

ESTIMULACIÓN MICROBIOLÓGICA EN PROCESOS DE RECOBRO MEJORADO

Expositor: Vargas, M.C y/o González R.I.

María Carolina Vargas F., Rosa Inés González

Adrian A. Camargo y Edgar Marquez

ECOPETROL ICP Instituto Colombiano del Petróleo Santander Colombia.

RESUMEN

La estimulación de microorganismos junto con la producción de metabolitos (gases, químicos, biopolímeros entre otros) fueron evaluados en modelos escalados de arenas bereas de 7 cm, 1m y una unidad de patrón de inyección de cinco puntos. Los microorganismos se seleccionaron por su capacidad de crecer hasta 60°C y 20% de NaCl a partir de muestras de fondo y cabeza de pozos de campos productores colombianos. Se agruparon según sus características micro y/o anoxigénicas y el potencial de producción de metabolitos en dos consorcios, CTICP y CRICP. El consorcio CTICP se caracteriza por la producción de metabolitos de polímeros extracelulares y producción significativa de biomasa con una eficiencia en la reducción de permeabilidad del 30% en modelos monocapa de arenas berea con permeabilidades iniciales de 100 a 2000 md. Los experimentos con el consorcio CRICP se llevaron a cabo bajo condiciones anoxigénicas indicando una eficiencia del 50% en la producción de gas y reducción de la viscosidad del 13%. En los desplazamientos realizados en la unidad de un patrón de inyección de cinco puntos, se evidenció la migración de los microorganismos a las zonas de mayor permeabilidad, lo cual disminuyó la saturación residual de aceite y se obtuvo un porcentaje adicional de recobro del 0.8% sobre el OOIP (aceite original *"in situ"*), aproximadamente un 30% de recobro sobre la saturación residual de aceite.

INTRODUCCIÓN

En los procesos secundarios de recuperación de petróleo el flujo de agua de inyección por zonas de alta permeabilidad, causa serios problemas estratégicos para mantener los niveles de presión adecuados en los pozos productores. Desde hace unas décadas, se ha venido desarrollando procesos microbianos para producir polímeros y aumento de biomasa *in situ*, los cuales al adherirse a la matriz rocosa ayudan al taponamiento de estas zonas, ofreciendo aplicación potencial en el mejoramiento en la eficiencia de barridos en los procesos de recuperación (Jenneman, E. et al., 1996).

Las tecnologías de recuperación terciaria se dividen en cuatro categorías: térmicos, químicos, miscibles y microbianos. Este último conocido como recuperación mejorada con microorganismos o MEOR (del inglés "Microbial Enhanced Oil recovery") y de aplicación en modalidades tanto *in situ* como *ex.situ.*, (Sánchez G *et al.*, 1998).

Los diferentes trabajos llevados a cabo en pruebas de laboratorio y de campo, han evidenciado la influencia que tienen ciertos microorganismos sobre las características del aceite con el cual entran en contacto. Behlūgi -1997, reportó que los productos metabólicos provenientes de microorganismos de yacimiento afectan de manera significativa la densidad y viscosidad del crudo, produciendo en la primera etapa gases y ácidos y en una segunda etapa conversiones parciales de ácidos a solventes como acetona y butanol.

Las pruebas realizadas a nivel de pilotos en yacimientos sometidos a tratamiento microbiano, reportan junto con el crecimiento microbiano *"in situ"*, una serie de cambios ocurridos en el crudo residual del yacimiento. Bryan y colaboradores,- 1994 reportaron una disminución en la tensión superficial en pozos de producción después de inyectar un cultivo bacteriano, el cual produce un biosurfactante anoxigénicamente. Así mismo Burns - 1990 encontró que los microorganismos por esta misma característica pueden afectar el punto de fluidez de los crudos.

En procesos de recobro el uso de surfactantes que disminuyen la tensión interfacial presentan, en algunos casos, el problema de la deposición sobre la interfase agua/roca, disminuyendo considerablemente la tasa de recobro de crudo producido por la efectividad del método. La producción de un biosurfactante *"in situ"*, mejora ostensiblemente la efectividad de un tratamiento de reducción de la tensión interfacial al permitir al surfactante actuar directamente sobre la interfase agua / aceite Gruesbeck and Collins 1973., Naranjo C. *et al.*, 1998).

