior was type III.

Non conventional methods were also used to test and study the activity of the new product: a thermostated Hele Shaw Cell with a glass micro-spheres bed was used to study the oil waterflood behavior at different temperatures and surfactant concentrations. The activity and dynamic behavior at the oil/brine interface was studied using microscope and video techniques.

Laboratory radial coreflood tests using oil and rock samples show that the new surfactant/solvent product increases the oil productivity at affordable costs. A Field Pilot Test injecting the surfactant with hot water started on December, 1998.

1 - INTRODUCCION

La producción de petróleo mediante inyección de agua posee límites técnicos y económicos. Cuando la vida productiva de un yacimiento se aproxima a algunos de estos límites, se requiere buscar tecnologías de extracción alternativas para mejorar la eficiencia de la extracción. Un caso típico es el Yacimiento Piedra Clavada (Prov. De Santa Cruz, Argentina) 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 de recuperación terciaria mediante la inyección de químicos. Sin embargo el precio de estos productos de origen extranjero limitan la aplicabilidad de la técnica en Argentina. Por estos motivos se está trabajando en el desarrollo de productos de fabricación local.

Se desarrolló un nuevo surfactante, basado en una materia prima de origen local, resistente a la salinidad de este yacimiento y que facilita la extracción del crudo viscoso.

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.

Se ha programado la realización de un ensayo a escala de campo para evaluar en condiciones reales la tecnología propuesta y la efectividad económica del proceso.

2 - TEORIA

Cuando se inyecta agua en recuperación secundaria aparecen dos fenómenos físicos que afectan la productividad:

1) la digitización viscosa, que hará que no todo el reservorio sea contactado por el agua, afectando la eficiencia areal de barrido 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.

El presente trabajo se referirá a este último fenómeno. Como es sabido, en un reservorio los fluidos se desplazan en canales de sección areal variable. De esta manera atraviesan gargantas de diámetro pequeño y espacios interporales de diámetro mayor.

Cuando el agua desplaza petróleo en este sistema, resultará que la fase no mojante quedará entrapada en los espacios interporales. En los yacimientos preferentemente mojables por el agua, el petróleo quedará entrapado en los mismos. Una explicación simple de este fenómeno se puede comprender de la figura 1⁽¹⁾. En la interfaz de los dos fluidos habrá una presión capilar dada por:

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

Donde:

P_c : es la presión capilar

σ : la tensión interfacial

$\cos\theta$: la mojabilidad y

R: el radio de curvatura

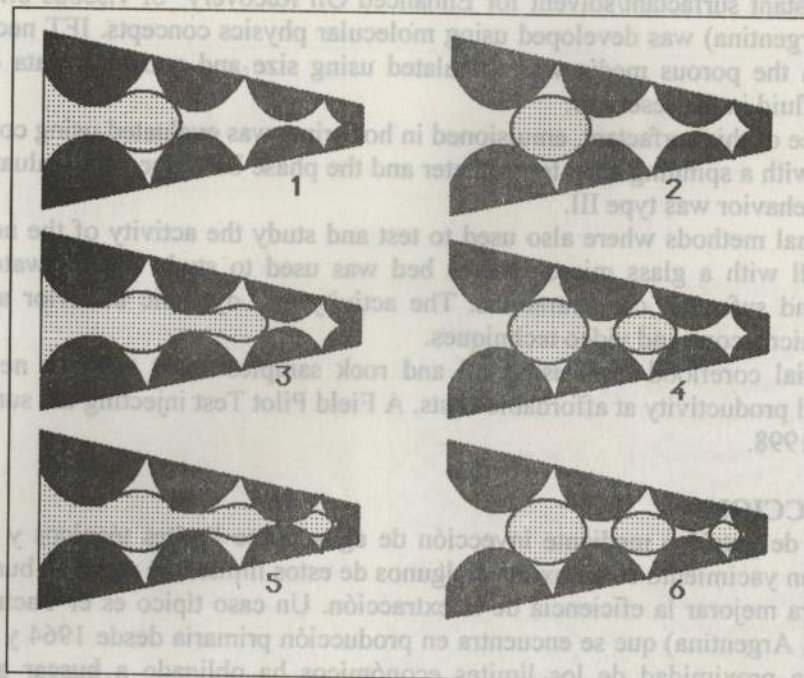


Figura 1: Modelo de avance del fluido no mojante y su entrapamiento en el espacio interporal por aumento de presión capilar⁽¹⁾.

Es decir, que en las zonas donde el radio es mayor la presión será menor. Esto sucede cuando el petróleo llega a un espacio interporal. Cuando de allí pasa a una garganta, el aumento de presión capilar es tan grande que ocasiona una ruptura de la interfaz y se forma una gota en el espacio interporal. 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 solucionar 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 (implica que cuando se mezcla el agua con el surfactante y el petróleo y se lo mantiene a determinada temperatura aparecen claramente tres fases: petróleo, agua, y una tercera fase en el medio que es una concentración de micelas del tensioactivo),
- ser no iónico, ya que ello garantiza que no sea atacado por las sales,
- ser de baja espuma,
- que no sea absorbido o entrapado en el medio poroso y por último
- que baje la tensión interfacial lo suficiente como para permitir la salida de la gota del espacio interporal.

3 - ANTECEDENTES

En este trabajo se describe el desarrollo de un tensioactivo para ser usado con agua caliente en un crudo viscoso como el de Piedra Clavada. También se presenta su evaluación en laboratorio mediante técnicas convencionales

(mediciones de tensión interfacial, comportamiento de fases, desplazamientos radiales en testigos corona) y no convencionales como ser desplazamientos en celda de Hele Shaw modificada y microfilmaciones de la interacción de las micelas de tensioactivo en la interfaz agua-petróleo.

La selección de un proceso de recuperación asistida de petróleo a ser usado en un yacimiento en particular requiere de: estudio detallado de las condiciones del reservorio, consideraciones económicas ensayos de laboratorio y simulación numérica.

Aún cuando no es posible proveer un conjunto simple de reglas a seguir para la selección de un proceso EOR, la literatura provee una serie de guías que de modo empírico permiten elegir los reservorios adecuados para la implementación de procesos de desplazamiento.

Así, existen tablas ^[2] y figuras ^[3] que tienen en cuenta la gravedad ($^{\circ}\text{API}$) del petróleo, tipo de roca, permeabilidad, temperatura, profundidad, espesor de la zona de interés y viscosidad del petróleo en condiciones de reservorio adecuados para la selección de un método. En todas ellas su uso está recomendado para crudos livianos.

Existen en el mercado una gran cantidad de surfactantes comerciales, adaptables a diferentes características del agua de formación, pero todos ellos tienen un costo incompatible con los precios actuales del crudo, lo que los hace inconvenientes para su empleo.

En la literatura se encuentran antecedentes sobre el desarrollo de nuevos productos que abaraten precios o mejoren resultados, pero en algunos casos ⁽⁴⁾ las pruebas que se realizan antes de su lanzamiento al mercado no son las óptimas ya que se realizan disueltos en agua destilada.

La eficiencia de la recuperación de petróleo está definida por la ecuación (Craig, 1974) :

$$E_r = E_d * E_v$$

Donde:

E_r : Eficiencia de recuperación expresada como una fracción del petróleo original in situ.

E_v : eficiencia microscópica de barrido expresada como una fracción del volumen total de petróleo desplazado en un segmento unidad de roca.

E_d : eficiencia de barrido volumétrica expresada como una fracción del volumen total del reservorio . contactado por el fluido de recuperación.

La eficiencia de microscópica de barrido es una medida de cuánto petróleo queda atrapado. El petróleo queda atrapado en los capilares angostos como consecuencia de la presión capilar que impide que éste fluya. Las varias fuerzas que actúan para atrapar el petróleo están expresadas en un término adimensional llamado número de capilaridad N_c (Taber, 1969):

$$N_c = \mu_a * v_a / \sigma$$

Donde:

N_c : 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

El número de capilaridad para el flujo en un reservorio típico con empuje de agua puede ser fácilmente calculado.

En la literatura se encuentran curvas de número de capilaridad obtenidas para arenas de Berea preferentemente mojables por el agua. La forma de las curvas está afectada por la mojabilidad y la distribución del tamaño de los poros^[5]. En estos casos existe un número crítico para el cual comienza la movilización del petróleo residual y que es del orden de 10^{-5} . La recuperación completa del petróleo se da a altos valores del mismo como ser 10^{-2} .

