

METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN DE RECUPERACIÓN ASISTIDA CON BACTERIAS. PRIMEROS RESULTADOS OBTENIDOS

Adriana Fornés, Silvia Maturano, María Barbeito, Ruth Clausen
Facultad de Ingeniería – Universidad Nacional de Cuyo- Mendoza

Sinopsis

De acuerdo a la bibliografía, las bacterias actúan, para conseguir una mayor producción de petróleo, mediante diferentes mecanismos: craqueo de hidrocarburos pesados, producción de surfactante in situ, producción de un plugging en zonas canalizadas, y producción de gas.

Los tres primeros efectos pueden ser evaluados en laboratorio.

Basado en numerosas experiencias las autoras han desarrollado una nueva metodología para realizar estas evaluaciones basadas en más de un estudio para cada efecto a fin de asegurar consistencia de los mismos. Así, el craqueo es controlado mediante determinación de parámetros reológicos, tanto de viscosidad como índices de Ostwald, pesos moleculares medios y cromatografías.; la presencia de un surfactante mediante mediciones de tensión interfacial, contenido inicial de agua emulsionada, análisis del agua y cambios en la morfología de la emulsión, y para el caso del plugging se ha diseñado una experiencia con el simulador experimental de reservorios.

En el presente trabajo se presenta la metodología en detalle y los primeros resultados obtenidos de aplicarla al control de un piloto de bacterias de 38 pozos lo que asegura una buena base estadística de datos.

Introducción

El proceso MEOR (Microbial Enhanced Oil Recovery) es una tecnología que emplea los microorganismos y los productos de su metabolismo para aumentar la recuperación de petróleo.

El concepto de recuperar más petróleo de los yacimientos mediante el uso de microorganismos se remonta al año 1913 cuando J.B.Davis escribió por primera vez acerca del uso de microbios en la nascente industria petrolera en su libro “La Microbiología del Petróleo”. Después en 1926, el inglés Beckham propuso la teoría de crear un “nuevo flujo” del crudo inerte que permanece en el yacimiento después de que el gas en solución ha sido agotado, inyectando microorganismos que ingirieran hidrocarburos en el yacimiento. A medida que metabolizaran el crudo ingerido, producirían gases y otros bio-productos que podrían causar que el crudo inerte fluyera nuevamente. De ahí en más se han desarrollado una gran multiplicidad de tecnologías microbiológicas para incrementar la recuperación de petróleo.

Aún cuando en el método existen ciertas limitaciones dadas por la disponibilidad de nutrientes, limitaciones por salinidad y temperatura y no se tiene un conocimiento suficiente de todos los mecanismos de acción involucrados, la recuperación de petróleo mediante el empleo de microorganismos es una técnica económica comparada con las técnicas convencionales de recuperación asistida.

El término MEOR abarca una multiplicidad de métodos, desde aquellos que requieren la inyección de microbios dentro de la formación a aquellos que dependen de la estimulación de las bacterias autóctonas de la formación y de los tratamientos de pozos individuales a tratamientos de todo el reservorio.

La técnica del MEOR tiene algunas ventajas únicas las cuales pueden ofrecer toda una serie de procesos económicamente atractivos. Sin embargo el uso de microorganismos también puede ser adverso para la recuperación de petróleo ya que se presentan procesos de corrosión microbiológica o pérdida de inyectividad debida al taponamiento microbiológico que son problemas muy serios que causan grandes pérdidas económicas para la industria petrolera.

El entendimiento de la ecología microbiológica en los reservorios es un requisito previo necesario para el desarrollo de cualquier proceso de recuperación asistida.

En la práctica no existen reservorios homogéneos y en realidad las propiedades físicas y químicas son muy variables como también los son los factores que entranpan al petróleo. De esta manera un proceso microbiológico genérico es muy probable que no dé los resultados que se esperan cuando lo apliquemos a cualquier reservorio.

La identificación de los mecanismos por los cuales los microorganismos pueden mejorar la eficiencia de recuperación de petróleo es uno de los temas más controvertidos y discutidos. Algunos de ellos son: craqueo de cadenas hidrocarbonadas largas que implicaría una reducción en la viscosidad de los crudos, la producción de un surfactante in situ que permita la disminución de las fuerzas capilares que impiden la movilización del crudo por los espacios interporales, plugging en zonas canalizadas, producción de solventes, ácidos, polímeros, gas.

En este trabajo se describe la metodología de evaluación para el control de algunas propiedades fisicoquímicas de petróleo y agua de un piloto de 38 pozos de un yacimiento de Mendoza Norte con el objetivo de identificar el o los mecanismos de acción de las bacterias. Dentro de los pozos hay dos pozos testigos que no han sido sometidos a la acción de microorganismos.

Se realizaron mediciones de viscosidad en función del gradiente de corte para poder calcular los índices de Ostwald, de viscosidad a temperatura y gradiente de corte de reservorio para investigar si las bacterias provocan disminución de viscosidad en las condiciones de flujo del crudo en el mismo; se realizaron estudios cromatográficos para saber si hubo craqueo de cadenas largas de hidrocarburos; de contenido de agua emulsionada, estudio de la morfología de las emulsiones y tensiones interfaciales para conocer si hay producción de surfactante in situ.. Además se realizaron análisis de aguas de formación para ver si hay cambios en contenidos de cloruros, sulfatos o conductividades que podrían indicar acción bacteriana o bien afectar el proceso por formación de precipitados

Desarrollo

La presente metodología consta de las siguientes etapas:

1. Planteamiento de hipótesis.
2. Identificación de parámetros controlables.
3. Trabajo experimental. Obtención de datos.
4. Análisis de resultados. Análisis comparativo.
5. Conclusiones.

Se trabajó fundamentalmente con dos hipótesis: las bacterias craquean las cadenas hidrocarbonadas largas y las bacterias generan un surfactante in situ.

Para trabajar con la primera hipótesis se identificaron los parámetros a controlar: parámetros reológicos, destilaciones, cromatografías, y para la segunda hipótesis: tensión interfacial, morfología de la emulsión y contenido de agua emulsionada. Además se realizaron los análisis del agua de formación.

Las hipótesis se estudian controlando más de un parámetro a fin de asegurar consistencia de los resultados.

Estudios Reológicos

Para el estudio reológico se utilizó un viscosímetro rotativo Haake, modelo RV20 con rheocontroller RC20 conectado a PC, con rotor MVIII con cabezal M5, y un sistema termostatizante marca Haake, modelo F9, conectado al rotovisco mediante pt100 HAAKE que permite mantener la temperatura constante con 0,1°C de precisión.

Las muestras fueron deshidratadas, para poder observar el efecto real de las bacterias sobre el mismo, con un desemulsionante no soluble en el petróleo. De esta manera el contenido de agua emulsionada, que aumenta si hay producción de surfactante in situ, no tiene influencia en el valor de la viscosidad.

Se midieron las viscosidades en función del gradiente de corte de todos los crudos a un rango de temperaturas entre 25°C y 50°C y a gradientes de corte típicos de reservorio, de las muestras referencia (anteriores a la inyección de las bacterias) y de dos muestras posteriores a la inyección de las bacterias.

Al igual que en las muestras sin bacterias, en la mayoría de los casos, a la temperatura de 40°C las mediciones son inestables, como si hubiera una transición, tal vez al comportamiento newtoniano, por lo que se obtienen pocos valores con un error aceptable.

De las segundas muestras con bacterias se analizaron 28 de las 33 muestras recibidas hasta el momento.