Por estas razones las formulaciones microbianas pueden actuar bajo dos frentes principales: Tratamientos para modificación de permeabilidad y recobro mejorado. Entre los mecanismos a considerar son: Producción de biosurfactantes para reducir la tensión interfacial aceite/agua y mejorar el desplazamiento, producción de biopolímeros para mejorar la movilidad e incrementar la eficiencia de barrido, producción de solventes que reducen la viscosidad e incrementan su movilidad, la biomasa la cual se adhiere a los poros de la roca los cuales disminuyen la permeabilidad y en consecuencia favorece el taponamiento selectivo en zonas de alta permeabilidad, la producción de ácidos biogénicos que disuelven rocas carbonatadas, incrementando el espacio poroso y producción de dióxido de carbono (Abdel-Waly A. 1999).

Muchos de estos estudios y los procesos de recobro mejorado de petróleo tienen una eficiencia de desplazamiento microscópica alta, bajo condiciones de laboratorio, es decir, no presentan bloqueos microscópicos de residuos de petróleo por fuerzas capilares. Pero cuando estas tecnologías se llevan a campo, la heterogeneidad del yacimiento como bloqueos, trampas, y canalizaciones determinan finalmente el fracaso o éxito y no la eficiencia de barrido a nivel de gargantas de poro. Por esta razón una de las metodologías que se desarrollan para estudiar y predecir el potencial de los microorganismos en procesos de recuperación terciaria bajo condiciones de yacimiento a nivel de laboratorio, es mediante sistemas de simulación física. Estos sistemas se enmarcan principalmente en modelos escalados, para estimulación cíclica de pozos y modificación de perfiles de inyección, (Merchán y Prada, 1994).

El objetivo de este estudio fue evaluar el efecto de la actividad microbiana por dos tipos de consorcios microbianos sobre procesos de modificación de perfiles de inyección y el recobro de crudo en medios porosos empacados en modelos lineales y un modelo patrón de cinco puntos, bajo las premisas de selección de nutrientes, temperatura de incubación y porosidad.

MATERIALES Y MÉTODOS

Selección de Microorganismos

En el campo de producción Casabe, ubicado en la Cuenca sedimentaria del Valle Medio del Magdalena - Colombia, se realizaron muestreos en cabeza de pozo inyector y fondo de pozo productor a nivel de un yacimiento con una profundidad promedio de 3.800 pies, presión promedio de 1600 psi y una temperatura de 43°C. Manteniendo las condiciones de yacimiento y despresurización controlada, se aislaron y seleccionaron microorganismos microaerófilos, anaerobios, halófilos, barófilos, termotolerantes constituyendo consorcios microbianos junto con cepas reportadas por la American Type Culture Colección (ATCC) como microorganismos con potencial en la tecnología MEOR. Entre estos últimos se referencian *Clostridium acetobutylicum*, y *Cl. tirobutylicum*.

La metodología utilizada se esquematiza en la Figura 1.

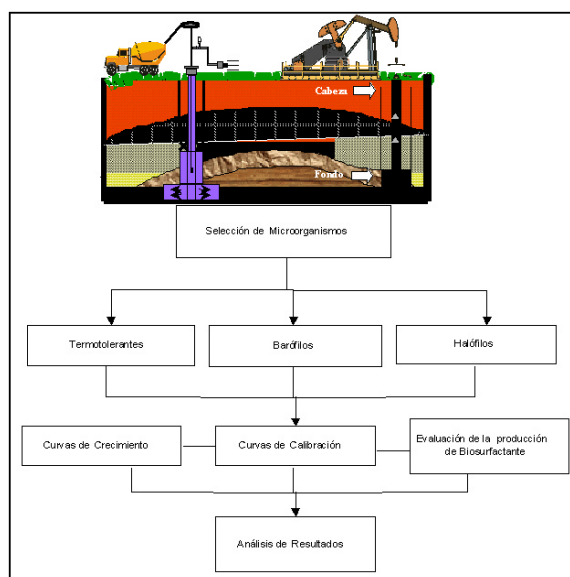


Figura 1. Esquema de Selección de Microorganismos desde muestreo en campo

Pruebas en Modelos

Para las pruebas de desplazamiento, se usaron los modelos de Core holder para corazones de arena Berea de 6.5 cm, el Coreflooding para empaquetamientos de 1 metro, y la unidad de un modelo escalado con patrón de inyección de cinco puntos, con medio poroso tipo monocapa y un corte de agua en el pozo productor, (Figuras 2 y 3).