Para una variedad de arenas preferencialmente mojables por el agua Chatzis and Morrow encontraron un número capilar crítico de 10^{-5} y recuperación completa de petróleo a un número capilar de 10^{-3} . Otros autores⁽¹⁾ dan valores de entre 10^{-4} y 10^{-7} para comenzar la movilización del petróleo atrapado y entre 10^{-1} y 10^{-3} para su recuperación total.

Si se observa la expresión del número de capilaridad vemos que para lograr un alto valor del mismo, esto es una mayor recuperación del petróleo, habría que incrementar la viscosidad del agua, la velocidad de la misma, o bien reducir la tensión interfacial entre fase desplazante y desplazada.

La viscosidad del agua es modificable dentro de un rango estrecho, aumentar la velocidad del agua implica aumentar la presión de inyección pero se tiene como límite la fractura de la formación y el fenómeno de fingering viscoso, por lo tanto la variable más adecuada para modificar es la tensión interfacial.

De acuerdo con Reed and Healy (1977) una recuperación 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 N_c es bajando la tensión interfacial desde cerca de 10 hasta menos de 0.01 mN/m.

Los surfactantes cuando son disueltos en pequeñas cantidades en el agua tienen una significativa influencia en las propiedades interfaciales entre el agua y el petróleo que está desplazando. El surfactante se disuelve en los glóbulos de petróleo residual alcanzando la saturación por encima del nivel residual y además la tensión interfacial entre los fluidos es significativamente reducida.

Hay en la literatura una importante cantidad de experiencias de campo exitosas usando surfactantes, aunque todas ellas con crudos poco viscosos. Se mencionarán algunas de ellas.

Un ensayo piloto exitoso de recuperación de petróleo con surfactante fue llevado a cabo por la Exxon^[6] en Loudon Field, Illinois. El yacimiento se encontraba en un avanzado estado de explotación luego de 13 años de producción primaria y 30 años de waterflooding. La temperatura de reservorio es de 78°F, la viscosidad del petróleo es 5 cp, y el agua de formación de alta salinidad contiene alrededor de 104.000 ppm (mg/l) de sólidos disueltos totales.

Este pequeño piloto 5-spot mostró una excelente respuesta, recuperándose alrededor del 60% del petróleo remanente in situ.

Otro proyecto exitoso fue el implementado por Texaco^[7], en la unidad Salem, en Illinois. Se inyectó una formulación surfactante tolerante al agua de reservorio que no requirió preacondicionamiento de la formación.

La formación productiva puede ser dividida en dos intervalos. En el intervalo superior el rango de salinidad es de 40.000 a 60.000 ppm TDS mientras que en el inferior entre 30.000 a 50.000 ppm TDS. La viscosidad del petróleo es de 3.6 cp. La permeabilidad horizontal del estrato superior es 93.4 md y del inferior 140.5 md. La permeabilidad vertical es de 3 md para el intervalo superior y de 4.5 md para el inferior. La recuperación de petróleo fue de 304.930 barriles (48.480 m³) en marzo de 1985 proyectándose una recuperación de 512.100 barriles.

Gary Energy Corporation^[8] llevó a cabo un proyecto para determinar la factibilidad técnica y económica de la implementación de una inundación con una solución micelar-polimérica en el campo Bell Creek en Montana. La permeabilidad de la formación útil es de 1050 md. La viscosidad del crudo a 110 °F es de 6 cp y el agua de formación contiene 3500 ppm de sólidos disueltos totales. La cantidad de petróleo recuperado desde febrero 1979 hasta abril de 1982 fue de 629.269 STBO.

Para evaluar las recuperaciones terciarias químicas, aunque no específicamente surfactantes, se ha usado, desde la década del 50 la celda de Hele Shaw⁽⁹⁾⁽¹⁰⁾⁽¹¹⁾. Este tipo de ensayo no se encuentra estandarizado. La mayoría de las veces este estudio fue realizado saturando con petróleo el espacio entre dos placas de vidrio paralelas separadas una distancia menor de 1 mm e inyectando la sustancia química disuelta en agua en ella, mediante un orificio central o lateral. Rara vez, se ha colocado un medio poroso entre ellas. Por otra parte, la totalidad de los ensayos han sido realizados a temperatura ambiente la que es muy diferentes de las temperaturas de reservorio. Por ello en el presente trabajo nos fijamos los siguientes objetivos:

1. Desarrollar un tensioactivo apto para un crudo pesado (Piedra Clavada), económico y factible de ser desarrollado en el país. El tensioactivo deberá ser resistente a la sal, ya que el agua de Piedra Clavada contiene un 1,1% de sal.
2. Desarrollar una metodología de evaluación económica, que permita hacer muchos ensayos en poco tiempo y así poder evaluar los parámetros óptimos de inyección (concentración, temperatura, etc) y comparar estas metodologías con las convencionales.
3. Desarrollar otros tipos de ensayos que nos permitan comprender la forma de actuar del tensioactivo en la interfase agua-petróleo.

4 - 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, cuyas características principales han sido expuestas en trabajos anteriores. 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 30,000 m³ /d. El petróleo es

producido de unas 30 capas independientes, ubicadas a una profundidad entre 1300 y 1800 m. Se pueden encontrar mayores detalles sobre el mismo en la bibliografía citada^{(12), (13), (14)}.

El avanzado estado de explotación del yacimiento impulsó la necesidad de buscar alternativas de producción y mejoras en las instalaciones para prolongar la vida del mismo y aumentar las reservas recuperables. Los estudios más recientes realizados en el yacimiento comprenden el empleo de diversas técnicas, que tienen como objetivo aumentar el conocimiento de sus propiedades, tanto desde el punto de vista macroscópico como microscópico. Desde el primer punto de vista, uno de los más recientes trabajos es la realización de Sísmica 3D que ha permitido precisar la profundidad de las diferentes capas y la ubicación de las numerosas fallas que subdividen el yacimiento en bloques parcialmente aislados. Esto determina con mayor precisión la ubicación de nuevos pozos productores, y permite conocer con mayor detalle la extensión areal de cada capa.

A fin de conocer las características físicas de las capas que constituyen el sistema se realizaron ensayos de presión y de trazadores radiactivos en capas convenientemente aisladas. Estas mediciones mostraron que cada capa del sistema es altamente heterogénea y con orientaciones preferenciales de permeabilidad, con predominancia de canalizaciones del agua inyectada⁽¹⁵⁾⁽¹⁶⁾⁽¹⁷⁾. Las canalizaciones del agua inyectada 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).

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 más acertadamente la historia de producción del yacimiento que la clásica teoría de Buckley-Leverett. Esta circunstancia derivó en el desarrollo de un simulador numérico especializado para la administración más eficiente de la inyección del agua⁽¹²⁾⁽¹³⁾.

La teoría del flujo segregado supone conceptualmente que el agua y el petróleo fluyen por caminos separados, de modo que el petróleo es producido por un efecto de arrastre (stripping). 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. En este trabajo se define como canales a las zonas en las que el flujo multifásico desarrolla velocidades máximas en condiciones de inyección/producción constantes. Estos canales pueden existir aún en condiciones de homogeneidad de la roca, debido a digitización viscosa. En este último caso son canales caracterizados por una menor viscosidad media (canales de baja viscosidad).

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 autigénicas 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.

Asimismo, el petróleo producido contiene porcentajes de hasta un 47% de agua emulsionada, con micelas de agua de un diámetro de 2 a 20 micrones. Esta emulsión es también objeto de estudio, con el objeto de identificar sus orígenes y minimizar su formación. Los estudios reológicos muestran que estas emulsiones alcanzan viscosidades de hasta 10,000 cp a 60°C. Sin emulsión los crudos de este piloto continúan siendo no newtonianos y presentan también una alta viscosidad que tiene características de no ser constante en el tiempo. En la figura 2 se muestra una gráfica comparativa de curvas de viscosidad en función de la temperatura a un gradiente de corte de 4 1/s.