En la Tabla I se muestran los resultados obtenidos.

Muestras analizadas	Cantidad	Observaciones				
		Disminución de viscosidad	Aumento de viscosidad	No hay cambios importantes	No se tienen gráficas comparativas de las tres muestras	Pozos testigos
Sin bacterias	38	-	-	-	-	2
1ª Con bacterias	37	21	12	2	-	Una muestra no cambia su viscosidad. La otra disminuye a una de las temp. medidas.
2ª Con bacterias	28 de 33	17*	8	-	3	Las viscosidades de los pozos testigos aumentan

Tabla I

* De las 17 muestras que disminuyen su viscosidad 15 la habían disminuido también en la primera muestra. Las figuras 1 a 7 son curvas de viscosidad en función del gradiente de corte y muestran algunos de los comportamientos observados en las crudos medidos. Las gráficas comparativas han sido realizadas con ejes logarítmicos para que se pueda apreciar mejor la diferencia.

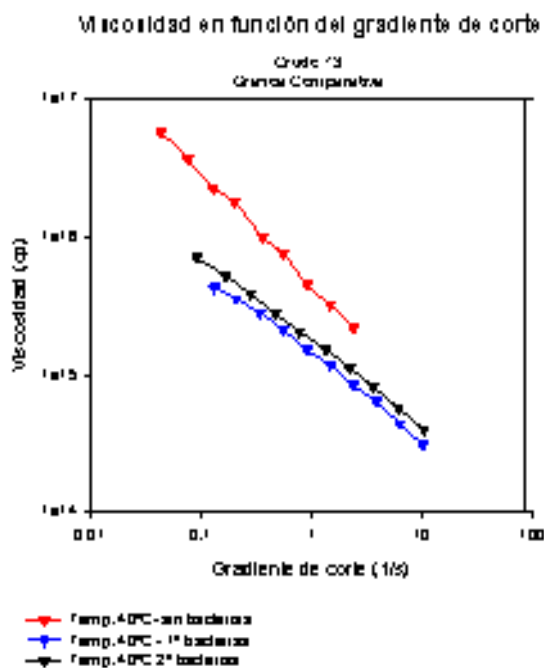


Figura 1

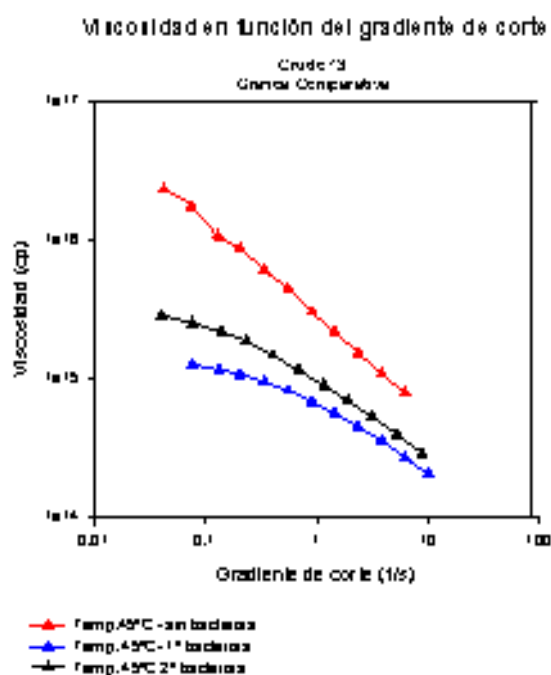


Figura 2

En las figuras 1 y 2 puede observarse que en el crudo analizado, la viscosidad de la segunda muestra con bacterias presenta mayor viscosidad que la primera muestra extraída con bacterias pero sigue siendo menor que la viscosidad de la muestra sin bacterias.

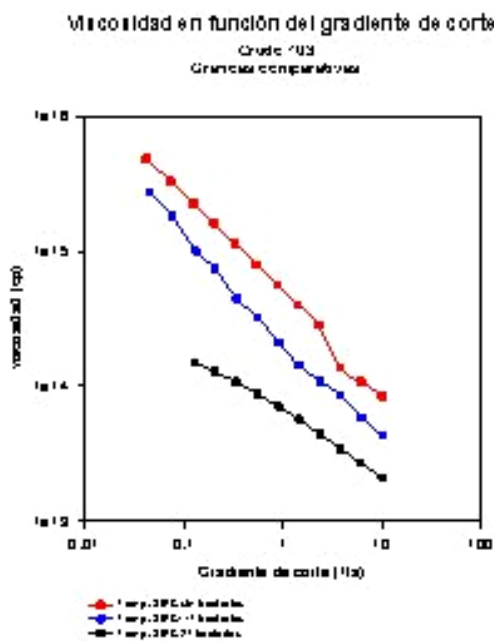


Figura 3

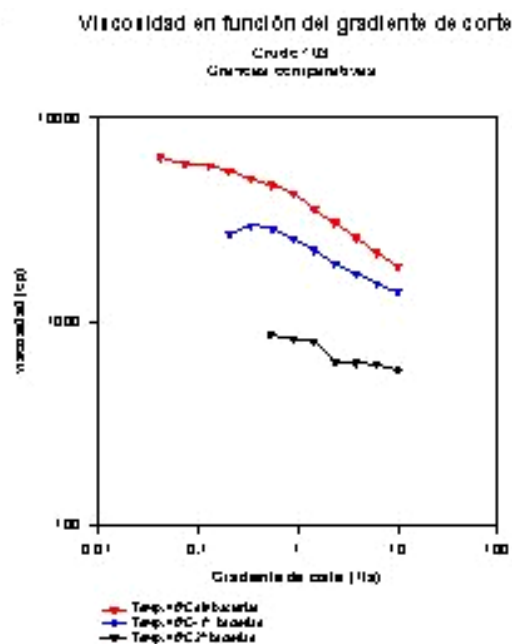


Figura 4

En las figuras 3 y 4 puede observarse que en el crudo analizado, la viscosidad de la segunda muestra con bacterias presenta menor viscosidad que las muestras anteriores. Estos comportamientos de disminución de viscosidad representan un del 60% del total.

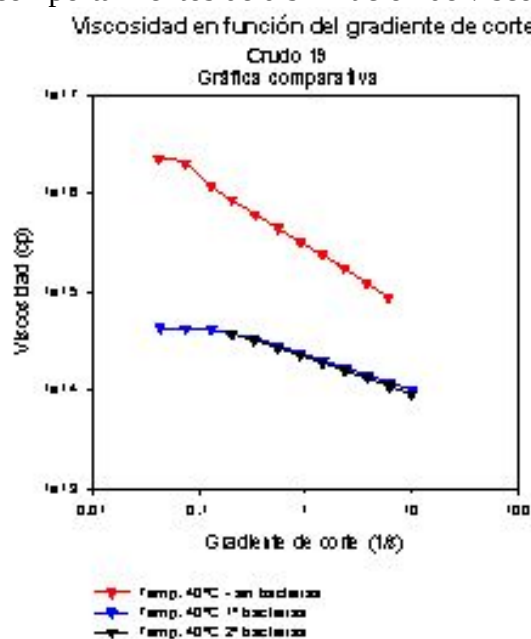


Figura 5

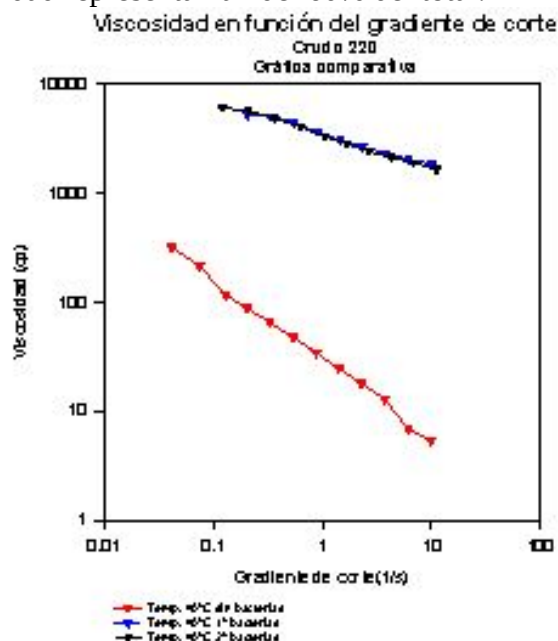


Figura 6

En las figuras 5 y 6 se muestran los comportamientos de crudos que no presentan cambios de viscosidad con respecto a la primera muestra con bacterias.