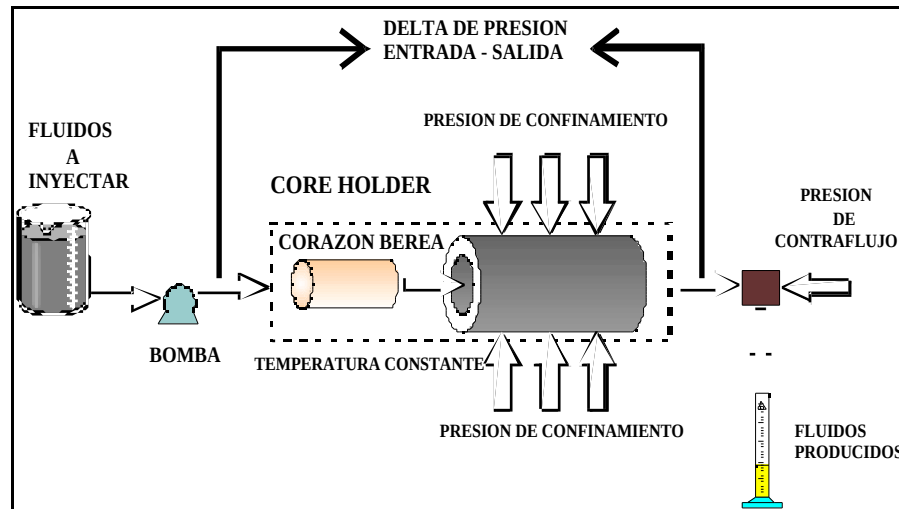


Figura 2. Esquema de Equipo de desplazamiento en Core holder y Coreflooding.

La literatura considera que hay cinco estados de similitud importantes para simular los procesos propios de los yacimientos productores de petróleo:

Similitud geométrica Dos cuerpos son simétricamente similares para cada punto en un cuerpo, existe un punto correspondiente en el otro cuerpo.

Similitud cinemática La cual implica que partículas correspondientes que se mueven en sistemas geoméricamente similares describen trayectorias geoméricamente similares en intervalos de tiempo correspondientes.

Similitud dinámica Sistemas geoméricamente similares son dinámicamente similares cuando las relaciones entre las fuerzas son iguales.

Similitud térmica Requiere que las diferencias de temperatura correspondientes en sistemas geoméricamente similares mantenga una relación constante.

Similitud química Sistemas geométrica, cinemática y térmicamente similares son químicamente similares cuando las diferencias de concentración correspondientes mantienen una relación constante entre sí.

Medios porosos y fluidos de saturación.

Los fluidos utilizados provienen del campo de producción La Cira: agua de inyección múltiple 51, agua de producción La Cira 1215, crudo La Cira 1215 con una gravedad API de 25 el cual se filtró a través de una membrana de 7 micras, se utilizaron varios medios porosos, acercándose cada vez más al proceso real de desplazamiento en yacimiento, se utilizaron núcleos consolidados de arena berea de 7 cm de longitud, posteriormente se realizaron pruebas de desplazamiento en núcleos de arena berea de 1 metro de longitud y finalmente se realizó una prueba de desplazamiento en un modelo de inyección con un patrón de cinco puntos (figura 3).