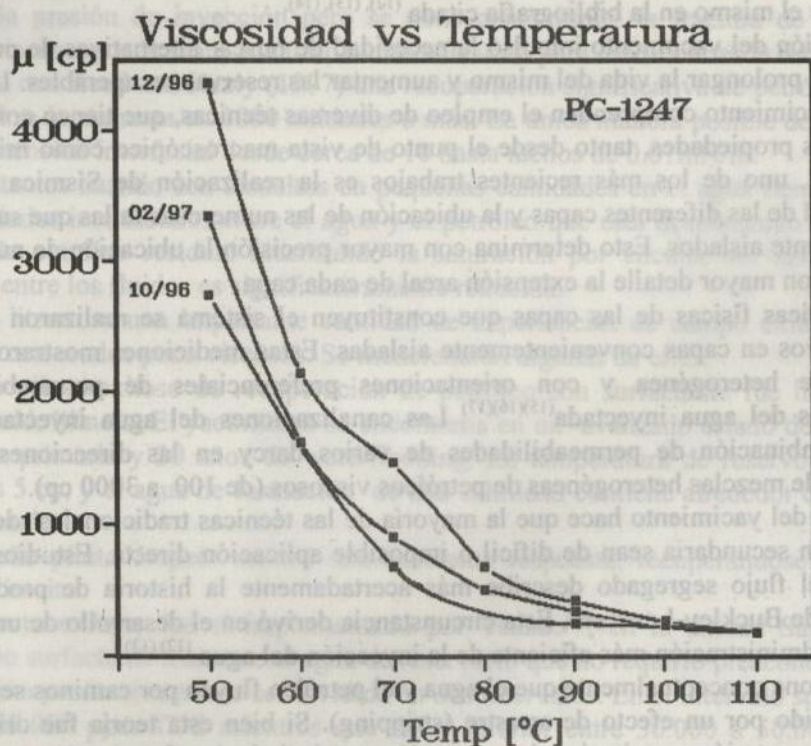


Figura 2: Viscosidad en función de la temperatura de uno de los pozos destinados al proyecto de inyección de agua caliente y surfactante para un gradiente de corte de 4 l/s. Muestras tomadas en distintas fechas.

5 - DESARROLLO DEL TENSIOACTIVO

En un principio se comenzó a trabajar en la evaluación de un tensioactivo de uso industrial cuya materia prima básica se denominará SUSTANCIA A y que cuesta aproximadamente \$4.00 el litro. Al poco tiempo se constató que ese producto no tiene la estabilidad necesaria para este tipo de usos, y que su comportamiento de fases es de clase II (soluble al petróleo) que es, según la bibliografía el menos adecuado para recuperación terciaria.

Debido a ello se decidió encarar la posibilidad de desarrollar un surfactante propio basado en la misma sustancia o en otra de similares características, que quedaba como subproducto de la sustancia A y que de ahora en adelante se la llamará SUSTANCIA B, cuyo costo aproximado es de \$1 el litro. Las características de ambas sustancias se encuentran en la Tabla I.

Para desarrollar el tensioactivo se trabajó sobre tres hipótesis:

- Ante la gran diversidad de valores de tensión interfacial o número de capilaridad necesarios que aparece en la bibliografía, se calcularía la tensión interfacial máxima necesaria para extraer el crudo del yacimiento.
- Como ambas sustancias eran solubles al petróleo, se usaría, para inyectarlo con el agua, un emulsificante que a su vez hiciera de cosurfactante y bajara la tensión interfacial.
- La sustancia B parecía más apropiada por diversos factores: el tamaño de la molécula, su solubilidad con algunos alcoholes y su mayor cantidad de insaturaciones.

Para trabajar con la primera de las hipótesis se calculó la tensión interfacial máxima para poder producir el crudo del yacimiento. Es decir, se calculó el valor de la tensión interfacial para conseguir romper la gota entrampada en gotas lo suficientemente pequeñas para que puedan pasar por las gargantas. Para ello se tenían valores medios de tamaño de poros y gargantas obtenidos de un estudio de microscopía electrónica⁽¹⁹⁾. También se tenían datos acerca de la velocidad de los fluidos obtenidos mediante trazadores con tritio⁽¹⁷⁾. El cálculo así obtenido predijo una tensión interfacial de 0,8 din/cm para movilizar el petróleo entrampado en el yacimiento.

SUSTANCIA A	SUSTANCIA B
soluble en petróleo	Soluble en petróleo
No iónica	No iónica
Se conoce la composición química y forma de la molécula	Se conoce la composición química y forma de la molécula
1 insaturación cada 20 átomos	1 insaturación cada 7 átomos
Cadenas mayores a 20 átomos	Cadenas mayores a 6 a 9 átomos
Ningún alcohol es soluble en ella	Los alcoholes de cadena corta son solubles en ella
Costo: \$4,00 el litro	Costo: \$1,00 el litro

TABLA I: Características de las sustancias en que debía basarse el surfactante.

Para usar el emulsificante se tuvo en cuenta que combinado las sustancias A o B, se debía obtener un producto resultante que fuera clase III.

Para obtenerlo se le seleccionaron algunas características moleculares, en particular,

- que fuera una molécula ramificada,
- que fuera pequeña,
- que fuera no iónico,
- que tuviera un HLB mayor de 12,5, y finalmente,
- que tuviera un importante momento dipolar.

Todo ello con el fin de hacerlo más soluble al agua, ya que la sustancia de base era soluble en petróleo.

Se encontraron varias sustancias que respondían a esas características y se probaron solubilizadas en las sustancias A y B, realizando comportamientos de fases mezcladas en agua de reservorio al 0,3% y 0,4%, que era el límite económico para el proyecto. A las sustancias que dieron clase III, se les midió la tensión interfacial con un equipo de gota rotante marca Kruss, de última generación

Con ello se logró una sustancia que daba una tensión interfacial de 1,2 dinas/cm, que era muy cerca de lo que se necesitaba, basado en la sustancia B, que es la más económica. Su composición de fases, si bien es de Clase III, tuvo un volumen predominante de la fase acuosa. A este producto se lo denominó UNC1. Este producto empeoraba cuando se agregaba algún alcohol como cosurfactante.

Se pensó que con esta formulación ya se iba a tener algún éxito, ya que los cálculos teóricos que predecían la necesidad de una tensión interfacial de 0,8 dinas/cm se realizaron en base a tamaños medios 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 hicieron pruebas de evaluación con ésta sustancia, que figuran en el punto 6 de este trabajo. Con ellas se obtuvo la temperatura óptima de inyección del agua.

Posteriormente, y con el fin de que se igualaran los volúmenes de las tres fases se agregó una pequeña cantidad de una sustancia soluble al petróleo. Con este último agregado se consiguió una formulación definitiva del tensioactivo que, además de ser clase III, dio una tensión interfacial de 0,21 dinas /cm, lo que nos asegura, teóricamente, un buen barrido de la fase atrapada. A esta formulación se la llamó UNCII.

6 - TÉCNICAS DE EVALUACIÓN

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 perteneciente 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 convencionales se pueden mencionar: estudios de comportamiento de fases, mediciones de tensiones interfaciales 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.

6.1 –Comportamientos de fase

Para realizar el estudio de los comportamientos de fase se diluyó el tensioactivo en las proporciones deseadas (0,4% para el UNC1 y 0,3% para el UNC2), y se lo mezcló con batidora con el crudo del yacimiento en iguales proporciones. La mezcla era colocada en una probeta graduada en un baño termostático Haake a la 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.

6.2 – Mediciones de tensión interfacial

Para las mediciones de tensión interfacial se usó un tensiómetro de gota rotante marca Kruss que permite medir un rango entre 10^{-6} y 10 dinas/cm.

Este método consiste en llenar un capilar termostarizado con la solución tensioactiva diluida, en este caso en agua de reservorio, y hacerla rotar. Cuando está rotando se le inyecta una gota de petróleo, la gota se ubica en el centro del capilar por ser la fase menos densa y se deforma debido a la rotación. La deformación de la gota puede medirse mediante un sistema óptico y puede probarse que la tensión interfacial estará dada por:

$$\sigma = (1/4)r^3\Delta\rho\omega^2$$

Donde:

σ es la tensión interfacial

r es el diámetro mayor de la gota

$\Delta\rho$ es la diferencia de densidades entre el petróleo y la solución tensioactiva y

ω es la frecuencia de rotación del capilar

Una imagen de estas gotas puede verse en la Figura 3.



Figura 3: imagen de gotas de petróleo en surfactante en el capilar del tensiómetro de gota rotante.