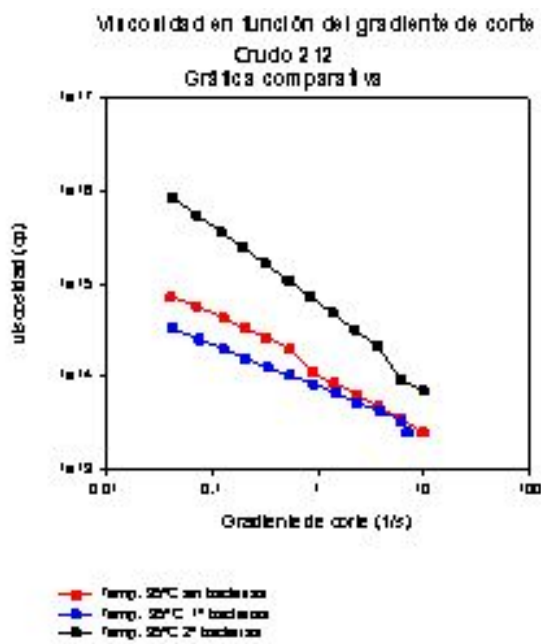


Figura 7

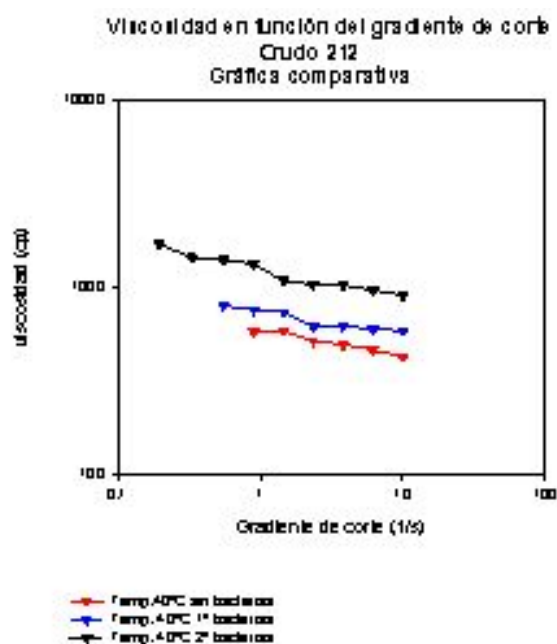


Figura 8

En las figuras 7 y 8 puede observarse que en el crudo analizado, la viscosidad de la segunda muestra con bacterias presenta mayor viscosidad que las muestras anteriores. Estos comportamientos de aumentos de viscosidad representan el 29% de los casos. En las figuras 9 y 10 se muestran los comportamientos observados en las primeras y segundas muestras con bacterias respectivamente en relación a la muestra sin bacterias.

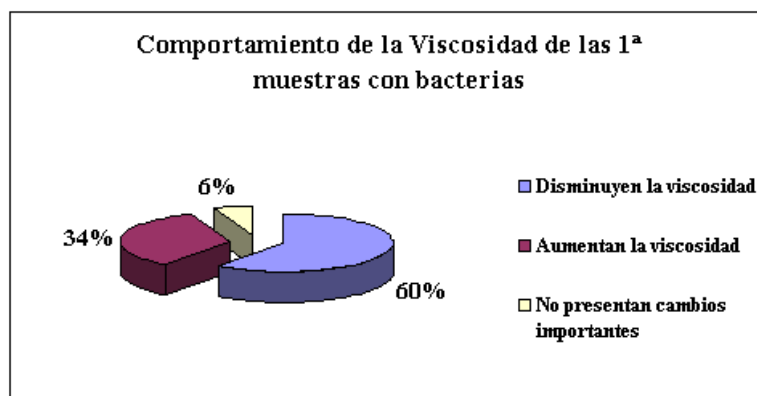


Figura 9

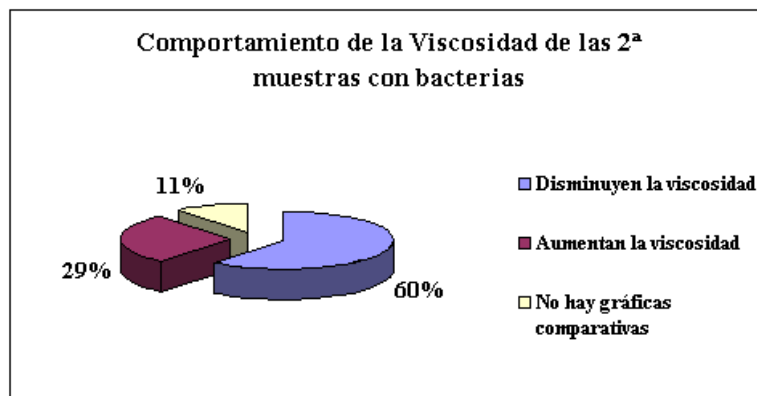


Figura 10

En cada caso se determinó el modelo reológico y sus índices y teniendo en cuenta los datos del reservorio como permeabilidad y velocidad de flujo en el mismo, se calculó el gradiente de corte con que se comporta el crudo en el reservorio.

Generalmente el modelo que mejor ajusta en los petróleos no newtonianos, al fitear las curvas de viscosidad en función del gradiente de corte es el de Ostwald que responde a la siguiente ecuación:

$$\eta = k\dot{\gamma}^{n-1}$$

El valor de n varía entre 0 y 1 en el caso de pseudoplásticos, siendo 1 para newtonianos. Mientras más bajo sea el índice de Ostwald mayor cantidad de fase dispersa, o más deformable u orientable será dentro del petróleo. En este caso las fases serán sólidas ya que los crudos se analizaron desemulsionados e implican la presencia de hidrocarburos largos, sólidos a la temperatura de medición.

Se espera que, si los microorganismos craquean el petróleo, el valor de los índices vaya aumentando en el tiempo.

En la tabla II se muestra la evolución de los índices de Ostwald de las muestras sometidas a bacterias con respecto a los valores de las muestras sin microorganismos. De las segundas muestras con bacterias se analizaron 26 de las 33 muestras recibidas hasta el momento.