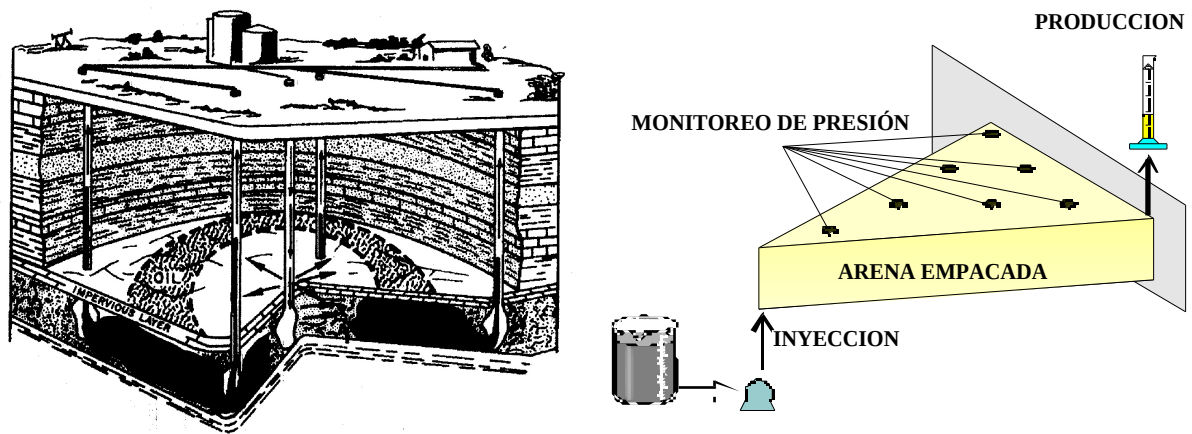


Figura 3 . Modelo de 5 puntos.

Programación de las pruebas.

La programación de inyección de fluidos en los medios porosos, fue la siguiente:

- Los núcleos fueron ubicados en un core holder a presión y temperatura de yacimiento (1500 psi y 50 °C), hasta presentar condiciones constantes en todo el sistema (aproximadamente 24 horas).
- Se inyectó agua de yacimiento escalando la tasa de inyección para simular los procesos de invasión a nivel de pozo, calculando la permeabilidad absoluta al agua y el volumen poroso del núcleo.
- Se inyectó crudo a la misma tasa anterior, obteniéndose saturación de agua connata y la permeabilidad relativa al aceite.
- Cierre del sistema hasta alcanzar equilibrio iónico permitiendo una segregación gravitacional de los fluidos en el medio poroso (aproximadamente 48 horas).
- Inyección de un volumen poroso del consorcio microbiano.
- Cierre del sistema para el crecimiento de los microorganismos y producción de metabolitos (48 - 72 horas).
- Inyección de nutrientes, 0.5 volúmenes porosos de tratamiento.
- Desplazamiento final con agua midiendo la permeabilidad final, el porcentaje de taponamiento y comparando las características físicas del crudo recuperado (viscosidad, °API).

Además de las pruebas para evaluar el porcentaje de taponamiento ocasionado por microorganismos, se realizaron pruebas tendientes a verificar la estabilidad y duración del proceso de taponamiento (en volúmenes porosos de agua inyectados), así como a probar la reversibilidad del tratamiento utilizando un biocida (Hipoclorito de sodio 1%) utilizado en la industria.

Evaluación de la Producción de Biogas por el Consorcio CRICP en lechos empacados

Se empacaron 4 bioreactores tipo cilindro con arena tamaño 40/60 mesh con una porosidad promedio del 37%. Las condiciones de operación fueron a 45°C y 500 psi como presión de trabajo durante 5 días. Los medios porosos se impregnaron con crudo de 33°API, con una saturación del 33%. Los bioreactores se saturaron al vacío con agua de inyección, donde la velocidad de avance frontal de los fluidos en el medio poroso fue de 2.75 pies/día, equivalente a una tasa de inyección de 1.75 cc/min.

Los microorganismos identificados como Consorcio CRICP se inocularon una vez incubados a 45°C por 18 horas en medio de sales constituido por K_2HPO_4 7 g/L, KH_2PO_4 3 g/L y melaza al 4% en tres bioreactores y el cuarto como control.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Selección de Microorganismos

Los microorganismos obtenidos fueron clasificados como micro-oxigénicos y anoxigénicos de características halófilas por crecer hasta concentraciones del 20% de NaCl, termófilas por crecer hasta temperaturas de 55°C y barófilas por crecer bajo condiciones de 1600 psi. Estas dos clases fueron evaluadas bajo un criterio sinérgico, obteniéndose un resultado favorable al observarse la producción de biosurfactantes, biopolímeros, ácidos, y gases, productos metabólicos que favorecen las características físico-químicas del crudo, aumentando el porcentaje de recobro recuperado en un yacimiento. Estas evaluaciones se presentaron bajo el estudio y selección de medios de cultivo con productos a nivel comercial.