Para este crudo debieron conseguirse agujas especiales y desarrollar una técnica para inyectar la gota, ya que debido a su alta viscosidad no fluía a través de la aguja de inyección. Se tenía el problema, además, que al no poderse purgar bien la aguja por el mismo motivo, solían introducirse burbujas de aire en el capilar que invalidaban la medición.

Los tamaños de las gotas eran medidos tres veces y se obtuvo un valor medio de las mismas. Se notó también que en este tipo de crudos la gota demoraba más de una hora en tomar su forma definitiva con el tensioactivo UNC1. Ello se debía a que, como la tensión interfacial no era excesivamente baja, las gotas de emulsión del tensioactivo que se formaban en el agua de inyección eran de tamaño grande y fácilmente observables, a través del sistema óptico en el centro del capilar. Estas gotas eran lentamente absorbidas por la interfaz produciéndose bruscos cambios en el tamaño de la gota de petróleo mientras duraba este proceso. El tamaño se estabilizaba cuando todas las gotas habían sido absorbidas por la interfase.

Entre este problema y las mediciones fallidas debido a la introducción de burbujas la medida de cada tensión interfacial llevó en promedio cinco horas.

Las tensiones fueron medidas a temperatura ambiente y a 80°C.

6.2 – Celda de Hele Shaw

La celda de Hele Shaw consiste en dos placas de vidrio paralelas que se portan como un medio poroso como se explicó en el punto 3. 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 tratadas mediante computadora.

Un esquema de este sistema se muestra en la figura 5.

En este caso se colocó un lecho de esferas de vidrio del mismo tamaño para poder conseguir que hubieran diferentes radios en los canales por los que pasan los fluidos y así poder conseguir el entrapamiento de la fase no mojante, según se explicó en el punto 2.

Por otra parte, se modificó el sistema inyector colocando dos quitasatos inyectores en lugar de uno, que inyectan por el mismo orificio, pudiendo optar por uno u otro mediante una llave selectora. Esto permite inyectar dos líquidos (en este caso agua y solución tensioactiva), uno a continuación de otro. Cada quitasato es termostatzado en forma independiente de manera de poder inyectar el agua a una temperatura y el tensioactivo a otra distinta si así se desea.

A fin de poder simular lo mejor posible las condiciones de reservorio, la celda fue termostatzada mediante una cámara con emisores infrarrojos colocados simétricamente y un controlador de temperatura con cuatro termocuplas, una en cada inyector. La parte superior de la cámara fue cubierta con un vidrio especial, con bajo coeficiente de conductividad térmica y resistente a la temperatura, para poder filmar las imágenes.

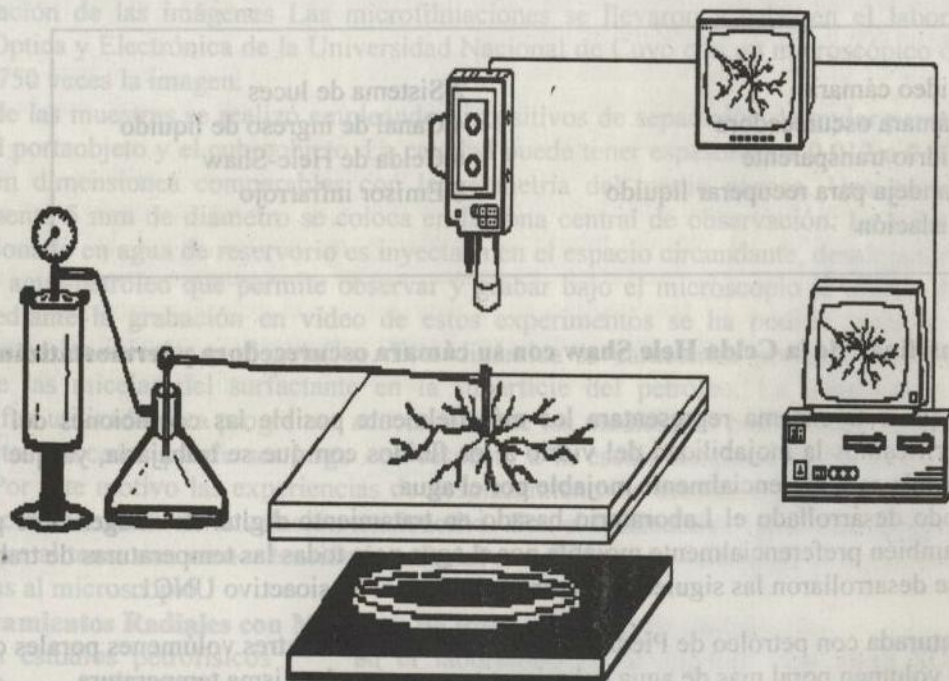
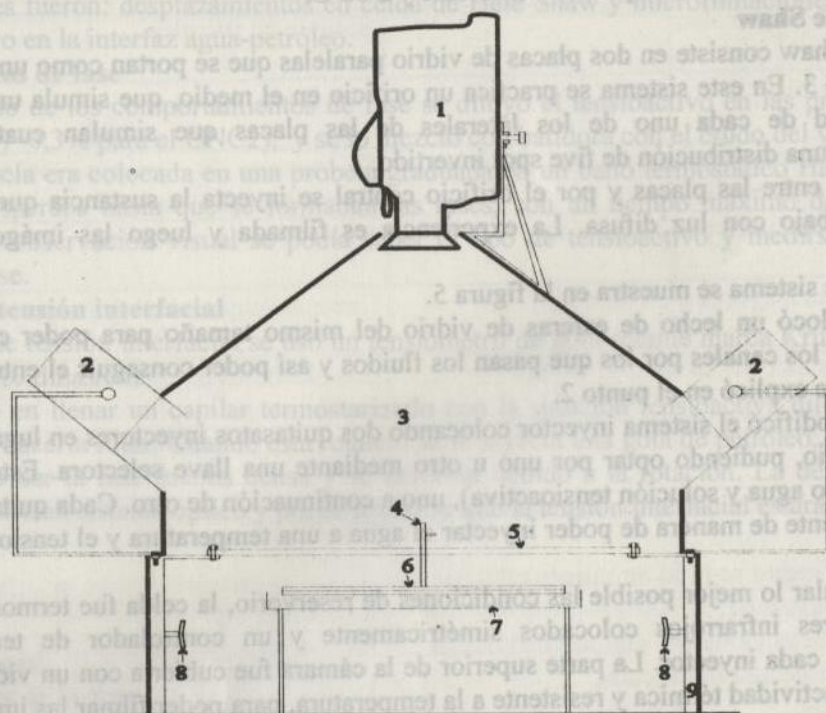


Figura 4: Esquema de la celda de Hele Shaw convencional.

Finalmente, se instaló un sistema de iluminación dentro de una cámara oscurecedora que reducía los brillos a su mínima expresión.

Un esquema del diseño final se muestra en la Figura 5.

Corte Lateral de la cámara termostatzante, cámara oscurecedora y sistema de filmación



Referencias

- | | |
|----------------------------------|-------------------------------|
| 1 Video cámara | 2 Sistema de luces |
| 3 Cámara oscurecedora | 4 Canal de ingreso de líquido |
| 5 Vidrio transparente | 6 Celda de Hele-Shaw |
| 7 Bandeja para recuperar líquido | 8 Emisor infrarrojo |
| 9 Aislación | |

Figura 5. Esquema final de la Celda Hele Shaw con su cámara oscurecedora y termostatzante.

Para asegurarnos que este sistema representara los más fielmente posible las condiciones del yacimiento de Piedra Clavada verificamos la mojabilidad del vidrio a los fluidos con que se trabajaría, ya que se sabe que la roca de Piedra Clavada es preferencialmente mojable por el agua.