Muestras analizadas	Cantidad	Efecto Observado			
		Disminución de n	Aumento de n	No se observan cambios importantes	Pozos testigos
Sin bacterias	38				
1ª Con bacterias	37	14%	62%	24%	Disminuyen
2ª Con bacterias	26 de 33	37%	61%	2%	Disminuyen

Tabla II

Analizando las mediciones se pueden obtener las siguientes estadísticas:

Para las primeras muestras sometidas a bacterias:

Los dos pozos testigos (que no están afectados por bacterias) , se pudieron comparar; en un caso a 30°C y en el otro a 35°C y 40°C. En los tres casos obtuvimos una disminución del índice de Ostwald lo que implica que hay mayor cantidad de fase dispersa o más deformable.

Sobre las muestras medidas tenemos las siguientes estadísticas:

Medidas a 30°C:el 66% disminuye el índice de Ostwald, el 9 % no tiene cambios y el 25% lo aumenta (sigue el comportamiento de los casos testigos).

Medidas a 35°C: el 81% aumenta el índice de Ostwald, el 4% no tiene cambios y el 15% lo disminuye (sigue el comportamiento de los casos testigos).

Medidas a 40°C:el 50% aumenta el índice de Ostwald, el 18% no tiene cambios y el 32% lo disminuye (sigue el comportamiento de los casos testigos).

Sobre el total de determinaciones :el 68% aumenta el índice de Ostwald, el 6 % no tiene cambios y el 26% lo disminuye (sigue el comportamiento de los casos testigos).

Puede observarse que, excepto a 30°C en la mayoría de los casos se nota una aumento del índice de Ostwald.

Para las segundas muestras sometidas a bacterias:

Se pudo realizar el análisis de un solo pozo testigo. A 35°C el índice es menor que el de la muestra sin bacterias. A 40°C también hay una disminución del índice de Ostwald lo que implica que hay mayor cantidad de fase dispersa o más deformable.

Sobre las muestras medidas tenemos las siguientes estadísticas:

Medidos a 30°C: 58% aumentaron el índice de Ostwald con relación a la muestra sin bacterias.

Medidos a 35°C: 79% aumentaron el índice de Ostwald con relación a la muestra sin bacterias.

Medidos a 40°C: 48% de las segundas muestra aumentan el índice con relación a las muestras blancos.

Sobre el total de determinaciones, para las 2^o muestras con bacterias: El 61% aumenta el índice de Ostwald, el 2% no presenta cambios y el 37% lo disminuye respecto a los índices de las muestras sin bacterias.

La figuras 11 y 12 muestran los resultados.

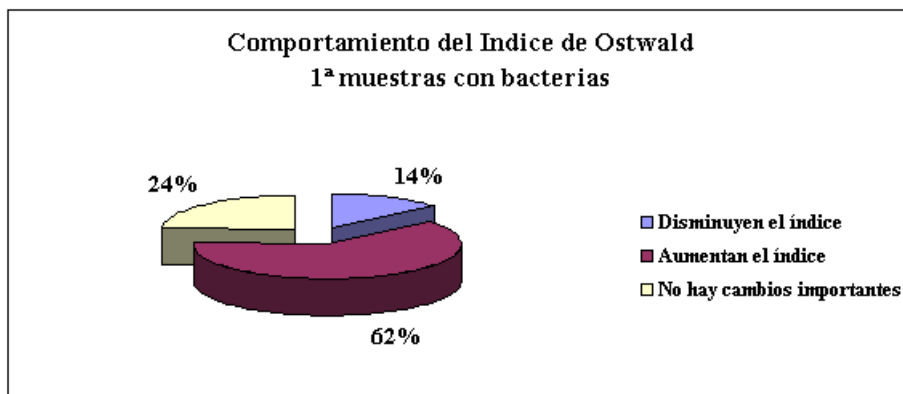


Figura 11

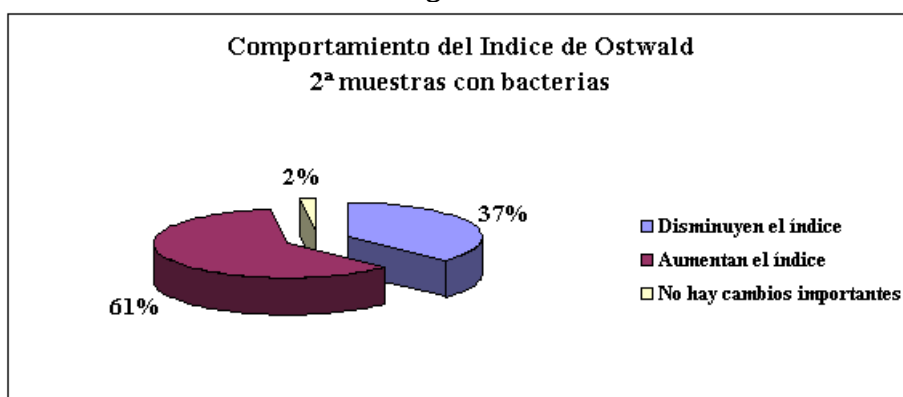


Figura 12

Luego de determinado el modelo reológico y con los datos del reservorio se calculó el gradiente de corte del mismo. Se realizaron mediciones de viscosidad al gradiente de corte calculado (0.9 1/s) y a la temperatura de reservorio (80°C).

Las mediciones a 80°C se realizaron con un viscosímetro rotativo marca Anton Paar modelo MCR301 conectado a PC Pentium IV, software RHEOPLUS/32, con cámara de cilindros concéntricos C-PTD200, geometría CC27/Q1 con trampa de solventes para evitar pérdida de livianos, con precisión de 0,01cP y sistema criotermostatzante por efecto Peltier conectado a un termocriostato marca Haake, modelo F3 que permite mantener la temperatura de referencia constante con 0,1°C de precisión.

Los resultados se muestran en la Tabla III.

Muestras analizadas	Cant.	Observaciones				
		Disminución de viscosidad	Aumento de viscosidad en la 1ª muestra y disminución en la 2ª	Disminución de viscosidad en la 1ª muestra y aumento en la 2ª	Aumento de viscosidad	Sin cambios
Sin bacterias	38	-			-	2
1ª Con bacterias	38	19 (se incluye 1 testigo)			16	3
2ª Con bacterias	22 de 31	9 (se incluye 1 testigo)	3	3 (se incluye 1 testigo)	3	4

Tabla III

Analizando las primeras muestras con bacterias (38 en total), a gradiente de corte y temperatura de reservorio, se puede observar que:

- 3 muestras no cambian prácticamente su viscosidad con el agregado de bacterias. Esto es un 8%
- 16 muestras aumentan su viscosidad con el agregado de bacterias. Esto es un 42%
- 19 muestras disminuyen su viscosidad. Esto es un 50%. Entre ellos está el único pozo no afectado por bacterias que pudimos estudiar, el que disminuyó un 50% su viscosidad, por lo que podemos obtener, además, la siguiente conclusión:
- Sólo 3 muestras disminuyeron su viscosidad en un porcentaje mayor que el de la muestra no afectada por bacterias. Esto es: sólo el 8 %.

Analizando las segundas muestras con bacterias (22 de 31 hasta el momento) a gradiente de corte y temperatura de reservorio, se puede observar que:

- 4 muestras no cambian prácticamente su viscosidad con el agregado de bacterias. Esto es un 18%.
- 9 muestras disminuyen su viscosidad. Esto es un 40%. De estas muestras seis disminuyen su viscosidad en un porcentaje superior al 50%.
- 3 muestras aumentan su viscosidad con relación a las muestras sin bacterias. Esto es un 14%.
- Analizando los pozos testigos se tiene que uno aumenta su viscosidad y otro la disminuye en la primera muestra y aumenta en la segunda.
- Hay un 14% de las segundas muestras con bacterias que habían aumentado su viscosidad en la primera muestra y ahora muestran una disminución con respecto al blanco.
- Hay otro 14% que tiene comportamiento inverso.