Cuantificación del taponamiento de un corazón de arena berea utilizando el consorcio CT1cp

En las diferentes pruebas de taponamiento realizadas a nivel de lechos consolidados en arenas bereas de 7cm y en núcleos de 100 cm de longitud, se obtuvieron en promedio porcentajes de taponamiento del 28%, con una desviación estándar del 10%. Los valores se referencian en la Tabla 1.

Medio Poroso	Permeabilidad (md)		% Taponamiento
	Inicial	Final	
Berea X	949	683	28
Berea 6	151	105	30
Berea 19	218	161	26
Berea 152	256	186	27
Coreflooding 1	1280	908	29
Coreflooding 2	1350	972	28

Tabla 1. Porcentaje de taponamiento en lechos consolidados

La inyección de este consorcio produjo resultados reproducibles para diferentes medios porosos, evidenciando su efectividad como reductor de zonas permeables. Además los fluidos recolectados después del desplazamiento final (crudo recuperado) presentaron una disminución promedio en la viscosidad del 13 %, valor apreciable considerando el tipo de crudo parafínico utilizado, en el cual una variación en viscosidad a la misma temperatura, reduce no solo gastos de tratamiento en inhibidores de precipitación, sino en programas de tratamiento y mantenimiento para líneas de transporte y valoración de crudo.

Estos resultados demuestran que la reducción en permeabilidad ocurre por la presencia de células microbianas y de los subproductos excretados a través de toda la longitud del corazón. En todas las etapas del desplazamiento se encontró que la inyección de nutrientes y microorganismos tuvo un efecto importante sobre el desarrollo del consorcio y el diferencial de presión tal como se observa en las microfotografías por microscopía electrónica (Figuras 4 y 5), la presencia de capas confluentes de exopolisacáridos sobre y en medio de los granos de arena. Igualmente se observa la presencia de agregados celulares, fragmentos de película microbiana (Figura 6) que contribuyen al tapón biológico.