Mediante un método desarrollado el Laboratorio basado en tratamiento digital de imágenes se pudo constatar que el vidrio era también preferencialmente mojable por el agua para todas las temperaturas de trabajo

Con este sistema se desarrollaron las siguientes experiencias con el tensioactivo UNC1:

- A la celda saturada con petróleo de Piedra Clavada a 70°C, inyectar tres volúmenes porales de agua a 55°C y luego otro volumen poral más de agua del mismo reservorio a la misma temperatura.
- A la celda saturada con petróleo de Piedra Clavada a 70°C, inyectar tres volúmenes porales de agua a 55°C y luego otro volumen poral más de solución tensioactiva en agua del mismo reservorio al 0,4% a la misma temperatura
- A la celda saturada con petróleo de Piedra Clavada a 70°C, inyectar tres volúmenes porales de agua a 55°C y luego otro volumen poral más de solución tensioactiva en agua del mismo reservorio al 0,4% a 70°C

- A la celda saturada con petróleo de Piedra Clavada a 70°C, inyectar tres volúmenes porales de agua a 55°C y luego otro volumen poral más de solución tensioactiva en agua del mismo reservorio al 0,4% a 90°C

Los objetivos de estas experiencias son:

- 1) Conocer el beneficio de agregar tensioactivo en lugar seguir agregando agua y
- 2) Determinar la temperatura óptima de inyección

Una vez obtenidas las filmaciones se seleccionaron dos imágenes de cada experiencia: la última en la que se inyectó agua sola y la última en la que se inyectó el surfactante. Las imágenes fueron digitalizadas y al hacerles un histograma se comprobó que sólo habían siete colores significativos, por lo que se digitalizaron en siete tonos de grises, a los que se designarán como :N, B, GC1, GC2, GO1 y GO2. Con las imágenes digitalizadas se evaluaron las siguientes magnitudes:

- Eficiencia areal, que es un indicativo de cuánta zona fue barrida por el agua
- Eficiencia microscópica de barrido (o calidad de barrido) que indica cuan bien barrida fue la zona tocada por el agua (que es lo que esperamos mejor con el agregado del surfactante) y
- Saturación residual que indica cuánto petróleo quedó en la celda.

Estas magnitudes fueron calculadas de la siguiente manera:

Eficiencia areal: (píxeles blancos + grises) / píxeles totales

Calidad de barrido: píxeles blancos + grises claros / píxeles blancos más todos los grises

Saturación residual: $(\text{Píxeles negros} + 0.8 \cdot \text{píxeles } GO_2 + 0.6 \cdot \text{píxeles } GO_1 + 0.4 \cdot \text{píxeles } GC_2 + 0.2 \cdot \text{píxeles } GC_1) / \text{píxeles totales}$

Con el tensioactivo UNC2, utilizado al 0,3% (es decir a una concentración menor que el UNC1) se realizó un solo desplazamiento en celda de Hele Shaw, a la temperatura que las experiencias con el UNC1 resultó óptima

6.3 – Microfilmaciones.

La presencia de micelas visibles al microscopio en la formulación UNC1 posibilitó la observación de la acción de la misma en la interfase agua-petróleo. Para ello se utilizó un microscopio equipado con una videocámara para la grabación de las imágenes. Las microfilmaciones se llevaron a cabo en el laboratorio LANAIS de Microscopía Óptica y Electrónica de la Universidad Nacional de Cuyo con un microscópico óptico de transmisión aumentando 750 veces la imagen.

El montaje de las muestras se realizó empleando dispositivos de separación de mylar para formar una cavidad plana entre el portaobjeto y el cubreobjeto. La cavidad puede tener espesores de 0.012 a 0.07 mm para observar los efectos en dimensiones comparables con la geometría del medio poroso. Una muestra de petróleo de aproximadamente 5 mm de diámetro se coloca en la zona central de observación. La solución de tensioactivo UNC1 emulsionado en agua de reservorio es inyectada en el espacio circundante, desalojando el aire y formando una interfase agua-petróleo que permite observar y grabar bajo el microscopio la acción del surfactante en la interfase. Mediante la grabación en video de estos experimentos se ha podido registrar la dinámica de la interacción entre las micelas y el petróleo. Esta dinámica se caracteriza por una progresiva acumulación y disolución de las micelas del surfactante en la superficie del petróleo. 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. Por este motivo las experiencias de desplazamiento se escalaron en el tiempo adecuadamente para permitir la acción completa de la solución tensioactiva. Con el tensioactivo UNCII las imágenes no pudieron ser logradas ya que al tener una menor tensión interfacial con el agua, se forman gotas tan pequeñas que no pueden ser observadas al microscopio.

6.4 - Desplazamientos Radiales con Muestras de Roca y Fluidos de Reservorio.

Se realizaron estudios petrofísicos^{(18),(20)} en el laboratorio de la empresa consultora SURTEK, empleando muestras del pozo PC-1337. Las muestras fueron cortadas y rectificadas hasta obtener cilindros de aproximadamente 5 cm de alto y 10.1 cm de diámetro. Las experiencias se realizan inyectando los fluidos en un orificio central de 0.32 cm de diámetro que atraviesa toda la muestra. 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 en la siguiente secuencia: saturación de la muestra seca y limpia con agua salina (12,000 ppm), medición de permeabilidad al agua y desplazamiento con petróleo hasta saturación irreducible de agua. A continuación se comienza la experiencia de desplazamiento con agua a 60°C sin surfactante hasta completar 5 volúmenes porales (Figura 12). Luego comienzan los barridos con surfactante a

60°C, 70° C y 80°C. El petróleo producido, recolectado en 60 recipientes recolectores durante la experiencia es posteriormente deshidratado y medido para calcular la producción acumulada.

Los ensayos de desplazamiento en testigos coronas se realizaron en SURTEK, (EE.UU.) de acuerdo a las normas establecidas para estos ensayos. ⁽¹⁸⁾

7 - RESULTADOS.

7.1 - Comportamiento de Fases.

Tanto el tensioactivo UNCI como el UNCII dieron como comportamiento clase III.

7.2 - Tensiones Interfaciales.

Las tensiones interfaciales obtenidas se muestran en la Tabla II.

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 recuperación asistida mediante tensioactivos.

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)

TABLA II: Valores de tensiones interfaciales.

7.3 - Desplazamientos con Celda de Hele Shaw

7.3.1 - Con tensioactivo UNCI

Los resultados se muestran en las figuras 6, 7, y 8. 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 VP de agua y el que tuvieron después de agregar 1,5 VP de agua con 0,4% de solución tensioactiva.

El punto triangular grande que se muestra en cada una de ellas indica el valor que se tuvo para estas magnitudes con cuando se inyectó 1,5 VP de agua sin tensioactivo luego de los 3 VP de agua; es decir, este punto nos da una idea de lo que sucedería si se siguiera inyectando agua a la misma temperatura.

En la figura 6, se 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. Este es el resultado que predice la teoría. La tensión interfacial estabiliza la interfaz y por lo tanto, disminuye el digitización viscosa. Al bajar la tensión interfacial, las inestabilidades en la interfaz fueron mayores, hubo más digitización y el agua se canalizó. El tensioactivo sirve para limpiar el petróleo atrapado, pero no para aumentar la eficiencia areal, al contrario esta disminuye. Es por este motivo que muchas veces se inyectan polímeros viscosificantes que disminuyen el fingering viscoso a través de mejorar la relación de viscosidades para contrarrestar este efecto del tensioactivo.

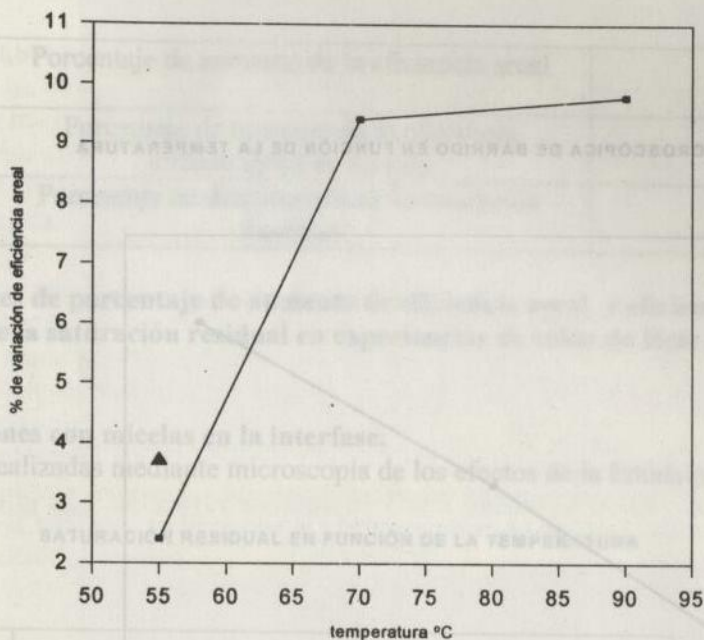


Figura 6: Porcentaje de aumento de la eficiencia areal en función de la temperatura para el tensioactivo UNCI.

la razón de viscosidades (y por lo tanto la de movilidades) alrededor de 14 veces, según el pozo que se estudie. En la figura 7 se puede ver el porcentaje de aumento de la eficiencia microscópica de barrido en función de la temperatura. Esta 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. Habrá mejor eficiencia microscópica de barrido a mayores temperaturas.