La figura 13 muestra estos resultados.

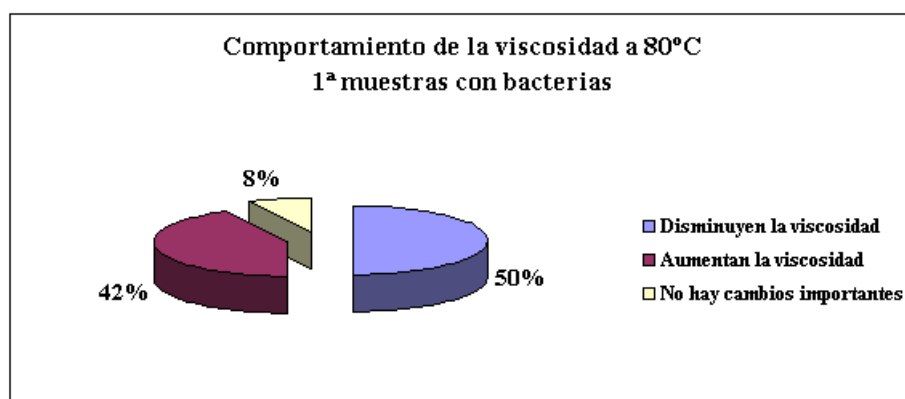


Figura 13

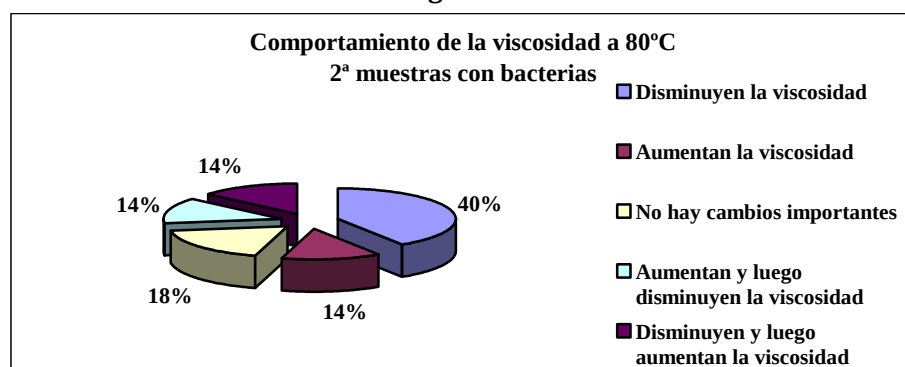


Figura 14

Se estudió el contenido de parafinas, aromáticos, olefinas e isoparafinas de las muestras de referencia y de cada una de las muestras luego de la inyección de bacterias.

Se usó un cromatógrafo de gases SHIMADZU GC-9 con detector de conductividad térmica. Columna de 2 m de propac Q.

El objetivo de los dos análisis cromatográficos propuestos es con el fin evaluar todos los compuestos presentes en el petróleo desde los compuestos más livianos hasta los que destilan a la temperatura de craqueo del petróleo.

En las figuras 14 y 15 se muestran los cromatogramas correspondientes a uno de los crudos.



9

composiciones. No se observaron ni apariciones, ni pérdidas de compuestos de modo que se altere la proporcionalidad de sus componentes, salvo lo correspondiente a un proceso de destilación.

Al analizar las segundas fracciones se observaron imágenes idénticas, indicativas que no ha habido aumento ni disminución de componentes ni aparición de componentes nuevos.

Es decir que de acuerdo al análisis cromatográfico, no hay evidencias de presencia de variaciones aleatorias en los componentes cromatografiables (hasta Peso Molecular aprox. 450), de los petróleos analizados, comparando la muestra extraída inicialmente sin bacterias con respecto a la extraída posteriormente, hecho que podría ser atribuible a la acción de microorganismos. Sí se observan variaciones sistemáticas, aumentos o disminuciones ordenadas de acuerdo al petróleo atribuibles a procesos físicos.

Para investigar si las bacterias inyectadas están produciendo un surfactante in situ se procedió a realizar mediciones de tensión interfacial entre los crudos y el agua de los pozos las cuales fueron contrastadas con las mediciones entre los crudos de los distintos pozos y el agua de los mismos antes de la inyección de bacterias., se midió el contenido de agua emulsionada y se realizaron microfotografías de las emulsiones para observar posibles cambios en tamaños de micelas o morfologías.

Las mediciones de tensión interfacial se realizaron a 60°C.y se usó el tensiómetro de anillo Du Noüy.

Los resultados del efecto observado sobre la tensión interfacial de las muestras sin bacterias y de dos muestras posteriores con bacterias de cada pozo se muestran en la Tabla IV.

En la figura 16 se muestra el comportamiento de la 2ª muestra con bacterias con relación a las muestras sin bacterias.

Muestras analizadas	Cantidad	Efecto Observado			
		Disminución de tensión interfacial	Aumento de tensión interfacial	No se observan cambios importantes	No se midió
Sin bacterias	38				
1ª Con bacterias	34	9	15	6	4
2ª Con bacterias	33	5	17	7	4

Tabla IV

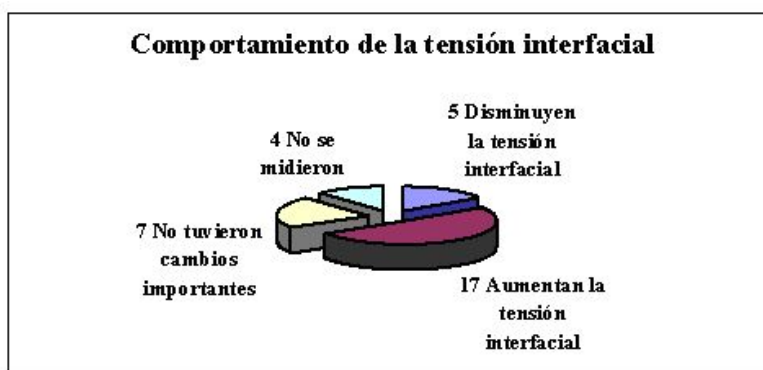


Figura 16

Se observa que ha habido un aumento en los valores de tensión interfacial en la mayoría de las muestras tanto en la primera tanda muestras con bacterias como en las muestras extraídas en segunda oportunidad comparando con los valores de tensión interfacial de las muestras sin bacterias. Las disminuciones de tensión interfacial que se obtuvieron no son compatibles con la

presencia de surfactantes. Es de destacar que, entre las muestras que no sufrieron variación está uno de los pozos testigo que no están afectados por bacterias. El otro pozo testigo presenta una leve disminución de su tensión interfacial. De ninguna manera, las disminuciones observadas, menores a 3 ó 4 dyn/cm², están dentro de las necesarias para aumentar la recuperación de petróleo por uso de surfactantes.

Se analizó el contenido de agua emulsionada de los crudos antes de la inyección y luego de la misma y también se obtuvieron microfotografías de las emulsiones con el objeto de observar cambios en los tamaños y/o en las formas de las micelas. Si existiera formación de un surfactante in situ es esperable que se produzca un cambio en el contenido de agua emulsionada de las muestras.

Los resultados del contenido de agua emulsionada se muestran en la Tabla V.

En la figura 17 se muestra el comportamiento de las segundas muestras con bacterias.