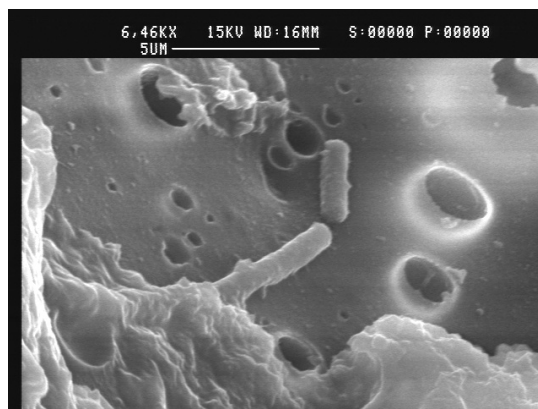


Figura 4 . Microfotografía tomada a la entrada del corazón de arena berea

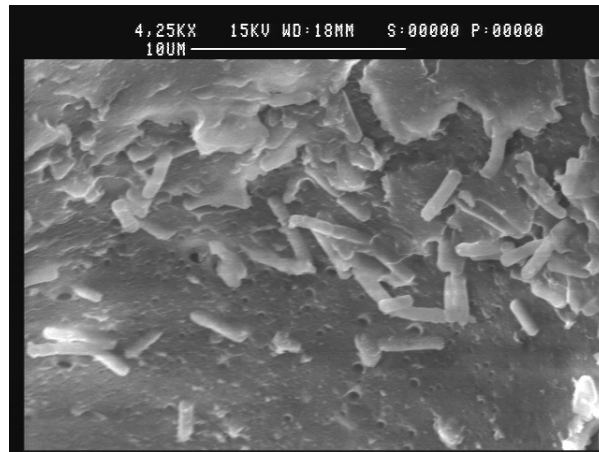


Figura 5. Microfotografía tomada a los 20 cm de longitud

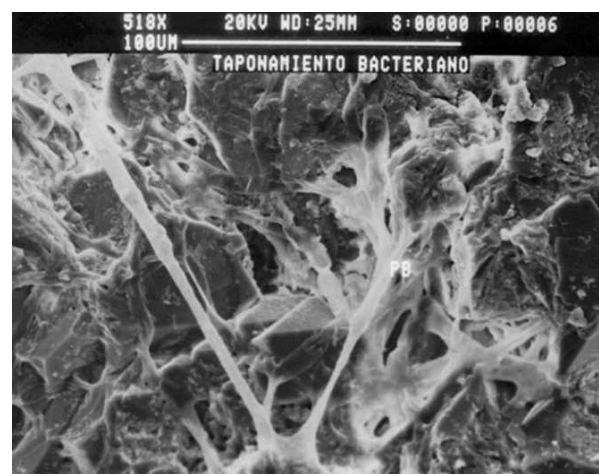


Figura 6. Formación del tapón microbiano por producción de biopolimeros

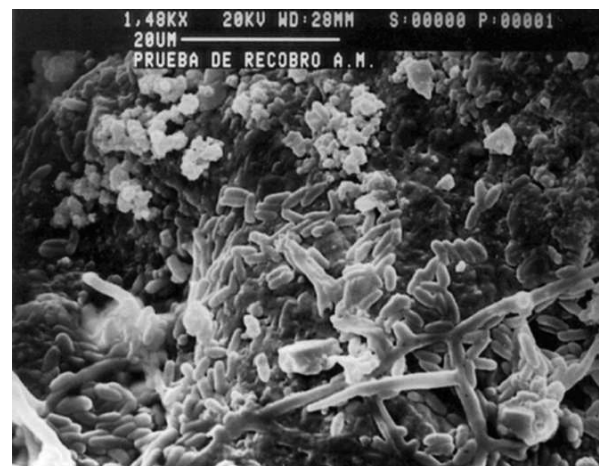


Figura 7. Disposición de las células microbianas logrando taponamiento

En el modelo de inyección de cinco puntos, se utilizó el consorcio CTICP, el cual produjo un factor de recobro del 30% sobre el aceite residual encontrado en el medio poroso. Se monitoreó el contenido de microorganismos en los efluentes, comprobándose su presencia, lo cual evidencia la migración de los microorganismos hacia las zonas con saturación residual de aceite influenciándolas con su producción de metabolitos y biomasa, permitiendo un aumento en el factor de recobro obtenido por el desplazamiento inmiscible con agua de inyección.

Reversibilidad del taponamiento Producido por el Consorcio microbiano en corazones de arena berea mediante Hipoclorito de sodio al 1%

Con un corazón de arena Berea de 6.5 cm de longitud y de 3.8 cm de diámetro, y bajo condiciones iniciales de saturación de 50°C, 1500 psi de presión de confinamiento, presión de contraflujo de 800 psi, se midió el volumen poroso del corazón en prueba reportando 15.7 cc. y una permeabilidad inicial al agua de 111.9 md.

Una vez se desplazó 1 volumen poroso del consorcio CTICP a una tasa de 0.3 cc/min simulando la velocidad de entrada de los fluidos al yacimiento, se cerró el sistema durante un período de 5 días, al final de los cuales se midió la permeabilidad final desplazando agua de inyección a un caudal de 0.3 cc/min, inyectando 1.27 volúmenes porosos de agua para una permeabilidad promedio final de **82 md**.

Se procedió a inyectar la solución de hipoclorito de Sodio al 1%, a un caudal de 0.3 cc/min, se inyectó 1 volumen poroso de esta solución en el corazón de arena berea e inmediatamente se procedió al desplazamiento con agua de inyección para encontrar la permeabilidad final después del lavado con la solución al 1% de hipoclorito. El caudal de inyección final de agua fue de 0.3 cc/min y se inyectaron 1.3 volúmenes porosos de agua, al final del cual, se encontró una permeabilidad de **128.26 md**.

La figura 7 refleja el comportamiento del proceso de lavado utilizando una solución de hipoclorito al 1% y su efecto en la permeabilidad final del medio poroso utilizado en la prueba de desplazamiento.