Por último, en la figura 8 se observa el porcentaje de disminución de la saturación residual en función de la temperatura. Esta 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 III da los resultados numéricos de eficiencia areal, eficiencia microscópica de barrido y saturación residual para el UNCI

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 residual	1.40	3.8	7.40

TABLA III: Valores de porcentaje de aumento de eficiencia areal y eficiencia microscópica de barrido y de disminución de la saturación residual en experiencias de celda de Hele Shaw con surfactante UNCI.

EFICIENCIA MICROSCÓPICA DE BARRIDO EN FUNCIÓN DE LA TEMPERATURA

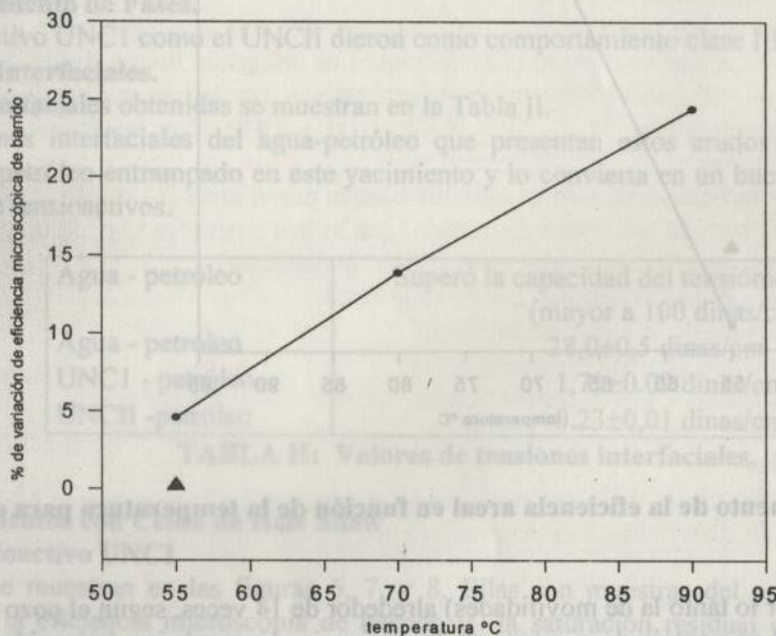


Figura 7: Porcentaje de aumento de la eficiencia microscópica de barrido en función de la temperatura para el tensioactivo UNCI.

7.3.2 Con tensioactivo 2

Con el tensioactivo UNCI2 se realizó una sola celda, desplazando petróleo con una concentración del 0,3% (0,1% menor que la anterior) y a la temperatura que las anteriores habían dado como óptima, es decir, 90°C. Los resultados para eficiencia areal, eficiencia microscópica de barrido y saturación residual se dan en la tabla IV:

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 IV: Valores de porcentaje de aumento de eficiencia areal y eficiencia microscópica de barrido y de disminución de la saturación residual en experiencias de celda de Hele Shaw con surfactante UNCI2.

7.3.3 - Con Bioterge PAS.

Los resultados para un tensioactivo comercial de última generación se muestran en la Tabla V:

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

TABLA V: Valores de porcentaje de aumento de eficiencia areal y eficiencia microscópica de barrido y de disminución de la saturación residual en experiencias de celda de Hele Shaw con surfactante UNCII.

7.4 - Microfilmaciones con micelas en la interfase.

Las observaciones realizadas mediante microscopía de los efectos de la Emulsión ESU sobre el petróleo indican

SATURACIÓN RESIDUAL EN FUNCIÓN DE LA TEMPERATURA

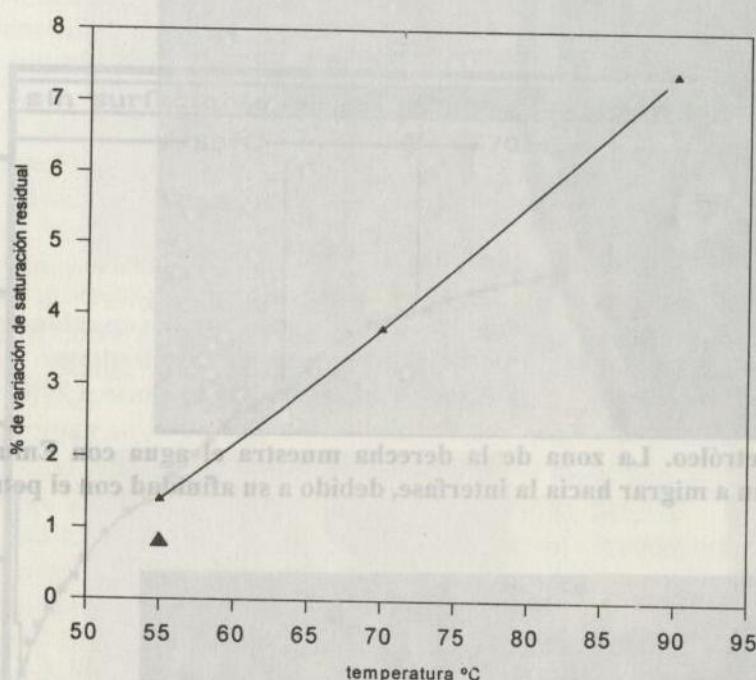


Figura 8: Porcentaje de disminución de saturación residual en función de la temperatura para el tensioactivo UNCI.

que la emulsión produce un cambio en la superficie de la interfase agua-petróleo por disolución del solvente en la misma. Esto reduce la viscosidad superficial y la tensión superficial de las gotas facilitando el flujo por las gargantas estrechas del medio poroso. En las Figuras 9, 10 y 11 se observan microfotografías de las micelas de UNC1 actuando en la interfase 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 observarse como disminuye la cantidad de gotas en el agua y se acumulan en la interfase a medida que pasa el tiempo.

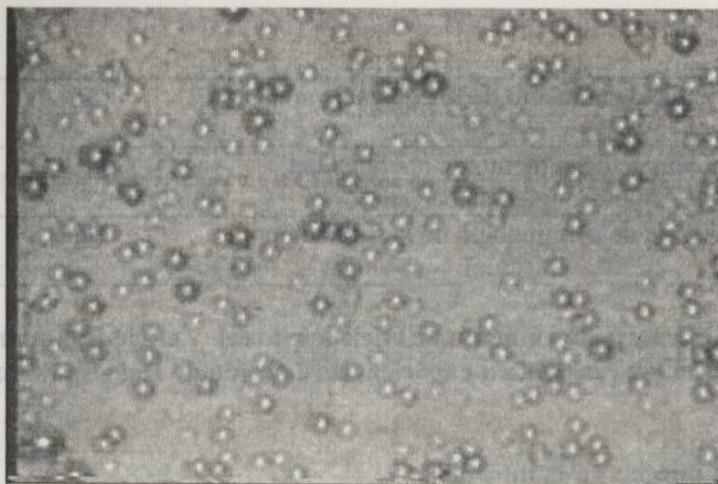


Figura 9. Microfotografía de solución de Emulsión ESU1 en agua de inyección. Las micelas miden de 2 a 10 micrones.

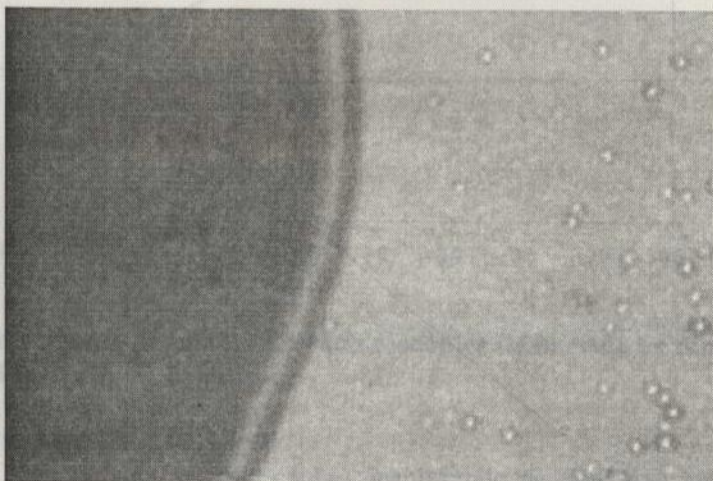


Figura 10: La zona oscura es petróleo. La zona de la derecha muestra el agua con Emulsión recién inyectada. Las micelas comenzarán a migrar hacia la interfase, debido a su afinidad con el petróleo.