Muestras analizadas	Cantidad	Efecto Observado		
		Disminución de agua emulsionada	Aumento de agua emulsionada	No se observan cambios importantes
Sin bacterias	38			
1ª Con bacterias	38	12	22	4
2ª Con bacterias	29 (hasta el momento)	6	22	1

Tabla V

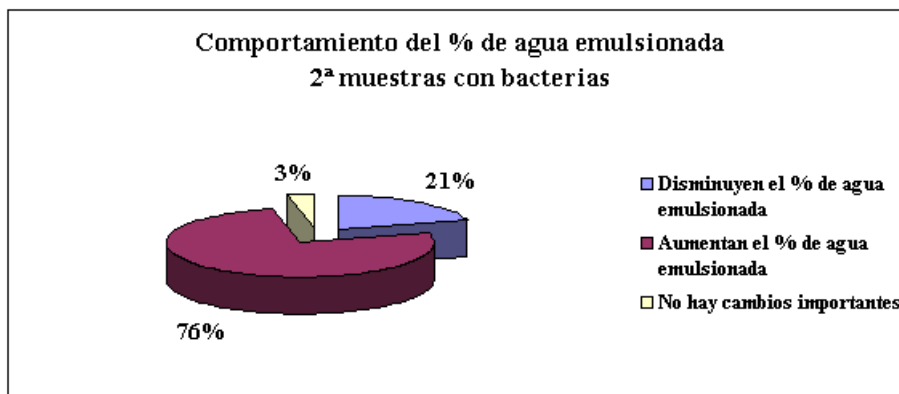


Figura 17

De las muestras analizadas luego de la inyección de bacterias se registró un aumento en el porcentaje de agua emulsionada en el 58% de los casos en las primeras muestras con bacterias y de un 76% en las segundas.

Para los estudios de morfología de las emulsiones se utilizó un microscopio binocular Zeiss Lente Zeiss Plan-Neofluar 40x/0.75. Las imágenes fueron capturadas con cámara JAI serie CvS 3200 y plaqueta Matrox Meteor II/Standard. Los tamaños fueron medidos con el software Matrox Inspector 4.1, luego de haberse calibrado con un alambre calibrado de precisión micrométrica

En las figuras 18 ,19 y 20 se muestran las emulsiones antes y después de la inyección de bacterias para uno de los crudos y en la 21, 22 y 23 para otro de los crudos estudiados.

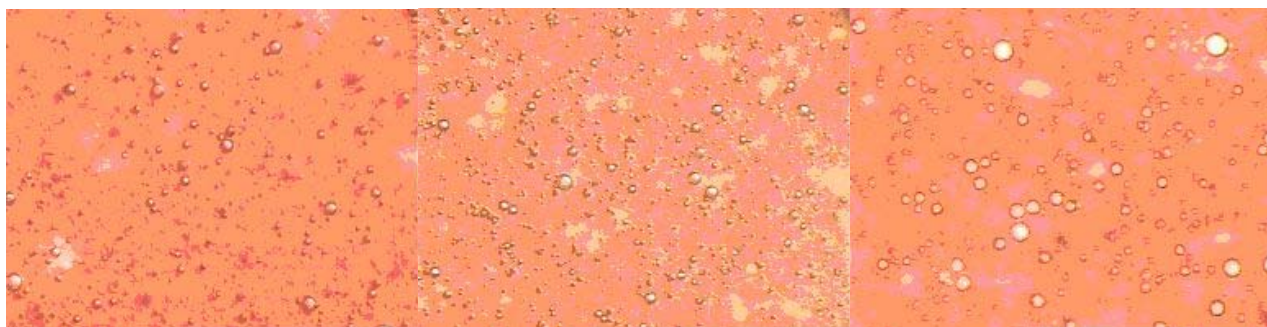


Figura 18 Muestra sin bacterias Figura 19-1° muestra con bacterias

Figura 20-2° muestra con bacterias



Figura 21 Muestra sin bacterias Figura 22-1° muestra con bacterias

Figura 23-2° muestra con bacterias

Se observa en general que no hay cambios en la morfología de las emulsiones.

Analizando las 2° muestras con bacterias se observa que existe un notorio aumento de los tamaños de los diámetros mínimos de las micelas en los crudos.

Se han analizado crudos pertenecientes a dos formaciones de un yacimiento.

Para una de las formaciones los tamaños máximos de micelas han aumentado en el 67% de los casos, con respecto a las muestras sin bacterias y en el 79% con respecto a las primeras muestras con bacterias. Los tamaños medios han aumentado en el 79% de los casos con respecto a las muestras sin bacterias y en el 92% con respecto a las primeras muestras con bacterias. Los tamaños mínimos han aumentado en el 100% de los casos comparando con las muestras con bacterias y con las primeras muestras con bacterias.

Para los crudos de la otra formación se observa un aumento de tamaño de diámetros máximos en el 50% de los casos comparando con las muestras sin bacterias y de 100% de los casos si se compara con las primeras muestras con bacterias. Hay un aumento en el 70% de los casos para los tamaños medios si se los compara con las muestras sin bacterias y de 90% con respecto a las primeras muestras con bacterias.

Los tamaños mínimos aumentan en el 100% de los casos con respecto a las muestras sin bacterias y en el 100% de los casos con respecto a las primeras muestras con bacterias.

En las figuras 24 y 25 se muestran la evolución de los tamaños medios de las micelas para los crudos de las dos formaciones.

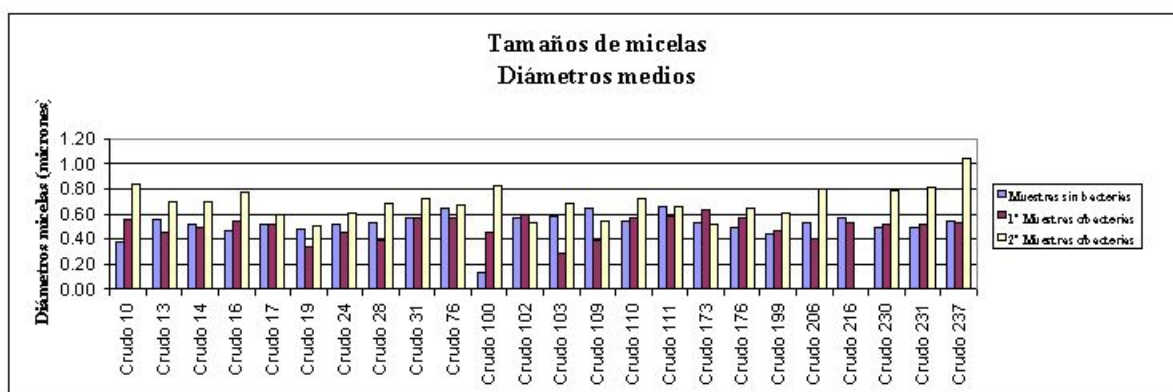


Figura 24

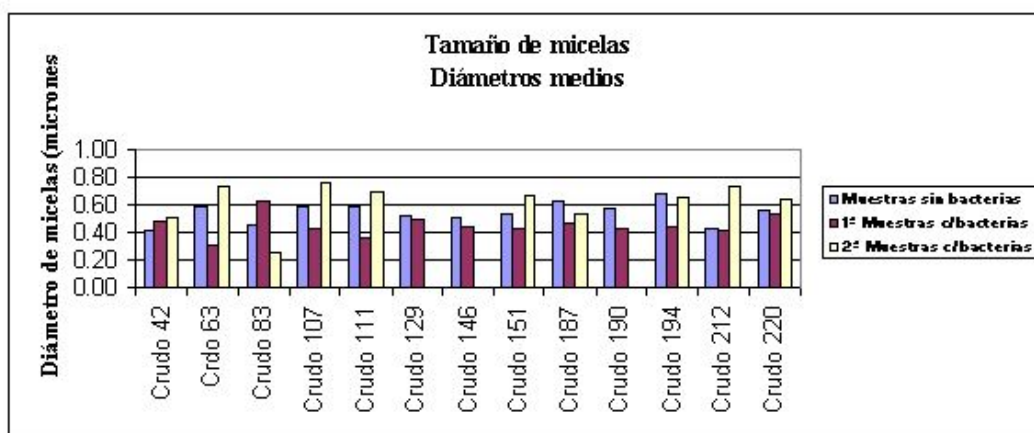


Figura 25

En las figuras 26 y 27 se muestran las estadísticas de los comportamientos de los tamaños máximos y medios de las micelas para una de las formaciones.