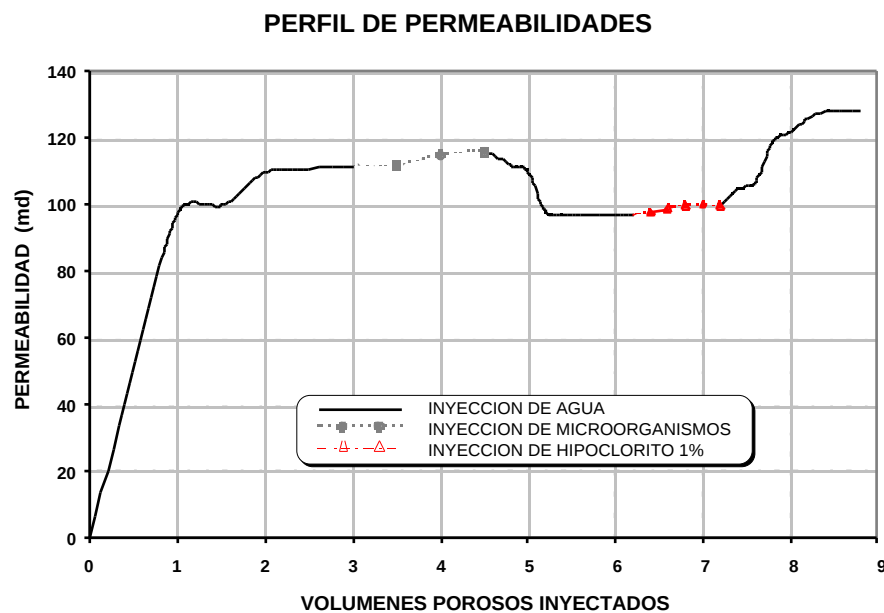


FIGURA 7 . Reversibilidad del taponamiento bacteriano

Verificación de la Estabilidad y Duración del tratamiento con el consorcio CTICP (taponamiento) en corazones de arena berea

Se utilizó un corazón de arena berea, la duración de la prueba fue de 10 días, el nutriente utilizado por el consorcio CTICP se inyectó al tercer y séptimo día, los siguientes datos fueron las propiedades del corazón de arena berea utilizado y el porcentaje de taponamiento encontrado después de 10 días, así como el porcentaje de taponamiento final encontrado después de inyectar al sistema 10 volúmenes porosos de agua de inyección:

La permeabilidad final se alcanzó después de inyectar 1.27 volúmenes porosos de agua, a una tasa de 0.3 cc/min.

Propiedades	
Volumen poroso	13.8 cc
Permeabilidad relativa inicial al agua	143 md
Permeabilidad relativa final al agua	105.8. md

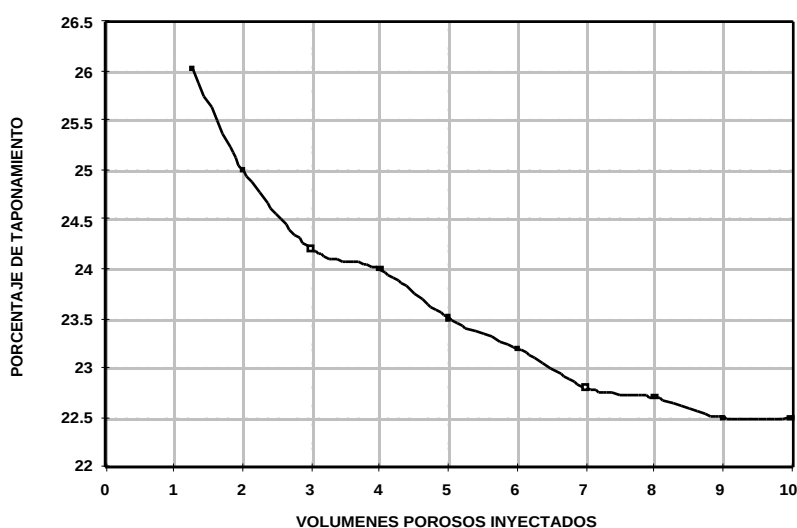
Tabla 2. Propiedades de la estabilidad del tratamiento

El porcentaje de taponamiento alcanzado durante el tratamiento fue del **26.02%**, la tabla 3 presenta las permeabilidades alcanzadas y los taponamientos alcanzados en el sistema durante la inyección de 10 volúmenes porosos de agua:

Volúmenes Porosos Inyectados	Permeabilidad (md)	Porcentaje de Taponamiento
1.27	105.8	26.02
2.0	107.3	25.0
3.0	108.4	24.2
4.0	108.7	24.0
5.0	109.4	23.5
6.0	109.8	23.2
7.0	110.4	22.8
8.0	110.5	22.7
9.0	110.8	22.5
10.0	110.8	22.5

Tabla 3 Variación en la permeabilidad vs volúmenes porosos de agua inyectados

Después de la inyección del décimo volumen poroso, se detuvo la inyección de agua, la variación en el porcentaje de taponamiento fue mínima, y se tomó el último valor como estable. En la figura 8 se puede observar el comportamiento del taponamiento en la prueba.