Figura 11. Después de varias horas de acción de la emulsión ESU1, la interfase muestra una alta concentración de micelas y una zona de transición suave hacia el petróleo en donde hay mayor saturación de solvente.

Si se observa una pequeña gota de petróleo que ha estado en contacto con estas emulsiones en un portaobjeto de microscopía durante un tiempo prolongado se aprecia un cambio notable en su aspecto, que pasa de ser redondo a poseer un contorno irregular, con una superficie agua-petróleo más grande y una estructura geométrica fractal. 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.

7.5 Desplazamientos radiales en testigos coronas.

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 12). Asimismo, aumentando la temperatura se obtienen recuperaciones proporcionalmente mayores.

La mayor producción incremental se observó a la máxima temperatura alcanzada 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.

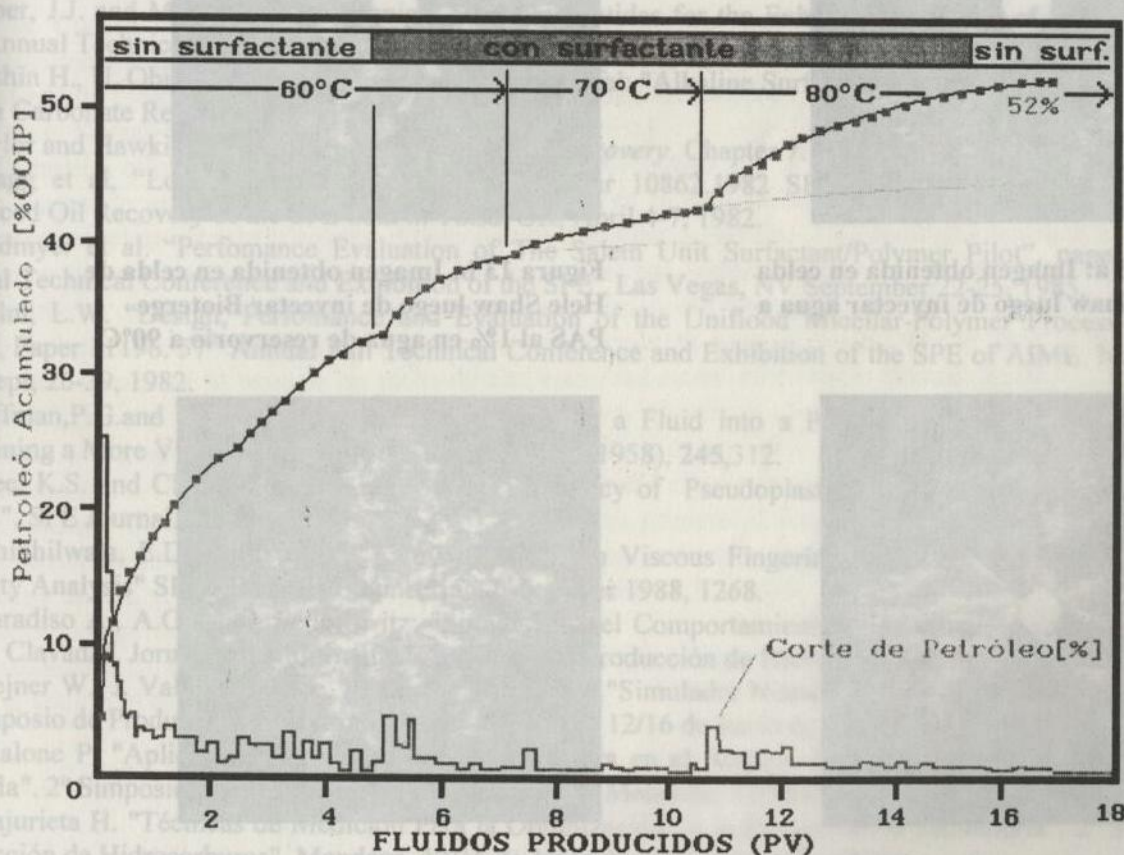


Figura 12. Resultado del desplazamiento radial con agua caliente y surfactante realizados sobre la muestra Nro 2 de la corona del pozo PC-1337.

8 - CONCLUSIONES

La figura 13 muestra una comparación de cuatro imágenes: la 13a 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 13b muestra la imagen final después de haber inyectado 3VP de agua a 55°C y luego Bioterge PAS al 1% a 90°C. La 13c muestra el resultado de inyectar agua a 55°C y luego UNCI al 0,4% a 90°C y finalmente la 13d muestra la imagen final después de haber inyectado agua a 55°C y UNCI 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.

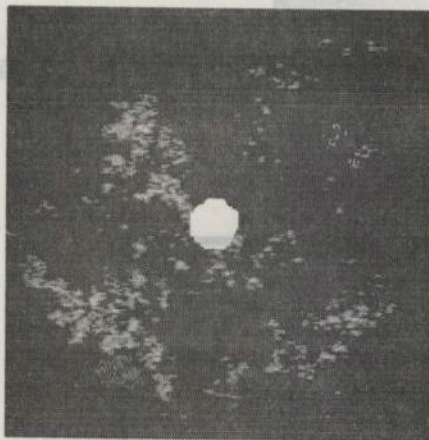


Figura 13 a: Imagen obtenida en celda de Hele Shaw luego de inyectar agua a 55°C.

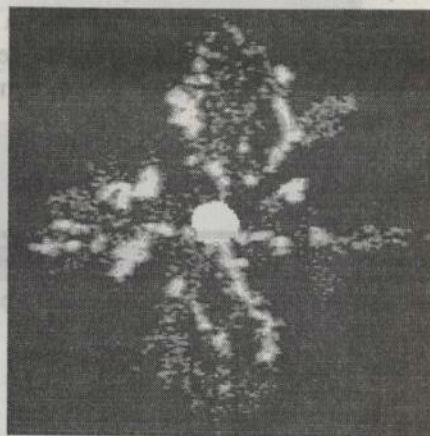


Figura 13 b: Imagen obtenida en celda de Hele Shaw luego de inyectar Bioterge PAS al 1% en agua de reservorio a 90°C.

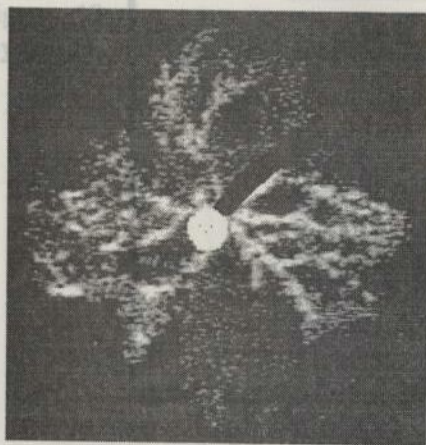


Figura 13 c: Imagen obtenida en celda de Hele Shaw luego de inyectar UNCI al 0,4% en agua de reservorio a 90°C.

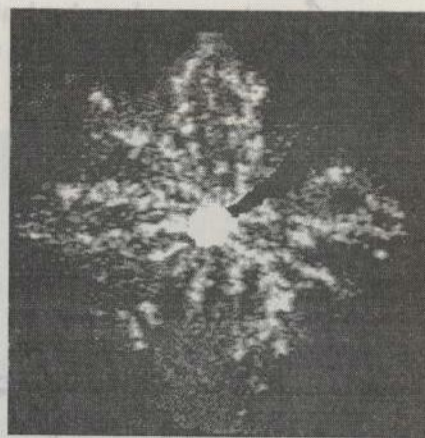


Figura 13 d: Imagen obtenida en celda de Hele Shaw luego de inyectar UNCI al 0,3% en agua de reservorio a 90°C.

Con el tensioactivo UNCI se obtienen buenos resultados, a pesar de tener más tensión interfacial que la calculada teóricamente en el punto 5. 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 esas han sido las zonas barridas por el UNCI. A pesar de ello el UNCII lo supera ampliamente.