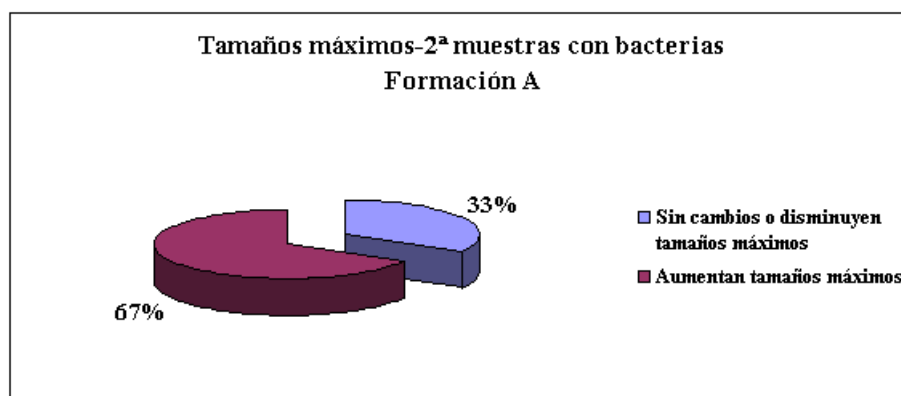


Figura 26

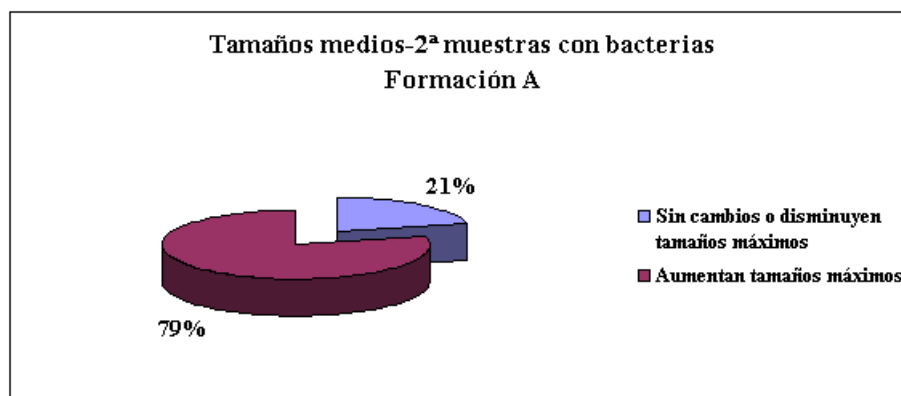


Figura 27

Se analizaron las aguas de las muestras sin bacterias y de las primeras y segundas muestras con bacterias con el propósito de observar cambios fundamentalmente en conductividad, cloruros y sulfatos que estaría indicando la acción de las bacterias.

En las figuras 28, 29 y 30 se muestran los resultados. De 33 muestras analizadas en 20 muestras se observó una disminución en el contenido de sulfatos. En cuanto al contenido de cloruros, en la mayoría de las muestras se observó un aumento en % inferiores al 10% excepto en 3 muestras donde la variación es mayor al 20%.

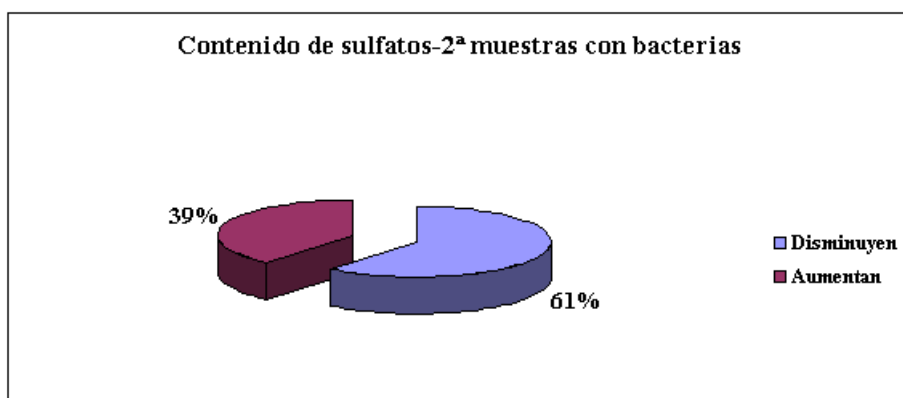


Figura 28

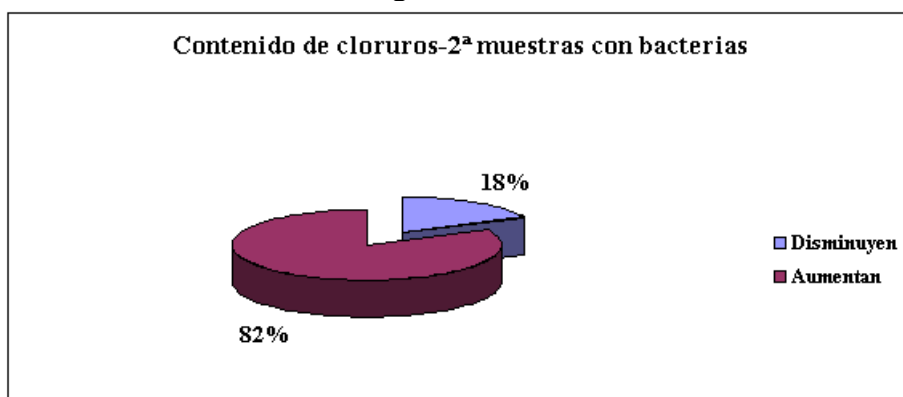


Figura 29

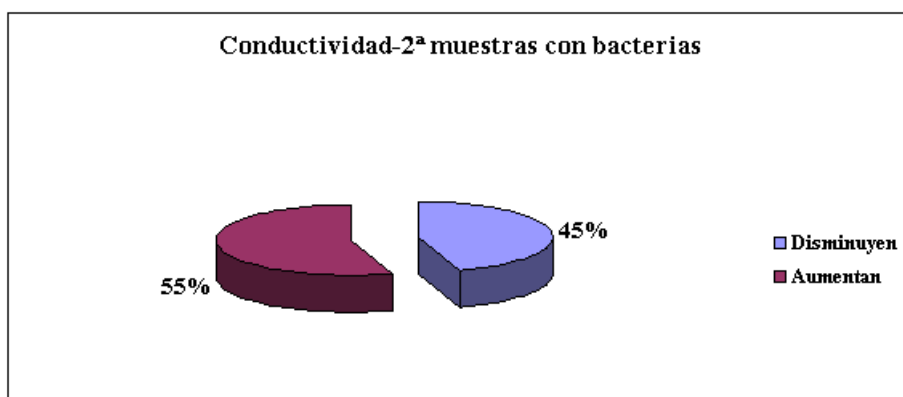


Figura 30

Conclusiones

-Analizando las viscosidades en función del gradiente de corte de las segundas muestras con bacterias se observa que prácticamente el 61% de las mismas disminuyen su viscosidad con respecto a las muestras sin bacterias; de estas muestras el 53% había disminuido su viscosidad también en la primera etapa. Existen algunas muestras que aumentaron su viscosidad con respecto a las muestras sin bacterias y otras que no han cambiado sus valores.