**Figura 8 Variación del taponamiento en relación al agua inyectada**

Producción de biogas por el Consorcio microbiano CRICP

La producción de biogas fue monitoreada mediante un manómetro dispuesto en cada uno de los bioreactores los cuales indicaron una incremento inmediato reflejado en primera instancia por el control debido a la expansión natural bajo esas condiciones de temperatura. Una vez estabilizada en los reactores inoculados con microorganismos se observó un incremento cercano al 50% siendo el valor máximo durante las primeras 20 horas, para luego una estabilización del sistema como se muestra en la Figura 9. La desviación estandar se reportó en un 5.6%.

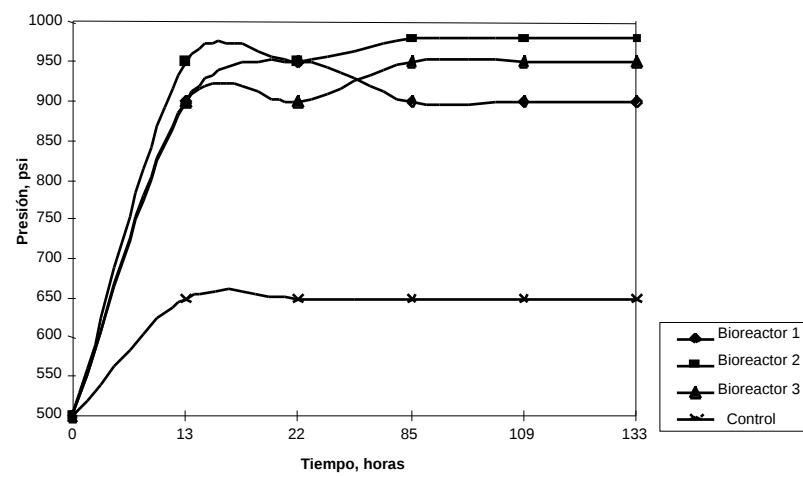


Figura 9. Producción de Biogas proveniente de Consorcio CRICP

CONCLUSIONES

Los microorganismos utilizados en este estudio inducen reducciones de permeabilidad en medios porosos consolidados de aproximadamente un 30% debido a la producción de biopolímeros y biomasa los cuales se distribuyen longitudinalmente en los núcleos.

Los consorcios utilizados producen biosurfactantes y sustancias metabólicas que influyen en las características físicas del crudo residual disminuyendo su viscosidad hasta en un 13%.

La implementación de la tecnología de estimulación por microorganismos no representa riesgo constante de daño a la formación, debido a que el proceso es reversible con la aplicación de biocida como hipoclorito de sodio.

El taponamiento logrado biológicamente en corazones de arena berea de permeabilidades mayores a 1000 md presenta estabilidad y duración prolongada en medios porosos con respecto a algunos productos comerciales utilizados para este fin.

BIBLIOGRAFIA

Behlülgi K. y M. T. Mehmetoglu. 1997. "An experimental study of improved recovery of a Turkish crude oil by bacterial activity", OMC97, **Offshore Mediterranean Conference**.

Burns. W. y Chishalm L. "Microbial enhanced oil recovery interfacial tension and gas induced relative permeability effects", SPE 20481

Goodfellow M. and. Bryan. C. 1994. "Chemical Methods in Prokaryotic Systematics". Modern Microbiological Methods.

Gruesbeck, c. and Collins, R.E. 1973. "Entrapment and Deposition of fine Particles through Porous Media". Soc. Pet. Eng. J. 22:847-850.

Jenneman, G.E. Moffit, P.D. and Young, G.R. 1996. "Application of a Microbial Selective Plugging Process at the North Burbank Unit: Prepilot Tests", SPE Production and facilities, 11(1): 11-17.

Naranjo, C.E. Vargas, M.C. and Vargas, D.Y. 1998. "The use of Microorganism for the Plugging of Berea Sands". Revista Codicid. 21-28.

Sánchez, G., Trebbau G., Marín, A., Molaro G., y Perdomo E. 1998. "Caracterización Microbiológica de tres yacimientos Venezolanos y su Posible Aplicación en Recuperación Mejorada". Visión Tecnológica 3.(2): 13-20.