Ello implica que los valores de 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, que supuestamente tienen gargantas de mayor sección areal.

9 - AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a las Ingenieras Emilce Leiva y Lourdes Guiñazú, así como a los estudiantes Marcelo Pubill y Facundo Castro el haber colaborado con las realizaciones de las experiencias con celda de Hele Shaw, y a la Lic. Bibiana Rauidi el haber colaborado con las determinaciones de comportamiento de fases.

BIBLIOGRAFÍA

- 1) Lake, L. - *Enhanced Oil Recovery* - Prentice Hall, 1989.
- 2) *EOR - An Analysis of the Potential for Enhanced Oil Recovery from known Fields in the United States - 1976-2000*. National Petroleum Council. Washington DC. Dec. 1976.
- 3) Taber, J.J. and Martin, F.D. "Technical Screening Guides for the Enhanced Recovery of Oil." SPE 12069. 58th Annual Technical Conference and Exhibition, San Francisco, California, October 5-9, 1983.
- 4) Hashin H., U. Obiora, Yoosef, F. Fernandez, y W. Nofal: "Alkaline Surfactant Polymer Formulation for Saudi Arabia Carbonate Reservoirium" SPE Paper N° 35353.
- 5) Taylor and Hawkins. *Emulsions in Enhanced Oil Recovery*. Chapter 7. 1992.
- 6) Bragg et al, "Loudon Surfactant Pilot Test". Paper 10862.1982 SPE/DOE Third Joint Symposium on Enhanced Oil Recovery of the SPE held in Tulsa, OK, April 4-7, 1982.
- 7) Widmyer et al. "Perfomance Evaluation of The Salem Unit Surfactant/Polymer Pilot", paper 14442.60th Annual Technical Conference and Exhibition of the SPE, Las Vegas, NV September 22-25, 1985.
- 8) Holm, L.W. "Design, Perfomance and Evaluation of the Uniflood Micellar-Polymer Process-Bell Creek Field", Paper 11196. 57th Annual Fall Technical Conference and Exhibition of the SPE of AIME. New Orleans. LA. Sept, 26-29, 1982.
- 9) Saffman, P.G. and Taylor, G.I. "The Penetration of a Fluid into a Porous Medium on Hele Shaw Cell Containing a More Viscous liquid". Proc. Royal Soc. A (1958), 245, 312.
- 10) Lee, K.S. and Claridge, E.; "Areal Sweep Efficiency of Pseudoplastic Fluids in a Five Spot Hele Shaw Model". SPE Journal. March 1988. 52.
- 11) Chikhilwala, E.D., Yortsos, Y.C. "Investigations on Viscous Fingering by Linear and Weakly Nonlinear Stability Analysis" SPE Reservoir Engineering, November 1988, 1268.
- 12) Paradiso A., A. Gil y G. Fedorowitz: "Simulación del Comportamiento de la Recuperación Secundaria en Piedra Clavada". Jornadas de Informática Aplicada a la Producción de Hidrocarburos. Bs As, Julio de 1987.
- 13) Kejner W., J. Valle, C. Ponce, A. López Angriman. "Simulador Numérico Para Recuperación Secundaria". 2° Simposio de Producción de Hidrocarburos". Mendoza, 12/16 de Junio de 1995. Tomo II, p.73.
- 14) Malone P. "Aplicación del Mapeo por Computadora en el Análisis Estratigráfico del Yacimiento Piedra Clavada". 2° Simposio de Producción de Hidrocarburos". Mendoza, 12/16 de Junio de 1995. Tomo II, p.1.
- 15) Najurieta H. "Técnicas de Medición Para la Optimización de la Recuperación Secundaria". 2° Simposio de Producción de Hidrocarburos". Mendoza, 12/16 de Junio de 1995. Tomo II, p.245.
- 16) Najurieta H. "A New Interference Test Method for High Precision Diffusivity Distribution Measurement", SPE Paper 28379 Presented at the 69th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers, New Orleans 25-28 Sept., 1994.
- 17) Najurieta H. y G. Maggio: "Empleo de Radiotrazadores en la Evaluación Hidrodinámica de un Yacimiento de Petróleo Viscoso." IV Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. IAPG Mar del Plata Bs As, Argentina (18-21/Abril/1999)

18) Najurieta H. " Efectos de la Temperatura en la Productividad de Petróleos Viscosos. Estudios en el Yacimiento Piedra Clavada." Trabajo presentado en el IV Congreso de Exploración y Desarrollo de los Hidrocarburos. IAPG Mar del Plata Bs As Argentina (18-21/Abril/1999)

19) Barbosa C. y G. Rial : *Análisis Geológico Integral. Pozo PC-1337. Informe Interno. G. Rial y Asociados.* (Nov. 1998).

20) Wyatt K. and D. Wilson: *Laboratory Evaluation of Emulsion S Formulation Enhancements with Cosurfactant and Polymer for the Piedra Clavada Surfactant Pilot.* Informe Interno. SURTEK Inc. (November, 1997).

BIBLIOGRAFÍA

- 1) Lake, J. - *Enhanced Oil Recovery* - Prentice Hall, 1989.
- 2) EOR - An Analysis of the Potential for Enhanced Oil Recovery from Heavy Crude in the United States - 1976-2000. National Petroleum Council, Washington D.C. Dec. 1976.
- 3) Taber, J. and Martin, R.D. - *Technical Screening Guides for the Enhanced Recovery of Oil*, SPE 12869, 1978.
- 4) Hashin H., U. Othman, Y. T. Hassan, y W. P. H. "Alkaline Surfactant Polymer Formulation for Saudi Arabia Carbonate Reservoirs", SPE Paper 14443, 1987.
- 5) Taylor and Hawkins - *Enhanced Oil Recovery*, Chapter 7, 1972.
- 6) Bragg et al. "Low Surface Tension Flooding", *Proc. 108th SPE Annual Meeting*, Houston, Texas, April 4-7, 1982.
- 7) Widmyer et al. "Performance Evaluation of the Salem Unit Surfactant-Polymer Pilot", paper 14443, SPE 14443, 1987.
- 8) Holm, L.W. "Design, Performance and Evaluation of the United-Michell Polymer Process-Bell Creek Field", Paper 11196, SPE 11196, 1982.
- 9) Seifman, P.G. and Taylor, C.L. "The Performance of a Fluid into a Porous Medium on the Shaw Field Containing a More Viscous Fluid", *Proc. Roy. Soc. A* (1958), 245, 312.
- 10) Lee, K.S. and Chang, C.T. "Area Sweep Efficiency of Pseudoplastic Fluids in a Five-Spot Well", *Model. SPE Journal*, March 1982, 32.
- 11) Chikhiwala, E.D., Y.C. "Investigation on Viscous Fingering by Linear and Wavy Nonlinear Stability Analysis", *SPE Research Engineering*, November 1988, 1268.
- 12) Paradiso A., A.G. y G. Fedorovitz - "Simulación del Comportamiento de la Recuperación Secundaria en Piedra Clavada", *Journal de Ingeniería y Tecnología*, Año 1987, No. 1, 1987.
- 13) Keiner W., J. Valle, G. Ponce, A. López, A. Aguirre - "Simulador Numérico para Recuperación Secundaria", 2º Simposio de Producción de Hidrocarburos, Mendoza, 12/16 de Junio de 1992, Tomo II, p. 245.
- 14) Malone P. "Aplicación del Método por Comparación en el Análisis Explotación del Yacimiento Piedra Clavada", 2º Simposio de Producción de Hidrocarburos, Mendoza, 12/16 de Junio de 1992, Tomo II, p. 245.
- 15) Najurieta H. "Técnica de Medición para la Optimización de la Recuperación Secundaria", 2º Simposio de Producción de Hidrocarburos, Mendoza, 12/16 de Junio de 1992, Tomo II, p. 245.
- 16) Najurieta H. "A New Reference Test Method for High Precision Diffusivity Distribution Measurement", SPE Paper 28379 presented at the 68th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers, New Orleans 22-25 Sept., 1994.
- 17) Najurieta H. y G. Maggior: "Empiezo de Radiotrazadores en la Evaluación Hidrodinámica de un Yacimiento de Petróleo Viscoso", IV Congreso de Exploración y Desarrollo de los Hidrocarburos. IAPG Mar del Plata Bs As Argentina (18-21/Abril/1999)