Cabe destacar que entre las muestras figuran dos pozos que no fueron tratados con microorganismos. En ambos pozos las viscosidades aumentaron en las segundas muestras, mientras que en las primeras uno de ellos había disminuido su viscosidad un 30% y el otro pozo no había tenido cambios.

-Las muestras analizadas responden al modelo reológico de Ostwald. El índice de Ostwald será menor mientras mayor sea la no newtonianeidad del petróleo y ello indicaría la presencia de otra fase sólida que serían las parafinas largas. Si las bacterias craquean las mismas es esperable que el índice aumente porque el crudo se vuelve más newtoniano.

Si analizamos los índices de Ostwald de las segundas muestras con bacterias se observa que el 61% de las mismas volvió a presentar un aumento del mismo en relación a las muestras sin bacterias.

-Si se observan las viscosidades medidas a temperatura y gradiente de corte de reservorio de las segundas muestras con bacterias se ve que hay muestras que disminuyeron sus valores con respecto a las muestras sin bacterias, muestras cuyas viscosidades habían disminuido en la primera muestra con bacterias y luego aumentaron sus valores y muestras que aumentaron su viscosidad en la primera muestra con bacterias y luego disminuyeron sus valores. El 40% de los casos para las segundas muestras con bacterias presenta menores viscosidades con respecto a las muestras sin bacterias. Cabe destacar que de las nueve muestras que disminuyeron siempre su viscosidad seis lo hicieron en un porcentaje superior al 50%. Un 14% disminuye su viscosidad recién en las segundas muestras lo que puede deberse a una acción tardía de las bacterias.

-Sólo se han realizado hasta el momento destilaciones y cromatografías de las primeras muestras con bacterias. La hipótesis de la investigación consistió en que cualquier ataque bacteriano a los componentes del petróleo debía manifestarse como un aumento relativo de componentes, dando lugar a la modificación de las abundancias relativas y fundamentalmente la aparición de compuestos nuevos, en cualquiera de estas dos fracciones de destilado de los petróleos.

Analizando los cromatogramas no se observa información de acción bacteriana en los componentes del petróleo, analizando los compuestos desde los más livianos hasta los de un peso molecular de aproximadamente 450.

-Los valores de tensión interfacial de las segundas muestras con bacterias han aumentado en el 51% de los casos con respecto a las muestras sin bacterias y en los casos en que hubo disminución de valores, los mismos no fueron compatibles con los valores requeridos para recuperar petróleo por uso de surfactantes. El aumento en las tensiones interfaciales agua-petróleo podría deberse al aumento en el % de cloruros que surge de los análisis de aguas.

-En general las emulsiones no han modificado su morfología salvo algunas muestras donde se observa formación de estructuras de micelas. Se observa un cambio en el tamaño de las micelas. En general hubo un aumento tanto de los tamaños máximos, medios y mínimos. También ha habido un aumento en el contenido de agua emulsionada en el 76% de los casos de las segundas muestras con bacterias.

En conclusión:

Producción de surfactante in situ: Claramente no se observan muestras de una producción de surfactante in situ que ayude a la producción de hidrocarburos. Los valores de tensiones interfaciales medidas siempre superaron a 25 dynas/cm. El efecto sobre el contenido de agua emulsionada y tamaño de micelas bien puede deberse a pequeñas proporciones de biosurfactante que fueron inyectadas junto con las bacterias.

Craqueo de cadenas hidrocarbonadas: Los estudios cromatográficos no dan efectos de acción bacteriana. Los índices de Ostwald aumentan en % similares y superiores al 60% para ambas muestras con bacterias, lo que estaría indicando que hay menor cantidad de fase dispersa o es menos deformable. Mientras que si analizamos las viscosidades a temperatura de reservorio se observa que el 40% de las muestras disminuye la viscosidad. Desde el punto de vista exclusivamente reológico pareciera haber indicios que las bacterias, o algún producto de su

metabolismo o alguna otra sustancia inyectada actuara sobre el mismo de manera beneficiosa, fundamentalmente a bajas temperaturas. Al no haberse encontrado indicios de craqueo en los cromatogramas este efecto beneficioso podría estar evitando la formación de cristales de parafinas.

Agradecimientos

Las autoras agradecen a la Lic. M. Bittar, G. Dragón, C. Masutti, G. Franzó, I. Zarpellón y J. Guzmán sus colaboraciones en las determinaciones experimentales y a REPSOL YPF el haber financiado este proyecto.

Bibliografía

1. Qingxin Li, Congbao Kang, Hao Wang, Chunde Liu, Changkai Zhang, Application of microbial enhanced oil recovery technique to Daqing Oilfield, Biochemical Engineering Journal 11:197-199,2002
2. M. Yakimov et al, The potencial of Bacillus licheniformis strains for in situ enhanced oil recovery, Journal of Petroleum Science & Engineering, 18:147-160,1997.
3. S Desouky et al, Modelling and laboratory investigation of microbial enhanced oil recovery, Journal of Petroleum Science & Engineering, 15:309-320,1996.
4. M. McInerney, D. Westlake Microbial Mineral Recovery, Cap 17:409-445, Ehrlich, Brierley Mc Graw Hill Publishing Company, 1990
5. 95/04105 Biosurfactants production and possible uses in microbial enhanced oil recovery and oil pollution remediation: A review • ABSTRACT Fuel and Energy Abstracts, Volume 36, Issue 4, July 1995, Page 290
6. Biosurfactants production and possible uses in microbial enhanced oil recovery and oil pollution remediation: A review • REVIEW ARTICLE.Bioresource Technology, Volume 51, Issue 1, 1995, Pages 1-12.I. M. Banat
7. Reversible and irreversible surface charge modification of bacteria for facilitating transport through porous media • ARTICLE Colloids and Surfaces, Volume 16, Issue 2, November 1985, Pages 193-206 M. M. Sharma, Y. I. Chang and T. F. Yen
8. Modeling of biomass-plug development and propagation in porous media• ARTICLE Biochemical Engineering Journal, Volume 17, Issue 2, February 2004, Pages 107-119 Terri L. Stewart and Dong-Shik Kim
9. Microbially enhanced oil recovery (MEOR). Part 2. Microbes and the subsurface environment for MEOR• REVIEW ARTICLE. Enzyme and Microbial Technology, Volume 16, Issue 3, March 1994, Pages 258-259.J. M. Khire and M. I. Khan
10. Microbially enhanced oil recovery (MEOR). Part 1. Importance and mechanism of MEOR • LITERATURE Enzyme and Microbial Technology, Volume 16, Issue 2, February 1994, Pages 170-172.J. M. Khire and M. I. Khan